



METODOLOGIA DE CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO VISANDO
SUBSIDIAR LEILÕES DE ENERGIA

Sérgio Felipe Falcão Lima

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Carmen Lúcia Tancredo Borges
Rafael de Sá Ferreira

Rio de Janeiro
Março de 2019

METODOLOGIA DE CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO VISANDO
SUBSIDIAR LEILÕES DE ENERGIA

Sérgio Felipe Falcão Lima

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof^ª. Carmen Lúcia Tancredo Borges, D.Sc.

Dr. Rafael de Sá Ferreira, D.Sc.

Prof. Amaro Olímpio Pereira Junior, D.Sc.

Dr. José Filho da Costa Castro, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2019

Lima, Sérgio Felipe Falcão

Metodologia de cálculo da margem de transmissão visando subsidiar leilões de energia / Sérgio Felipe Falcão Lima. – Rio de Janeiro: UFRJ/ COPPE, 2019.

XV, 219 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Rafael de Sá Ferreira

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 173-183.

1. Margens de Transmissão 2. Leilões de geração
3. Cenários de carga e geração 4. Métodos probabilísticos
5. Análise de Segurança. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo
et al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

“A felicidade só é real quando partilhada.”

H. David Thoreau

Aos meus pais, Sérgio e Regiane.

Ao meu amor, Mariana.

AGRADECIMENTOS

Ao meu amor, Mariana, que enfrentou ao meu lado todas as etapas desse mestrado, sendo compreensiva em todo tempo, apoiando sem medir esforços e incentivando quando necessário. É um privilégio caminhar contigo.

Aos meus pais, Sérgio e Regiane, e meus irmãos, Pedro e Marcos, que, mesmo à distância, sempre me apoiam, torcem e oram por mim. Amo vocês.

Ao pessoal da Libertas, minha família no Rio de Janeiro.

Aos melhores amigos, Duda e Lucas.

Aos orientadores Carmen e Rafael, por terem me apontado para o lugar certo, contribuído com várias ideias relevantes e auxiliado na tomada de decisões, sendo essenciais ao processo de aprendizado e conclusão deste trabalho.

Aos amigos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pelo processo de aprendizagem no início da carreira e constante presença na minha trajetória profissional, especialmente à Elíbia Colaço, pelas discussões de margens de transmissão desenvolvidas neste trabalho, e ao Bruno Sessa, pelas instruções na análise dinâmica.

Aos amigos de Mestrado, importantes na construção do conhecimento mútuo, que iniciaram e concluem esse ciclo árduo comigo: Jardel, Jaqueline, Tallis e Rogatto.

Aos amigos da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que direta ou indiretamente apoiaram a produção dessa dissertação, especialmente ao GRUPO R2 (João Henrique, Dourival e Fabiano) e ao Marcos Farinha, pelas discussões e contribuições técnicas relevantes. À Beatriz Levy, ex-colega de EPE e atualmente atuando no CEPREL, pelas instruções no uso do FLUPOT. À EPE pelo apoio para conseguir realizar o mestrado em tempo parcial.

A Deus, meu Senhor e Salvador, que é bom e gracioso sempre, independente da minha carnalidade. Como tudo provém Dele, sou grato por Sua misericórdia em ter me concedido fechar esse ciclo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIA DE CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO VISANDO SUBSIDIAR LEILÕES DE ENERGIA

Sérgio Felipe Falcão Lima

Março/2019

Orientadores: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Rafael de Sá Ferreira

Programa: Engenharia Elétrica

Algumas modalidades de leilões de energia utilizam o conceito de *margem de transmissão* visando coordenar a geração contratada com a rede existente na data de início de entrega da energia. Nesses leilões são impostos limites à contratação de energia na rede elétrica de acordo com a margem de escoamento disponível. Assim, atenua-se o descompasso entre algumas obras de transmissão recomendadas para acomodar geração adicional no sistema elétrico, em um arcabouço de incertezas na localização de gerações futuras, especialmente fontes alternativas. Esse trabalho discute as condicionantes que envolvem o cálculo de margens de transmissão, propõe e aplica uma metodologia baseada em abordagem probabilística, métricas de baixa expectativa de rejeição de geração, fluxo de potência CA e técnicas de otimização, sob a consideração de elevado número de cenários horários de operação. Na etapa inicial, as margens são obtidas com a aplicação da metodologia em um sistema teste e outro de grande porte e comparadas com abordagens clássicas baseadas em cenários reduzidos e em métricas conservadoras. Na etapa final, é realizado um protocolo de leilão cujas restrições de rede são impostas pelas margens calculadas na primeira etapa. Os resultados das simulações evidenciam a possibilidade de contratação de fontes de menor custo e competitivas em pontos do sistema elétrico com recursos energéticos de alta qualidade, decorrentes de possíveis aumentos das margens de escoamento, preservando ainda uma operação confiável e adequada da rede de transmissão.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

METHODOLOGY FOR CALCULATING THE REMAINING TRANSMISSION
MARGIN IN ORDER TO SUBSIDIZING ENERGY AUCTIONS

Sérgio Felipe Falcão Lima

March/2019

Advisors: Carmen Lúcia Tancredo Borges

Rafael de Sá Ferreira

Department: Electrical Engineering

Some types of energy auction utilise the concept of remaining transmission margin in order to coordinate the contracted generation with the existing grid on the date of the initial energy delivery. These auctions impose limits to the contracted energy according to the availability flow capacity of the electric grid. Thus, such auctions mitigate the gap between recommended transmission facilities to accommodate the additional generation into the electric system, in a framework of uncertainties regarding the location of future generations, especially when considering alternative sources. This work discusses the constraints involved in the transmission margin calculation, proposes and applies a methodology based on a probabilistic approach, low expectation generation curtailment metrics, AC power flow and optimization techniques, considering a large number of hourly operation scenarios. Firstly, the remaining margin results are obtained through the application of the proposed methodology in both a test and a large-scale system and compared with the classic reduced scenario and conservative metrics approach. Lastly, an auction protocol is performed, in which the margin results obtained in the first step are used as grid constraints. The results reveal the likelihood of buying cheaper and competitive sources in electrical system nodes with high quality energy resources, due to possible increases of remaining transmission margins, while a reliable and adequate operation of the transmission network is preserved.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1. MOTIVAÇÃO.....	7
1.2. OBJETIVOS	9
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	10
CAPÍTULO 2 – ASPECTOS RELEVANTES PARA O CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO EM TRANSAÇÕES COMERCIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA	12
2.1. CARACTERÍSTICAS DAS PRINCIPAIS FONTES ALTERNATIVAS.....	12
2.1.1. Geração eólica.....	12
2.1.2. Geração solar fotovoltaica	15
2.1.3. Contratação das principais fontes renováveis variáveis.....	17
2.1.4. Aspectos operacionais das principais fontes renováveis variáveis	21
2.1.5. Estratégias para integração e complementariedade das fontes alternativas	29
2.1.6. Requisitos técnicos básicos solicitados para fontes alternativas.....	31
2.2. LEILÕES DE ENERGIA E ACESSO À REDE ELÉTRICA	33
2.2.1. Tipos de contrato negociados nos leilões no Brasil	40
2.2.2. Panorama para conexão de geração ao sistema elétrico e sistemática de leilões de energia com margem de transmissão	42
2.2.3. Breve experiência internacional sobre acesso à rede de transmissão	45
2.3. AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA NO CONTEXTO DE FORTE PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS	47
2.3.1. Segurança estática	48
2.3.2. Segurança dinâmica	49
2.4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	49
CAPÍTULO 3 – METODOLOGIAS PRATICADAS NO CÁLCULO DE MARGEM DE TRANSMISSÃO	52
3.1. EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS NO CÁLCULO COMERCIAL DE MARGENS DE TRANSMISSÃO E REJEIÇÃO DE GERAÇÃO.....	52
3.1.1. Cálculo de capacidade de redes de transmissão.....	52
3.1.2. Rejeição de geração	65
3.2. METODOLOGIAS PRATICADAS NO BRASIL	78
3.2.1. Cenários de carga e geração.....	80
3.2.2. Topologia	81
3.2.3. Níveis de análise	81
3.3. APRIMORAMENTO DE FERRAMENTAS NO BRASIL PARA CÁLCULOS DE MARGENS DE TRANSMISSÃO.....	86
CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PROPOSTA PARA CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO	89
4.1. AVALIAÇÃO DE SISTEMAS DE GRANDE PORTE	90
4.2. VISÃO GERAL DA METODOLOGIA PROPOSTA, FERRAMENTA E PREMISSAS UTILIZADAS PARA CÁLCULOS DE MARGEM DE TRANSMISSÃO.....	91

4.2.1.	Despacho econômico dos cenários	93
4.2.2.	Ideias para escolha das zonas de interesse	94
4.2.3.	Lista de contingências	97
4.2.4.	Saídas forçadas independentes	98
4.2.5.	Avaliação estática para definição da margem de transmissão	99
4.2.6.	Avaliação dinâmica em pontos de operação selecionados com restrição de escoamento de injeção adicional em uma rede elétrica.....	114
4.3.	PROTOCOLO DE LEILÕES DE ENERGIA UTILIZANDO CÁLCULOS REALIZADOS EX-ANTE	114
4.3.1.	Polítopos convexos	115
4.3.2.	Restrições disjuntivas.....	118
4.3.3.	Formulação do protocolo de leilão de energia com restrições de margens de escoamento calculadas.....	120
CAPÍTULO 5 – SIMULAÇÕES E RESULTADOS PARA UM SISTEMA DE TESTE		124
5.1.	AVALIAÇÃO ESTÁTICA DE CÁLCULO DE MARGEM DE UM PARQUE HIDROTÉRMICO ASSOCIADO À INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS VARIÁVEIS	124
5.1.1.	Premissas para elaboração dos cenários de referência.....	125
5.1.2.	Zonas de interesse, simulações e resultados	128
5.2.	SIMULAÇÃO DE PROTOCOLO DE LEILÃO EM UM SISTEMA TESTE	138
5.3.	ANÁLISE ECONÔMICA EXPEDITA EM UM SISTEMA TESTE	141
CAPÍTULO 6 – SIMULAÇÕES E RESULTADOS PARA UM SISTEMA REAL DE GRANDE PORTE		144
6.1.	AVALIAÇÃO ESTÁTICA DE CÁLCULO DE MARGEM REMANESCENTE DE CASO EM UMA REGIÃO COM FORTE PENETRAÇÃO DE RENOVÁVEIS	144
6.1.1.	Premissas para elaboração dos cenários de referência.....	144
6.1.2.	Zonas de interesse, simulações e resultados	149
6.2.	AVALIAÇÃO DINÂMICA EM PONTOS DE OPERAÇÃO SELECIONADOS COM RESTRIÇÃO DE ESCOAMENTO DE INJEÇÃO ADICIONAL PARA UM SISTEMA REAL	156
6.3.	SIMULAÇÃO DE PROTOCOLO DE LEILÃO EM UM SISTEMA REAL DE GRANDE PORTE	160
6.4.	ANÁLISE ECONÔMICA EXPEDITA EM UM SISTEMA REAL DE GRANDE PORTE ..	162
CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES		165
7.1.	CONSTATAÇÕES E BENEFÍCIOS CAPTURADOS PELAS SIMULAÇÕES	166
7.2.	DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	169
BIBLIOGRAFIA		173
APÊNDICE A CÁLCULO DE MARGEM – ESTADO DA ARTE		184
APÊNDICE B PRINCIPAIS DIFERENÇAS ENTRE ATC E FB		205
APÊNDICE C POSSÍVEIS ABORDAGENS PARA AVALIAÇÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE		206
APÊNDICE D DADOS DE CARGA E GERAÇÃO DO SISTEMA DE TESTE		211
APÊNDICE E INEQUAÇÕES DOS POLÍTOPOS PARA LEILÃO		212
APÊNDICE F GERADORES CANDIDATOS E RESULTADOS DE LEILÕES SIMULADOS		217

LISTA DE FIGURAS

Figura 2 - Sistema exemplo com injeção simultânea entre diferentes geradores e transações energéticas entre diferentes zonas. Fonte: [2].....	3
Figura 3 - Diagrama do sistema de transmissão existente e planejado. Fonte: [3].....	5
Figura 4 - Localização dos empreendimentos eólicos (à esquerda) e solares fotovoltaicos (à direita) contratados nos leilões de energia. Fonte: [3] - Alterada.....	7
Figura 8 - Quantidade de países com as principais políticas de inserção de renováveis. Fonte: [10].	18
Figura 9 - Produção média horária dos parques eólicos da região de Mossoró à esquerda e produção média horária da geração solar fotovoltaica da região Nordeste à direita (dados de medição ano 2017). Valores da barra colorida em p.u. da capacidade instalada dos parques.	21
Figura 10 - “Mapa de calor” da produção média horária da bacia hidrográfica do São Francisco (dados de medição para o ano 2017 à esquerda e 2018 à direita). Valores da barra colorida em p.u. da capacidade instalada da bacia.	22
Figura 11 - “Mapa de calor” da carga do Estado do Ceará à esquerda e da carga do Estado do Rio Grande do Norte à direita (dados de medição ano 2017). Valores da barra colorida em p.u. da demanda máxima.	23
Figura 12 - Probabilidade de variação horária da geração eólica no nordeste do Brasil. Fonte: [8].	24
Figura 13 - Máxima variação da geração eólica em horas consecutivas. Fonte: [8].....	24
Figura 14 - Curva de geração eólica no SIN no dia em que houve maior redução de geração em horas consecutivas em setembro de 2018. Fonte: [19].....	25
Figura 15 - Inserção de geração eólica no Subsistema Nordeste. Índices que quantificam o tempo em que a geração eólica foi maior que determinados percentuais da carga do Subsistema (em MW) no mês. Fonte: [19].	26
Figura 16 - Curva de geração solar no SIN no dia em que houve maior redução de geração em horas consecutivas em setembro de 2018. Fonte: [22].....	28
Figura 17 - Complementariedade dos recursos eólico e solar. Fonte: [24]	31
Figura 18 - Requisitos de fator de potência (à esquerda) e tensão por potência reativa (à direita). Fonte: [25].	33
Figura 21 - Diagrama de áreas de interesse em comum com o cálculo de margem de escoamento.	51

Figura 23 - Processo de cálculo da margem de confiabilidade. Fonte: [42]	61
Figura 24 - Capacidades definidas nos métodos baseados em ATC e em fluxo. Fonte: [38].	63
Figura 25 - Comparação do ganho de capacidade entre os métodos baseados em ATC e em fluxo. Fonte: [43].....	64
Figura 26 - Níveis de corte de geração eólica no mercado americano entre 2007 e 2013 por região de atuação de alguns operadores. Fonte: [44].	71
Figura 28 - Níveis de análise definidos para o cálculo de margem de transmissão praticado no Brasil.....	82
Figura 29 - Visão geral da metodologia de cálculo.....	92
Figura 30 - Modelo de Markov a dois estados.	98
Figura 31 - Fluxograma das etapas de cálculo.	101
Figura 32 - Máxima injeção por cenário de carga, geração e topologia versus a probabilidade de ocorrência associada.	103
Figura 33 - Poliedros como interseção de hiperplanos. Fonte: [57].....	117
Figura 34 - Definição de subáreas.	129
Figura 35 - Resultados margem barra 21.....	134
Figura 36 - Resultados margem subárea formada pelas barras 21, 22 e 16.	135
Figura 37 - Composição das margens de barra 13, 23 e a subárea formada.	137
Figura 38 - Polítopos definidos para o sistema de teste.	138
Figura 39 - Resultados do leilão do sistema de teste na região viável.	140
Figura 40 - Soluções do leilão e limites de margem de escoamento.....	140
Figura 41 - Região selecionada para o cálculo de margem em sistema de grande porte.	149
Figura 42 - Região viável para sistema de grande porte segundo metodologia clássica (subestações Mossoró II, Mossoró IV e Quixeré).	153
Figura 43 - Região viável para sistema de grande porte segundo metodologia proposta (subestações Mossoró II, Mossoró IV e Quixeré).	155
Figura 44 - Detalhe dos resultados margem Subestação Mossoró II e pontos de operação selecionados.....	156
Figura 45 - Tensão na SE Curral Novo 500 kV após a contingência da LT 500 kV S. João do Piauí – C. Novo do Piauí.....	157
Figura 46 - Tensão na SE C. Grande III 500 kV após a contingência da LT 500 kV C. Grande III – Garanhuns	158

Figura 47 - Relatório de exec. do programa de avaliação de seg. estática caso 3	158
Figura 48 - Perfis de tensão em barras selecionadas para o caso 3	159
Figura 49 – Determinação da numeração dos pontos da região viável para sistema de grande porte.	160
Figura 50 - Resultados do leilão do sistema de grande porte na região viável.....	161
Figura 51 - Carga do sistema de teste (720 horas)	211
Figura 52 - Parque hidrotérmico do sistema de teste.....	211
Figura 53 - Parques eólicos do sistema de teste	211

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Níveis de qualificação de projetos de geração para conexão ao sistema elétrico. Fonte: [27]	36
Tabela 2 - Principais características dos métodos baseados em ATC e em fluxo. Fonte: [38].	63
Tabela 3 - Agrupamentos dos barramentos do sistema de teste baseados em sensibilidade e em distância elétrica.....	128
Tabela 4 – Resultados comparativos da avaliação de margem entre a metodologia proposta e a abordagem vigente	133
Tabela 5 - Fatores de participação de geração utilizados na metodologia proposta (3ª etapa)	135
Tabela 6 – Comparação entre o método vigente e o método proposto quanto à demanda frustrada para um sistema teste.....	141
Tabela 7 - Análise econômica expedita comparativa entre o método vigente e o método proposto para um sistema teste	143
Tabela 8 - Resultados de margens de escoamento calculados para LEN A-4/2018. Fonte: [63]	152
Tabela 9 - Resultados de margens de escoamento remanescentes para a metodologia proposta e fatores de participação utilizados	154
Tabela 10 - Pontos de operação selecionados e máxima injeção calculada	156
Tabela 11 - Definição da região dos politopos.	160
Tabela 12 – Comparação entre o método vigente e o método proposto quanto à demanda frustrada em um sistema real de grande porte	162
Tabela 13 – Análise econômica expedita comparativa entre o método vigente e o método proposto para um sistema real de grande porte	164
Tabela 14 - Geradores candidatos sistema teste	217
Tabela 15 - Resultados do leilão para o sistema teste	218

LISTA DE SÍMBOLOS E SIGLAS

ABC	<i>Artificial Bee Colony</i>
ACER	Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ATC	<i>Available Transfer Capacity</i>
BDSCAN	<i>Density Based Spatial Clustering of Application with Noise</i>
BRP	<i>Balance Responsible Parties</i>
CA	Corrente Alterada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCR	Cálculo de Capacidade Remanescente
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CM	<i>Congestion Management</i>
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVU	Custo Variável Unitário
CWE	Europa Ocidental Central
DIT	Demais Instalações da Transmissão
DLR	<i>Dynamic Line Ratings</i>
DRP	<i>Demand Response Programs</i>
DSM	<i>Demand-Side Management</i>
ENTSO-E	Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
FACT	<i>Flexible AC Transmission Systems</i>
FAV	Valor Final de Ajuste
FB	<i>Flow Based</i>

FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
FLUPOT	Programa de Fluxo de Potência Ótimo
FOR	<i>Forced Outage Rate</i>
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FRM	Margens de Confiabilidade de Fluxo
FSO	<i>Fish Swarm Optimization</i>
GA	Algoritmo Genético
GSK	<i>Generation Shift Keys</i>
GUPFC	<i>Generalized Unified Power Flow Controller</i>
HC	<i>Hosting Capacity</i>
ICG	Geração para Conexão Compartilhada
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LE	Leilões Estruturantes
LEE	Leilões de Energia Existente
LEN	Leilões de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilões de Fontes Alternativas
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
NERC	<i>North American Electric Reliability Council</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
SIN	Sistema Interligado Nacional

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

A operação do sistema elétrico deve ser realizada de forma que a energia produzida possa ser consumida instantaneamente pela carga. Caso contrário, eventuais desbalanços expressivos entre carga e geração geram desvios de frequência que podem ocasionar colapsos e blecautes no sistema. Portanto, a gestão do balanço energético é essencialmente relevante para o desenho de mercado e operação em tempo real de sistemas de energia elétrica, desde o planejamento da expansão de redes elétricas e da matriz energética até a efetiva entrada em operação. Essa expansão deve estar associada a estudos de planejamento que possam dar diretrizes que a subsidiem.

Tradicionalmente, as fontes convencionais como gás natural, carvão, petróleo e nuclear dominaram o cenário energético mundial. Entretanto, além do crescimento por demanda energética, uma ampla faixa de países tem experimentado uma alteração considerável em suas matrizes de energia, por diversas razões tais como: (i) substituição de fontes primárias de energia baseadas em combustíveis fósseis, motivada por externalidades ambientais importantes, que nas últimas décadas começaram a ser colocadas na pauta de políticas energéticas e acordadas em tratados internacionais, como o Protocolo de Kyoto e o Acordo de Paris; (ii) pela oportunidade econômica da combinação de produção de energia elétrica de diferentes fontes primárias, as quais fazem um uso mais eficiente do sistema de transmissão existente, aproveitando os recursos naturais disponíveis, e menos dependentes de combustíveis fósseis, cujos preços podem sofrer variações repentinas na dinâmica de mercado internacional e (iii) maior facilidade de acesso a fontes renováveis por parte do consumidor final, resultando em uma percepção de maior empoderamento e participação na cadeia de geração.

Dentre as fontes primárias renováveis, a geração hidrelétrica possui destaque. Contudo, os impactos socioambientais ocasionados por usinas hidrelétricas de grande porte geram grande resistência da sociedade à sua implementação. Com isso, fontes não convencionais de energia, como a eólica, solar, biomassa, entre outras, têm proporcionado uma maior diversificação da matriz energética dos países e investimentos nessas fontes têm sido realizados, sobretudo nas duas primeiramente mencionadas [1].

A variabilidade de geração intrínseca a fontes alternativas, com destaque para a energia eólica e solar, e a dificuldade de previsibilidade pertinente, especialmente em relação à fonte eólica, acarreta desafios à operação e ao planejamento da expansão do

sistema. Além disso, a perspectiva de uma penetração cada vez maior de fontes renováveis, aliada a uma expectativa futura da combinação de tecnologias de armazenamento e de resposta da demanda, incluindo o aumento da presença de veículos elétricos gerando ou consumindo energia na rede elétrica, as quais devem contar com os benefícios de redes inteligentes, são insumos importantes e caracterizam a necessidade de aquisição de ferramentas computacionais e de tomadas de decisão para operar e expandir o sistema eletro energético de forma coordenada e apropriada.

Para que o suprimento de energia consiga ser realizado pelo parque gerador de forma confiável, é necessário que seja feito um planejamento para dimensionar a rede de transmissão de forma adequada, tendo em vista as características básicas dos recursos de geração. Por outro lado, quando se leva em consideração uma rede existente, nem sempre é possível contar com um cronograma efetivo de ampliações na rede de transmissão.

Diversas experiências no Brasil e no mundo tem indicado lacunas no desenvolvimento de obras de transmissão para acompanhar o progresso de entrada de geração adicional no sistema elétrico, especialmente na integração de grandes montantes de geração baseada em tecnologias de fontes alternativas de energia. Isso ocorre em virtude de algumas causas relatadas, dentre as quais: atrasos em cronogramas previstos para entrada em operação de instalações de transmissão e, em alguns casos, uma expansão subdimensionada de redes elétricas para escoamento de elevado potencial energético em direção a regiões com demanda expressiva para absorver geração.

Além disso, devido à característica de confidencialidade na proposição de lances inerente a certames licitatórios, antes da realização de leilões de energia, não é possível conhecer quais os empreendedores de geração se sagrarão vencedores, a despeito do conhecimento prévio da localização dos proponentes no cadastro para habilitação técnica nos leilões de energia. Essa particularidade adiciona desafios à acomodação de geração adicional no sistema elétrico.

Adicionalmente, algumas abordagens de cálculo de margens existentes trabalham com cenários reduzidos de carga e geração. Além disso, mesmo algumas avaliações mais granularizadas podem ser excessivamente conservadoras na definição de margens sem uma clara definição de riscos e permanência dos cenários.

Uma vez que há uma penetração cada vez maior de fontes alternativas na matriz energética mundial, em detrimento de fontes convencionais firmes, e que esses recursos são intrinsecamente variáveis e com possibilidade de previsão limitada novos desafios

são impostos ao planejamento e à operação dos sistemas elétricos. Nesse panorama, as análises de rede devem incluir, mas não se limitar, as seguintes avaliações de cenários: (i) severidade; (ii) permanência; e (iii) risco. Assim, é importante investigar um número expandido de cenários de carga e geração utilizando abordagens probabilísticas.

Diante dos fatos expostos, foi originada a motivação para o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo da margem de escoamento de geração da rede elétrica que possa subsidiar leilões de energia, fornecendo possivelmente um conjunto maior de resultados para tomadas de decisão, mitigando incertezas e agregando mais clareza ao processo.

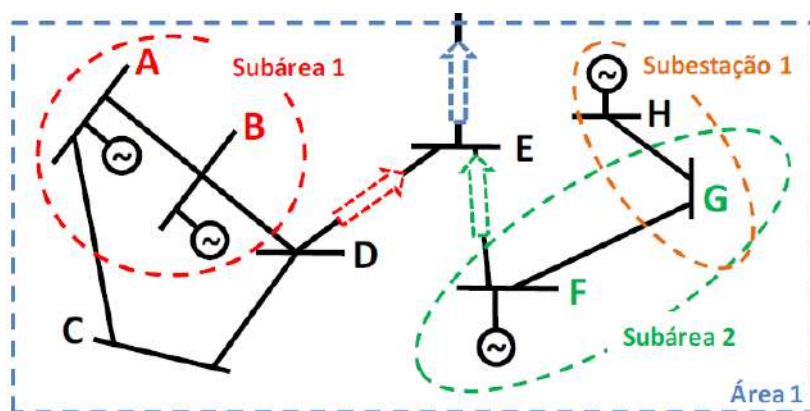


Figura 1 - Sistema exemplo com injeção simultânea entre diferentes geradores e transações energéticas entre diferentes zonas. Fonte: [2].

Ao tomar como exemplo o pequeno sistema da Figura 1, pode-se notar que as subestações A, B, F e H contêm gerações existentes, representadas por geradores conectados nesses pontos. Por outro lado, é possível supor que essas e as demais subestações poderiam ser acessadas por empreendedores de geração com novos projetos, visando negociar energia em leilões, caso consigam propor lances competitivos. No exemplo da Figura 1, não se sabe a priori se a rede é capaz de atender a simultaneidade de injeção de todos os geradores adicionais. Para isso, é realizado o cálculo da margem de escoamento remanescente¹ da rede elétrica e a primeira consequência é o fornecimento de subsídios e informações de restrições da rede de transmissão a leilões de energia.

Esse trabalho procura discorrer sobre as metodologias de cálculo de margem de transmissão disponível para injeções de energia e aborda as condicionantes que

¹ Neste trabalho, os termos capacidade de escoamento remanescente, capacidade remanescente, capacidade disponível e margem de transmissão são equivalentes.

envolvem esse tipo de cálculo, avaliando níveis máximos admissíveis e, finalmente, definindo valores de margem de escoamento remanescente da rede elétrica.

Embora possam ocorrer transações energéticas apenas de forma bilateral entre geradores e consumidores, vários desenhos de mercado permitem a possibilidade de transações de eletricidade multilaterais e, por extensão, multiáreas quando se tem várias subáreas ou áreas formadas por zonas, como na Figura 1. Essa configuração tem como consequência a existência de fluxos elétricos que podem congestionar as redes de transmissão e, desta forma, a margem de transmissão deve ser calculada.

Diante do exposto, a forma de calcular a margem de transmissão pode derivar em muitas abordagens, mas, de forma sucinta, se trata de medir a capacidade de hospedagem de uma determinada rede diante de um conjunto de barramentos considerados a injetar geração adicional cuja energia deve ser drenada por um conjunto de barramentos escolhidos para modelar esse dreno, incluindo, como é o caso deste trabalho, um conjunto contendo apenas a própria barra *swing* ou *slack*.

É importante destacar que a grande integração de fontes renováveis variáveis em anos recentes no Sistema Interligado Nacional (SIN) tem ocorrido em níveis de tensões mais elevados, nas redes de transmissão. Embora existam parques conectados nas redes de subtransmissão e distribuição, estes representam uma menor quantidade do total.

O Brasil é interligado eletricamente através de subsistemas. A conexão entre as regiões ocorre por meio de grandes troncos de transmissão, os quais continuamente são avaliados visando a garantia do suprimento energético brasileiro, incluindo, caso necessário, expansões recomendadas pelo planejamento do sistema elétrico brasileiro conduzido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e subsidiado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

No caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), a malha de transmissão compreendida pelas instalações com níveis de tensões entre 230 kV e 800 kV possui atribuições essenciais à sua plena operação, dentre as quais: (i) transmitir a energia gerada pelos pontos de suprimento para os centros de carga; (ii) interligar as bacias hidrográficas de regiões com características hidrológicas de produção heterogêneas; (iii) aproveitar a complementariedade da produção de fontes renováveis variáveis entre regiões distintas e a sazonalidade com a produção hidrelétrica, possibilitando um uso mais eficiente desses recursos; (iv) garantir estabilidade e confiabilidade da rede; (v) permitir a integração energética com os países vizinhos; (vi) no caso de integração de

grandes usinas termelétricas, ser uma alternativa economicamente viável à construção de malhas de gasodutos. A Figura 3 apresenta o sistema planejado até o ano 2027.

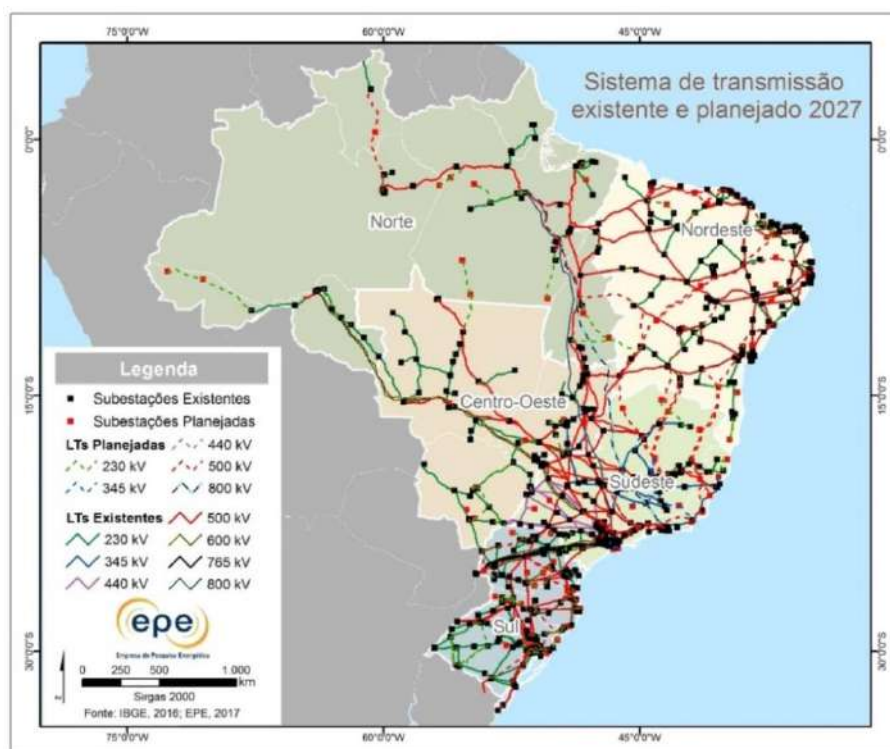


Figura 2 - Diagrama do sistema de transmissão existente e planejado. Fonte: [3].

Com o foco na expansão das fontes renováveis variáveis, sobretudo devido ao sucesso da fonte eólica em vários leilões realizados e, mais recentemente, a contratação de fontes solares fotovoltaicas decorrentes de leilões de energia, estudos têm sido continuamente realizados para ampliações de redes de transmissão que permitam o atendimento a regiões específicas com recursos energéticos de alta qualidade, e outros de natureza mais integrada entre as sub-regiões, pela EPE. Esses estudos recomendaram obras em diversos níveis de tensão para permitir a integração dos potenciais de geração vislumbrados para as diferentes regiões avaliadas e aumentar a confiabilidade do sistema de transmissão.

Segundo o Plano Decenal de Expansão (PDE) 2027 [3], foram realizados pela EPE dez estudos prospectivos com influência sobre a conexão de renováveis sendo: (i) um estudo voltado para permitir o escoamento do potencial eólico da região sul do país; (ii) sete estudos visando dotar o sistema de capacidade de escoamento para os diversos potenciais de geração das regiões Nordeste e Norte; e (iii) dois estudos prospectivos voltados para o escoamento do potencial de geração, incluindo geração solar

fotovoltaica e/ou biomassa, das regiões norte e noroeste de Minas Gerais, assim como da região noroeste do estado de São Paulo.

Em virtude dos montantes já licitados de fontes alternativas, e para fornecer margem adicional à rede elétrica para conexão de futuros parques, além da necessidade de expandir o sistema de transmissão das regiões Sul, Sudeste e Nordeste em prazos cada vez mais curtos, tem sido realizado pela EPE um planejamento proativo da expansão da transmissão por meio da elaboração de estudos específicos, de caráter prospectivo, que possuem o intuito de antecipar o sistema de transmissão para a integração do potencial de fontes alternativas renováveis [3].

Por conta apenas do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no caso da geração eólica, foram contratados 655 empreendimentos eólicos desde a realização do segundo Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2009, o que totaliza uma capacidade instalada já contratada de 16.741 MW. Em relação à energia solar, foram contratados parques que possuem uma capacidade instalada total de 4.033 MW e cuja concentração geográfica é evidente nas regiões Nordeste e Sudeste. A Figura 3 apresenta os montantes contratados por estado no ACR até o ano de 2018.

Por outro lado, é importante salientar que de acordo com os registros dos cadastramentos dos leilões de energia, os estados do Nordeste representam, em média, 75% do total de usinas com projetos cadastrados [3]. Adicionalmente ao montante de geração já licitado para a região, é compreensível a quantidade de estudos de planejamento realizados e as obras que já entraram em operação para permitir o pleno escoamento e exportação de energia dessa região para o restante do país. Com o crescimento da capacidade instalada prevista nos próximos anos, o nível de penetração de fontes renováveis variáveis devem impor novos desafios à operação, de forma que o planejamento de um sistema robusto é fundamental.

Diante do exposto, em relação ao potencial de geração renovável na região Nordeste, a referência [3] mantém a previsão de uma expressiva participação das fontes eólica e solar nessa região, incluindo uma superação do montante previsto em estudos de transmissão realizados em 2014. Esse novo cenário, bem como a própria ampliação do horizonte, determina que se realizem novos estudos prospectivos com foco nas interligações. Além das expansões de transmissão previstas para implantação até 2023, o PDE sinaliza a necessidade de avaliar novas expansões que abranjam a integração de fontes alternativas, com enfoque em atributos de flexibilidade, controlabilidade e segurança para o sistema.

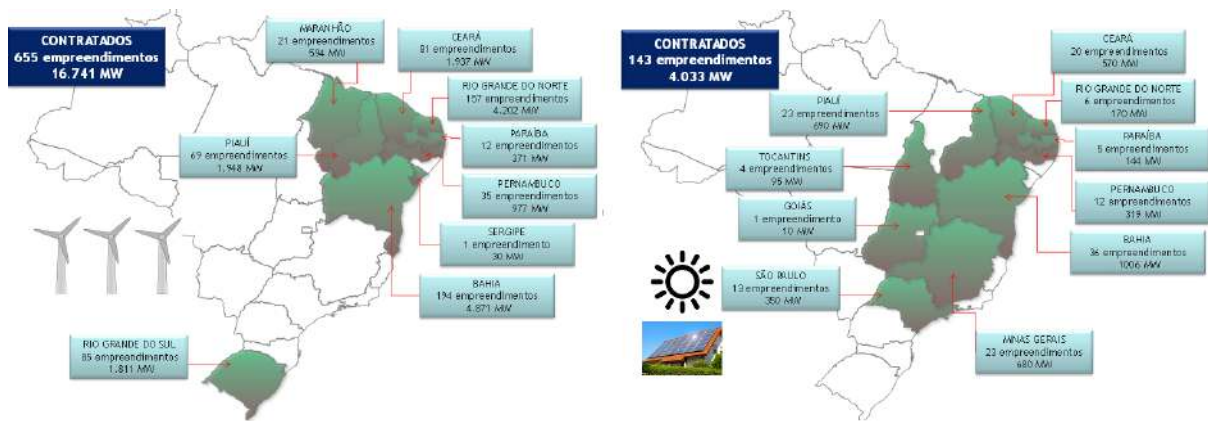


Figura 3 - Localização dos empreendimentos eólicos (à esquerda) e solares fotovoltaicos (à direita) contratados nos leilões de energia. Fonte: [3] - Alterada.

1.1. Motivação

Sob um cenário de crescente participação de fontes renováveis com elevada variabilidade de produção no curto prazo, a avaliação da adequação da rede de transmissão é de suma importância e representa uma das atividades desafiadoras do planejamento elétrico e energético, uma vez que nas regiões onde há disponibilidade de recursos energéticos primários alternativos, nem sempre existe disponibilidade de rede de transmissão com capacidade suficiente para o escoamento da energia gerada nas proximidades.

Em virtude da supracitada avaliação de adequação da rede elétrica, dois tipos de estudos podem ser encaminhados, a depender do objetivo desejado na análise: (i) se o objetivo da avaliação é recomendar possíveis obras de transmissão necessárias para o escoamento de determinado potencial energético previsto para uma região, o estudo é uma avaliação de expansão da rede; (ii) caso o objetivo da avaliação seja alcançar o uso ótimo da rede de transmissão existente e/ou já planejada, com o intuito de quantificar a margem remanescente de geração que pode ser injetada em uma topologia de rede considerada, sem a recomendação de obras de transmissão adicionais, pode-se inferir que o estudo é um diagnóstico de redes e deve calcular a capacidade de acomodação de geração em um sistema elétrico considerado. Este trabalho se concentra neste último tipo de avaliação.

Assim, é evidente a necessidade de coordenação da expansão da geração e transmissão. Os meios para equacionar possíveis descompassos entre a rede elétrica e a inserção de geração, sobretudo para inserção de fontes alternativas, evidentemente, dependem do modelo regulatório e comercial praticado no setor elétrico de cada país.

No Brasil, a expansão da geração está associada a um arcabouço competitivo e fundamentada em contratos de longo prazo, negociados em leilões de energia, baseados nas demandas declaradas pelas distribuidoras de energia elétrica, diferentemente de outros desenhos de mercado no mundo. Por exemplo, em grande parte da Europa e Estados Unidos são praticados modelos atacadistas de venda de energia, nos quais cabem aos geradores obter um comprador para sua energia e organizar um cronograma de serviço de transmissão, sujeito à disponibilidade e preço da transmissão, muitas vezes em contrato de curto prazo [4].

A expansão da transmissão no Brasil está associada a um pacote de obras recomendado continuamente através de planejamento centralizado e realizado por órgãos públicos e cuja efetivação das obras é executada por concessionárias que se sagram vencedoras de leilões. Essas obras incluem aquelas relacionadas à expansão da malha de transmissão necessária à adequação do parque gerador previsto.

O recente aumento dos prazos para implantação da transmissão no Brasil, segundo é relatado em [5], devido a questões de natureza ambiental, fundiária e outras diversas, incluiu no modelo praticado para entrada de geração no país o conceito de *margem de transmissão* em alguns leilões de energia, como instrumento de coordenação da expansão da geração e de transmissão, por exemplo, em leilões cuja entrada em operação da geração vencedora ocorre em três ou quatro anos após o certame. Esse conceito foi inicialmente estabelecido pela portaria MME nº 132/2013, a qual definiu uma fase classificatória que tem a prerrogativa de ordenar e impedir a passagem de determinados projetos para fases posteriores, caso esses projetos excedam os limites de margem de escoamento remanescente da transmissão na primeira fase do leilão, a qual considera os limites de escoamento da rede face às fontes ordenadas por preços.

Assim, impõem-se limites à contratação de energia em cada barra, subárea ou área (zonas de injeção simultânea) elétrica do sistema de acordo com a margem remanescente de escoamento da rede de transmissão, considerando ativos de transmissão existentes ou já licitados e que se entende que podem entrar em operação até a data de início da entrega de energia contratada.

Por outro lado, conforme foi relatado em [6], é uma prática comum definir o valor de capacidade de transferência de um conjunto de elementos de transmissão calculado a partir do caso mais severo, o qual possui uma probabilidade de ocorrência, porém esta não é facilmente mensurável. Isso pode resultar em um uso abaixo do ideal da malha de transmissão para escoar energia elétrica. De forma similar, é afirmado em [7] que os

métodos atualmente utilizados para definição da capacidade de transferência são baseados apenas no caso mais severo, a partir da menor margem encontrada, podendo ser excessivamente conservadores e levar a um uso dispendioso e ineficiente da malha de transmissão, em virtude da não consideração da natureza probabilística de eventos que ocorrem no sistema de potência.

Portanto, para além dos valores calculados em cenários considerados severos, muitas vezes em uma análise extremamente conservadora na qual não se leva em conta o risco pertinente, existe uma considerável incerteza associada à localização das fontes de geração vencedoras dos leilões. Desta forma, os montantes que foram calculados em um momento anterior ao leilão poderiam ser mais explorados, a depender da combinação de geração final do certame.

Diante do exposto, este trabalho lida com dois campos de conhecimento principais: cálculo de margens de transmissão e leilões de energia considerando os limites da rede de uma malha de transmissão existente para escoamento da energia negociada nos certames licitatórios. A relação entre esses campos de conhecimento, construída nessa dissertação, pretende explorar os potenciais das fontes renováveis de forma mais econômica através do uso ótimo da rede de transmissão ao passo que contribui para um maior conhecimento sobre os riscos de rejeição de geração².

1.2. Objetivos

Esse trabalho tem por objetivo discutir as condicionantes que envolvem o cálculo de margens de escoamento de energia pela rede elétrica e propor uma metodologia que possa de forma robusta, transparente e acurada, definir valores seguros para a capacidade de hospedagem de geração em uma rede de transmissão visando maximizar os benefícios sistêmicos decorrentes de possíveis aumentos da margem de escoamento para futuros leilões de energia.

O trabalho é realizado em diferentes etapas constituídas de forma encadeada. Ou seja, os resultados de uma etapa servem como insumos de entrada para a fase seguinte. Nesse contexto, o acesso a ferramentas robustas e capazes de realizar análises eletroenergéticas é fundamental. A metodologia proposta é implementada através de

² Neste trabalho, o termo corte, rejeição e *curtailment* de geração possuem o mesmo significado e representam o montante de energia gerada e não aproveitada por limitação do sistema elétrico para escoamento dessa energia.

uma plataforma que integre as ferramentas de avaliação utilizadas, possibilitando a automação do processo.

Diante do exposto, este trabalho se propõe principalmente a:

- Apresentar os principais conceitos sobre margem de transmissão remanescente na rede elétrica;
- Pontuar os desafios associados ao cálculo da margem de transmissão remanescente para acomodar uma geração adicional no sistema elétrico;
- Implementar a metodologia proposta em uma plataforma computacional que integre as diferentes ferramentas de análise de sistemas de potência de forma a automatizar o cálculo proposto;
- Aplicar a metodologia proposta a um sistema teste, com dados realísticos, e em um sistema elétrico de grande porte para avaliar o seu potencial e sua aplicabilidade;
- Definir um valor esperado de risco de rejeição de geração e quantificar as margens de escoamento remanescentes na rede elétrica através da aplicação da metodologia nos sistemas avaliados;
- Desenvolver um protocolo de leilão que vise contratar fontes de energia mais econômicas, ao mesmo tempo em que a demanda frustrada é minimizada. Para isso, as margens calculadas tornam-se insumos que limitam a região viável de contratação. São monitoradas as possíveis combinações das gerações vencedoras dos certames para extrair o máximo proveito do recurso energético, mantendo a segurança sistêmica;
- Realizar uma análise econômica expedita que possa fornecer uma ordem de grandeza de possíveis ganhos econômicos associados à metodologia proposta.

1.3. Estrutura da Dissertação

Os conceitos básicos relacionados com o cálculo de margem remanescente da rede de transmissão e leilões de energia são apresentados no Capítulo 2. Também são apresentadas as características técnicas das principais fontes renováveis mais relevantes ao tema em destaque. Além disso, é brevemente discutido os diferentes aspectos da segurança de sistemas de potência. Por fim, o Capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica sobre os temas na literatura que permeiam o cálculo de margens de transmissão.

No capítulo 3 é realizada uma breve exposição da experiência internacional no cálculo de capacidade de transmissão. Também é realizada uma discussão em torno da experiência internacional no corte de geração de fontes renováveis. Em seguida, é

apresentado como é atualmente realizado o cálculo da margem de escoamento remanescente no Brasil. Finalmente, são discutidos os desafios em torno desse tipo de cálculo.

No capítulo 4 é realizada uma exposição da metodologia proposta no trabalho, a qual tem por objetivos principais: calcular as margens de transmissão e subsidiar os leilões de energia com um protocolo de leilões com abordagem inovadora. Além disso, este capítulo apresenta a plataforma computacional adotada, necessária para automação do processo de cálculo.

- No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos com o método proposto para um sistema teste com dados realísticos. É feita uma comparação com abordagens clássicas. Além disso, é realizada a simulação de um leilão com diferentes combinações de gerações vencedoras nos leilões. Por fim, é realizada uma análise econômica expedita dos preços observados no protocolo de leilão realizado.

No capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos com o método proposto para um sistema elétrico de grande porte completo – Caso Brasil. De forma similar, é feita uma comparação com abordagens clássicas e executado um protocolo de leilão com diferentes combinações de gerações vencedoras. Adicionalmente, são realizadas algumas análises de sensibilidade de máxima injeção por meio de simulações dinâmicas em pontos de operação selecionados. De forma análoga ao capítulo 5, é realizada uma análise econômica expedita dos preços observados no protocolo de leilão realizado.

Finalmente, no capítulo 7 são pontuados: os principais desafios encontrados para a realização do trabalho, as constatações e benefícios capturados pelas simulações e sugeridas propostas de desenvolvimentos futuros, além de serem pontuadas questões importantes de desempenho computacional.

CAPÍTULO 2 – ASPECTOS RELEVANTES PARA O CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO EM TRANSAÇÕES COMERCIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. Características das principais fontes alternativas

Nesta seção são descritos os atributos técnicos das fontes alternativas que mais tem se destacado na matriz energética mundial: os recursos eólico e solar. Particularmente, a característica de variabilidade dessas fontes, cada uma evidenciada em período de tempo específico, é uma das mais importantes para a concepção deste trabalho e as consequências associadas a essa característica são exploradas e evidenciadas na operação do sistema elétrico.

2.1.1. Geração eólica

Denomina-se energia eólica a energia cinética presente nas massas de ar em movimento (vento). As movimentações das camadas de ar provocadas pela diferença de temperatura existente na superfície da terra, as quais fazem o ar quente, menos denso, subir e o ar frio descer, fazem girar as pás dos aerogeradores e, desta maneira, transformam energia cinética de rotação em elétrica.

A energia eólica é utilizada há milhares de anos com diversas finalidades, como bombeamento de água, moagem de grãos e outras aplicações que envolvem energia mecânica. Em termos de geração elétrica, as primeiras tentativas datam do final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo na década de 70, é que houve interesse político e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e emprego de equipamentos em escala comercial [8].

O apelo das comunidades internacionais na defesa do meio ambiente e as políticas de incentivo à expansão de fontes renováveis desenvolvidas por vários países, a partir da disseminação dos graves impactos ambientais ocasionados pelos produtos lançados por plantas baseadas em combustíveis fósseis, têm promovido fontes alternativas de energia consideradas limpas, dentre as quais a energia eólica. Nesse contexto, o Brasil é um ator importante, devido ao excelente potencial eólico. A participação da fonte eólica na matriz energética brasileira é uma realidade consolidada e tende a aumentar ao longo dos anos.

A maior parte dos parques eólicos está instalada em terra. Contudo, várias usinas têm sido implantadas no mar (*offshore*). Isso tem ocorrido em virtude do bom potencial, da possibilidade de uso de turbinas cada vez maiores em alto mar e da redução de locais apropriados em terra para novos empreendimentos, particularmente na Europa, não obstante apresentarem custos elevados, principalmente em relação à conexão. Além disso, a não percepção visual e sonora de parques eólicos em alto mar tem possivelmente a capacidade de produzir impactos sociais reduzidos que usinas em terra.

A operação de um sistema gerador por turbinas eólicas é permanentemente determinada pelas variações de velocidade do vento. Sendo assim, podem ser distinguidos três modos de operação elementares destas turbinas:

- Turbina fora de operação (geração nula): quando a velocidade da turbina está abaixo da velocidade v_{cut-in} , que é a velocidade limitante inferior para geração em pleno funcionamento ou quando a velocidade é maior que $v_{cut-out}$;
- Turbina sob carga parcial: operação com a máxima energia que se pode extrair do vento em cada velocidade, quando a mesma é maior ou igual que v_{cut-in} e menor ou igual que a velocidade nominal, v_n . A turbina gera na potência nominal quando a velocidade é igual à v_n ;
- Plena carga: A potência gerada é constante e nominal quando a velocidade é maior que v_n e menor ou igual à $v_{cut-out}$, que é uma velocidade excessiva e pode prejudicar a aerodinâmica da turbina;

Os pontos de operação da turbina, usualmente, são apresentados de forma gráfica, com característica de potência versus velocidade. O eixo horizontal traz a velocidade e o vertical traz a razão da potência gerada e a potência nominal da turbina eólica.

A potência que pode ser extraída do vento depende basicamente de cinco fatores: a densidade do ar, da velocidade do vento e da área de cobertura das pás, o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor e a eficiência do conjunto de geração, como mostrado na equação 2.1:

$$Pot_{watts} = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta}{2} \quad (2.1)$$

Onde, Pot_{watts} é a potência extraída do vento, ρ é a densidade do ar em (kg/m^3) nas proximidades das pás, A é a área varrida pelas pás da turbina, v é a velocidade de ataque do vento nas pás da turbina, C_p é o coeficiente controlável cuja aerodinâmica altera a

saída de potência do rotor e η é o rendimento do conjunto de formado entre o gerador e o sistema de conexão.

Geralmente, a influência de obstáculos e rugosidade diminui em função da altura acima do solo, sendo observadas velocidades maiores quanto maior a altura. Por essa razão, aerogeradores são instalados nas maiores alturas possíveis e/ou em locais com baixa rugosidade, como próximos de espelhos de água (na costa) e em terrenos descobertos. Uma vez que a área de varredura também é um fator importante, a aerodinâmica das turbinas é projetada para varrer áreas cada vez maiores e estabilizar a eficiência da transformação da energia contida no vento em eletricidade [9].

Os ventos regionais, caracterizados por brisas marítimas e terrestres, ventos em vales e montanhas, nevoeiros, temporais e tornados, são muito importantes para a geração de energia elétrica. Esses fenômenos caracterizam os ventos de determinadas regiões tanto pela velocidade quanto pela disponibilidade do recurso, podendo fornecer características bastante particulares que viabilizam o uso do recurso eólico para fins elétricos com mais disponibilidade e retorno financeiro. Geralmente, as regiões nas quais se encontram recursos eólicos com maior disponibilidade e qualidade são as regiões costeiras e montanhosas, segundo [10] e [11].

Os principais componentes necessários à geração eólica são: turbina, gerador e os sistemas de controle elétrico e mecânico. Caixas de engrenagem são opcionais e foram bastante utilizadas nas primeiras tecnologias para ajustar a velocidade de saída. Conversores também são opcionais, porém as tecnologias de geradores mais utilizadas para geração eólica, atualmente, contam com a conexão em série com conversores de potência, como é o caso de geradores de indução duplamente alimentados e os geradores síncronos conectados à rede elétrica via conversor. No caso deste último, ocorre um desacoplamento entre as grandezas elétricas do lado do gerador e do lado da rede elétrica.

A turbina é a massa responsável pela captação do fluido eólico através da rotação das pás. A geração elétrica é formada por um conjunto de componentes que transformam a energia mecânica cinética captada pelas pás em energia elétrica.

O sistema de controle elétrico é um conjunto de componentes que monitoram grandezas elétricas e atuam através de ajustes na operação do conversor para realizar funções de controle de reativos, de tensão e prover estratégias de controle de potência de saída. Por outro lado, o sistema de controle mecânico monitora grandezas mecânicas e atua em elementos de ajuste de velocidade de rotação da turbina. As estratégias de

controle mais utilizadas são os mecanismos de controle mecânico estol e de passo. O mecanismo estol (do inglês *stall*) limita potência através de controle aerodinâmico. As pás são projetadas de maneira que ocorra uma frenagem em velocidades de vento acima da nominal, em virtude da torção exercida pela força do vento. O controle de passo (do inglês *pitch*) é realizado ativamente com a mudança do ângulo de ataque das pás, permitindo a captação de mais ou menos vento, a depender da estratégia de controle.

2.1.2. Geração solar fotovoltaica

Segundo [9], embora a captação de energia solar venha sendo apropriada pelo homem ao longo de toda sua história, incluindo o suprimento de necessidades básicas de aquecimento, iluminação e alimentação (via fotossíntese e cadeias alimentares), o uso do Sol como fonte direta para a produção de eletricidade é relativamente recente, datando de meados do século passado. Para geração de eletricidade, é possível distinguir pelo menos duas tecnologias: a fotovoltaica, que consiste na conversão direta da luz em eletricidade; e a heliotérmica, que é uma forma de geração termelétrica, na qual um fluido é aquecido a partir da energia solar para produzir vapor. Neste trabalho será abordada a tecnologia mais difundida, que é a fotovoltaica baseada em painéis.

De forma similar ao impacto das crises do petróleo para a promoção de geração eólica, no atendimento de áreas terrestres isoladas, em conjunto com sistemas de baterias, as usinas fotovoltaicas começaram a se viabilizar economicamente a partir do atendimento à demanda. Ao final da década de 1990, alguns países lançaram programas de estímulo à geração fotovoltaica conectada à rede, em conjunto com o pagamento de tarifas-prêmio pela energia gerada por esses sistemas. Essas medidas levaram a uma forte redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos, viabilizando ao longo da década a paridade tarifária na geração distribuída. Esse estágio deve ser alcançado na maior parte do mundo até 2020. A última fase de desenvolvimento começa a se materializar atualmente, com a energia fotovoltaica se tornando competitiva com fontes convencionais de energia na geração centralizada. Estima-se que esse estágio se realize principalmente nos meados da próxima década [9].

O Brasil possui uma extensa área com irradiação favorável, estando situado numa região com incidência mais vertical dos raios solares e favorecendo elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional. Além disso, situação geográfica de proximidade à linha do equador faz com que haja pouca variação na incidência solar ao longo do ano. Dessa forma, mesmo no inverno, é possível que hajam bons níveis de

irradiação. Portanto, diante do exposto, o Brasil detém, em comparação a outros países, posição privilegiada para aproveitamento energético do recurso solar [9].

A energia solar fotovoltaica é a conversão de energia luminosa, através da irradiação solar, diretamente em energia elétrica, sem passar pela fase de energia térmica (como ocorre no sistema heliotérmico) e tem como base o efeito fotovoltaico. A manifestação desse efeito acontece pelo surgimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz.

O semicondutor mais usado é o silício, o qual é encontrado de forma abundante na natureza. Um cristal de silício puro é um isolante, ou seja, praticamente não conduz eletricidade. Para alterar esse comportamento com o intuito de utilizar esse material para fins comerciais na indústria de produção de energia, através do processo de dopagem é possível transformá-lo em um condutor. O processo é simples: mistura-se uma pequena quantidade de impurezas (como o fósforo ou boro) a um cristal de silício.

O silício possui quatro elétrons que se ligam aos vizinhos formando uma rede cristalina. Quando é feita uma ligação com átomos de cinco elétrons de ligação, como o fósforo, por exemplo, há um elétron em excesso. Com pouca energia, este elétron é facilmente liberado, indo para a banda de condução. Portanto, o fósforo é um “dopante” doador de elétrons e denomina-se dopante *n*, ao passo que o boro é um dopante *p*, pois é um “aceitador de elétrons”. Quando são introduzidos átomos com apenas três elétrons de ligação ao silício, como o boro, por exemplo, há a ausência de um elétron para satisfazer as ligações com os quatro átomos de silício.

Por outro lado, é possível uma configuração de dopagem com ambos os materiais, sendo introduzido ao silício puro, o boro em uma metade e o fósforo na outra, formando uma junção denominada *pn*. Caso uma junção *pn* seja exposta a fótons (“pequenos pacotes” que transportam a energia contida nas radiações eletromagnéticas) com energia maior que a contida entre as regiões cujo limite é a banda proibida, ocorre a geração dos pares de elétrons e lacunas. Se esse fenômeno ocorrer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, acarretando em uma corrente elétrica através da junção. Este deslocamento de cargas origina uma diferença de potencial que é chamada de efeito fotovoltaico. Se as duas extremidades de silício, configuradas conforme descrito, forem conectadas por um condutor, haverá circulação de elétrons. Essa é a base do funcionamento das células fotovoltaicas [9].

Os módulos fotovoltaicos são formados por uma série de componentes, tais como: moldura, selante, vidro, encapsulante, *backsheet* e os principais, as células fotovoltaicas.

Esses módulos são associados em série e paralelo para formar os arranjos de geração com a tensão e a corrente de projeto. Uma vez que a geração de energia é feita em corrente contínua, é necessário o uso de um inversor que a transforme em corrente alternada para permitir o uso em dispositivos convencionais conectados normalmente à rede elétrica. Em sistemas isolados, em adição aos módulos e aos inversores, podem ser utilizados baterias e controladores de carga para operação adequada do sistema.

Analogamente ao sistema de controle elétrico descrito para os aerogeradores, o sistema de controle elétrico de parques fotovoltaicos é um conjunto de componentes que monitoram grandezas elétricas e atuam através de ajustes na operação dos inversores para realizar funções de controle de reativos, de tensão e prover estratégias de controle de potência de saída.

Um sistema de controle mecânico como um seguidor solar ou *tracker* é opcional para a geração solar, porém aumenta a produção de energia do parque solar fotovoltaico através da alteração da posição dos painéis fotovoltaicos durante o dia, seguindo as melhores posições para captar irradiação solar.

2.1.3. Contratação das principais fontes renováveis variáveis

A promoção de recursos renováveis tem ocorrido na história recente mundial a partir da disponibilização de subsídios governamentais e/ou tarifas-prêmio, entre outros mecanismos, para a instalação desses tipos de recursos, seja a nível centralizado ou distribuído.

É importante destacar a figura de um dos mecanismos de maior expressão no contexto de promoção de fontes renováveis no mundo, a tarifa *feed-in*, adotado por pelo menos 78 países, segundo indicado em [12], incluindo todos os líderes em capacidade instalada (como China, EUA, Alemanha, Espanha e Índia) [9]. Esse tipo de mecanismo oferece contratos de compra e venda de energia de longo prazo (tipicamente entre 10 e 25 anos), com pagamento substancialmente atrativo, geralmente acima dos valores de mercado das fontes concorrentes, da totalidade da energia gerada, compensando inclusive os custos de capital e de operação do projeto [13].

Em virtude de proporcionar estabilidade financeira de longo prazo, além de estimular a participação de todos os tipos de empreendedores, mitigar incertezas relativas ao acesso à rede e possuir baixos custos transacionais, a preferência pelas tarifas *feed-in* ocorreu de forma bastante difundida no mundo, encorajando

investimentos em renováveis e estimulando o crescimento do setor, em especial, quando há baixa maturidade tecnológica e de mercado [13].

As políticas de apoio às fontes alternativas baseadas em tarifas *feed-in* se mostraram muito eficazes para estimular o crescimento das renováveis; contudo, os regimes de leilões ganharam popularidade entre 2010 e 2015, como indicado na Figura 4, sobretudo em países em desenvolvimento [9].

Alguns fatores podem explicar a adoção de leilões ao invés de políticas *feed-in*, dentre os quais: diminuições significativas nos custos de várias tecnologias baseadas em energias renováveis, sobretudo a eólica, aumentam de competitividade das fontes e alterações nos objetivos das políticas, incluindo a redução de incentivos governamentais para subsídios se necessário, visando aumento de eficácia e inserção de novas tecnologias que, embora tenham custo de capital mais elevado (instalação), conseguem fornecer energia com custos operacionais mais reduzidos [9].

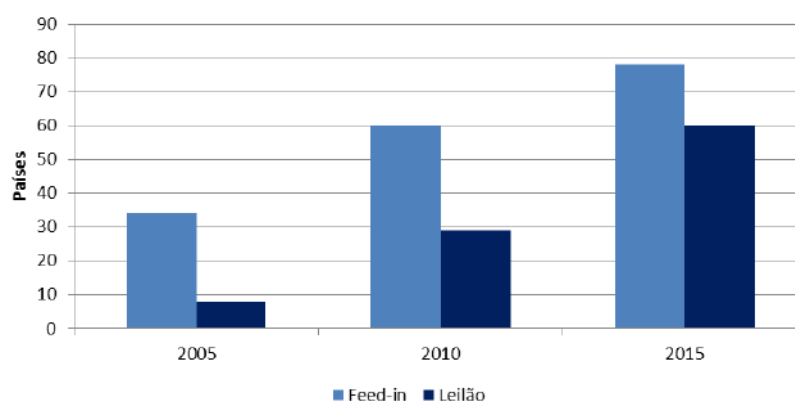


Figura 4 - Quantidade de países com as principais políticas de inserção de renováveis. Fonte: [9].

Os órgãos reguladores e legisladores estão atentos aos períodos nos quais ocorre amadurecimento da tecnologia e mudanças na legislação são necessárias para que não ocorram distorções com os demais consumidores e determinados incentivos tenham sinalização de prazos para a conclusão. Isto é mostrado na situação relatada em [14], na qual os mecanismos de tarifas *feed-in* têm sido minimizados na legislação alemã em virtude de um período de amadurecimento da tecnologia eólica. Nesse sentido, é discutido em [15] o tema de retirada de tarifas *feed-in* no sistema australiano para a energia solar, devido ao crescimento expressivo da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em operação nos telhados australianos, os quais têm resultado em uma produção superior de demanda reduzida, causando problemas operativos em determinadas regiões.

Contudo, o melhor método de promoção de uma fonte depende do objetivo e dos obstáculos a serem ultrapassados para o amadurecimento de tecnologia e redução dos custos mediante, inclusive, competição. É possível afirmar, ainda, que podem existir desenhos de mercado com mecanismos complementares entre si, ainda que se observe que, na prática, alguns mecanismos venham substituir outros pelo amadurecimento.

No Brasil, alguns mecanismos foram utilizados para a promoção de fontes alternativas. A primeira medida marcante do governo brasileiro se deu com a criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), instituído pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei n.º 10.762, de 11 de novembro de 2003, incentivando a instalação de fontes alternativas de geração e, em particular, da geração eólica. O PROINFA é um programa pioneiro, o qual ajudou a impulsionar essas fontes, mas em especial a energia eólica. Anteriormente, a experiência brasileira em projetos, estudos e, obviamente, operação de usinas baseadas em fontes alternativas era mínima, contando somente com alguns pequenos parques em operação. Esse programa teve como resultado a contratação de cerca de 1300 MW de projetos eólicos.

Outra importante medida ocorreu através da realização de Leilões de Fontes Alternativas, realizados com a prerrogativa de participação apenas de fontes renováveis, os quais vieram a consolidar as fontes renováveis variáveis e diversificar cada vez mais a matriz energética brasileira, sobretudo a geração eólica, e contribuíram para a modicidade tarifária com marcante competição entre novos atores, à época, do setor elétrico de geração brasileiro. Entre 2007 e 2015 ocorreram três leilões de fontes alternativas.

Por outro lado, é possível afirmar que desde o ano de 2009, ocorreram aumentos de participações de empreendedores de geração eólica em leilões de energia, com deságios em relação ao preço teto cada vez maiores e que, atualmente, a fonte eólica está em um estágio maduro e competitivo no arcabouço do setor elétrico brasileiro. Um possível incentivo a esse amadurecimento se deu a partir da introdução de mecanismo de desconto nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, variável por fonte, através da Resolução Normativa Aneel n.º 77, de 18 de agosto de 2004.

Desde a homologação da Resolução Normativa Aneel 77/2004, ocorreram algumas alterações. Alguns exemplos podem ser citados, como os atuais descontos aplicados para fontes eólicas e solares. Para empreendimentos eólicos e solares, existe desconto não inferior a 50% nas tarifas de uso de transmissão e distribuição parques

com potência injetada inferior a 30 MW ou parques com potência injetada entre 30 e 300 MW que tenham sido vencedores de leilões de energia nova (LEN) realizados a partir de 1º de janeiro de 2016.

Ciente da necessidade de introduzir mecanismo de incentivo diferenciado, como consequência do estágio recente de amadurecimento das fontes solares, o órgão regulador abriu uma exceção e permitiu a aplicação de percentual de redução de 80% (oitenta por cento) aplicável nos 10 (dez) primeiros anos de operação da central geradora para os empreendimentos que tivessem entrado em operação comercial até 31 de dezembro de 2017 nas tarifas de uso do sistema de transmissão.

Concomitantemente à entrada de quantidades expressivas de geração eólica, e mais recentemente, solar no sistema elétrico, as instituições setoriais responsáveis por planejar, operar e regular tiveram que aprimorar os processos internos, requisitos e informações necessários para que a operação ocorresse da forma mais adequada possível, mantendo as condicionantes de qualidade e continuidade necessárias a um sistema complexo como o brasileiro.

É importante destacar que, embora a matriz energética brasileira já fosse considerada uma matriz predominantemente “limpa”, as fontes alternativas têm contribuído para aumentar ainda mais a participação de fontes não baseadas em combustíveis fósseis para a capacidade instalada do parque gerador. Evidentemente, existe uma série de questões tratadas na operação e no planejamento do setor elétrico em virtude das características operacionais dessas fontes e ausência de outras características que sempre estiveram presentes nas fontes convencionais, conforme discutido na seção de aspectos operacionais.

Por outro lado, a energia solar, com um passado recente caracterizado por custos bastante elevados, tem marcado forte presença nas redes de distribuição, contribuindo para um crescimento exponencial da geração distribuída no Brasil, como pode ser observado. Contudo, nos últimos leilões, alguns parques solares têm se sagrado vencedores, aumentando a parcela de geração centralizada conectadas em redes de transmissão. Cumpre notar que o preço de painéis fotovoltaicos vem caindo vertiginosamente no mundo [16], e, associado a diversos subsídios governamentais, a tecnologia de geração solar fotovoltaica tem se tornado cada vez mais competitiva frente às demais fontes energéticas, incluindo a energia eólica.

No Brasil, a compra e venda de energia são realizadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e maiores detalhes sobre leilões de energia e mercado livre são fornecidos na seção 2.2.

2.1.4. Aspectos operacionais das principais fontes renováveis variáveis

A variabilidade na produção de energia dos recursos eólico e solar é um dos aspectos mais característicos a essas fontes, conforme pode ser observado na Figura 5. Esse atributo acarreta impactos significativos na operação em tempo real e são detalhados posteriormente.

Outro fator importante, é que, no Brasil, a integração de energias baseadas em fontes alternativas no SIN tem sido encarada como prioridade, incluindo a recomendação de várias obras de transmissão para escoar essa energia e operação de usinas hidrelétricas para acompanhar as variações da geração intermitente, além da função de acompanhamento de carga. Esse fato acarreta discussões de custos associados a esse novo arcabouço de planejamento e operação.

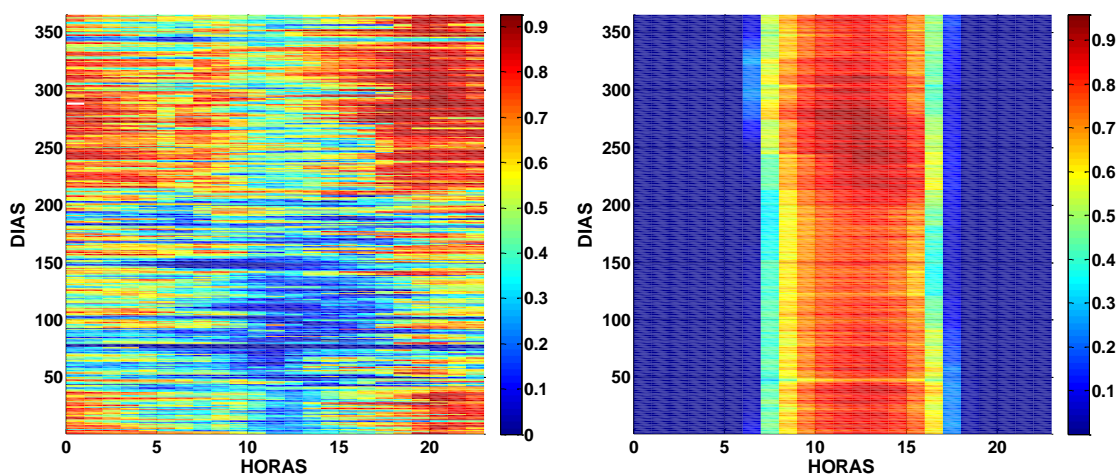


Figura 5 - Produção média horária dos parques eólicos da região de Mossoró à esquerda e produção média horária da geração solar fotovoltaica da região Nordeste à direita (dados de medição ano 2017). Valores da barra colorida em p.u. da capacidade instalada dos parques.

Por outro lado, as usinas hidrelétricas integram a reserva de potência operativa, em função da flexibilidade de despacho viabilizada pela capacidade de regularização dos reservatórios, sendo assim fundamentais à operação. Uma vez que usinas de grande porte que entraram em operação recentemente, como Belo Monte e Madeira, não possuem reservatórios de grande volume, e que algumas usinas hidrelétricas tem

enfrentado perda de capacidade de regularização dos reservatórios, a segurança do suprimento fica mais vulnerável à variabilidade de produção das fontes alternativas.

Por exemplo, têm sido observados cenários de crise hídrica no Nordeste que provocam baixa afluência na Bacia do Rio São Francisco e consequente perda da capacidade de armazenamento nos reservatórios das usinas instaladas nessa bacia. Mesmo com a sazonalidade típica entre períodos secos e períodos úmidos, é observada uma redução nas afluências, principalmente durante o período seco, a partir do ano 2012, onde foi verificada uma vazão natural abaixo de 2000MW médios entre setembro e outubro [17]. Os mapas da Figura 6 trazem informações interessantes sobre a produção temporal da bacia do Rio São Francisco, dentre as quais é importante destacar: os baixos aproveitamentos hidráulicos em contraste à capacidade instalada e sazonalidade da bacia, sendo o período úmido concentrado no início do ano.

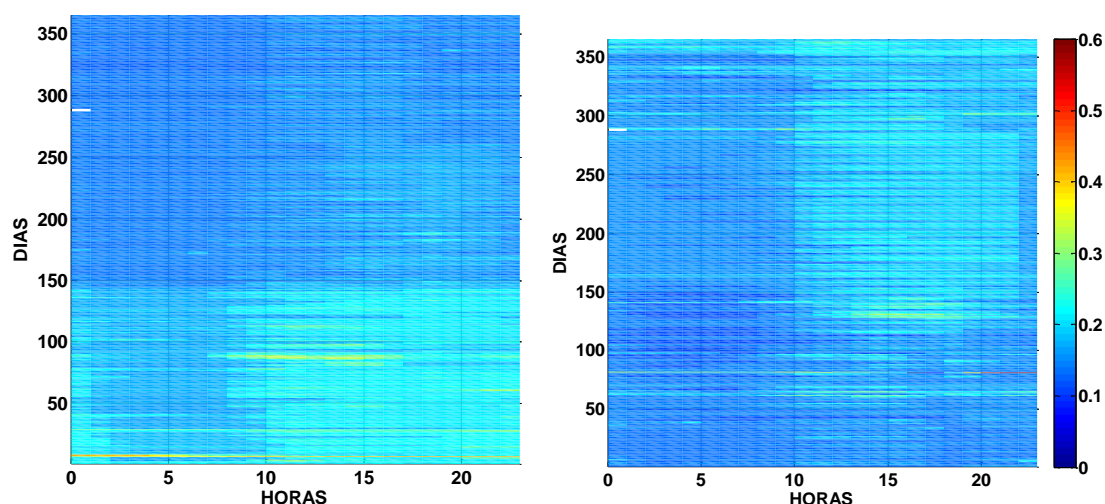


Figura 6 - “Mapa de calor” da produção média horária da bacia hidrográfica do São Francisco (dados de medição para o ano 2017 à esquerda e 2018 à direita). Valores da barra colorida em p.u. da capacidade instalada da bacia.

Associada ao impacto da característica de variabilidade de algumas fontes alternativas, existe a variação inerente à carga, esta com um comportamento mais previsível, conforme pode ser observado na Figura 7. Infelizmente, conforme observado na Figura 6, tem ocorrido certa diminuição da capacidade de resposta de usinas de base hidráulicas que pudesse fazer frente a essa variação de carga e geração.

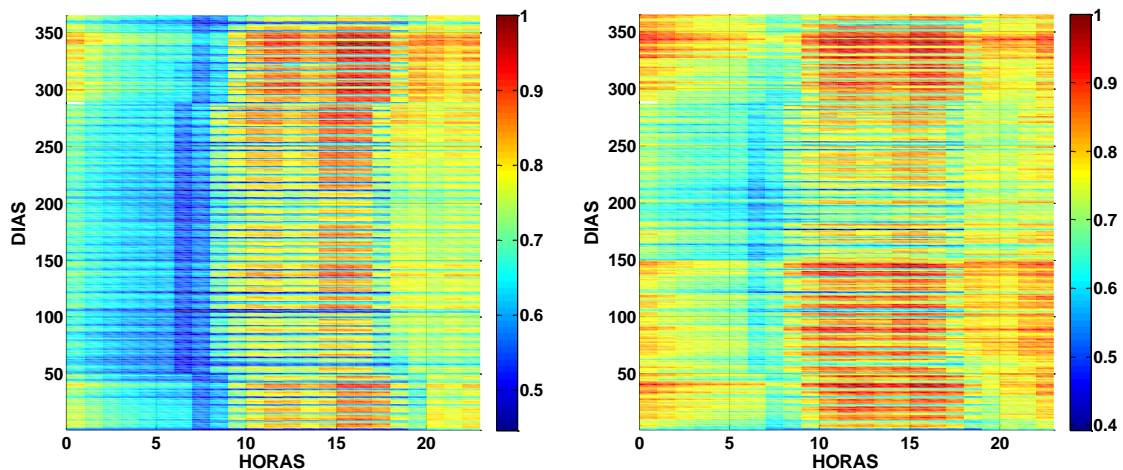


Figura 7 - “Mapa de calor” da carga do Estado do Ceará à esquerda e da carga do Estado do Rio Grande do Norte à direita (dados de medição ano 2017). Valores da barra colorida em p.u. da demanda máxima.

Por outro lado, dentre possíveis medidas mitigadoras recomendadas, visando uma operação adequada, diante dos desafios operacionais e de uma penetração cada vez maior de fontes alternativas no sistema elétrico, é possível destacar a concepção e execução de uma malha de transmissão cada vez mais robusta para permitir a aproximação dos sistemas elétricos, garantindo estabilidade, níveis adequados de suprimento e exportação de energias entre as diversas regiões, permitindo possivelmente uma maior convergência de preços.

Adicionalmente, outro fator relevante para mitigar eventuais variações, conforme será comentado posteriormente, é que a própria dispersão geográfica das fontes alternativas no Brasil permitiria que os impactos fossem reduzidos, uma vez que a simultaneidade de rampas de redução ou elevação poderia ser menor em escala regional.

Finalmente, uma investigação que considere uma maior granularidade de cenários, com avaliação de permanência e risco e que inclua a variabilidade inerente à carga e geração (sobretudo fontes alternativas), pode apresentar resultados relevantes a análises de capacidade de redes de transmissão.

Nesta seção são discutidos aspectos operacionais e algumas estratégias para integração das fontes alternativas de maior destaque.

2.1.4.1. Recurso eólico

A fonte eólica é considerada variável e não despachável. Além disso, os modelos e técnicas de previsão de vento são continuamente aprimorados. Portanto, a previsão do recurso é de fundamental importância para os processos de programação e despacho do

operador, pois permite mitigar impactos na variabilidade intrínseca à fonte. É possível, ainda, afirmar que a fonte eólica possui menos previsibilidade que a fonte solar, incluindo as incertezas associadas a uma janela de tempo maior de observação. Como o montante em operação é bem expressivo, os desafios para uma operação adequada devem aumentar.

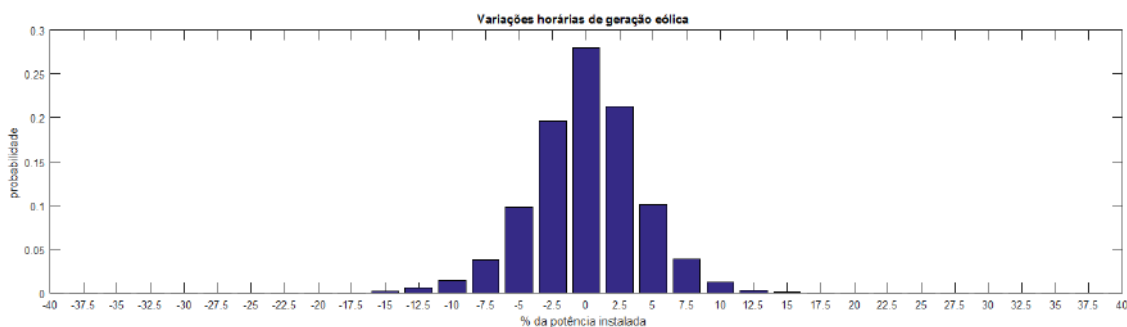


Figura 8 - Probabilidade de variação horária da geração eólica no nordeste do Brasil. Fonte: [8].

A Figura 8 apresenta a probabilidade de variação da geração eólica em uma hora no nordeste do Brasil para um total de 54 parques distribuídos entre o Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, e indica que a maior parte das ocorrências de variações de geração, do conjunto avaliado, passa a ser de até 10% da potência instalada (97% do tempo). Não obstante, são valores substancialmente menores que a variabilidade observada nos parques individualmente [9]. Esse fenômeno de mitigação de variabilidade devido à dispersão geográfica de parques eólicos frente a parques individuais é importante porque, efetivamente, é a forma como o sistema enxerga e solicita a resposta de fontes convencionais para acompanhar eventuais rampas de geração.

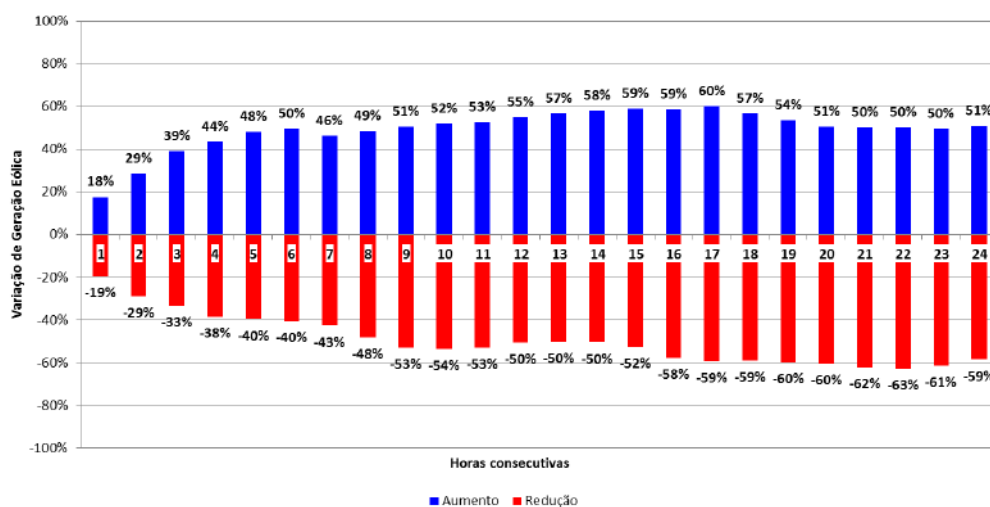


Figura 9 - Máxima variação da geração eólica em horas consecutivas. Fonte: [8].

Uma questão relevante é a permanência da variabilidade em horas consecutivas. A Figura 9 mostra que, para o mesmo conjunto de parques avaliados no parágrafo anterior, considerando o avançar do tempo, a necessidade de reserva operativa pode chegar a valores como 60% da potência instalada. À proporção que a penetração de eólica cresce, e apesar das vantagens da diversificação geográfica, a necessidade de reserva operativa no sistema também aumenta, pois, apesar da redução da ocorrência de eventos extremos com o agrupamento, estes ainda podem ocorrer e o sistema deve estar preparado para suprir as eventuais baixas gerações de energia [9].

A Figura 10 apresenta a curva de recorde de redução de geração em 1 hora no SIN no mês de setembro de 2018, que é um mês com ventos de velocidade considerável. Nesse mês ocorreu o recorde de redução histórica registrado até esse período para a região Nordeste, de 1145 MW de redução em 1 hora, correspondendo a 9,98% da carga da região e 1,55% da carga do SIN. O montante reduzido corresponde a 11,09% da capacidade instalada de geração eólica. Nesse mesmo mês, ocorreu uma rampa máxima de elevação de geração em 1 hora de 1129 MW, correspondendo a 10,17 % da carga da região Nordeste e 1,71% da carga do SIN. O recorde registrado foi de 1141 MW [18].

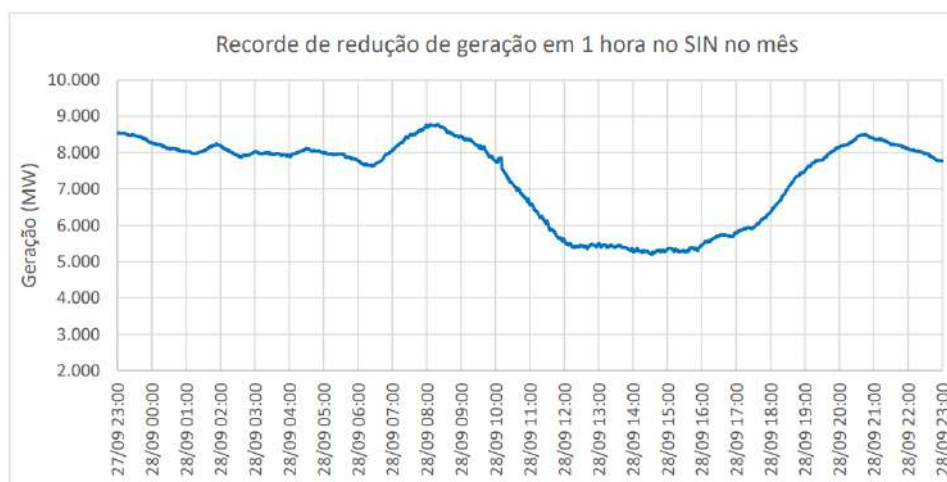


Figura 10 - Curva de geração eólica no SIN no dia em que houve maior redução de geração em horas consecutivas em setembro de 2018. Fonte: [18].

Até setembro de 2018, o recorde de geração eólica em relação ao atendimento da carga da região Nordeste, havia ocorrido no dia 19/08, às 09:00, em que havia sido registrado 8197 MW de geração eólica, correspondente à 97% da carga da região Nordeste. Nesse mesmo dia, às 08:00, a geração eólica de 8157 MW foi correspondente à 20% da carga do SIN. Em relação ao recorde de geração absoluto, ocorreu no dia 13/09, às 09:00, em que havia sido registrado 8802 MW de geração eólica, correspondente à 86% da carga da região Nordeste [18].

O gráfico da Figura 11 mostra os níveis de permanência da geração eólica na região Nordeste e no SIN entre outubro de 2017 e setembro de 2018. É interessante notar os meses nos quais há maior penetração de geração eólica em relação à carga. Em setembro de 2018, em mais de 80% do mês, houve mais de 50% de geração eólica produzida em relação à carga da região Nordeste. Por outro lado, segundo é apresentado em [18], em setembro de 2018, em mais de 50% do mês, houve mais de 12% de geração eólica produzida em relação à carga do SIN.

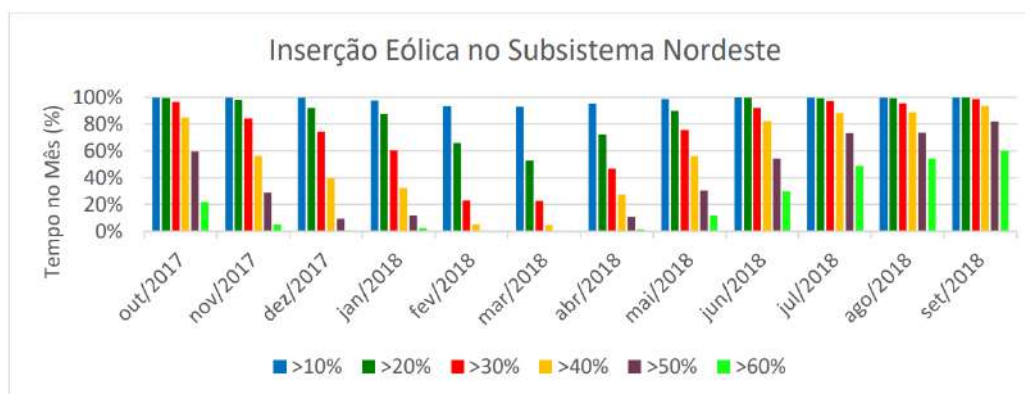


Figura 11 - Inserção de geração eólica no Subsistema Nordeste. Índices que quantificam o tempo em que a geração eólica foi maior que determinados percentuais da carga do Subsistema (em MW) no mês. Fonte: [18].

Dentre os desafios à integração de fontes eólicas, é possível citar o dimensionamento da reserva operativa para minimizar o efeito das variações de geração das usinas eólicas e suprir a demanda máxima. A reserva operativa é utilizada para controlar e prevenir erros de previsão de demanda e situações de indisponibilidade não programada, incluindo a mitigação de erros de previsão do recurso. Portanto, a previsão e a reserva se tornam cada vez mais importantes para a operação com a crescente penetração das eólicas [9].

Além disso, pode ser destacada a redução percentual de inércia do sistema para controle de frequência em relação ao montante total de capacidade de geração instalada no sistema, na medida em que mais geração eólica é adicionada ao sistema frente à entrada de novas fontes convencionais. Os impactos dessa redução percentual ainda não são totalmente conhecidos, porém, podem não ser tão expressivos, sobretudo com a entrada da malha de transmissão planejada e a depender do nível de penetração de geradores conectados diretamente através de conversores, como é o caso da tecnologia *full-converter* e também de fontes solares fotovoltaicas. Evidentemente, com o advento

da tecnologia de inércia sintética³, as futuras usinas que entrarem em operação a partir da mudança de legislação que contemple esse requisito, poderiam contribuir com requisito de inércia. A última versão do código de rede brasileiro já contempla muitos desses serviços de transmissão, de maneira que os empreendedores de geração devem se adequar aos requisitos mínimos (maiores detalhes são fornecidos na seção 2.1.5).

2.1.4.2. Recurso solar

Conforme mencionado anteriormente, há estimativas de um número cada vez maior de geração fotovoltaica na rede de distribuição por conta de uma série de razões, dentre as quais é possível citar: (i) subsídios governamentais e linhas de crédito; (ii) isenção de impostos quando a compensação é feita localmente; (iii) o preço de painéis em queda e (iv) descontos no uso do fio. As gerações solares centralizadas conectadas na rede de transmissão têm começado a se mostrar competitivas, conforme o resultado dos últimos leilões de energia e devem ser importantes fontes em leilões futuros, uma vez que ainda existe bastante potencial a ser explorado em várias regiões com projetos cadastrados na EPE. Alguns dos benefícios citados para pequenos projetos de geração distribuída também valem para grandes projetos centralizados conectados na rede de transmissão.

Por outro lado, as redes de distribuição funcionaram historicamente para atender a carga de forma radial e a variabilidade extrema da geração fotovoltaica se caracteriza como um desafio iminente a essas redes de distribuição para inserção em larga escala de geração solar fotovoltaica nos telhados e remotamente ao consumo. As dificuldades na rede de distribuição, sobretudo de baixa tensão, ocorrem devido a algumas razões, incluindo: recursos limitados de controle de tensão, ajustes de proteção e desafios à operação e manutenção.

Evidentemente, em alguns períodos de operação, são observados efeitos benéficos como o alívio de carregamento dos circuitos e, conseqüentemente, melhorias dos perfis de tensão. Entretanto, em outros períodos, por exemplo, em situação de carga leve e forte geração solar, podem ocorrer afundamentos e elevações de tensões em uma janela temporal mais frequente, exigindo uma atuação mais frequente dos dispositivos de controle de tensão da rede e diminuindo a vida útil desses equipamentos. Além disso,

³ A inércia sintética pode ser compreendida como uma resposta inercial fornecida por máquinas conectadas ao sistema elétrico através de conversores de potência.

essas fontes contribuem para aumentar a magnitude das correntes de curto-circuito na rede, podendo impactar no aumento dos custos com equipamentos de proteção, além de aumentar os riscos à manutenção da rede por conta da existência de fontes de alimentação de faltas em sentido contrário ao que historicamente sempre existiu, impactando inclusive os ajustes e a experiência de campo [19].

Qualquer variação na irradiação solar afeta imediatamente a geração fotovoltaica. Pela ausência de inércia, em dias nublados podem ser observadas variações de potência de $\pm 50\%$, em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos, e de $\pm 70\%$ em intervalos de tempo entre 2 e 10 minutos [20]. De modo comparativo, estima-se que em intervalos de 30 minutos a variabilidade da geração fotovoltaica seja cerca de 10 vezes maior que da geração eólica [9]. Isso implica que, mesmo para grandes centrais geradoras solares conectadas em redes distribuição, existem grandes desafios associados à variabilidade dessas fontes para o sistema, tanto do ponto de vista de rampas energéticas quanto de atendimento de requisitos de qualidade de energia.

Contudo, é importante salientar que o recurso solar, embora variável, é mais previsível quando comparado ao recurso eólico. Adicionalmente, tem sido demonstrado que a agregação de parques solares ajuda a mitigar a variabilidade individual de cada usina, de modo que a produção simultânea de todas as usinas é vista pelo sistema de transmissão como uma injeção menos variável e mais previsível. Isso ocorre porque as condições temporais, por exemplo, nuvens passando por determinada região, não afetam os parques solares da mesma forma.

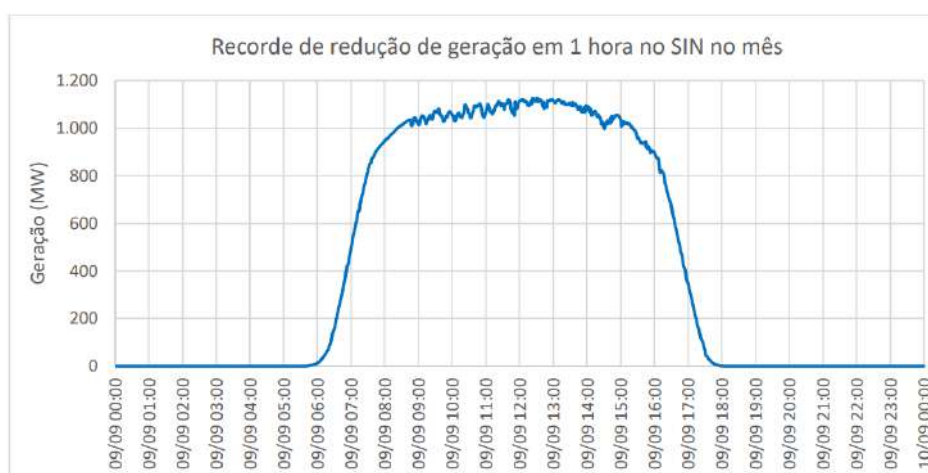


Figura 12 - Curva de geração solar no SIN no dia em que houve maior redução de geração em horas consecutivas em setembro de 2018. Fonte: [21].

A Figura 12 apresenta a curva de recorde de redução de geração em 1 hora no SIN no mês de setembro de 2018. Este mês foi tomado por questões de aderência à avaliação temporal realizada neste trabalho. Nesse mês ocorreu o recorde de redução histórica registrada até esse período para a região Nordeste, de 314 MW de redução em 1 hora, correspondendo a 3,41% da carga dessa região e 0,98% da carga do SIN. O montante reduzido corresponde a 44% da capacidade instalada de geração solar. Nesse mesmo mês, ocorreu uma rampa máxima de elevação de geração em 1 hora de 359 MW, correspondendo a 4,44 % da carga da região Nordeste e 1,33% da carga do SIN, sendo esses valores os máximos registrados [21].

Até setembro de 2018, o recorde de geração solar em relação ao atendimento da carga da região Nordeste, havia ocorrido no dia 14/09, às 12:00, em que havia sido registrado 655 MW de geração fotovoltaica, correspondente à 6,11% da carga da região, sendo esses valores os máximos registrados para o Nordeste [21].

2.1.5. Estratégias para integração e complementariedade das fontes alternativas

Segundo [9], vários estudos internacionais apontam algumas soluções para lidar com a variabilidade das fontes renováveis não despacháveis e garantir a segurança de suprimento energético ao mesmo tempo em que se opera o sistema em níveis seguros.

Entre as principais estratégias, destacam-se: (i) previsões de geração mais acuradas para reduzir incertezas associadas à geração e conhecer a carga líquida nos sistemas de distribuição; (ii) infraestrutura de transmissão para permitir que haja um balanceamento energético entre diferentes parques, entre diferentes fontes, e em diferentes locais, aumentando a confiabilidade do sistema e mitigando a variabilidade das fontes alternativas; (iii) resposta da demanda para auxiliar na redução do pico de consumo, reserva girante e regulação de frequência, em decisões tomadas pelo consumidor; (iv) armazenamento para balancear as flutuações das fontes renováveis intermitentes; e (v) geração flexível para acomodar a variação da geração fotovoltaica e eólica, e ter capacidade de resposta rápida às necessidades sistêmicas (plantas com alto *ramp rate*, ampla faixa de operação, rápido acionamento e desligamento, e baixo custo de ciclagem).

O Brasil, em termos estruturais e em virtude da vasta malha de transmissão e do predominante parque de geração hidrelétrica, possui margem para a acomodação de novas fontes variáveis [22]. No entanto, enquanto a demanda de pico continuar

crescendo, será necessária uma capacidade instalada de *backup* para cobrir a potência fotovoltaica e eólica em momentos de baixa incidência solar ou o vento não apresentar uma velocidade adequada [9].

Um importante estudo sobre complementariedade das fontes eólica e solar fotovoltaica visando subsidiar discussões sobre empreendimentos híbridos para leilões de energia foi desenvolvido na Nota Técnica [23]. Neste trabalho, o conceito de planta híbrida pode ser compreendido por uma usina formada por mais de uma fonte de geração e que possibilita a otimização dos custos de operação e de investimento, especialmente na conexão e redução de impactos socioambientais, mitigando parte das restrições do sistema de transmissão para escoamento da energia eólica e fotovoltaica pelo aproveitamento de complementariedade das fontes. Evidentemente, as complexidades regulatórias para implementar essa configuração existem, embora não sejam abordadas neste trabalho.

Em [23] foram avaliados cinco diferentes locais na região Nordeste que contam com empreendimentos eólicos em operação e onde, considerando um raio de 20 km, também foram cadastrados projetos de usinas fotovoltaicas nos últimos LER. Portanto, são sítios com bom potencial para ambas as fontes.

Para cada um dos cinco locais, foram calculadas seis configurações para geração eólica e duas configurações para geração fotovoltaica. Assim, no total, foram analisados 60 casos. Em cada caso, foram avaliados os percentuais de corte de energia fotovoltaica ao longo de 1 ano, detalhando a influência dos equipamentos utilizados, bem como do comportamento específico dos recursos presentes em cada localidade. Também foi avaliada a relação entre o fator de capacidade diurno dos parques eólicos com os cortes de energia.

Os resultados obtidos apontaram para a importância de uma maior granularização dos dados utilizados, bem como sinalizaram que as características dos recursos energéticos locais, sobretudo do perfil diário e sazonal de ventos, e o dimensionamento de cada usina, são fatores que influenciam sensivelmente o perfil de complementariedade da produção de energia eólico-fotovoltaica, devendo-se ter cautela na generalização dos possíveis benefícios de otimização da infraestrutura de transmissão/distribuição. Na avaliação de corte de geração anual, foi observada uma alta discrepância, variando entre 0,05% e 33,99%.

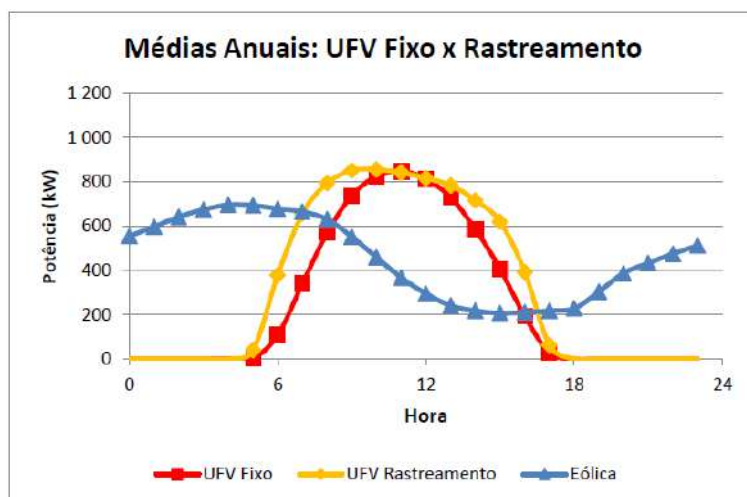


Figura 13 - Complementariedade dos recursos eólico e solar. Fonte: [23]

A Figura 13 apresenta o resultado de complementariedade para a localidade 5, situada entres os estados do Ceará, Piauí e Pernambuco, incluindo a comparação entre usinas fotovoltaicas com e sem tecnologia de *tracker*. Foi verificado que, mesmo com maiores cortes de energia, a produção líquida injetada é cerca de 25% superior quando utilizada a estrutura de rastreamento [23].

2.1.6. Requisitos técnicos básicos solicitados para fontes alternativas

Várias jurisdições permitem o acesso de fontes variáveis à rede elétrica mediante o preenchimento de diversos requisitos necessários à operação adequada do restante do sistema existente. Muitos países abordam essa questão nos seus códigos de rede e em acordos de cooperação internacional no caso de operações entre sistemas conectados internacionalmente.

O Brasil tem acompanhado a evolução das boas práticas e dos códigos de rede de operadores ao redor do mundo. De forma similar, tem planejado o sistema elétrico observando essas boas práticas e utilizado abordagens de custo benefício para a expansão do sistema elétrico.

O submódulo 3.6 [24] dos procedimentos de rede do ONS especificam os requisitos mínimos para a conexão de centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas. Esses requisitos procuram garantir na operação futura desses parques a utilização de recursos provenientes de suas instalações e que o montante de geração adicional e as características intrínsecas a cada fonte e tecnologia de geração não perturbem a operação do sistema elétrico existente. Esses requisitos podem ser divididos em três partes: (i) requisitos relacionados aos impactos que as fontes renováveis causam nas

instalações de terceiros; (ii) requisitos gerais relacionados à capacidade de resposta sistêmica dos seus geradores e componentes associados; e (iii) requisitos relacionados à manutenção adequada da operação do sistema elétrico existente.

Dentre os requisitos técnicos gerais, é possível destacar alguns itens interessantes para garantir uma operação adequada do sistema elétrico, particularmente do ponto de vista de segurança estática:

- Geração/absorção de potência reativa visa garantir uma atuação dos geradores no controle de tensão, a partir da definição de um *set point* de potência reativa em função de uma faixa de pontos de operação de potência ativa;
- Modos de controle dos parques são definidos para controle de tensão, potência reativa ou fator de potência. O modo de controle padrão é manter a tensão do barramento coletor em um valor de referência, com esse valor ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal e um estatismo ajustável numa faixa entre 2% e 7%;
- Operação em regime de tensão não nominal para evitar desligamento da central geradora quando há variações de tensão no sistema. São definidas faixas de tensão que os geradores devem respeitar por um determinado período de tempo sem que haja desconexões do sistema elétrico;
- Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal, a partir de uma função fechada de tensão por potência reativa em relação à potência máxima nominal (fator de potência);

Essencialmente, os requisitos técnicos gerais buscam que a tecnologia empregada nos equipamentos dos parques acessantes, incluindo a adição de equipamentos adicionais que sejam necessários, possa fornecer respostas sistêmicas em situações adversas ou mesmo para melhoria do ponto de operação, de forma que as fontes renováveis variáveis agreguem, de fato, melhorias operativas para além de injeção de potência ativa.

Por exemplo, os parques eólicos e solares devem operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 14 (à esquerda), incluindo situações de suporte de reativos com produção de potência ativa nula e injeção/absorção nula no ponto de conexão. Essa faixa propicia uma participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão. Já a curva

representada na Figura 14 (à direita) visa atender os requisitos de fator de potência em toda a faixa operativa das tensões.

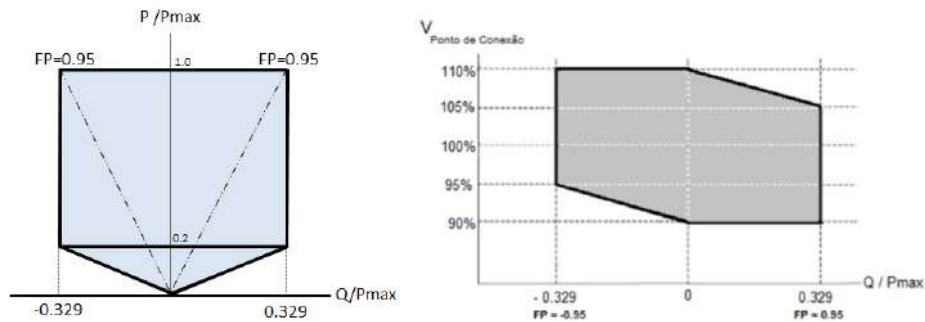


Figura 14 - Requisitos de fator de potência (à esquerda) e tensão por potência reativa (à direita). Fonte: [24].

Vários dos requisitos impostos pelos procedimentos de rede na vigência atual foram incrementados com a evolução da experiência operativa e da inclusão de boas práticas internacionais ao longo do processo de integração de vários montantes de energias alternativas ao longo dos últimos anos, sobretudo energia eólica. Isso implica que vários parques que estão em operação podem não dispor de todos os recursos exigidos pela atual legislação e, desta forma, os estudos de planejamento da expansão e da operação buscam um maior conservadorismo possível na inclusão de controles e recursos dos parques eólicos e fotovoltaicos. Por exemplo, a utilização de uma faixa de geração e absorção de potência reativa não é considerada para muitos parques.

Além dos requisitos de acesso, as condições técnicas básicas exigidas pela EPE para habilitação técnica nos leilões evoluíram ao longo do tempo para diminuir a incerteza sobre o recurso e a geração futura, incluindo aprimoramentos nas medições anemométricas. Do ponto de vista de modelos de previsão de vento para programação da operação, a despeito das dificuldades, também são continuamente realizadas melhorias com a utilização de algoritmos mais sofisticados.

Finalmente, a experiência tem mostrado que a inclusão de recursos de tensão em alguns parques é benéfica para evitar o superdimensionamento de redes, antecipações desnecessárias de ampliações e reforços ou definição de margens de escoamento remanescentes de redes muito severas frente à realidade sistêmica.

2.2. Leilões de energia e acesso à rede elétrica

Um leilão pode ser definido como sendo um processo de seleção concebido para atrair bens e serviços competitivamente, cuja concessão é oferecida a um candidato e é

baseada em uma oferta financeira [25]. A dinâmica mais conhecida de um processo de leilão é: realiza-se a oferta de um bem e este é arrematado pelo maior lance financeiro efetuado pelo comprador.

Os leilões são sistematicamente utilizados pelos governos para a venda de títulos, moedas, direito de exploração mineral, petróleo, bens sob a posse de entidades governamentais, prestação de serviços de telecomunicações e eletricidade, entre outros. Na maior parte dos leilões envolvendo eletricidade, a dinâmica de oferta de serviços possui uma lógica inversa da descrita anteriormente. Neste caso, os interessados em celebrar contratos de longo prazo com grandes consumidores, empresas de distribuição ou fornecer serviços de transmissão para o setor elétrico, sagram-se vencedores dos certames quando ofertam os serviços ao menor custo entre todos os participantes.

Enquanto que, de uma forma geral, leilões de eletricidade tem por propósito geral ajustar uma demanda por energia a um suprimento de uma maneira economicamente efetiva, os certames têm sido implementados para alcançar alguns objetivos específicos. Destacam-se quatro [25]:

- Atrair nova capacidade de geração para ajustar o desvio entre carga e geração (mais comum);
- Reter e/ou substituir o parque de geração existente;
- Adquirir eletricidade para fornecedores em mercados totalmente desregulamentados, nos quais as empresas de distribuição fornecem energia para os clientes que optaram por não serem atendidos por fornecedores alternativos;
- Atrair novos atores no setor elétrico para adquirir concessões que permitam a atuação em uma porção da capacidade de produção de plantas existentes, com o intuito de reduzir a concentração de mercado existente, produzindo um desinvestimento virtual, por exemplo. Essa forma de leilão é conhecida como leilões de usinas virtuais.

Os exemplos adquiridos pelos países em desenvolvimento podem ser divididos em dois grupos, ambos tendo por meta o aumento da capacidade de geração.

O primeiro grupo pode ser caracterizado pela existência de um único comprador e de múltiplos potenciais vendedores em leilões de energia, como é o caso do México e do Vietnã. Nesses países, empresas estatais têm operacionalizado leilões para captar energia de produtores independentes.

O segundo grupo, por sua vez, pode ser identificado por realizar leilões nos quais são negociados contratos de longo prazo entre múltiplos compradores e vendedores de energia, seja através de um processo centralizado ou não, para atrair investimento em nova capacidade, em países como Brasil, Colômbia, Peru, Panamá e Chile. De qualquer forma, esses leilões têm sido formatados para mitigar o déficit entre carga e geração projetado para o futuro nos países em desenvolvimento.

Em mercados desregulamentados, os clientes podem ter seu fornecimento de energia garantido por uma concessionária pública ou através de um fornecedor de energia varejista. Nesses casos, o mecanismo de leilões de energia também tem sido utilizado por concessionárias de distribuição para obtenção de energia aos consumidores finais. Isto ocorre porque mesmo em mercados que os consumidores tem a opção de serem atendidos por empresas de comercialização alternativas, alguns optam por comprar energia da concessionária.

Por outro lado, leilões de usinas virtuais também são caracterizados como leilões para contratos de suprimento, de modo que seu objetivo não é resolver o problema de adequação de recursos, mas proporcionar um aumento da concorrência no mercado atacadista de energia, reduzindo a participação de mercado de agentes tradicionais e facilitando a entrada de novos atores no setor elétrico. Como exemplo de aplicação, cita-se a Europa e no Canadá.

Os mecanismos utilizados nos leilões de energia nos países podem também ser classificados quanto ao processo utilizado. Por exemplo, as regras de alguns leilões podem restringir os proponentes do leilão a ser apenas de um tipo específico de tecnologia, enquanto outros leilões podem deixar o tipo de fonte totalmente em aberto. Outros leilões, ainda, podem ser específicos quanto à localização e fonte, como é o caso de leilões de hidrelétricas de grande porte.

Outro aspecto importante nos mecanismos dos leilões se refere à organização institucional, que vai desde a noção de um simples comprador, baseado em um planejamento centralizado, até desenhos institucionais como o operador *Nordpool*, onde contratos de longo prazo de energia são inexistentes. Neste caso, leilões são utilizados como ferramentas para obtenção de um despacho econômico e eficiente do sistema baseado na ordem de mérito definido pelo custo das usinas.

A conjuntura dos leilões implementados na Europa e no Canadá evidencia uma vasta experiência adquirida com leilões para suprimento virtual, sendo que na Europa existem ainda países sem mecanismos suplementares que promovam uma expansão da

capacidade instalada de geração (Reino Unido e países Nórdicos). A experiência americana tem relevância, no contexto do suprimento de demanda, na realização de leilões para atrair e reter recursos energéticos. A atuação da resposta da demanda no contexto americano também é uma opção que passou a ser considerada em leilões. Finalmente, alguma experiência com leilões que envolvem intercâmbio de energia entre diferentes mercados também é evidente.

A América Latina, por sua vez, é a região que mais apresenta contratos resultantes de leilões que promovem o aumento da capacidade instalada de geração dos países.

Os processos e mecanismos de leilões de energia implementados ao redor do mundo possuem características peculiares a cada país. Contudo, é possível mencionar que todos eles buscam a negociação de energia a um menor preço possível e procuram garantir a efetiva capacidade de desenvolvimento do projeto, no prazo e entrega do montante de energia a ser contratada, por meio de aspectos legais, técnicos e financeiros, através de um nível maior ou menor de exigências. Cumpre ressaltar que existem análises que buscam avaliar o equilíbrio entre a exigência de experiência dos empreendedores *versus* os requisitos de qualidade dos projetos apresentados para qualificação técnica antes da realização dos leilões. A Tabela 1 apresenta a experiência de alguns países no que se refere aos níveis de pré-qualificação dos agentes empreendedores que são candidatos a fornecimento de energia antes da realização dos leilões.

Tabela 1 - Níveis de qualificação de projetos de geração para conexão ao sistema elétrico. Fonte: [26]

Níveis de pré-qualificação		
Baixa	Média	Alta
<p>Peru: dados básicos; estudo de viabilidade.</p> <p>Alemanha: dados básicos; permissão para uso da terra; documentos adicionais são permitidos em troca de uma garantia financeira menor.</p> <p>Portugal: dados básicos apenas.</p>	<p>China: experiência empresarial; garantias financeiras; estudos de viabilidade; conexão; etc.</p> <p>Holanda: estudos ambientais e licenças diversas; estudo de viabilidade do projeto.</p> <p>Reino Unido: estudo de viabilidade técnica, legal e comercial, mas nem todas as licenças são necessárias.</p>	<p>Brasil: conexão à rede; licença ambiental; levantamentos no sítio; etc.</p> <p>Califórnia: experiência empresarial; estudo de conexão; etc.</p> <p>Dinamarca: estudo de impacto ambiental; licenças; conexão; comprovação do terreno; etc.</p> <p>França: estudo de emissões; conexão; licenças; garantias financeiras; etc.</p> <p>África do Sul: comprovação do terreno; estudo de viabilidade; requisitos técnicos, ambientais e financeiros; etc.</p>

O ano de 1997 marcou o início da reestruturação do setor elétrico brasileiro. A partir de então, o Brasil buscou adotar um novo modelo para o setor que visasse garantir

a modicidade tarifária, o acesso universal à energia, estabilidade regulatória e a segurança do suprimento de energia elétrica com um nível razoável de confiabilidade.

A partir de 2004, o modelo foi aprimorado, através das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004; e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, no qual foram estabelecidas as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro (CCEE, 2011). O novo modelo definiu a criação de uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo (a EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia), relativas à comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

Em última análise, os leilões de energia elétrica implementados no Brasil buscam negociar uma capacidade de energia para atendimento a um mercado regulado, garantindo ao processo transparência, isonomia e competição. Adicionalmente, o novo modelo do setor elétrico visa garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a modicidade tarifária e a universalização de atendimento de energia elétrica. Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o ACR, do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o ACL, do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

A energia negociada no ACR ocorre exclusivamente através de leilões de energia, realizados pela CCEE, nos quais são definidos os preços da energia, sendo vencedores os lances com menor tarifa, e os tipos de contrato. Já no ACL, o preço da energia e os tipos de contratos são acordados livremente entre os compradores e vendedores, do qual participam geradoras, comercializadoras e consumidores livres, sem a participação da CCEE.

Além da realização dos leilões de energia, a CCEE é responsável por apurar as diferenças positivas e negativas entre o montante de energia contratada e o montante de energia efetivamente produzido, em todos os ambientes de mercado (ACR e ACL). Essa diferença é liquidada financeiramente no mercado de curto prazo, sendo valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Em relação ao ambiente regulado, o modelo prevê a exigência de contratação de totalidade da demanda por parte das distribuidoras por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos⁴ [27]. Por outro lado, os empreendedores podem também comercializar sua energia no ACL, onde consumidores podem negociar contratos bilaterais livremente com geradores e comercializadores de energia.

Em 2008, foram regulamentados os LER (Decreto 6.353/2008), os quais podem contratar energia nova e/ou energia existente a fim de ajustar energeticamente todo o sistema. Os custos associados a esse mecanismo de segurança são repassados aos consumidores.

É importante ressaltar de forma mais detalhada os tipos de leilão implementados no Brasil, bem como os períodos legais associados à entrega de energia vendida. Eles podem ser classificados em dois níveis, leilões para atendimento à demanda das distribuidoras e Leilões de Energia de Reserva.

Os leilões cujo objetivo é atender à demanda declarada pelas distribuidoras podem ser classificados em:

- Leilões de Fontes Alternativas (LFA): leilões cuja energia deve ser entregue pelo empreendedor entre 1 e 6 anos após o arremate no certame, a depender do prazo estipulado a priori. Esse tipo de leilão visa estimular uma maior quantidade de fontes renováveis na matriz energética do país como fontes solares, eólicas ou biomassa. Os prazos dos contratos de geração variam entre 10 e 30 anos;
- Leilões Estruturantes (LE): certames cuja energia deve ser entregue pelo empreendedor entre 5 e 7 anos após o arremate no leilão, a depender do prazo estipulado a priori. Estão associados ao suprimento de energia proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e aprovada pelo Presidente da República. Como exemplo, podem-se mencionar usinas hidrelétricas de maior porte;

⁴ Consumidores que só podem comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam suas instalações.

- Leilões de Energia Nova (LEN): leilões cuja energia deve ser entregue pelo empreendedor entre 3 e 6 anos após o arremate no certame, a depender do prazo estipulado a priori. As fontes são diversas e o percentual de cada uma delas em relação à demanda por energia é diversificado e calculado com base em metodologia definida pelo MME. Os prazos dos contratos de geração variam entre 15 e 35 anos;
- Leilões de Energia de Reserva (LER): leilões cuja energia deve ser entregue pelo empreendedor em até 4 anos após o arremate no certame e se destinam a contratar energia para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim. A demanda energética é calculada pela EPE e aprovada pelo MME através de metodologia pública, e o custo decorrente da geração vencedora nos certames é rateado por todos os consumidores de energia ou agentes de geração com perfil de consumo. Os prazos dos contratos de geração variam entre 15 e 35 anos;
- Leilões de Energia Existente (LEE): leilões cuja energia deve ser entregue pelo empreendedor entre 1 e 5 anos após o arremate no certame, a depender do prazo estipulado a priori. Geralmente estão associados a fontes termelétricas e são utilizados para ajustar alguns desvios entre a demanda das distribuidoras e os contratos de energia existentes em uma janela temporal de mais curto prazo, como no ano vigente. Os prazos dos contratos de geração variam entre 1 e 15 anos;
- Leilões G + T: o mecanismo de contratação associado a esse tipo de leilão foi incluído mais recentemente e visa coordenar de forma mais eficiente a entrada de geração vinculada a um sistema de transmissão, mitigando possíveis restrições de rede devido a não entrada de obras de transmissão planejadas e/ou não previstas a determinado montante e combinação de geração vencedora de um leilão. Até o momento do presente documento, não foram realizados leilões deste tipo. São leilões cuja energia deve ser entregue pelo empreendedor entre 5 e 7 anos após o arremate no certame, a depender do prazo estipulado a priori.

2.2.1. Tipos de contrato negociados nos leilões no Brasil

Os contratos negociados nos leilões de energia possuem duas modalidades: disponibilidade e quantidade. Na modalidade por disponibilidade existe um risco assumido pelo comprador de não ter a energia garantida no momento desejado e um risco assumido pelo gerador (vendedor) na modalidade por quantidade de não conseguir ganhos financeiros suficientes para compensar o projeto caso não consiga gerar a energia declarada. Em ambos os casos de situações adversas, evidentemente, existe, de um lado, multas associadas aos geradores que não consigam honrar com o previsto em contrato e, de outro lado, eventuais problemas de operação e as consequências financeiras aos consumidores.

No contexto de um leilão de energia elétrica, um produto ofertado por um proponente corresponde a um determinado montante de energia elétrica a ser suprido por meio de um processo de conversão de energia advindo de uma fonte primária específica.

2.2.1.1. Contratos por disponibilidade

Nesta modalidade, são aceitos produtos do tipo: solar fotovoltaica, eólica, termelétricas a biomassa. Todas as fontes, cuja proposição se dá ao mercado regulado, devem destinar um percentual mínimo de 30% da energia declarada e habilitada pela EPE. No caso das usinas termelétricas a biomassa, o Custo Variável Unitário (CVU)⁵ pode ser nulo ou não nulo, dependendo do tipo de combustível utilizado. O prazo de suprimento estabelecido nos contratos pode variar entre 20 e 35 anos para essa modalidade. Os proponentes devem fornecer lances baseados em lotes de energia até o limite de sua garantia física calculada pela EPE.

Nesse tipo de contratação, o empreendedor faz jus ao recebimento de uma receita fixa anual, que representa a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento, incluindo os custos socioambientais, os juros durante a construção, e a remuneração do investimento, além de todos os custos fixos relativos à operação e manutenção da usina. Esse valor de receita fixa é pago independentemente da quantidade de energia gerada e o seu valor influencia no índice

⁵ O CVU é o valor necessário para cobrir todos os custos operacionais do empreendimento e é expresso em reais por Megawatt-hora (R\$/MWh).

de custo benefício (R\$/MWh) do empreendimento. Esse índice é definido como sendo a razão entre o seu custo total e o benefício energético do empreendimento e é utilizado como fator de comparação entre os empreendimentos que disputam o certame.

Historicamente, contratos de comercialização por disponibilidade de energia são empregados em empreendimentos com custo de operação variável, incluindo as usinas térmicas, que estão sujeitas à volatilidade do custo do combustível fóssil, ou em empreendimentos com elevado risco de déficit ou excesso de geração em relação ao valor contratado. A contabilização de eventuais déficits de produção efetiva acumulada ao longo de um período, em relação ao valor declarado, é realizada e ocorrem penalizações em formas de multas.

2.2.1.2. Contratos por quantidade

Na modalidade de contratação por quantidade, o empreendedor tem suas receitas vinculadas à quantidade de energia gerada, em reais por MWh, e os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos integralmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. As eventuais diferenças positivas e negativas entre o valor efetivamente produzido e o valor contratado são liquidadas financeiramente e valoradas pelo PLD.

Historicamente, os contratos de comercialização por quantidade de energia são empregados para empreendimentos com baixo risco associado, incluindo a geração hidráulica. Contudo, é importante salientar que o atual arcabouço do setor elétrico está tomando uma direção no sentido de migrar o tipo de contratação das fontes (eólicas e solares, por exemplo) para a negociação de contratos por quantidade para os próximos leilões, por entender que esta modalidade seria mais aderente a esses tipos de fonte. Em última análise, existe a compreensão que ao longo de um ciclo de produção energética, mensal ou anual, por exemplo, o risco das fontes variáveis é relativamente bem mensurável.

No caso do leilão A-4/2018, os contratos por quantidade foram negociados pelos empreendedores de geração hidrelétrica, incluindo: Central Geradora Hidrelétrica (CGH), Pequena Central Hidrelétrica (PCH) e Usina Hidrelétrica (UHE) com potência inferior ou igual a 50 MW, além de proponentes que ensejam a ampliação de usinas existentes.

2.2.2. Panorama para conexão de geração ao sistema elétrico e sistemática de leilões de energia com margem de transmissão

As regiões com os melhores recursos energéticos nem sempre estão localizadas próximas a uma infraestrutura de transmissão adequada para conexão. Esse motivo pode onerar de forma mais significativa os projetos de fontes alternativas e, conseqüentemente, resultar em ofertas de preços no mercado energético que não refletem o menor custo global para os consumidores.

Diante deste arcabouço, uma concepção de sistemas de transmissão com subestações coletoras próximas aos parques de geração foi desenvolvida em nível de planejamento no ano de 2008, quando a regulamentação do setor elétrico foi aprimorada com a criação de Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG. Essas instalações possuíam inicialmente o objetivo de incentivo à inserção da energia proveniente da biomassa, visando aproveitamentos ambientais, operacionais e socioeconômicos destes projetos. Em seguida, o conceito foi estendido para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Parques eólicos.

A ICG é caracterizada de forma simplificada, através dos conceitos de Subestação Coletora e Subcoletora⁶. De forma geral, pode ser entendida como um conjunto de instalações de transmissão que permitem a conexão de usinas geradoras em pontos próximos a regiões com expressivo potencial energético e que são licitadas por meio de leilões de transmissão, após o conhecimento de resultados de leilões de energia.

O custo de uma ICG deve ser arrecadado pelos geradores usuários, de forma proporcional à potência injetada; o gerador conectado à baixa do transformador paga a parcela da receita do transformador proporcional ao seu montante de uso contratado do sistema de transmissão - MUST.

⁶ A Subestação Coletora é uma instalação de transmissão integrante da Rede Básica, vinculada à conexão das usinas em caráter compartilhado à Rede Básica, minimizando o custo total dos investimentos, enquanto que o conceito de SE Subcoletora, instalação de transmissão não integrante da Rede Básica, se destina à conexão de centrais de geração em caráter compartilhado à Rede Básica, ou seja, instalação de transmissão como de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG).

A implementação de instalações do tipo ICG no SIN permitiria realizar uma aderência entre os prazos para entrada das usinas e o prazo para entrada das instalações de transmissão. Contudo, na prática, o conceito não foi verificado de forma efetiva em todas as instalações do tipo ICG licitadas. Por exemplo, o descasamento entre as datas de entrada em operação das obras decorrentes do leilão do sistema de transmissão correspondente ao escoamento da energia comercializada no LFA realizado em 2010 resultou em usinas eólicas que entraram em operação antes do sistema de transmissão. Neste caso, o sistema elétrico teve que arcar com os custos da geração produzida sem que se fosse efetivamente aproveitado esse montante pelo SIN.

Por fim, o desgaste econômico e político das ICG, em virtude de alguns exemplos malsucedidos da integração de geração de fontes alternativas ocasionou a suspensão de recomendações de transmissão desse tipo. O arcabouço atual prevê que o risco de externalidades que impeçam o escoamento pleno de geração é de risco dos empreendedores, embora haja uma política de recomendação de obras de transmissão de forma proativa, segundo o potencial energético de diversas regiões.

Sob um cenário de crescente participação de renováveis com elevada variabilidade de produção no curto prazo, de recente aumento dos prazos para implantação da transmissão no Brasil e das incertezas locacionais da entrada de geração associadas ao arcabouço regulatório brasileiro, foi introduzido em alguns leilões de energia de reserva ou de energia nova A-3 ou A-4, desde 2013, o conceito de margem de transmissão, como instrumento de coordenação da expansão da geração e de transmissão de diversos atrasos nos cronogramas. Por conta deste fato, alguns leilões ficaram conhecidos no setor elétrico como “leilões de margem de transmissão” ou, simplesmente, “leilões de margens” e podem ser identificados como leilões de energia com prerrogativa de calcular e alocar margem de transmissão disponível para entrada de geração adicional em um prazo reduzido, atualmente em até quatro anos.

A característica mais relevante dos leilões de margens é a não necessidade de reforços adicionais de transmissão relacionados à energia vendida, pois se entende que existe uma probabilidade razoável de entrada em operação dos empreendimentos de operação planejados até o prazo de entrega da energia negociada no certame. Desta forma, são realizadas análises elétricas preliminares à realização dos leilões com o objetivo de especificar a quantidade máxima de geração adicional que pode acessar o sistema de transmissão existente e/ou planejado até a data de entrada em operação das usinas adicionais. O montante calculado é divulgado antes da realização do leilão. O

processo de cálculo é detalhado no capítulo 3, mas a sistemática do leilão é apresentada a seguir.

As diretrizes dos leilões com cálculo de margem de escoamento são definidas por meio de portarias específicas emitidas pelo MME. O primeiro leilão de contratação de energia nova (A-4) realizado em 2018 (LEN A-4/2018), por exemplo, contou com uma fase específica de disputa das margens de transmissão e teve sua sistemática estabelecida pela Portaria MME nº 465/2017. O acesso ao sistema eletrônico do leilão é feito via *internet* e a efetivação da conexão ao sistema eletrônico é de inteira responsabilidade dos empreendedores proponente. Dessa forma, os empreendedores devem usar todas as medidas necessárias para uma conexão adequada e contínua, podendo utilizar opções de redundância como meios alternativos de conexão.

O leilão de energia com cálculo de margem de transmissão associado possui três fases: a primeira fase é composta por uma etapa denominada como inicial, onde ocorre efetivamente a disputa pela margem de transmissão; a segunda fase, que é composta por uma etapa denominada como contínua; e a terceira, que é denominada como fase de ratificação de lance. Essas fases e etapas serão detalhadas na sequência.

Na primeira fase, os empreendedores de geração submetem um único lance (em R\$/MWh) para cada produto ofertado e de forma simultânea. Nessa fase, a quantidade de lotes ofertados pelos empreendedores deve ser respeitada até o final do leilão. A quantidade de lotes é menor ou igual ao lastro de venda e deve ser maior ou igual ao valor mínimo estabelecido no edital do leilão. O leiloeiro classifica os lances dos proponentes quanto ao preço, organizando de forma crescente, sujeita a capacidade remanescente de escoamento da rede de transmissão, sem realizar a separação dos produtos por tipo de fonte.

É importante detalhar um pouco mais a etapa inicial da primeira fase. Neste estágio do leilão, ocorre uma classificação por ordem crescente de preço de lance, sujeita à capacidade remanescente para escoamento de geração. Ou seja, o somatório da potência instalada (ou potência injetada para termelétricas) dos empreendimentos associados a cada subestação de distribuição, barramento candidato, subárea do SIN e área do SIN, deve ser menor que a capacidade calculada previamente em metodologia divulgada publicamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e EPE [28]. Os empreendimentos que superarem os limites associados à subestação de distribuição, barramento candidato, subárea do SIN e área do SIN não são classificados para a próxima fase e deixam de participar do leilão. A ordem de classificação que indica os

proponentes indicados para a próxima fase leva em consideração a potência injetada, para usinas termelétricas à biomassa, e potência instalada para as demais usinas e, evidentemente, o preço proposto no lance único.

Na segunda fase, o leiloeiro identifica a quantidade demandada de cada produto, calculada previamente com base na demanda declarada como necessária pelas distribuidoras para atender o mercado e pela divisão realizada por metodologia divulgada pelo MME. Cada empreendimento disputa uma fração dessa demanda entre aqueles do mesmo tipo, na etapa contínua, baseado em submissões de lances, que devem ser ofertados dentro de um tempo limite pré-estabelecido.

Nessa etapa, cada vez que uma submissão de lance é realizada por qualquer empreendedor, o sistema do leilão reinicia a contagem do tempo e ordena de forma crescente os lances, caracterizando-os como lotes atendidos ou lotes não atendidos. O limite de não atendimento é caracterizado pela quantidade demandada em lotes para determinada fonte. A sistemática do leilão prevê que, nesta fase, é possível ofertar vários lances, desde que o produto ofertado tenha um preço de, no mínimo, o preço corrente menos um decréscimo. O preço corrente é igual ao preço de lance do empreendimento marginal que completa a quantidade demandada pelo produto. Esta etapa termina quando o tempo finaliza sem inserção de nenhum lance.

Cumprido destacar que a etapa de ratificação acontece quando são identificadas subestações com quantidades de vãos de conexão menores que o total de proponentes classificados na segunda fase do leilão. Nesse caso, se inicia a referida etapa e os proponentes têm a oportunidade de ratificar o lance realizado anteriormente, declarando que é possível uma divisão de vãos com outros empreendedores. Caso o empreendedor opte por não compartilhar os vãos de conexão, o seu empreendimento ficará automaticamente desclassificado do leilão.

2.2.3. Breve experiência internacional sobre acesso à rede de transmissão

Uma vez que a introdução de fontes renováveis intermitentes é cada vez maior na matriz energética mundial, a instituição *International Renewable Energy Agency* (IRENA) divulgou um documento que produziu diretrizes para realização de leilões envolvendo fontes renováveis. Dentre os temas pertinentes, a rede de transmissão ganha destaque, dado que o acesso físico à rede é um requisito essencial para garantir a viabilidade de projetos de geração renovável.

A obrigação da aquisição de uma licença de acesso à rede por partes dos empreendedores de geração pode variar dependendo do modelo de leilão implementado em cada país ou região. Uma permissão ou licença de acesso é um documento oficial que habilita a conexão de um projeto de geração à rede elétrica, estabelecendo uma data de operação comercial no documento e eventualmente condicionada a itens como o reforço ou expansão da rede [29].

Os requisitos de qualificação de acesso à rede podem assumir as seguintes formas, que vão desde a mais complacente a exigente: i) não é necessária licença de acesso para a qualificação, o que permite aos vencedores de leilão obter as licenças apenas após o leilão; (ii) uma licença de acesso é necessária antes do leilão, mas projetos que exijam expansão de rede ou imposições estão autorizados a participar; e (iii) é necessária uma permissão de acesso antes do leilão, e somente os projetos que não necessitem de expansão ou reforço da rede são autorizados a participar [29].

No caso de não ser necessária licença de acesso, é evidente a diminuição da carga de trabalho dos órgãos administrativos responsáveis pela emissão das licenças de acesso, pois apenas os vencedores do leilão teriam que obter a licença [29]. Por outro lado, isto pode acarretar outros problemas, com destaque para impossibilidade de escoamento em uma rede de transmissão fraca e que não conseguiria ser reforçada em um tempo hábil para a entrada em operação comercial da geração.

No caso da permissão de acesso à rede ser exigida antes do leilão, pode-se fornecer aos agentes empreendedores e informações importantes sobre qualquer expansão ou reforço de rede necessária antes dele preparar suas ofertas e comprometer-se no leilão. Isto pode tornar o processo mais eficiente e permitir que os geradores só entrem no certame após avaliar todos os riscos de uma eventual impossibilidade de conexão, dado que geralmente leva-se menos tempo para implementar um projeto de energia renovável do que para construir novas instalações de transmissão [29]. De forma análoga, para o sistema elétrico, a permissão de acesso se torna um mecanismo de mitigação de risco, pois aumenta a probabilidade de coordenação de cronogramas de entrada em operação comercial da geração.

Para coordenar a expansão da geração e transmissão, é possível: (i) usar um procedimento para alocação de custos de infraestrutura de rede que atribua a cada projeto uma parte dos custos de reforços da rede necessários; e (ii) assegurar que esses custos alocados ao projeto, por meio de taxas de acesso a transmissão, sejam internalizados pelo investidor nas propostas.

Uma escolha mais segura é restringir o conjunto de projetos qualificados para aqueles que não requerem qualquer expansão da rede elétrica. A implementação desta opção pode parecer conceitualmente simples no início: se a entidade responsável pela emissão da licença de acesso à rede determinar que a capacidade da rede é insuficiente, então o projeto não recebe a licença e não se qualifica para o leilão. No entanto, uma maior complexidade surge nos casos em que existe alguma capacidade disponível num dado ponto de ligação à rede, mas o número de geradores candidatos à procura de ligação nesse ponto excede esta capacidade. Essa opção tem a vantagem de eliminar o risco de subfornecimento devido a atrasos no reforço/expansão da rede. As desvantagens são, além da complexidade introduzida na fase de qualificação e no processo de seleção dos vencedores, a potencial redução da concorrência no leilão, uma vez que a limitação da procura em cada ponto de ligação à rede existente ou já planejada resulta numa fragmentação da demanda do leilão.

É importante salientar que a análise da rede de transmissão presente nos leilões de transmissão antes da realização dos certames se difere um pouco da análise realizada no processo de habilitação técnica realizada nos demais leilões de transmissão. Convencionalmente, a análise de conexão realizada na fase pré-qualificação técnica avalia os pontos de entrada pleiteados no sistema e o impacto individual de cada agente no sistema elétrico, determinando a habilitação ou não de determinado empreendimento de geração que pleiteie acessar a rede. Por outro lado, a análise desenvolvida nos leilões de margem busca avaliar não só o impacto individual de cada gerador adicional no sistema elétrico, mas também a interação simultânea de vários geradores adicionais inseridos em possíveis cenários de operação, a partir de metodologia pública [28]. A sistemática do leilão de margem de transmissão, definida através de portaria do MME, acontece em duas etapas distintas e será detalhada posteriormente.

2.3. Avaliação de segurança no contexto de forte penetração de fontes renováveis

Um sistema é dito seguro se, após um determinado distúrbio na rede, o sistema se mantém dentro de limites estáveis e aceitáveis de operação. O nível de segurança de um sistema está fortemente associado à sua robustez, depende das condições operativas e também da probabilidade de ocorrência de distúrbios. A segurança de sistemas de

potência pode ser definida como a habilidade do sistema em suportar qualquer distúrbio, de uma lista de fenômenos prováveis, sem que haja graves problemas operacionais.

O cálculo da margem de escoamento remanescente de transmissão nada mais é que uma avaliação baseada em critérios de segurança. Assim, embora seja um tema largamente difundido, a breve compreensão de algumas considerações de segurança de sistemas de potência é importante no contexto da inserção de fontes renováveis variáveis.

2.3.1. Segurança estática

A avaliação de segurança estática de um sistema elétrico está relacionada a um ponto de operação no qual são avaliados os níveis de tensão e carregamento [30]. Para um cenário de carga e geração, topologia, e lista de contingências, o sistema é considerado estaticamente seguro se os perfis de tensão em um conjunto de barras estão dentro de níveis aceitáveis e se os carregamentos nas linhas de transmissão e transformadores da rede se encontram dentro dos seus limites térmicos, mesmo diante de possíveis contingências nos elementos da rede, para que sejam respeitados os critérios de segurança em regime permanente, ainda que haja perda de algum elemento do sistema.

As análises podem ser realizadas a partir de vários métodos, incluindo técnicas probabilísticas, determinísticas, utilizando otimização, com abordagens inteligentes ou não, entre outras. Contudo, normalmente a teoria do fluxo de potência é utilizada em alguma parte do processo de análise, respeitando as equações de fluxo de potência CA baseado no método Newton-Raphson [31].

Embora tenham sido relatados na literatura vários casos de atraso de obras de transmissão ou simplesmente situações de dimensionamento abaixo do ideal para escoamento pleno de geração renovável, muitas redes de transmissão são malhadas, possuem ligações com outros sistemas ou são sistemas elétricos coletores de geração variável que não possuem linhas de transmissão CA com grandes comprimentos. Essas considerações significam que, grande parte dos problemas relatados às fontes variáveis está associada aos congestionamentos de rede, conforme será apresentado no capítulo 3. Este tema impacta diretamente nas transações realizadas entre sistemas de energia de curto prazo, e mesmo análises de médio e longo prazo, como é o caso de leilões de energia no Brasil. Diante do exposto, este trabalho realizará avaliações de segurança estática em uma quantidade expressiva de cenários de carga e geração.

2.3.2. Segurança dinâmica

A segurança dinâmica monitora grandezas elétricas como potência, tensão e frequência, para garantir a qualidade e a confiabilidade do serviço prestado aos consumidores. Em última análise, são avaliadas situações que podem ocasionar, inclusive, apagões. Eventos como curtos-circuitos, rejeições e/ou rampas de geração e carga não devem levar o sistema à instabilidade. A estabilidade transitória, juntamente com a estabilidade de tensão e a estabilidade a pequenos sinais, determina as características dinâmicas de sistemas de potência [32]. Para a descrição do comportamento dinâmico do sistema, é necessária uma modelagem que inclua a resposta sistêmica do sistema através de várias equações diferenciais.

A avaliação da segurança de um sistema elétrico pode ser realizada a partir de uma análise de segurança estática até a realização de análises que descrevem o comportamento dinâmico do sistema desde milissegundos até vários segundos. A análise realizada nesse trabalho tem como um dos focos a segurança estática. Contudo, alguns cenários de regime permanente serão filtrados, para, em seguida, serem realizadas investigações qualitativas de segurança dinâmica, porém sem grande profundidade nas consequências desse fenômeno.

Problemas relacionados associados à estabilidade podem ser preocupantes, sobretudo em redes fracas ou isoladas, no contexto de forte penetração de fontes renováveis variáveis. Mesmo redes elétricas robustas com alto nível de penetração de fontes variáveis renováveis podem apresentar problemas de instabilidade, a depender do momento operativo. Por exemplo, em momentos nos quais fontes elétricas convencionais de base não estão disponíveis para atender uma rampa de geração ou mesmo de carga.

2.4. Revisão bibliográfica

A complexidade do cálculo da margem de escoamento remanescente de uma rede elétrica existente pode ser explicada por algumas razões, dentre as quais, é possível citar: (i) a consideração das possíveis contingências da rede elétrica; (ii) os diversos condicionantes em torno do despacho de geração, incluindo a variabilidade de fontes renováveis; (iii) a ponderação da variação dos patamares de carga em períodos mais discretos no tempo, incluindo a avaliação da capacidade do sistema elétrico de atender à

demanda de ponta; (iv) considerações sobre a probabilidade de ocorrência dos cenários de carga e geração; (v) o tipo de aplicação comercial e (vi) o horizonte de análise.

A combinação dessas variáveis gera uma ampla faixa de diferentes cenários possíveis que impactam na capacidade de absorção de geração de uma determinada rede elétrica. A avaliação da segurança sistêmica, que contemple os principais fenômenos elétricos envolvidos, em horizontes de curto, médio e/ou longo prazo, sob os possíveis cenários, objetiva produzir resultados que permitam aos planejadores e operadores de sistemas elétricos estimarem a capacidade⁷ de um conjunto de instalações na transmissão de energia para o cálculo da margem de escoamento remanescente de uma rede elétrica e deve refletir com a máxima precisão possível as realidades físicas de uma rede de transmissão, de maneira hábil.

Na literatura, é possível encontrar pelo menos três temas correlatos a cálculo de margem de escoamento remanescente de uma rede elétrica: cálculo da capacidade de transmissão disponível, gestão de congestionamento de redes de transmissão e cálculo da capacidade de hospedagem. Embora o primeiro e o segundo estejam mais associados a avaliações em nível de transmissão – o que estaria mais adequado a este trabalho, o terceiro possui muitas publicações relacionadas a instalações de distribuição. De qualquer forma, é possível notar uma interseção entre essas áreas e a avaliação de trabalhos em torno desses três temas se mostra interessante, sobretudo quando o terceiro tema possui um forte viés de análise de inserção de fontes renováveis distribuídas, a qual tem contribuído para agregar alguns paradigmas relacionados ao primeiro e ao segundo tema.

⁷ Neste trabalho, o termo capacidade refere-se à máxima quantidade de transferência possível de energia em um conjunto de instalações; não é necessariamente um termo equivalente a capacidade.

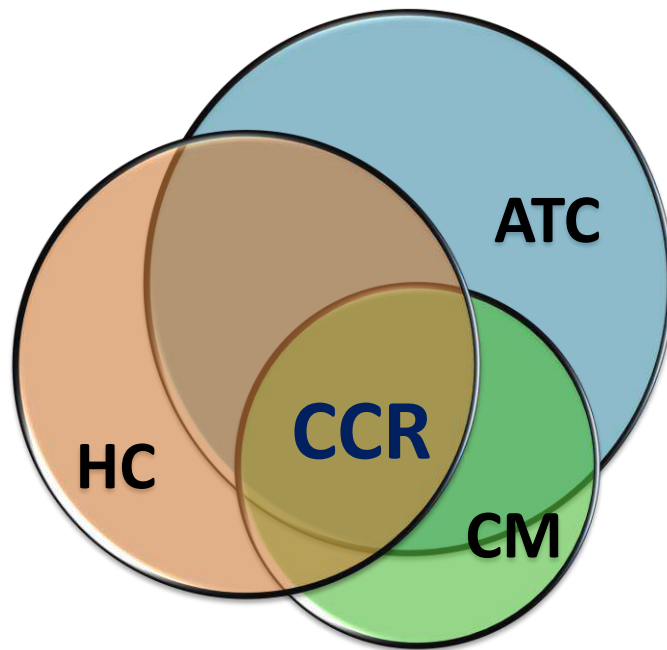


Figura 15 - Diagrama de áreas de interesse em comum com o cálculo de margem de escoamento.

No diagrama apresentado na Figura 15, é possível observar a relação observada na literatura para o estado da arte do Cálculo de Capacidade Remanescente (CCR) da rede de transmissão. Além disso, o tamanho das circunferências procura sinalizar, de forma comparativa, a relevância qualitativa e quantitativa de trabalhos realizados nos temas *Available Transfer Capacity* (ATC), *Congestion Management* (CM) e *Hosting Capacity* (HC), os quais têm utilizado técnicas interessantes para o cálculo em destaque nessa dissertação.

O Apêndice A contém uma revisão bibliográfica detalhada sobre os três temas correlatos a este trabalho: ATC, CM e HC. Nos capítulos seguintes serão realçados os pontos relevantes de cada um desses temas utilizados neste trabalho.

CAPÍTULO 3 – METODOLOGIAS PRATICADAS NO CÁLCULO DE MARGEM DE TRANSMISSÃO

3.1. Experiências internacionais no cálculo comercial de margens de transmissão e rejeição de geração

Nesta seção é observado um panorama internacional a respeito do cálculo de capacidade comercial de redes de transmissão, a partir da experiência internacional, bem como a abordagem das legislações e a experiência de países com considerável penetração de fontes renováveis variáveis frente ao corte de energia de fontes alternativas.

3.1.1. Cálculo de capacidade de redes de transmissão

A maior parte da literatura disponível sobre o cálculo de capacidade remanescente da rede de transmissão está relacionada ao contexto da operação de sistemas elétricos, com análises realizadas em um horizonte de menor prazo, especialmente para permitir transações comerciais e/ou o acesso de fontes alternativas no sistema, acomodando-as à rede existente.

Por conta disso, métodos de ATC são historicamente empregados ao nível de transmissão e, mais recentemente, métodos baseados em fluxos de um mercado acoplado. Ao nível de distribuição são aplicados métodos de capacidade de hospedagem. Devido ao escopo de avaliação deste trabalho, são observados métodos de cálculos aplicados para redes de transmissão.

A necessidade de cálculo de limites de transferências para fins comerciais foi iniciada nos Estados Unidos a partir da publicação de documentos pela Agência Federal Reguladora de Energia (FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*), em 1996, através de normas que visam promover um mercado competitivo de energia elétrica. Nessas normas foi estabelecido o conceito de capacidade de transmissão disponível ou ATC e que essa capacidade ou margem deve ser calculada para cada área de controle e publicada em uma plataforma de comunicação denominada OASIS (*Open Access Same-Time Information System*), o qual deve ser publicamente acessível a todos os agentes. Assim, houve estímulos à transações comerciais competitivas principalmente onde a estrutura do mercado de energia é dominada por transações bilaterais [33], [34] e [35].

Ao mesmo tempo, outros mercados começaram a implementar essas ideias, de maneira que a desverticalização do mercado europeu também permitiu a realização de transações comerciais baseadas em ATC no final do século XX.

A exposição de um preâmbulo do funcionamento do mercado de energia europeu é importante para a compreensão de como ocorre o cálculo de capacidade disponível da rede de transmissão para transações comerciais de energia entre diferentes jurisdições.

A referência [36] expõe de forma sucinta, mas consegue abranger diversas condicionantes singulares do mercado de energia europeu. A desverticalização do mercado de energia europeu visando à competição em um mercado interno ganhou força através de três pacotes legislativos (nos anos 1996, 2003 e 2009). O estágio de integração de mercado de energia pleno da União Europeia ainda não está totalmente formado e, portanto, os mecanismos e práticas atuais estão sujeitas a possíveis aprimoramentos.

O mercado de energia europeu é verticalmente desacoplado, sendo os setores de distribuição e transmissão encarados como monopólios naturais regulados e os setores de geração e consumo atuam em um ambiente de livre mercado. Geradores negociam, no atacado, grandes montantes de geração com grandes consumidores industriais e comercializadores. Já os comercializadores negociam a venda de energia, no varejo, com os consumidores finais.

Nos mercados atacadistas, a eletricidade pode ser negociada em diferentes formas: (i) em uma bolsa de energia ou plataforma de negociação multilateral na qual os participantes enviam ofertas de geração e demanda; (ii) negociação bilateral em um mercado de balcão, também conhecido como OTC, na qual geradores e consumidores firmam contratos comerciais através de negociação direta e (iii) negociações realizadas em mercado de balcão organizado, nas quais os participantes do mercado submetem ofertas de geração e demanda e estas podem ser aceitas pelas partes, resultando em preços diferentes para cada operação (sobretudo em situações que há restrições de transmissão e os preços de energia podem ser diferentes entre submercados).

As negociações no livre mercado ocorrem através de diferentes tipos de arranjos, a depender da janela de tempo negociada, da exposição a riscos a que estão sujeitos os participantes de mercado, além de objetivos claros de suporte sistêmico. A responsabilidade final pela manutenção do equilíbrio instantâneo de geração-consumo é do Operador do Sistema de Transmissão (TSO), que deve coordenar a programação da operação com geradores, comercializadoras e/ ou consumidores industriais em instantes

anteriores ao despacho atual. Alguns desses agentes possuem uma carteira de consumo, geração ou contratos de transação de energia, constituindo uma entidade de mercado conhecida como *Balance Responsible Parties* (BRP).

A ordenação temporal para negociações de energia pode ser dividida em duas categorias: mercados futuros, de médio e longo prazo, ou mercados de curto prazo. As negociações de médio e longo prazo (*forward and future market*) resultam em contratos para entregar ou consumir certa quantidade de eletricidade em um determinado momento no futuro por um preço acordado anos antes da data de realização da transação. Esse mercado funciona tanto para geradores quanto para grandes consumidores como um mecanismo de redução de vulnerabilidade às flutuações de preço de energia e garantia de previsibilidade nos custos.

Por outro lado, é importante salientar a existência de um mercado de balanço para corrigir eventuais desvios entre a carga e geração, tanto no longo prazo quanto no curto prazo. Este mercado conta com forte monitoração e eventual atuação do operador de sistema.

A referência [37] faz importantes comentários associados ao impacto que o congestionamento de redes acarreta aos mercados de energia e discute duas técnicas utilizadas atualmente para o cálculo de margens de transmissão, uma baseada na capacidade de transferência disponível (ATC) e outra baseada em um mercado acoplado (*Flow Based*). A rede de transmissão possui limitação física a transações comerciais de eletricidade entre os países. Conseqüentemente, a metodologia de cálculo da capacidade disponível da rede de transmissão possui impactos econômicos e de bem estar social que afetam de forma substancial a dinâmica do mercado de energia.

Em algumas jurisdições do mundo que praticam o livre mercado de compra e venda de energia, incluindo a parte dos Estados Unidos e Europa, tem sido utilizado o mecanismo de capacidade de transferência disponível (ATC). Contudo, esta metodologia está em fase de substituição e implementação por outra abordagem baseada no fluxo (*Flow Based – FB*) para a Europa Central. Em comparação com os métodos baseados em ATC, o acoplamento de mercado FB aumenta a convergência de preços entre zonas de mercado, garantindo a mesma segurança no fornecimento de energia.

A proposta do cálculo baseado em fluxo consiste, essencialmente, na alocação da capacidade de transmissão entre diferentes zonas de forma mais eficiente, através do acoplamento eletroenergético entre zonas. Esse cálculo permite aprimorar as transações internacionais de eletricidade dentro um mercado de energia maior, em vez de gestão de

transações de eletricidade apenas bilaterais, uma vez que os fluxos observados nem sempre seguem os acordos comerciais e dependem tão somente dos pontos de operação e da topologia da rede elétrica. Por exemplo, quando a Alemanha exporta eletricidade para a França, parte da energia elétrica flui através dos Países Baixos e da Bélgica, em vez de seguir o caminho direto entre os dois países. Portanto, essa transação também tem um impacto na capacidade de interconexão disponível nas fronteiras holandesa e belga [37].

Para atingir esse objetivo, a técnica FB explicita as restrições que refletem os limites da rede entre zonas, de forma mais granularizada, em vez de fornecer capacidades comerciais fixas, através de um modelo de rede simplificado, contendo a combinação de nós e ramos.

Em ambas as abordagens, ATC e FB, o objetivo é realizar o cálculo da capacidade de transmissão disponível para transações comerciais de eletricidade entre diferentes zonas de mercado, com garantia de equilíbrio entre a demanda e a geração de energia carga, desde a negociação realizada para mercados futuros e de curto prazo, sendo finalizada na operação com a liquidação de desequilíbrios em tempo real. Antes de aprofundar nas diferenças entre as técnicas, é importante compreender um pouco melhor sobre as peculiaridades de cada uma delas.

3.1.1.1. Método baseado em ATC

A definição numérica da capacidade de transmissão disponível (ATC) é possível a partir do conhecimento dos seguintes fatores: capacidade total de transferência (TTC), margem de confiabilidade da transmissão (TRM), capacidade de transferência líquida (NTC) e fluxos de transmissão notificados (NTF).

Especialmente NTC e ATC são valores fundamentais para que os participantes do mercado de energia possam antecipar e planejar suas transações internacionais, ao mesmo tempo em que os Operadores do Sistema de Transmissão (TSO) consigam gerenciar essas transações de eletricidade.

TTC é a máxima capacidade potência que pode ser trocada entre redes em áreas geográficas vizinhas sem que seja comprometida a segurança do sistema. Para calcular o TTC entre duas redes, cada operador do sistema define um ou mais cenários de referência que correspondem a uma situação específica que ocorreu na rede ao longo dos anos, meses ou dias anteriores. Esses cenários são usados como base para realizar simulações destinadas a avaliar os fluxos de eletricidade dentro da rede, permitindo

assim calcular o TTC. Além disso, esse cálculo deve considerar fluxos não programados, que podem vir de transações entre outras zonas, devido à integração das malhas de transmissão [38]. São levados em consideração limites térmicos, de estabilidade eletromecânica e de tensão.

TRM é a mínima reserva que os operadores do sistema devem ter disponível em sua malha de transmissão para que possam fornecer suporte a outros países aos quais está direta ou indiretamente conectado, se necessário, através de usinas de rápida partida [38]. As incertezas de previsão dos fluxos de potência nos elementos da rede devido a informações imprecisas dos participantes do mercado (parâmetros de linhas, por exemplo) e eventos inesperados em tempo real são cobertas pelo TRM. A estimativa do TRM pode ser feita de acordo com experiências passadas ou usando métodos estatísticos, uma vez que essa parcela possui um viés probabilístico inerente.

NTC é a capacidade de transmissão disponível para transações comerciais. Pode ser calculada através da equação 3.1:

$$NTC = TTC - TRM \quad (3.1)$$

NTC reflete uma incorporação sazonal das variações de capacidade da rede ao longo do ano, principalmente devido aos seguintes fatores [38]:

- a) estação do ano: por exemplo, durante o inverno, as linhas estão mais frias e são capazes de transmitir mais energia;
- b) infraestrutura de manutenção: linhas com manutenção programada precisam ser desligadas, afetando a capacidade disponível das demais linhas;
- c) fluxos na rede: transações entre outros países podem afetar os fluxos nas linhas de interligação da malha de transmissão, afetando a capacidade disponível.

NTF pode ser interpretado como a parte já ocupada do NTC pelos contratos de transferência já fechados no período de tempo avaliado. Por exemplo, os participantes de mercado enviam as programações aos operadores e estes realizam cálculos para avaliar os fluxos já alocados nas linhas de interligação. Esses fluxos deixam apenas uma parcela de margem disponível para transações comerciais. Essa margem é chamada ATC e pode ser dada através da equação 3.2 [39]:

$$ATC = NTC - NTF \quad (3.2)$$

As noções de NTC e ATC podem ser usadas de diferentes maneiras pelas autoridades nacionais, reguladores e operadores para a definição das regras de mercado, especialmente para organizar o acesso e na gestão de congestionamentos. Por exemplo, para transações de eletricidades de mercado de curto prazo podem ser utilizadas

abordagens com ATC. Por outro lado, avaliações de capacidade da rede em um período anual com intuito de realizar transações de eletricidade de mais longo prazo, por exemplo, as jurisdições podem lidar com abordagens envolvendo NTC, divulgados em uma base anual e/ou sazonal por operadores de transmissão [39].

No Brasil, a maior parte das publicações que envolvem cálculo de capacidade de transmissão é pertinente a pesquisas de cálculo de TTC. Possíveis explicações para esse fato podem estar associadas ao desenho de mercado brasileiro; uma vez que o atual modelo não prevê possibilidade de cobrança de tarifas dinâmicas mais elevadas em situações operativas de rede congestionada, que poderiam habilitar a transação energética apenas entre agentes dispostos a pagar pelo uso da transmissão por meio do estabelecimento de negociações de energia de curto prazo em larga escala. Na prática, quando há congestionamento de rede, o ONS executa as medidas operativas necessárias para manutenção da segurança sistêmica, de forma centralizada, o que pode incluir desligamento de unidades geradoras. Além disso, as transações de eletricidade que o Brasil realiza com outras jurisdições, costuma ser reduzida. Deste modo, avaliar limites de intercâmbio entre subsistemas é uma das maiores motivações para esse tipo de análise, ao invés de análises de múltiplos cenários de carga e geração que possam afetar a margem de escoamento remanescente, incluindo congestionamentos de rede a nível regional⁸.

Com a necessidade de cálculo de margem de escoamento remanescente para leilões de energia, o caráter regional da análise com vários comprometimentos comerciais já existentes e a complexidade de cenários a serem avaliados, associada à possibilidade do Brasil caminhar para um mercado de curto prazo mais ativo e de negociações mais próximas do tempo real, através da implementação de um novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro visando a modernização e expansão do Mercado Livre de Energia Elétrica, possivelmente ocorreria a necessidade de maiores investigações no mercado brasileiro nas outras parcelas das equações 3.1 e 3.2 [40].

3.1.1.2. Método baseado em fluxo

O método baseado em fluxo abre caminho para a conclusão da integração do mercado europeu. Devido à sua natureza inovadora e dinâmica, permite aperfeiçoar a

⁸ O termo *regional* é utilizado para transmitir a ideia de uma porção local da malha de transmissão, ao invés da abrangência de grandes troncos de transmissão para interligação entre sistemas de grande porte.

capacidade disponível para negociação de eletricidade entre diferentes jurisdições. O acoplamento entre diferentes zonas de mercado de curto prazo aumenta a eficiência das transações porque garante que os limites físicos da rede sejam respeitados. Isso se traduz para os usuários da rede de transmissão em ganhos significativos de bem-estar econômico.

Na abordagem baseada em fluxo, é realizada uma descrição mais detalhada da rede, levando em conta a variabilidade de algumas fontes renováveis como geradores eólicos e solares fotovoltaicos, por exemplo, em uma janela de tempo mais granularizada. Essas características tornam o método baseado em fluxo possivelmente mais sofisticado para o cálculo de capacidade.

Dezesseis importantes operadores de transmissão europeus seguem decisões da Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia (ACER) para combinar as iniciativas regionais de integração entre a antiga Europa Oriental e Ocidental e aumentar o tamanho do núcleo de interconexão do continente. Esses operadores estão trabalhando na implementação padronizada da metodologia de cálculo da capacidade de fluxo regional

Visando essa integração, uma nota técnica foi lançada pela instituição Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte (ENTSO-E) [41] com o objetivo de fornecer uma descrição detalhada da metodologia de cálculo da capacidade e gestão do congestionamento de redes de transmissão de diferentes jurisdições.

O cálculo de capacidade baseado em fluxo proposto em inclui uma análise de contingências em uma abordagem de fluxo de potência CC, na qual restrições são determinadas pelo fluxo nos elementos.

Uma vez que as condicionantes de segurança vão além de restrições do fluxo de potência, questões como: estabilidade de tensão e eletromecânica, premissas de linearização e reservas operacionais também devem ser avaliadas. Essas questões são chamadas de restrições externas e, usualmente, são consideradas em uma análise à parte e utilizadas como insumos do processo de cálculo de capacidade baseado em fluxo. As restrições externas são revisadas regularmente e atualizadas pelo menos uma vez ao ano. Muitas vezes são representadas por informações de limites importação e/ou exportação nas zonas de ofertas divulgadas pelos operadores.

Provavelmente, as análises de cálculo de capacidade remanescente para transações energéticas possuem uma abordagem CC para viabilizar a simulação de diversos

cenários bastante estratificados no tempo, permitindo assim reduzir os esforços computacionais envolvidos.

A depender das características do sistema avaliado, como a robustez física (por exemplo: limites térmicos e estruturas de suporte) e comprimento das linhas, uma das análises mais importantes envolve, de fato, a avaliação de fluxos que atravessam os ramos da rede elétrica. Essa percepção reforça a relevância do desenvolvimento de análises que possam rapidamente fornecer informações de violações térmicas na rede elétrica. Avaliações de congestionamento de rede baseadas em fluxo CC se encaixam nessa necessidade. Além disso, eventuais condições operativas não analisadas em fluxo CC que demandem serviços de transmissão como, por exemplo, suporte de tensão e controle carga-frequência, podendo esses recursos ser oferecidos aos operadores em tempo real.

A metodologia para o cálculo da capacidade para transações energéticas é baseada em modelos de previsão do sistema de transmissão. As entradas de dados são criadas pelos operadores dois dias antes da data de suprimento de energia, com a melhor estimativa possível de um programa de transferências energéticas em uma base horária. Por isso, inicialmente, os resultados estão sujeitos a imprecisões e incertezas e são tratados através do processo apresentado a seguir.

O processo de cálculo é feito através de um modelo de rede comum, no qual modelos de rede individuais dos operadores são acoplados e é gerado um caso base com essa inclusão. Além disso, os seguintes dados devem ser disponibilizados por cada operador: (i) a lista com os ramos críticos de cada rede a serem monitorados; (ii) a lista de contingências; (iii) as margens de confiabilidade de fluxo (FRM); (iv) possíveis ações remediais disponíveis; (v) os fatores de distribuição por deslocamento de geração e (vi) as restrições externas, para cada hora do dia. Esse processo visa realizar de cálculos de capacidade a partir de uma abordagem de rede simplificada, mas que represente todos os ramos críticos e cenários de programação de geração e carga prováveis, bem como preveja ações corretivas para gerenciar congestionamentos.

Dois conceitos são importantes antes de avançar no processo de cálculo de capacidade realizado entre operadores europeus: os fatores de distribuição por deslocamento de geração e para transferência de potência.

Um fator de distribuição por deslocamento de geração (*Generation Shift Keys - GSK*) orienta o efeito de uma alteração de transferência de fluxo da rede elétrica quando da inclusão ou saída de unidades geradoras. Em outras palavras, quando ocorre uma

alteração de importação ou exportação de energia, esse fator indica para cada unidade geradora sua contribuição dentro da zona de interesse. Essa contribuição, de forma individual, está relacionada à barra flutuante.

Quando o interesse está relacionado com o deslocamento de fluxo em um conjunto de elementos de rede causado por variações de geração, são definidos os fatores de distribuição para transferência de potência (*Power Transfer Distribution Factor* - PTDF). São sensibilidades para variações de gerações em ramos críticos. A combinação linear de vários GSK associados a um determinado conjunto de elementos de rede em avaliação podem definir os PTDF. Assim, a alteração de transferência de fluxo de um conjunto de elementos da rede elétrica entre zonas específicas, devido a mudanças de despachos entre diferentes zonas, pode ser calculada através das combinações das variações individuais de cada zona em relação à barra flutuante.

A capacidade disponível de rede (do inglês, *Remaining Available Margin* – RAM) para uma transação entre pontos da rede elétrica é calculada como sendo [41] em uma situação comercial i :

$$RAM_i = Fmax_i - FRM - FAV - F_i \quad (3.3)$$

Em que:

$Fmax_i$: Capacidade térmica máxima de um conjunto de equipamentos entre zonas de

transferência de energia

FRM : Margem de confiabilidade de um conjunto de equipamentos entre zonas de transferência de energia

FAV : Valor Final de Ajuste de um conjunto de equipamentos entre zonas de transferência de energia

F_i : Fluxo esperado de um conjunto de equipamentos entre zonas de transferência de energia

$Fmax_i$ é um fator que está relacionado com o limite térmico dos equipamentos da rede elétrica e é definido pelos operadores de acordo com suas políticas de segurança, pois os limites térmicos são variáveis com o período do ano. Geralmente, são divulgados limites térmicos de acordo com a estação do ano. O valor desse fator mantém fixo, dado que as incertezas no cálculo de margem estão relacionadas de forma mais evidente nos outros fatores da equação 3.3.

FAV pode ser compreendido como um valor de ajuste que abrange a experiência dos operadores, em termos de segurança sistêmica, que não conseguem ser considerada

nos cálculos de fluxo de potência. Na prática, esse valor pode aumentar ou diminuir a margem de capacidade disponível da rede, dependendo do conservadorismo que se queira imprimir ao processo e tem forte dependência com a *expertise* do operador.

FRM é um fator que está associado à avaliação das incertezas envolvidas no processo de cálculo de capacidade. O objetivo da margem de confiabilidade é cobrir um nível de risco induzido por pelos erros de previsão do modelo, associado a um fluxo de referência para cada hora, obtido de modelos matemáticos de previsão, incluindo análises probabilísticas de geração, incluindo previsões de geração eólica e solar, e carga e fluxos nas linhas de corrente contínua para cada período horário.

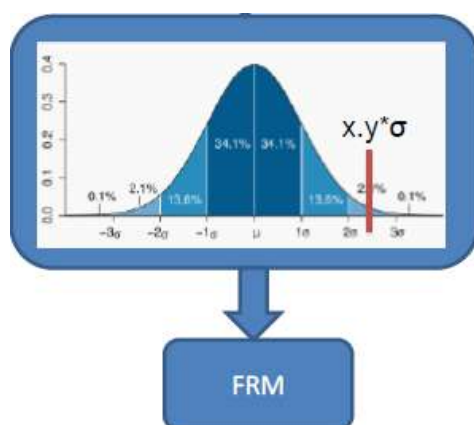


Figura 16 - Processo de cálculo da margem de confiabilidade. Fonte: [41]

A margem de confiabilidade é calculada através de comparações, realizadas em elementos de rede críticos, entre os fluxos de tempo real com os valores de fluxos monitorados baseados no mercado do dia anterior. Todas as diferenças para um período de tempo definido são avaliadas estatisticamente e uma distribuição de probabilidade é obtida. Finalmente, um nível de risco é aplicado gerando os valores de FRM para cada elemento monitorado, que são constantes para um determinado período de tempo. O nível de risco é uma política de cada operador, como pode ser observado na Figura 16.

Em resumo, é possível afirmar que, para determinado nível de risco, a margem de confiabilidade cobre as seguintes incertezas: (i) transações externas ao nível de avaliação dos operadores; (ii) matriz de geração, incluindo fontes despacháveis e variáveis; (iii) fatores de deslocamento de geração por mudança de topologia de geração; (iv) previsão de carga; (v) previsão de topologia de rede; (vi) desvios de fluxo não intencionais devido à operação dos controles de frequência; (vii) premissas de linearização do modelo; e (viii) modelagem da rede externa aos operadores.

O fluxo esperado em uma transação comercial entre zonas, F_i , para um conjunto de equipamentos, é basicamente a diferença entre a situação comercial de referência e a situação comercial vigente i . Esse fluxo deve ser ajustado na medida em que o tempo real se aproxima dos fluxos programados anteriormente. Esse fluxo pode ser calculado pela equação 3.4:

$$F_i = F_{ref} + \sum_{k=1}^n PTDF_{k,i} \cdot (NP_{k,i} - NP_{k,ref}) \quad (3.4)$$

Em que:

F_{ref} : Fluxo de potência ativa de referência para um conjunto de equipamentos

$PTDF_{k,i}$: Fator de distribuição para transferência de potência para um conjunto i de equipamentos em relação à barra flutuante na zona de interesse

$NP_{k,i}$: Montante de transferência de potência entre zonas definidos para um conjunto

de ramos na situação comercial vigente i

$NP_{k,ref}$: Montante de transferência de potência entre zonas definidos para um conjunto

de ramos na situação comercial de referência.

Ações remediais são executadas através de algoritmo de otimização ao longo do processo de cálculo de forma preventiva para gestão do congestionamento de redes, dentre as quais estão incluídas: (i) mudanças na posição de um transformador defasador; (ii) mudanças topológicas como saída ou energização de linhas de transmissão, cabos isolados, transformadores ou barramentos; (iii) transferência de elementos para diferentes barramentos; e (iv) mudança de despacho de gerador ou demanda.

3.1.1.3. Comparação entre métodos ATC e FB

O mercado do dia seguinte é um dos mais importantes para o fechamento do balanço do sistema, de maneira que as diferenças entre as técnicas baseadas em ATC e FB podem melhor serem compreendidas a partir deste mercado. Em [37] é realizada uma comparação com o método do ATC e do cálculo de capacidade baseado em fluxo para evidenciar os ganhos na nova abordagem proposta através de quatro áreas de interesse. A Figura 17 apresenta as capacidades determinadas em cada tipo de método e a correspondência entre essas capacidades. No primeiro, a margem disponível é a

parcela destinada ao ATC e no segundo é aquela destinada ao RAM. Embora correlatos, possuem diferenças significativas na implementação.

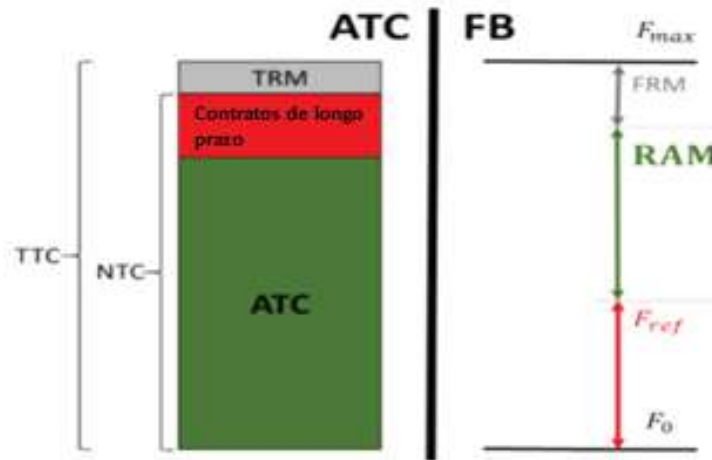


Figura 17 - Capacidades definidas nos métodos baseados em ATC e em fluxo. Fonte: [37].

Tabela 2 - Principais características dos métodos baseados em ATC e em fluxo. Fonte: [37].

	ATC	Baseado em fluxo
Cálculo da capacidade da transmissão	Arranjos bilaterais entre operadores; os cálculos consideram as instalações fronteiriças; os resultados dos cálculos indicam capacidades comerciais disponíveis (NTC) por direção em cada fronteira e vale a menor.	Coordenação a nível regional entre todos os operadores; é definido um conjunto de ramos críticos e suas capacidades físicas disponíveis, incluindo as restrições externas.
Verificação da Região viável e granularização dos dados	As capacidades disponíveis são verificadas duas vezes ao dia.	As capacidades disponíveis são verificadas a cada hora.
Ajustes de margem de longo prazo	Ajuste no valor por direção em cada fronteira.	Ajuste no valor de cada ramo crítico.
Alocação da capacidade disponível	As restrições são definidas para cada direção em cada fronteira e a alocação de capacidade de transmissão é direta, realizada através do cálculo realizado pelos operadores.	São consideradas restrições para cada ramo crítico e a alocação de capacidade de transmissão é orientada pelo mercado, baseado nas ofertas de geração e demanda.

A Tabela 2 apresenta uma comparação resumida entre os dois temas. A comparação mais detalhada é apresentada no Apêndice B, incluindo um pouco da sistemática envolvida nos cálculos.

Por outro lado, a Figura 18 apresenta uma comparação em termos de capacidade entre os métodos em destaque. O formato das curvas mostra claramente a expansão da região viável de capacidade através do método baseado em fluxo, possivelmente por tratar melhor a questão de fluxos paralelos entre os sistemas de fronteira não considerados em transações bilaterais e também uma maior granularização, além de considerar os congestionamentos de rede de forma integrada.

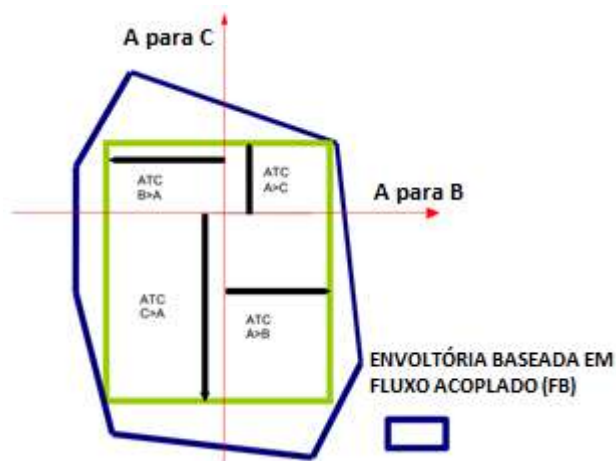


Figura 18 - Comparação do ganho de capacidade entre os métodos baseados em ATC e em fluxo. Fonte: [42]

O benefício de congestionamento é o produto da diferença de preço entre duas zonas restritas por transmissão e a energia trocada entre elas. Como a rede é menos restrita ao acoplamento de mercado baseado em fluxo, há menor benefício de congestionamento. Preços mais altos identificam interconexões com maior congestionamento. Em geral, o bem-estar geral (consumo + excedente de produção + benefício de congestionamento) na região da Europa Ocidental Central (CWE) é maior para o método baseado em fluxo do que para o acoplamento ao mercado baseado em ATC. O mercado que decide como a capacidade de transmissão é alocada sobre as partes do mercado. Assim, mais capacidade é oferecida ao mercado com acoplamento baseado em fluxo, resultando em um ganho de bem-estar geral e maior convergência dos preços entre zonas de mercado, de forma geral.

Finalmente, o acoplamento de mercado baseado em fluxo leva a um uso mais eficiente dos recursos de geração e transmissão. Enquanto que no método baseado em ATC os próprios operadores determinam os valores de capacidade com base em previsões e dados históricos, o mecanismo baseado em fluxo permite que os operadores avaliem apenas o impacto que a transação terá em termos de fluxos físicos na rede.

É importante destacar, entretanto, que os códigos de rede da associação de operadores da Europa (ENTSO-E) recomendam o uso da abordagem FB para redes malhadas, enquanto que o método baseado em ATC pode ser mantido em áreas onde a distribuição de fluxos de energia é apenas levemente influenciada pelo comércio de eletricidade em zonas de ofertas não adjacentes. Para a região da CWE é nitidamente preferível utilizar a metodologia baseada em fluxo.

É importante destacar que o método baseado em ATC pode ser considerado mais transparente que a solução baseada em fluxo, basicamente porque os insumos fornecidos pelos operadores necessários ao cálculo de capacidade de transmissão são complexos e influenciam o resultado do mercado, incluindo eventuais restrições adicionais de natureza dinâmica que são inseridas no problema de cálculo, como questões de estabilidade eletromecânica e de tensão consideradas anteriormente ao despacho em tempo real.

Por outro lado, no método FB, haveria por parte dos agentes no acoplamento de mercado entre zonas certa dificuldade na reprodutibilidade de cálculo da alocação de capacidade porque é necessário uma plena compreensão de todas as premissas, restrições e dados enviados por todos os operadores.

Embora seja intuitivo supor que exportações de eletricidade ocorrem de um mercado de menor preço para um de maior, no método baseado em fluxo isso nem sempre ocorre. Uma vez que o algoritmo otimiza os benefícios de preço para uma região inteira, incluindo as restrições sistêmicas, não são considerados os preços ou volumes de cada zona separadamente. Desta forma, pode acontecer que alguns fluxos de eletricidade ocorram de zonas de maiores preços para menores. Isso pode gerar o desenvolvimento de adaptações no algoritmo do método baseado em fluxo que imponham uma condição que resulte em menor bem-estar geral que a solução original, porém que seja mais aceitável para as partes envolvidas no mercado.

3.1.2. Rejeição de geração

Por razões expostas anteriormente, é dado maior foco nas rejeições (*curtailment*) que envolvam recursos solares fotovoltaicos e eólicos.

A experiência internacional apresentada nos itens a seguir aponta para a existência de níveis ótimos de rejeição, uma vez que é compreendido que existe uma relação de custo benefício entre expandir a rede e/ou considerar uma margem de escoamento remanescente maior frente à definição de um montante de geração que pode ser rejeitado.

Essa abordagem se mostra razoável porque, de fato, as fontes renováveis variáveis possuem uma dispersão geográfica e temporal de maneira que poderia ser feito um uso mais efetivo da rede de transmissão e a ocorrência de corte de geração seria condicionada à ocorrência de cenários severos por congestionamento da malha de

transmissão e outras causas relatadas, como permanência de um parque térmico em cenários de demanda reduzida, por questões econômicas e de segurança.

A referência [43] expande a discussão e afirma que a rejeição de geração é uma dentre várias ferramentas possíveis para manter o balanço de energia do sistema, tais como construção de hidrelétricas, geração térmica, resposta de demanda, armazenamento e mudanças regulatórias. A decisão de quais níveis de utilização dessas tecnologias podem ser implementados é basicamente uma questão econômica e de práticas operacionais.

Adicionalmente, é alertado na referência [43] que limitar a rejeição de geração de fontes renováveis variáveis é uma importante diretriz para a produção de energia com custos marginais próximos a zero. Por outro lado, excessivo vertimento pode ser considerado como uma expansão de sistema mal realizada. Para propósitos de planejamento, um montante estratégico de corte de geração variável pode ser utilizado como parte de uma solução de custo benefício efetiva. Um planejamento de longo prazo com as ferramentas e premissas adequadas pode ajudar a projetar um sistema que minimiza perdas de geração de forma ótima.

A metodologia proposta neste trabalho define a margem remanescente da rede a partir de um valor associado a uma expectativa de rejeição de geração máxima. Essa abordagem pode ser considerada razoável por pelo menos duas razões: (i) mensurar o risco associado a eventuais vertimentos de geração, causados por congestionamento de redes e outros fatores, inclusive para apoiar análises econômicas de custo benefício de corte versus a expansão do sistema, e (ii) subsidiar eventuais decisões dos geradores em relação ao preço ofertado nos leilões, uma vez que existe a possibilidade real da ocorrência de momentos de vertimento de geração renovável variável por restrições elétricas.

É importante salientar, contudo, que o foco principal dessa dissertação é avaliar o congestionamento de redes de transmissão diante de vários cenários possíveis de geração renovável variável no sistema de transmissão e embora seja realizada, posteriormente, uma simulação de leilão de energia que extraia benefícios de margens calculadas a partir de uma expectativa mínima de rejeição de geração, não foram esgotados todos os vieses e implicações econômicas e regulatórias que engloba o *curtailment*.

Nesta seção apresentadas algumas experiências internacionais em torno de rejeição de geração de fontes renováveis variáveis.

3.1.2.1. Causas principais de rejeição de geração

De acordo com a experiência americana, o vertimento de recursos eólicos e solares tipicamente ocorre por causa de congestionamento nas redes elétricas ou pelo atraso de obras de transmissão, podendo ser a primeira consequência da segunda. De outra forma, o vertimento pode ser causado também por: excesso de geração em períodos de carga reduzida que possam causar aos geradores convencionais de base a redução a limites inferiores aos permitidos (por exemplo, máquinas térmicas com montante de inflexibilidade) ou dificuldades na conexão, em questões associadas a violações de tensão ou para manter requisitos de frequência, especialmente para redes fracas ou isoladas. Em um futuro, pode ser usada de forma mais frequente como uma ferramenta para balanço de energia [43].

Na área que abrange a operação do *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) e *Southwest Power Pool* (SPP), por exemplo, grandes montantes de geração entraram em operação antes da energização das obras de transmissão necessárias ao escoamento pleno dessa geração, levando a situações de vertimento. No caso da operadora ERCOT, foi relatado um crescimento de corte de geração de níveis de 1% em 2007 a mais de 17% em 2009. Uma vez que ocorreu a posterior entrada das obras de transmissão necessárias, foram realizadas medidas operativas e alterações de mercado que resultaram na redução dos níveis de rejeição a menos de 4%.

É importante notar que em regiões com mercado de venda de energia no atacado, os geradores eólicos são cientes que a venda de energia na rede é feita em processo competitivo de tal maneira que nem todos os geradores podem despachar toda a energia eólica disponível ao mesmo tempo, uma vez que nesse momento de competição outros geradores já podem estar sincronizados e vendendo energia. Isso é particularmente problemático para esses parques, pois frequentemente estão concentrados em uma região específica e têm que competir com outros geradores eólicos por transmissão de capacidade limitada, mesmo tendo os geradores se responsabilizado anteriormente por uma conexão segura ao sistema. Isso denota congestão de redes a nível local e tem ocorrido de forma usual, segundo a experiência americana.

Contudo, a referência [43] alerta que saídas de linhas de transmissão devido a acidentes, avarias ou manutenção são comuns a todas as formas de geração e, assim, é razoável que não sejam um dos focos da avaliação de rejeição de geração. Assim,

geralmente não são contabilizadas para estatísticas de rejeição de geração, porém muitos geradores relataram que vertimento devido a essas ocorrências são raras.

O balanço de carga e geração também tem sido relatado como uma das questões relevantes para o corte de geração renovável variável, tipicamente durante períodos de demanda reduzida. Quando os limites inferiores de plantas fósseis atingem os níveis mínimos, não é economicamente viável despachar toda geração eólica disponível e parar essas plantas térmicas para sincronizá-las novamente em poucas horas. Neste caso, o prejuízo assumido de poucas horas de rejeição pode ser mais viável economicamente. Esse fato é evidenciado em regiões de conexões menos robustas entre subsistemas.

Rejeições durante períodos de demanda reduzida têm sido relatados por diversos geradores e operadores, tais como *California Independent System Operator (CAISO)*, *Hawaii*, *NV Energy*, *British Parking Association (BPA)*, *Alberta Electric System Operator (AESO)* e *ISO New England Inc. (ISO-NE)*. O operador Hawaii relatou rejeições de geração eólica resultante de uma produção massiva de energia solar ao meio dia. Em regiões com mercado de venda de energia atacadista, este fenômeno é refletido nos preços de energia. Quando estes estão baixos ou negativos devido a excedentes de suprimento ou congestionamento de redes, as fontes renováveis não conseguem ser competitivas para despacho.

A rejeição de geração também tem ocorrido devido a mudanças rápidas de geração eólica, caso as outras fontes de geração sincronizadas tenham dificuldade de balancear essa rampa, como nas áreas de operação dos operadores ERCOT e AESO. No Canadá, em Alberta, o operador AESO tem solicitado o corte de geração, para gerenciar rampas abruptas, sempre quando ocorrem variações bruscas da fonte eólica.

Na experiência americana, também tem ocorrido corte de geração devido a questões relacionadas à manutenção de estabilidade e frequência, violações de limites de tensão e de interconexão. Por exemplo, vertimentos de geração tem ocorrido por razões de violações de tensão em áreas eletricamente fracas dentro da área de abrangência do operador ISO-NE onde plantas eólicas mais antigas não são capazes de fornecer o suporte de rede necessário. Manter os requisitos operativos pode ser uma preocupação em redes pequenas ou isoladas, como no Hawaii. Quando níveis significantes de geração eólica e solar estão operando no sistema, essas fontes devem fornecer serviços de rede ou serem cortadas para manter os requisitos de operação e estabilidade do sistema adequados.

Segundo é relatado em [44], nenhuma nação tem investindo mais em energias renováveis que a China, com a meta de ultrapassar 200 GW até 2020 e tendo ultrapassado a marca de mais de 40 GW de capacidade instalada apenas em usinas fotovoltaicas. Enquanto a China lidera em termos de capacidade instalada, a produção energética realizada é menor que outros países como por exemplo os Estados Unidos. Uma das razões para isso se deve à rejeição de geração de renováveis variáveis. De 2011 a 2015, o corte de geração eólica gerou um prejuízo expressivo, equivalente ao valor de 200 veículos elétricos. Essa geração vertida também ocasionou geração térmica de 430 milhões de toneladas de carvão.

As principais causas e consequências da rejeição de renováveis variáveis para [6], no arcabouço do setor elétrico chinês são: localização remota da maior parte da geração renovável variável, planos de geração anual e mensal de despacho e ausência de um mercado de curto prazo, planejamento descoordenado e emissão de licenças para geração e transmissão e transações energéticas limitadas entre os sistemas elétricos chineses.

A primeira causa é explicada pelo rápido avanço na construção de parques eólicos e solares em regiões nas quais esses recursos são abundantes e foram incentivados pelo governo com tarifas subsidiadas. Por outro lado, as obras de transmissão não acompanharam o rápido crescimento da geração.

A segunda causa remete ao desenho de mercado chinês. Embora o setor de renováveis seja subsidiado, muitas vezes as tarifas para remuneração das renováveis não são competitivas com usinas convencionais de base como as térmicas a carvão, por exemplo. Isso ocorre porque essas térmicas tem que operar por um número expressivo de horas para recuperar seu custo de capital. Além disso, essas térmicas são garantidas por contratos de longo prazo. Na prática as renováveis pagam tarifas de uso de rede acima das térmicas em várias regiões, inviabilizando muitas vezes seu despacho. Em um desenho de mercado de curto prazo, como ocorre nos Estados Unidos, Europa e em outros países, o custo de produção dessas renováveis seria próximo a zero e as tornaria mais competitivas.

A terceira causa está relacionada à descoordenação do planejamento entre a transmissão e a geração. Em regiões com abundância de carvão, muitas usinas são aprovadas pelos governos locais, ao passo que em regiões com recursos eólicos e solares expressivos, os governos locais também procedem com a aprovação de operação dessas usinas. O problema é que o planejamento e investimento da transmissão não são

coordenados ao mesmo tempo em que os investimentos locais em geração. É relatado que existe uma diretriz que favorece a expansão de térmicas por conta de uma maior utilização do sistema de transmissão, dado que as gerações renováveis possuem uma natureza intermitente intrínseca. É uma prática que até recentemente foi bastante utilizada no planejamento da transmissão da Europa e Estados Unidos. Contudo, a China deveria olhar a expansão da transmissão mais sistematicamente para permitir uma maior utilização do potencial das fontes renováveis variáveis.

A última causa associada à rejeição de geração no contexto chinês está relacionada a uma limitada transação energética entre os subsistemas do país, a despeito das recentes construções de novas linhas de interligação e de altos montantes de vertimento de geração renovável variável. Esse motivo está provavelmente ligado a protecionismo local para despacho de usinas térmicas para maximizar ganhos de capitais no despacho para atendimento de demanda local, em detrimento de recebimento de geração de energias renováveis de outras até mais economicamente viáveis. Há tentativas governamentais de ultrapassar essas barreiras com a criação de cotas de energias renováveis em limites aceitáveis, mas essas iniciativas têm sido consideradas insuficientes.

A referência [45] afirma que a rede de transmissão pode fornecer uma maior flexibilidade à operação do sistema elétrico. Contudo, práticas ineficientes de programação da operação podem reduzir essa flexibilidade, incluindo contratos bilaterais fixos ou a ausência de ajuste da programação de despacho em tempo real. A inflexibilidade na programação da margem da transmissão pode aumentar custos e corte de geração de usinas renováveis variáveis. Simulações de rede têm mostrado que a utilização inflexível da transmissão poderia dobrar o corte de geração em comparação cenário com uso ótimo da transmissão. Além disso, custos com redespacho de geração baseada em combustíveis fósseis poderiam aumentar.

3.1.2.2. Níveis de rejeição de gerações renováveis variáveis

Algumas experiências internacionais tem evidenciado a ocorrência de cortes de geração, pelas mais diversas causas possíveis. A mais típica, no entanto, é o congestionamento de redes ocasionado pelo descompasso entre a rede de transmissão e o desenvolvimento de geração renovável variável.

De acordo com [43], nos maiores mercados de energia eólica, o montante de corte de geração eólica diminui na medida em que ocorre uma penetração maior deste tipo de

geração. O nível de rejeição chegou em 2013 a ser 4% ou menos nas regiões onde historicamente ocorre corte de geração eólica, a partir da experiência americana.

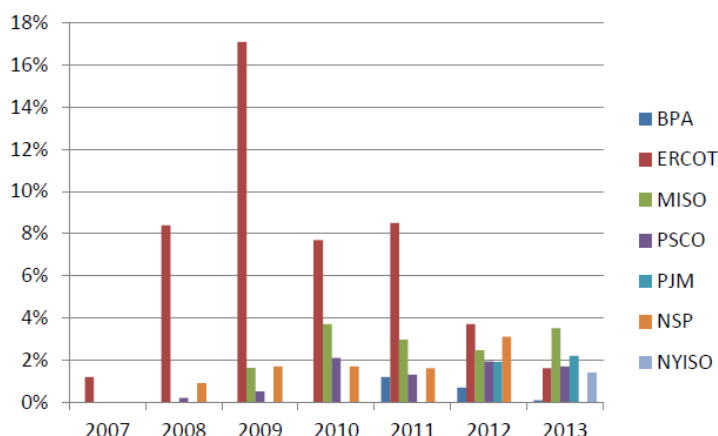


Figura 19 - Níveis de corte de geração eólica no mercado americano entre 2007 e 2013 por região de atuação de alguns operadores. Fonte: [43].

A Figura 19 apresenta a evolução da rejeição de geração ao longo dos anos divididos por cada operador de sistema que contém uma inserção considerável de geração eólica.

Maiores rejeições foram observadas em Maui, no Hawaii, em fevereiro de 2013, chegando a níveis de 40% de corte de geração. A solução foi diminuir os patamares inferiores de despacho de combustíveis fósseis, de maneira que os níveis de rejeição caíram para níveis entre 10% e 15%.

A China é um dos países que apresenta níveis mais elevados de rejeição de geração, a despeito de uma forte penetração de geração renovável variável, a maior do mundo em capacidade instalada. Em 2015, enquanto que o corte de geração eólica na China alcançou 15% e a geração solar fotovoltaica atingiu 11%, os níveis de rejeição de geração na Alemanha e no Texas ficaram abaixo de 2% [46].

Os exemplos de caso da Alemanha e do Texas foram tomados como referência em [46] por serem regiões densamente povoadas, que possuem interligações entre diferentes operadores de sistema, mesmo com outros países, e que já tiveram maiores níveis de rejeição de geração no passado, porém o advento de boas práticas permitiu a queda dos níveis de *curtailment* caírem drasticamente.

A geradora Canadense Hidro Quebec possuía em 2015 1,5 GW de capacidade instalada em geração eólica (5% de penetração em relação ao total de geração) e previa uma capacidade instalada em seu sistema de mais de 3GW até 2016 [47]. Níveis elevados de cortes de geração não eram previstos. O operador de transmissão assume a

segurança do sistema. As empresas de distribuição compram energia dos geradores e compensam eventuais perdas de energia com base em dados históricos. Até 2015, os cortes de geração tinham ocorrido por faltas técnicas e não por solicitação do sistema ou de forma voluntária. Contudo, a adição de mais geração eólica prevista para uma região próxima pode causar congestões de rede e cortes voluntários podem ser acionados para garantir a estabilidade sistêmica.

A maior parte da geração eólica da Dinamarca se encontra na região oeste do país e possui uma penetração expressiva, podendo chegar a 2020 a 52% do consumo de eletricidade vindo do vento. Toda energia eólica é negociada no mercado de curto prazo e é negociada a um preço um pouco maior que o de mercado. O sistema elétrico é fortemente conectado com países vizinhos e possui um mercado internacional atuante. Situação atípica ocorreu em 25 de dezembro de 2012. Preços no mercado de curto prazo estavam negativos na Alemanha e na Dinamarca por conta de excedente de geração. No entanto, embora a Dinamarca (também a Alemanha) estivesse com bastante geração eólica disponível a ser gerada, os preços estavam um pouco maiores que os lances dos geradores alemães, de modo que tiveram que não puderam ser gerados. Essa foi uma situação típica de corte de geração por conta de demanda reduzida.

Na Irlanda, tipicamente cortes de geração ocorrem durante períodos de baixa demanda, geralmente de madrugada, quando são impostos níveis mínimos de plantas convencionais. Varia bastante ao longo do ano, mas em 2012 chegou a quase 5% no mês de setembro.

Na Itália, cortes de geração podem ocorrer de dia com carga menor e altos níveis de geração solar e eólica, para manter níveis seguros de margens de reserva quando não há possibilidade de despacho de fontes convencionais, ou seja, estas já estariam operando no limite mínimo. De fato, nessas situações, podem ser violados os níveis de segurança do sistema quanto às margens de reserva, perfis de tensão e os requisitos de estabilidade dinâmica. Entre 2009 e 2012, foram realizados investimentos em transmissão regional e entre zonas de mercado, reduzindo a rejeição de geração, desde níveis de 11% em 2009 até 1% em 2012.

No Japão, desde 2012, a regulação do país permitiu que em no máximo 8% do ano (30 dias) fosse permitido o corte de geração eólica e solar sem compensação financeira. Muitas concessionárias têm instalado baterias nas suas plantas para mitigar a variabilidade das fontes visando compensar o fluxo de caixa no período de 30 dias. O despacho de renováveis no Japão não é prioritário.

Em Portugal, a legislação restringe os níveis de corte de geração, exceto por problemas técnicos. Os geradores são compensados com pagamento da tarifa base quando as perdas por rejeição ultrapassam 50 horas a plena capacidade no ano. Em [47], o excesso de geração na área de controle portuguesa transmitida para a Espanha a valor nulo, é classificado também como corte de geração, dado que não há compensação financeira aos geradores, especialmente em períodos de baixa demanda e muito vento. Portugal gerencia os eventos de alta produção de fontes variáveis controlando plantas hidráulicas, exportando o excesso à Espanha e mantendo a importação de eletricidade da França através da Espanha.

Na Espanha, a situação operativa para corte de geração é similar ao exemplo de Portugal. É ressaltado em [47] que as causas estão fortemente associadas ao dimensionamento de capacidade dos sistemas de transmissão e distribuição. Contudo, desde o fim de 2009, recursos energéticos variáveis também têm sido cortados para aumentar a estabilidade sistêmica, se necessário. A energia cortada em 2010 foi da ordem 132,5 GMW e 2002,2 GW de pico de potência. As perdas financeiras pertinentes a cortes de geração desde janeiro a abril de 2013 são da ordem de setenta milhões de euros. As metas para redução de corte de geração até 2020 são da ordem de 3,1% ou 2,3 TWh.

Na Suécia, a experiência relacionada a cortes de geração de energias renováveis mostra que a principal causa são limitações da rede de transmissão. Se reforços são necessários, os geradores pagam por eles. Os operadores de transmissão acionam os cortes de geração antes da entrada das ampliações e reforços necessários, caso seja visualizada a possibilidade de insegurança sistêmica.

Segundo [45], no estado do Colorado, Estados Unidos, geralmente, os custos e riscos são levados em consideração na negociação de acordo de compra de energia. As compensações financeiras variam com as causas do *curtailment*. Para as causas associadas à transmissão, geradores sob a garantia de contratos antigos são compensados, mas a maior parte dos contratos não permite compensação aos geradores para causas que estão fora de controle do operador, como a saída de uma linha de transmissão. Se o operador PSCO corta geração por razões de balanço de carga-geração, os geradores são compensados pela energia que teriam produzido mais uma taxa de crédito de produção, estabelecida de forma nacional. Contudo, em 2014 PSCO negociou um máximo de sessenta horas no ano sem compensação, em acordo com cinco de quatorze parques eólicos. Até 2018 esse número deveria cair até 30 horas, com a

substituição de usinas térmicas a carvão por usinas de gás natural de partida rápida. Até esse período, os níveis de rejeição chegavam a 2% ao ano.

3.1.2.3. Estratégias de mitigação

Várias estratégias para mitigação de rejeição de geração variável têm sido propostas na literatura e algumas serão apresentadas.

Diretrizes básicas que a Alemanha tem adotado para extrair o máximo de aproveitamento das renováveis a um custo razoável são apresentadas em [46]. Em relação às regras de mercado, tem sido estabelecido um mercado de energia intradiário forte e transparente para garantir que as renováveis tenham prioridade e que os consumidores acessem os benefícios dos baixos custos marginais de operação fornecidos pelas fontes eólica e solar. Além disso, o foco em utilizar as renováveis para balanço de carga-geração tanto internamente quanto em relação ao mercado de países vizinhos, dado que a Alemanha é fortemente interligada com vizinhos europeus, tem permitido uma utilização maior das renováveis a custos reduzidos, diminuindo inclusive o vertimento. Entretanto, é importante salientar que até hoje, a Alemanha não tem feito esforços consideráveis do lado da demanda para aumentar a integração de renováveis ao sistema. Por outro lado, entende que essa é uma etapa natural, após reformas de mercado, de diretrizes de despacho e de planejamento da transmissão. Por exemplo, considerar a operação de carga e descarga de veículos elétricos, da resposta da demanda em conjunto com o cotidiano operativo das fontes renováveis é algo razoável.

No que concerne aos investimentos em obras de conexão, a Alemanha tem focado em incentivar painéis solares nos tetos de imóveis, perto da carga. Essa ação tem reduzido custos em transmissão e distribuição, quando comparados à instalação de apenas grandes parques conectados na rede de transmissão. Contudo, o país tem expandido as malhas de transmissão e distribuição, necessárias ao escoamento de energia renovável, com custos pagos pelos consumidores. O planejamento e execução das obras ficam a cargo da agência nacional de planejamento de rede e dos quatro operadores.

De forma similar, é sinalizado em [46] algumas boas práticas que o operador do Texas tem adotado para extrair o máximo de aproveitamento das renováveis a um custo razoável, mitigando rejeições de geração. Em relação às obras em transmissão, o governo alterou as leis para acelerar investimentos em transmissão destinados exclusivamente para permitir integração de renováveis ao sistema elétrico. Neste caso, o

Texas assumiu que a nova expansão não estaria associada a um montante específico de geração eólica, mas através de estimativas de potências de geração, considerou inclusive a permissão de níveis máximos de rejeição de geração renovável de até 3%.

Em relação a práticas de mercado, foi definido um mercado de energia de curto prazo transparente e forte para incentivar a implementação de energias renováveis, estabelecendo a possibilidade de negociação de energia em lances de um período de tempo de 5 minutos, mais aderente à intermitência de parques eólicos e solares. A existência desse tipo de mercado diminuiu os custos totais de operação dos parques. Além disso, o estado texano unificou o despacho e as zonas de balanço energético para adequar o suprimento à demanda em toda a área de abrangência. Essa iniciativa permitiu a priorização de despacho de fontes renováveis de forma segura ao mesmo tempo em que as sinalizações de mercado encorajaram investimentos futuros em geração e transmissão.

Na Itália, investimentos em baterias (suporte de capacidade e energia) estão em progresso no sudeste do país [47] para aumentar a flexibilidade do sistema e reduzir níveis de corte de geração renovável variável, congestionamento de rede local e aumentar os níveis de reservas girantes.

Na Dinamarca, para evitar grandes vertimentos de geração renovável variável, em situações de transações de eletricidade a preços de mercado de curto prazo negativos, mesmo com um número expressivo de usinas térmicas (mais caras) sendo gerada, ocasião que ocorre tipicamente com demandas reduzidas, os atores de mercado deveriam focar no risco de preços extremos, segundo é proposto em [47]. Plantas eólicas *offshore* não deveriam ser compensadas com subsídios nessas situações, bem como a importação de energia através da conexão com a Alemanha deveria ser reduzida ou os preços deveriam ser equacionados em ambos os lados. Isso provavelmente balancearia o mercado de preços ao invés de cortar geração na Dinamarca em momentos de excedente de energia.

Na Irlanda, vários programas de ajustes foram propostos para minimizar restrições de rede, além da proposição de programas que propõem o monitoramento de plantas e novos serviços auxiliares, incluindo resposta de inércia síncrona, resposta rápida de frequência e resposta rápida de recuperação de potência ativa pós falta. Essas iniciativas reduziram o nível de vertimento de 15% para 6%. Na Espanha, as políticas de futuro para mitigar vertimento de geração variável incluem: a instalação de usinas de armazenamento reversíveis e a expansão de novas conexões internacionais para

balancear as flutuações de produção eólica. Além disso, o país visualiza a implementação de resposta da demanda, através de redes inteligentes, para melhorar o balanço carga-geração. A avaliação do próprio vertimento como alternativa de reserva operativa não tem sido ainda considerada [47].

Nos Estados Unidos, em 2011, o operador MISO incluiu geradores eólicos em um protocolo de despacho de fontes intermitentes, o que significou o despacho desses geradores em uma programação de 5 minutos. Com isso, os cortes de geração caíram para níveis entre 1% e 3% da geração total. Programas similares foram implementados na área de atuação do PJM e do NYISO. Já o operador ERCOT, em 2010, deslocou um mercado de transação de energia congestionado de 15 para 5 minutos. Adicionalmente, com a expansão do sistema de transmissão, foi possível reduzir os níveis de rejeição de geração de 17% em 2009 para até 9% em 2011, seguido de 4% em 2012 [47].

Um projeto chamado *Twenties*, encomendado pela União Europeia [48], estudou cenários de mercado de previsão para 2020 e 2030, particularmente visando o nordeste europeu, que engloba vários países, com a inclusão detalhada de parques eólicos offshore em desenvolvimento. Os estudos apontaram para um aumento de vertimento na Europa, de 0,4 TWh em 2020 para 9,3 TWh em 2030, sobretudo por conta de uma variabilidade de geração concentrada.

Contudo, medidas para mitigação foram propostas no projeto, como a introdução de usinas de potência virtuais (agregação de geração distribuída entre diferentes regiões atuando como se fossem usinas convencionais). Um conjunto de parques eólicos poderia atuar de forma agregada, fornecendo controle de tensão através de monitoração de uma ampla área (WAMPAC), além da possibilidade de fornecimento de serviços de controle de frequência secundária para o sistema.

Outras recomendações foram propostas, como seguir com a expansão de usinas hidráulicas e capacidade de transmissão, o que reduziria em 1,5 TWh de rejeição. Essa razão confirma a vocação de plantas hidráulicas para aumentar a flexibilidade do sistema.

Por fim, é relatado em [48] que o uso de equipamentos DLR e *Real Time Thermal Rating* (RTTR) aumentariam o uso da capacidade de transmissão disponível, de forma que fosse possível passar 10% a mais de fluxo nas linhas aéreas, reduzindo o vertimento e postergando investimentos em transmissão. O efeito combinado da aplicação de DLR e dispositivos de controle de fluxo (por exemplo, equipamentos *Pulsed Signal Therapy* – PST, HVDC e FACT) permitiria uma maior integração de parques eólicos na rede

existente sem comprometer a segurança do sistema, além de possibilitar o alívio de congestionamentos locais de forma flexível. A implementação de um sistema de controle inteligente desses dispositivos permitiria obter um desempenho ainda melhor.

3.1.2.4. Dimensionamento da transmissão e nível ótimo de curtailment

Existe um *trade-off* entre os custos de um sistema de transmissão associado ao escoamento de geração renovável variável para atender momentos de geração de pico *versus* eventuais cortes possíveis de geração para um sistema dimensionado com capacidade inferior, do lado do empreendedor de geração. Do ponto de vista sistêmico, outra forma de ver essa questão é que existe possivelmente um nível de rejeição de geração variável ótimo que a rede existente é capaz de suportar sem muitos prejuízos econômicos ao consumidor.

Para ilustrar o que foi dito anteriormente, é afirmado em [44] que o dimensionamento de uma rede de transmissão para alimentar um parque fotovoltaico, cujo suprimento atenda a apenas 70% da capacidade instalada do parque, faz com que os prejuízos relacionados ao ganho de produção de energia aumentem apenas 2%, enquanto que os custos relacionados à conexão caíam cerca de 30%.

Estudos de integração realizados pelo NREL sugerem que 2% a 4% de rejeição de geração são números factíveis no Hawaii. Oahu, particularmente, com o *mix* de geração eólica e solar poderia alcançar níveis entre 4% e 8%, porém o alcance de níveis de 1% seria possível apenas com mudanças operacionais [47].

Segundo [46], no passado, os operadores eram obrigados a construir transmissão suficiente para garantir um pleno escoamento de toda energia renovável variável. Contudo, as políticas alemãs têm considerado de forma mais aprofunda os custos gerais das fontes variáveis. Estudos têm mostrado que a introdução de um nível máximo de rejeição de geração é perfeitamente factível para reduzir custos em novas obras de transmissão e distribuição por dez anos. Baseada em análises de custo benefício, a Alemanha tem avaliado a criação de legislação que impõe um limite máximo permitido de vertimento de geração renovável variável de até 3%.

O operador do estado do Texas-ERCOT, nos Estados Unidos, realizou análises cujos resultados indicaram que as obras de transmissão necessárias para acompanhar um crescimento expressivo de geração eólica que pudesse atender o pleno escoamento do montante total seriam necessárias para atender apenas algumas horas do ano. Para atingir um cenário de custos e benefícios razoáveis do sistema de transmissão,

planejadores têm definido 3% como valor máximo permitido de corte de fontes alternativas. Entretanto, esse valor foi alcançado a partir de um processo público no qual os planejadores de rede tiveram um tempo curto para indicar soluções que permitisse a criação de zonas de energias renováveis competitivas no Texas. Assim, não possível realizar extensivas avaliações de custo que levassem em consideração uma quantidade grande de cenários [46], o que é fundamental nesse tipo de análise.

É importante destacar que, em virtude de políticas governamentais, o governo texano não apenas atingiu as metas de penetração de renováveis como também reduziu os níveis de vertimento de geração de 17% para 0,5% em cinco anos. Enquanto foram gastos sete bilhões de dólares para conexão de usinas eólicas, pagas pelos consumidores do estado, esses investimentos permitiram economizar cerca de 3,3 bilhões de dólares por ano.

3.2. Metodologias praticadas no Brasil

Alguns tipos de análises elétricas buscam quantificar o montante de geração que pode ser acomodado em uma rede de transmissão, a partir de duas visões: (i) a avaliação do impacto individual ou a habilitação técnica de um gerador que deseja acessar determinar rede elétrica ou (ii) avaliações que consideram a simultaneidade de injeções adicionais nas subestações existentes. Essa segunda abordagem tem se demonstrado consistente, sobretudo quando a avaliação é sistêmica e fortemente dependente de muitas variáveis, como a variabilidade das fontes renováveis, a localização da demanda elétrica e de uma topologia de rede elétrica malhada. Além disso, em virtude dessa complexidade, o diagnóstico de margem de transmissão não é trivial.

No Brasil, o cálculo da capacidade de escoamento remanescente de uma rede elétrica candidata a receber geração, tem maior evidência e aplicação comercial em leilões de energia nos quais não se considera ampliações e reforços na malha de transmissão para diagnosticar o montante de geração que pode ser inserido no sistema, conhecido como leilão com margem de transmissão.

A experiência nacional em torno de estudos de fluxo de potência para dimensionar sistemas de transmissão com um conjunto ampliado de cenários não é vasta, historicamente, por conta de questões já expostas. Contudo, com o intuito de realizar diagnósticos de margem de transmissão para avaliar a capacidade de acomodar geração, sobretudo de natureza variável, é fundamental.

Conforme mencionado, uma particularidade do cálculo de margem de transmissão remanescente, para absorver uma quantidade de geração adicional, que o torna diferenciado de cálculos clássicos de capacidade de transmissão disponível em uma rede é a injeção simultânea de fontes adicionais às existentes.

Essa simultaneidade de injeção impacta uma determinada zona do sistema elétrico, sem que necessariamente grandes troncos de interligação sejam afetados. Por essa razão, são particularmente importantes as análises de cunho regional, onde provavelmente as limitações de escoamento se dão por violações de segurança estática, primeiramente, embora violações de natureza dinâmica também possam ocorrer.

Em outras palavras, no cálculo de margem de transmissão remanescente o objetivo principal não é necessariamente maximizar a capacidade de escoamento através de um tronco de transmissão, mas obter o máximo montante de gerações adicionais que concorrem pelos mesmos equipamentos de transmissão, incluindo, mas não se limitando a um tronco de transmissão apenas, mas também envolvendo subestações locais candidatas a receber grande potencial energético (transformação de fronteira) e linhas de transmissão regionais.

Uma avaliação mais aprimorada da margem de transmissão requer que sejam feitas observâncias a vários fenômenos elétricos, de maneira que muitos estudos podem ser realizados, embora seja desafiadora uma abordagem de análise de longo prazo com múltiplos cenários levar em consideração, de forma mais aprofundada, incluindo análises de natureza dinâmica e de qualidade de energia.

Por outro lado, a experiência brasileira no cálculo de margem de escoamento tem abordado avaliações de curto-circuito, por conta de eventuais restrições, advindas de contribuições de geração adicional, que limitem a capacidade de extinção de corrente de curto-circuito de uma rede elétrica existente. Além disso, como os modelos matemáticos para cálculo dos níveis de curto-circuito simétricos não necessitam de convergência, sua implementação e simulação é computacionalmente mais viável.

É importante salientar, contudo, que os resultados de avaliações de curto-circuito para leilões de margens de transmissão têm demonstrado que os limites de segurança estática têm sido, de forma geral, mais restritivos que os limites de curto-circuito para o cálculo da margem de transmissão. De fato, a análise de segurança estática é imprescindível e, não raras vezes, apresenta resultados prevalecentes sobre os demais fenômenos a serem avaliados em redes elétricas regionais.

A experiência internacional mostra que o cálculo de capacidade baseado em fluxo de potência é essencial, visto que o objetivo principal neste tipo de cálculo é permitir, de forma célere, transações de energia elétrica em um mercado multilateral, através de divulgações de limites de capacidade da rede de transmissão. Não se dispõe de tempo hábil para inclusão de recursos adicionais através de obras civis, apenas utilização ótima dos recursos do sistema elétrico existente. Neste caso, esforço computacional é fundamental para análise de muitos cenários e os resultados tem se mostrado aderentes à realidade.

No Brasil, em um período anterior à ocorrência de um leilão de energia com prerrogativa de existência de margem de transmissão, é publicada uma nota técnica que divulga a margem de escoamento remanescente de toda a rede de transmissão. A forma de cálculo é detalhada na Nota Técnica emitida pelo ONS e a EPE antes da realização dos leilões de energia [28].

As análises consideradas nessa avaliação garantem a suportabilidade sistêmica quando da perda de qualquer elemento da rede de transmissão monitorada, que é o critério conhecido por “n-1”.

O cálculo da capacidade de transmissão remanescente pode ser feito por meio da ferramenta de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE), desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), para análises de fluxo de potência CA. Desta forma, as análises descritas a seguir são realizadas solucionando-se as equações de balanço de fluxo de potência nas barras [31], com critério de parada baseado na violação dos limites de capacidades de geração, transmissão e de tensão nas barras da rede. As premissas e a metodologia utilizadas para o cálculo da capacidade disponível da rede de transmissão são apresentadas nas seções seguintes.

3.2.1. Cenários de carga e geração

As diretrizes fornecidas em [28] permitem a construção de cenários de referência para as avaliações estáticas das margens remanescentes da rede elétrica. Uma vez que o foco deste trabalho é a região Nordeste, são apresentados os destaques do parque gerador e da carga dos cenários de referência considerados mais críticos e adequados para o tipo de avaliação realizada.

- Cenário com plantas eólicas com perfil característico de produção de litoral da região Nordeste despachadas a 70% da potência instalada e plantas eólicas com

perfil de característico de produção do interior da região Nordeste despachadas a 80% e patamar de carga leve;

- Cenário com plantas eólicas com perfil característico de produção de litoral da região Nordeste despachadas a 75% da potência instalada e plantas eólicas com perfil de característico de produção do interior da região Nordeste despachadas a 80% e patamar de carga médio;
- Cenário com plantas eólicas despachadas a 40% e patamar de carga médio;

Segundo é citado em [2], os patamares de carga e os cenários de geração utilizados nas análises de margem variam em função das características de desempenho de cada região. Eventuais ajustes nos cenários de referência têm o objetivo de reproduzir situações severas para o escoamento da geração já contratada, uma vez que os valores de margens escolhido são sempre os que resultam em valores mais críticos. Além disso, as usinas em operação comercial e a expansão da configuração de geração prevista para entrada em operação até seis meses após a data de início do suprimento de energia elétrica negociada nos leilões de energia.

3.2.2. Topologia

O pacote de obras de expansão já contratado ou autorizado da Rede Básica, das Demais Instalações da Transmissão (DIT) e de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), com entrada em operação prevista em até seis meses antes da data de início do suprimento de energia elétrica negociada nos leilões de energia, é considerado no cálculo de margens de transmissão [28].

3.2.3. Níveis de análise

A referência [28] define que o cálculo da capacidade remanescente para escoamento de geração tem por objetivo especificar o máximo valor de injeção de potência ativa que o sistema é capaz de transmitir, sem que sejam violados quaisquer limites de tensão ou carregamento da rede avaliada, em condição normal ou na ocorrência de contingências simples da rede elétrica.

São realizadas avaliações para três níveis de análise: barra, subárea e área. Assim, a análise é feita de forma ordenada: primeiro em nível de barra, depois em nível de subárea e, por último, em nível de área.

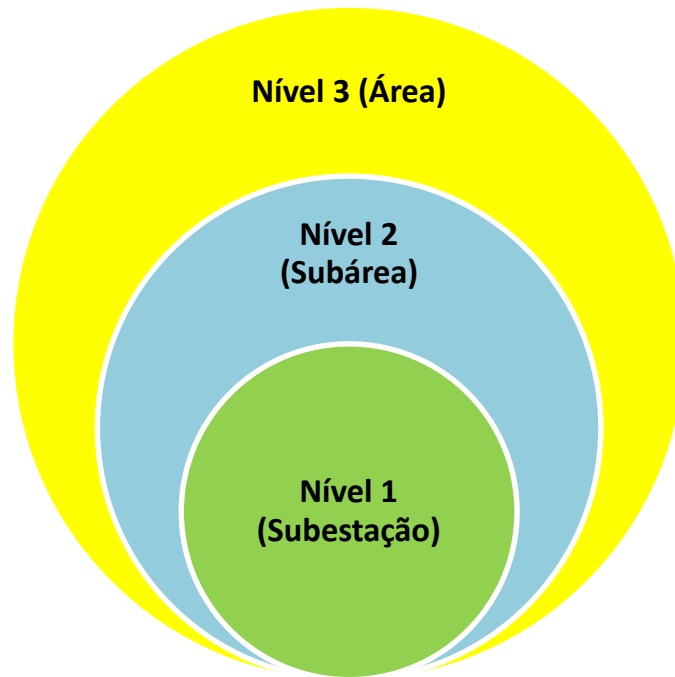


Figura 20 - Níveis de análise definidos para o cálculo de margem de transmissão praticado no Brasil.

A compreensão de cada um desses níveis é importante [2].

- a. Barramento Candidato–Barramento da Rede Básica, DIT ou ICG, cadastrado como ponto de conexão por meio do qual um ou mais empreendimentos de geração acessam diretamente o sistema de transmissão ou indiretamente por meio de conexão no sistema de distribuição.
- b. Subestação – Instalação da Rede Básica, DIT ou ICG que contém um ou mais Barramentos Candidatos.
- c. Subárea do SIN – Conjunto de barramentos candidatos que concorrem pelos mesmos recursos de transmissão.
- d. Área do SIN – Conjunto de subáreas que concorrem pelos mesmos recursos de transmissão.

Os seguintes passos são realizados para calcular as margens, em cada nível pertinente:

- ***Nível 1 - Subestação:***

Nem toda subestação do sistema elétrico é candidata a receber geração, pois nem todo barramento está próximo geograficamente a fontes energéticas primárias de qualidade e que sejam economicamente interessantes. Assim, são realizadas análises apenas nas subestações que notoriamente são candidatas a receber geração, através de cadastro de geração candidata, realizado a priori dos leilões.

Uma tarefa preliminar ao cálculo de margem é a obtenção de cenários adequados à análise. Os cenários de carga e geração considerados mais severos ao escoamento de geração são ajustados conforme a nota técnica emitida pelo ONS e pelas EPE antes da realização de cada leilão [28].

Em relação ao cálculo de margem de barra, primeiramente, realiza-se o despacho de 100% da geração existente na subestação (barra) avaliada. Em seguida, é modelada uma geração adicional fictícia cujo objetivo é injetar potência ativa no barramento em questão através de uma barra do tipo PV. A modelagem dessa geração adicional é realizada nesse formato tanto para a análise do Nível 1 quanto para as análises seguintes (Níveis 2 e 3). Finalmente, é realizada injeção de potência, enquanto o sistema elétrico é monitorado, até que ocorra violação de quaisquer limites de tensão ou carregamento de equipamentos como linhas de transmissão ou transformadores, incluindo as situações em contingência.

Esta análise é realizada em todos os cenários de referência, sendo definida como valor de margem para cada barramento a máxima injeção mais restritiva (ou de menor valor) observada nas simulações. Toda barra candidata a receber geração passa por essa análise e tem um valor de margem de subestação associado.

A injeção adicional de potência é absorvida pela barra previamente definida como flutuante para a resolução do fluxo de potência. Essa consideração simplifica possíveis redespachos de geração e se mostra razoável, caso seja considerado que os fluxos de potência através dos equipamentos e as tensões das barras adjacentes à barra *slack* estejam fora da região monitorada, ou seja, distantes eletricamente o suficiente dessa barra. A premissa de absorção de geração pela barra swing (possível motorização) vale tanto para a análise do Nível 1 quanto para as análises seguintes (Níveis 2 e 3).

- **Nível 2 - Subárea:**

Uma subárea pode ser definida como um conjunto de barras que são eletricamente interdependentes ou que disputam pelos mesmos recursos de transmissão. Uma análise de subárea envolve a injeção simultânea de gerações em diferentes barramentos. Sendo obtidos os valores das margens de escoamento calculados em nível de avaliação de barramento, são realizadas análises combinatórias entre barras candidatas que possam ser simultaneamente influentes umas nas outras nas análises desenvolvidas.

O processo ocorre em etapas. Primeiramente, são definidas quais barras são eletricamente influentes uma nas outras, através de inspeção dos pontos de operação.

Depois, dentre o conjunto de barras que disputam pelos mesmos recursos de transmissão, é realizada uma avaliação combinatória, sendo uma delas definida como referência inicial. Em seguida, nesta barra, realiza-se o despacho de 100% da geração existente na barra mais a geração adicional fictícia (margem) calculada para este barramento. As demais usinas seguem conforme os casos de referência.

Logo após, é realizada uma injeção de potência adicional nos demais barramentos que compõe a subárea, enquanto o sistema elétrico é monitorado, até que ocorra violação de quaisquer limites de tensão ou carregamento de equipamentos como linhas de transmissão ou transformadores, incluindo as situações em contingência. O incremento de geração em cada barramento é limitado pela margem calculada no nível de barramento. Caso o incremento de geração, para um dado barramento, alcance o valor da margem calculada para esse barramento, a análise segue em direção às outras barras candidatas para novos incrementos de geração da subárea até que todas as alternativas de permutação tenham sido avaliadas.

Por fim, é registrado o valor de máxima injeção adicional resultante da soma das gerações fictícias, a partir das permutações realizadas entre as barras. O número de permutações possíveis para um conjunto de n barras é o fatorial de $n-1$ combinações possíveis, uma vez que a barra tomada como referência permanece com a geração fixada à capacidade existente plena mais a margem calculada no nível de barramento. A análise se repete para todas as barras do conjunto, ainda mantendo a mesma barra adotada inicialmente para referência de despacho pleno. Após essa etapa, modifica-se, dentre as barras do conjunto, a barra escolhida como referência e as etapas anteriores são repetidas (exceto a primeira). Ao final, é definida como valor de margem para cada subárea a máxima injeção mais restritiva (de menor valor total) resultante da combinação de geração das barras do conjunto.

- ***Nível 3 - Área:***

As análises de área diferem das análises de subárea por conta dos cenários de referência. Nessa última, alterações nos cenários de referência são feitas no processo de análises combinatórias, na medida em que uma barra é tomada por referência e todas as usinas existentes nesse barramento são despachadas à potência nominal, acrescidas da margem calculada para essa barra. Por outro lado, a avaliação de área mantém os cenários de referência intactos, realizando apenas um despacho na subárea de referência conforme a margem calculada para essa subárea.

A análise de área tem por objetivo avaliar subáreas que disputam pelos mesmos recursos de transmissão. A relaxação na premissa dos cenários de referência, descrita no parágrafo anterior, pode decorrer possivelmente do fato de que análises de área têm um viés menos localizado, ou seja, abrange uma região com mais elementos a serem avaliados, e as incertezas associadas ao despacho simultâneo de gerações renováveis variáveis, de diferentes subáreas, são maiores. Dessa forma, os cenários de referência refletem esse caráter menos conservador e uma tentativa de obtenção de resultados menos severos.

De forma análoga à análise de subárea, o processo ocorre em etapas. Primeiramente, são definidas quais subáreas são eletricamente influentes uma nas outras, através de inspeção dos pontos de operação.

Depois, dentre o conjunto de subáreas que disputam pelos mesmos recursos de transmissão, é realizada uma avaliação combinatória, sendo uma delas definida como referência inicial. Em seguida, nesta subárea, realiza-se o despacho da geração adicional fictícia calculada (margem) para esta subárea. As demais usinas seguem conforme os casos de referência.

Logo após, é realizada uma injeção de potência adicional nos barramentos das demais subáreas que compõe a área em análise, enquanto o sistema elétrico é monitorado, até que ocorra violação de quaisquer limites de tensão ou carregamento de equipamentos como linhas de transmissão ou transformadores, incluindo as situações em contingência. O incremento de geração em cada subárea é limitado pela margem previamente calculada. Caso o incremento de geração, para uma determinada subárea, alcance o valor da margem calculada, a análise segue em direção às outras barras candidatas barramentos demais subáreas para novos incrementos de geração da área até que todas as alternativas de permutação tenham sido avaliadas.

Por fim, é registrado o valor de máxima injeção adicional resultante da soma das gerações fictícias, a partir das permutações realizadas entre as barras que formam as subáreas. A análise se repete para todas as subáreas do conjunto, ainda mantendo a mesma subárea adotada inicialmente como referência. O número de permutações possíveis para um conjunto de n subáreas é o fatorial de $n-1$ combinações possíveis, uma vez que a subárea tomada como referência permanece com a geração fixada no caso de referência mais a margem calculada no nível de subárea. Após essa etapa, modifica-se, dentre as subáreas do conjunto, a subárea escolhida como referência e as etapas anteriores são repetidas (exceto a primeira). Finalmente, é escolhida como valor

de margem para cada área a máxima injeção mais restritiva (de menor valor total) resultante da combinação de geração das subáreas do conjunto.

O processo de cálculo descrito é realizado a partir de poucos cenários de carga e geração considerados críticos e, portanto, adequados ao diagnóstico de congestionamento de redes. São realizadas várias possibilidades de combinações de injeções simultâneas adicionais e escolhidos os casos mais restritivos para definição das margens de escoamento remanescente, de forma conservadora. Além disso, mesmo algumas avaliações mais granularizadas podem ser excessivamente conservadoras na definição de margens sem uma clara definição de riscos e permanência dos cenários.

Por outro lado, o processo de cálculo de margem de transmissão relatado nesta seção foi realizado no Brasil até recentemente sem níveis mais avançados de automação, tendo como consequência um processo de cálculo com notável esforço humano e resultando em simplificações necessárias para que resultados razoáveis fossem alcançados.

Desta forma, tem sido necessário o desenvolvimento de ferramentas e métodos que possam fornecer flexibilidade, poder de análise, mitigar incertezas e avaliar permanência e risco de rejeição de geração, a partir de uma investigação de um número expandido de cenários de carga e geração, utilizando abordagens probabilísticas. Ainda que muitos avanços no aprimoramento de ferramentas e métodos não tenham contemplado todas essas questões, algumas iniciativas demonstram uma orientação positiva na proposição de processos e técnicas mais robustas no processo de cálculo, conforme apresentado a seguir.

3.3. Aprimoramento de ferramentas no Brasil para cálculos de margens de transmissão

O processo de cálculo de margem apresentado anteriormente envolve inúmeras permutações e níveis diferentes de avaliação, que resultam em muitos resultados. Além das complexidades associadas a um grande volume de dados e de casos de simulações, analisar uma grande quantidade de informações também não é uma tarefa fácil.

As instituições do setor elétrico brasileiro, até recentemente, faziam cálculos de margens de transmissão de forma predominantemente manual. Sendo o processo de cálculo complexo, diante das condicionantes apresentadas, o CEPTEL desenvolveu uma rotina no programa ANAREDE que ajuda na automação do processo de cálculo de

margens, permitir a análise de um maior número de cenários e reduzindo o esforço necessário para a realização dos estudos que precedem os leilões. Esse programa é apresentado na referência [2].

Em termo de aperfeiçoamento do método de resolução, são implementadas heurísticas de utilizar passo variável nos incrementos de injeção de potência ativa para a resolução do cálculo de margens de transmissão. Ou seja, é implementado um algoritmo fluxo de potência repetitivo de passo variável. Sempre que a solução incremental encontra casos divergentes, é retomado o último caso convergente e ocorre uma diminuição dos passos (tamanhos) dos incrementos de geração para que se consiga extrair o máximo montante de acomodação de geração permitido pela rede.

Embora esse aprimoramento tenha sido de suma importância, é importante destacar que a rotina de automação do cálculo de margem implementada não interfere na produção de cenários de referência adequados à análise. Uma consequência direta disso é que os cenários de carga e geração dos casos base são representados por um conjunto reduzido de pontos de operação, considerados crítico e, portanto, adequados esse tipo de avaliação. Esse fato pode ser um obstáculo à varredura de um conjunto expandido de possíveis soluções viáveis.

Além disso, sendo uma abordagem que busca a automação de diferentes combinações de gerações adicionais na avaliação de uma região do sistema elétrico, é interessante notar que a demanda permanece intacta nos cenários de avaliação. Ou seja, nenhuma consideração é feita sobre possíveis varreduras de carga sob uma quantidade razoável de cenários durante o cálculo das margens, as quais poderiam impactar os resultados.

Diante da quantidade de cenários de carga e geração reduzida, o programa não avalia o risco de ocorrência de determinada margem, embora os fluxos na rede elétrica possuam, de fato, um viés probabilístico de ocorrência. Contudo, é importante destacar que o programa de automação apenas implementa a metodologia vigente em uma plataforma computacional. Ou seja, o aprimoramento ocorre de forma bastante expressiva do ponto de vista processual e de poder de análise de resultados, mas existem possibilidades de melhorias na metodologia.

Por fim, o processo de automação do cálculo de margem de transmissão implementado, segundo o que é relatado em [2], ainda traz desafios do ponto de vista computacional, sobretudo para ferramentais usuais de trabalho, embora tenham sido implementadas algumas heurísticas para redução do número de simulações. Os futuros

desafios no desenvolvimento da ferramenta envolvem, prioritariamente, a paralelização em plataforma *Microsoft Windows desktop* e o desenvolvimento de novas heurísticas que, aproveitando o conhecimento dos analistas envolvidos nesses estudos, possibilitem uma varredura mais eficiente do espaço de soluções viáveis.

Uma abordagem que propõe outra melhoria metodológica para determinação da margem de escoamento da rede, visando avaliar uma porção do sistema brasileiro, foi exposta em [49]. O sistema é classificado em regiões de segurança estática, representadas por curvas que agregam incrementos de potência e a relação com a tensão nas barras da região avaliada. A proposta utiliza técnicas de fluxo de potência continuado e análise estática de contingências e é proposta uma avaliação de margem de escoamento em nível de barramento. Para isso, a rotina utiliza um processo de fluxo de potência continuado para realizar incrementos de injeção do barramento candidato avaliado enquanto executa contingências previamente determinadas. Uma região de segurança apresentada o montante de geração a partir do qual ocorre violação de quaisquer limites de tensão ou carregamento, para sistema íntegro ou em contingência. O processo apresenta potenciais vantagens no poder visual de análise da região de segurança e em relação ao processo de simulações, que é automático. Contudo, o tempo de processamento para um sistema de grande porte não é comentado neste trabalho, de modo que a análise desenvolvida para os demais níveis, subárea e área, poderia demandar um tempo considerável por conta da combinação entre a consideração de vários cenários que contemplem a simultaneidade de injeções entre as barras de uma zona de interesse e a utilização do algoritmo de fluxo de potência continuado.

CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PROPOSTA PARA CÁLCULO DA MARGEM DE TRANSMISSÃO

Analisar redes elétricas de grande porte com elevado número de cenários pode ser tarefa desafiadora. Contudo, conforme ressaltado neste trabalho, em uma avaliação que leva em consideração a operação realista de um sistema elétrico com penetração considerável de fontes variáveis, é fundamental que sejam considerados os múltiplos cenários relevantes. Em função da variabilidade das fontes renováveis, a qual podem impactar os fluxos de potência na rede elétrica, os resultados de uma avaliação da capacidade remanescente da rede de transmissão podem ser fortemente influenciados.

Essas avaliações se tornam ainda mais complexas quando são empregadas ferramentas determinísticas, pois, geralmente, não dispõem de uma plataforma que considere a diversidade de cenários de carga e geração, em um processo automatizado que possa munir os analistas de todas as informações necessárias para um diagnóstico da capacidade remanescente da rede elétrica, especialmente quando os resultados encontrados impactam diretamente nas transações comerciais que existem nos mercados de energia, como é o caso de leilões de geração.

Tendo em vista o arcabouço regulatório para entrada de recursos energéticos no sistema elétrico e a perspectiva de penetração massiva de fontes renováveis na matriz energética brasileira, neste capítulo é proposta uma metodologia para o cálculo automatizado da margem remanescente de transmissão. Tendo como fundamentos as avaliações da segurança estática, observando ainda o contexto de fluxos de potência variáveis ao longo do dia e entre regiões do sistema elétrico. O método é proposto no intuito de extrair o máximo possível de benefícios técnicos, econômicos, ambientais, entre outros, através do uso ótimo de uma rede de transmissão considerada, em pontos do sistema com recursos energéticos de alta qualidade.

Para superar os desafios expostos, foi desenvolvida uma ferramenta que integra a montagem de casos de referência com escala temporal horária, executa rotinas para chamar um programa de otimização (o qual será detalhado posteriormente), compila os resultados e, por fim, realiza métricas do cálculo da capacidade remanescente da rede de transmissão.

Tendo como pano de fundo principal a proposição de um conjunto ampliado de cenários de carga e geração, estratificados de forma horária, a metodologia proposta

visa, em síntese: (i) calcular a margem de transmissão de forma automática (maiores detalhes são apresentados na seção 4.1), a partir de uma abordagem probabilística⁹, e observar as máximas injeções esperadas para uma topologia de rede e riscos associados de rejeição de geração e (ii) propor um protocolo de leilão considerando múltiplos cenários que considera incertezas na entrada de geração no sistema elétrico (mais detalhes sobre o protocolo de leilão podem ser encontrados na seção 4.2).

A metodologia proposta pode evidenciar uma maior eficiência do uso da rede de transmissão e tornar o planejamento e a operação mais robustos por contar com maior poder de análise em um conjunto ampliado de resultados aderentes à realidade alado à especificação probabilística de cenários determinísticos para tomadas de decisão, caracterizando um aprimoramento do processo de cálculo da margem de transmissão vigente. Em última análise, pode também ter repercussões econômicas importantes nos leilões de energia, enquanto mantém a segurança da rede em níveis aceitáveis.

4.1. Avaliação de sistemas de grande porte

A complexidade na realização de análises elétricas em sistemas de grande porte que contem fontes renováveis variáveis pode ser descrita por algumas razões, dentre as quais: (i) problemas numéricos para convergência de ferramentas de fluxo de potência não linear (incluindo a ocorrência de problemas em regiões não monitoradas); (ii) grande volume de dados e informações de parâmetros de rede (manipulação de dados e a validação de erros são etapas delicadas e trabalhosas); e (iii) grande esforço computacional para simulação de casos (em uma avaliação de maior granularidade no tempo, o esforço é de sobremaneira incrementado).

Para contornar essas dificuldades, muitas considerações podem ser realizadas. O Apêndice C realiza uma breve discussão sobre possíveis abordagens, entre elas, o emprego de equivalentes de redes e de técnicas de agrupamento (clusterização). Contudo, não visa esgotar as técnicas e métodos possíveis, apenas expor alguns conceitos relevantes e avaliados ao longo da realização deste trabalho.

Dentre uma vasta possibilidade de abordagens, após algumas simulações realizadas de forma preliminar, incluindo a divisão de simulações entre diferentes

⁹ Na verdade, o cálculo de margens com abordagem probabilística utilizado neste trabalho consiste na associação de probabilidades de ocorrência a cada cenário de um conjunto de cenários determinísticos visando gerar uma expectância de rejeição de geração máxima, como será detalhado neste capítulo.

computadores (máquinas desktop de uso comum), foi escolhida a avaliação de topologia completa do sistema elétrico para simulação dos casos neste trabalho. Não obstante o esforço computacional ser árduo julgou-se importante essa premissa, a priori, para que os casos de referência pudessem ser os mais realísticos possíveis.

Embora a utilização de técnicas de equivalentes de rede pudesse ser uma premissa mais razoável para absorção dessa variação, em virtude do tempo de simulação e maiores riscos de não convergência, decidiu-se por realizar uma avaliação de rede completa, visando extrair uma resposta sistêmica robusta e de resultados compatíveis com a realidade. Em outras palavras, um equivalente mal condicionado poderia dar uma resposta que não teria aderência à realidade, enquanto que para as simulações com rede completa se sabe exatamente quais máquinas podem contribuir para o balanço de carga e geração horário baseado em seus parâmetros e real capacidade.

Como descrito anteriormente, análises realísticas e robustas de grandes redes contendo fontes renováveis variáveis pressupõem uma avaliação de múltiplos cenários de carga e de geração. A partir da geração probabilística de um número expressivo de cenários em uma janela de tempo granularizada e que depende do tipo de análise (quanto mais de longo prazo, menor poderia ser o período de avaliação, por exemplo, avaliações horárias ou em patamares que representem bem variações médias diárias para estudos de planejamento de longo prazo), poderiam ser agrupados um conjunto de pontos de operação semelhantes a partir de critérios definidos, incluindo carregamento de linhas de transmissão e transformadores e perfis de tensão da rede de transmissão. Os estudos poderiam ser restritos a pontos de operação que representassem bem um centroide deste conjunto associado, inclusive, a uma probabilidade de ocorrência desses cenários.

4.2. Visão geral da metodologia proposta, ferramenta e premissas utilizadas para cálculos de margem de transmissão

Com o intuito de avaliar a possibilidade de ganhos do método proposto, do ponto de vista da margem de escoamento remanescente da rede de transmissão, é oportuno realizar uma comparação entre os resultados produzidos pela metodologia de cálculo realizada pelas instituições setoriais do Brasil, a qual é baseada na metodologia do pior caso de um conjunto reduzido de cenários considerados críticos, conforme [28], versus a

análise considerando um conjunto adequado de cenários expandidos, em uma avaliação de segurança estática, por conta das razões já expostas.

Para implementar a metodologia proposta neste trabalho, realizou-se uma série de simulações através da resolução de algoritmos de Fluxo de Potência Ótimo não linear [50] e [51], o qual é baseado no método dos pontos interiores¹⁰. Adicionalmente, conforme introduzido, foi necessário desenvolver um programa escrito em *Microsoft Visual Basic for applications*® 7.0, a qual é uma plataforma largamente utilizada para programação, disponível no *software* Microsoft Excel®. A demanda por este programa decorreu de alguns fatores, os quais podem ser destacados: compilação de uma grande quantidade de informações, a necessidade de adequação nos parâmetros elétricos de alguns equipamentos para as análises, a dificuldade de simular vários cenários operativos nos softwares disponíveis e a necessidade de ter um processo encadeado no quais os resultados de uma etapa serve como insumo para as etapas seguintes.

Para atingir os resultados almejados, o processo em torno da metodologia proposta é constituído de três etapas fundamentais: (i) o despacho econômico dos cenários; (ii) o cálculo das probabilidades de ocorrência de falhas dos equipamentos e, finalmente, (iii) a avaliação para definição da margem de transmissão.

A Figura 21 apresenta um fluxograma contendo a visão geral da metodologia proposta.

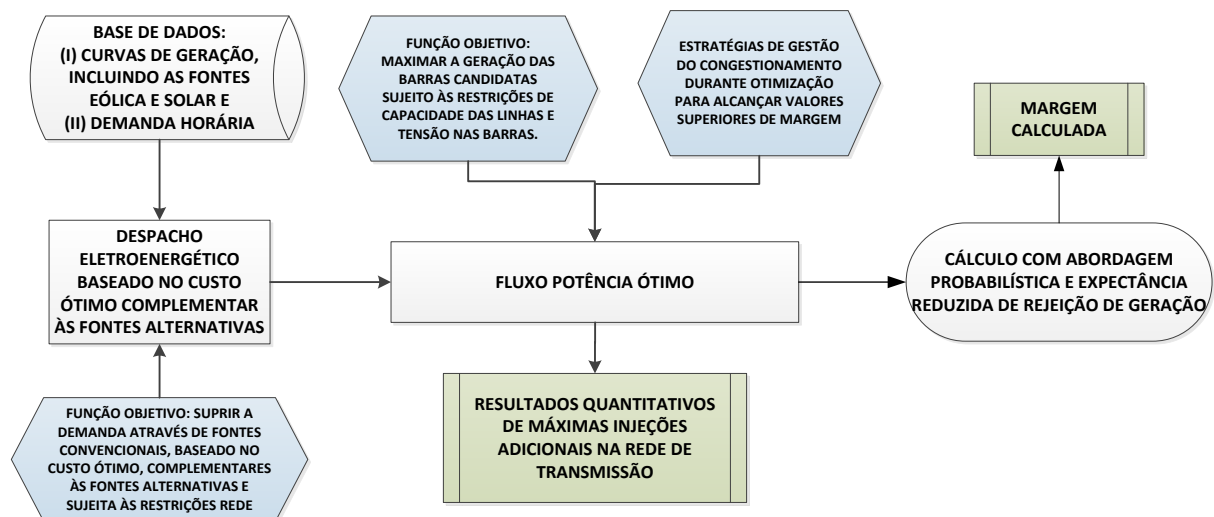


Figura 21 - Visão geral da metodologia de cálculo.

¹⁰ Técnica de otimização que evolui em direção à solução ótima pelo interior da região viável. É largamente utilizada para resolução de problemas de otimização não lineares.

Sendo conhecida a probabilidade de ocorrência de determinado cenário, com sistema íntegro ou em contingência, pode-se inferir uma probabilidade de ocorrência do maior valor de injeção adicional por cada cenário de carga, geração e intercâmbios de energia. Além disso, é possível definir um valor de margem no qual existe um valor esperado de rejeição de geração reduzido, com base nos cenários avaliados, sendo o risco de ocorrência uma informação resultante das análises concomitantemente.

4.2.1. Despacho econômico dos cenários

Cada ponto de operação possui uma carga pertinente, sendo imperativo realizar um despacho eletro-energético que prioriza a entrada em operação das usinas com custo operativo mais reduzido, para suprimento de carga. Assim, a primeira etapa do método consiste em obter cenários de carga atendida por um parque gerador despachado a partir de um viés técnico (que atenda os critérios de limites térmicos e de perfis tensão) e econômico. Fontes alternativas são despachadas a um valor nulo. Ou seja, sempre que há geração renovável variável disponível, esta é despachada.

O programa de fluxo de potência ótimo utilizado foi o Fluxo de Potência Ótimo (FLUPOT), desenvolvido pelo CEPEL [51]. O programa desenvolvido na linguagem visual basic reúne os dados de entrada em arquivos texto (.txt), chama o programa FLUPOT a executar a função de despacho baseado no custo de injeção de potência ativa e em seguida, guarda os resultados novamente em arquivos texto (.txt) para cada cenário de carga e geração. A função objetivo realizada no algoritmo de resolução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é apresentada na sequência:

$$\text{minimizar } F_{\text{custo}}(P_1, P_2, \dots, P_n) = \sum_{i=1}^n c_i \cdot P_i \quad (4.1)$$

Em que:

C_i : Custo de despacho da geração i em relação à n gerações que podem ser despachadas

no sistema elétrico

P_i : Injeção de potência elétrica da geração i na rede

Como restrições deste FPO, são destacadas as capacidades de geração, transmissão e os limites de tensão nas barras da rede, bem como as equações de balanço de fluxo de potência nas barras [31].

4.2.2. Ideias para escolha das zonas de interesse

A etapa de escolha de zonas de interesse possui uma importância singular, pois indica quais barramentos candidatos a receber geração adicional concorrem pelos mesmos recursos de transmissão. Essa etapa é considerada complexa, porque, geralmente, as seleções das zonas envolvem um processo de inspeções combinatórias de injeções de potências simultâneas nos barramentos candidatos a receber geração adicional em pontos de operação considerados críticos. Os critérios de parada do processo são baseados em métricas de severidade de carregamentos nos circuitos e perfis de tensão, incluindo a experiência de analistas, demandando bastante tempo e acarretando subjetividade à análise.

Adicionalmente, a escolha de zonas de interesse é relevante em virtude da característica de grande esforço computacional intrínseca ao cálculo de margens no que concerne a quantidade de cenários. Assim, é pertinente reduzir o problema a uma monitoração de uma área interdependente eletricamente. Por exemplo, a injeção positiva de potência de um parque eólico em uma porção da Região Nordeste do Brasil, mantendo-se as demais condições operativas, pode influenciar de forma desprezível os fluxos em linhas de transmissão em outra porção localizada na Região Sudeste do Brasil. Logo, não faria sentido realizar análises de capacidade de transmissão regionais com injeções simultâneas em regiões com características operativas distintas e distâncias elétricas expressivas.

Portanto, a avaliação de margens de transmissão só tem sentido através da realização de uma etapa prévia de definição de zonas ou conjunto de barras do sistema de transmissão, as quais possuem interdependências elétricas e afetam o cálculo de margem conjunta. Além disso, os critérios de seleção devem gerar resultados facilmente reprodutíveis, ágeis e objetivos.

Muito se tem estudado na literatura sobre o efeito da injeção de potência de uma determinada barra nos fluxos da rede e, em última análise, na interação dessa injeção com as demais injeções do sistema, incluindo a drenagem dessa injeção pela demanda. Desta forma, métricas baseadas em distâncias elétricas e matrizes de sensibilidade podem ser utilizadas e, posteriormente, ações de agrupamento para definições de barramentos semelhantes.

Contudo, é importante salientar que este trabalho não visa esgotar as possíveis abordagens, métricas e fatores de sensibilidade para criar *clusters* de dados, mas apenas

realizar discussões em torno de técnicas bastante utilizadas que poderiam selecionar as zonas de barramentos semelhantes baseados em critérios que possam gerar resultados de forma automática e facilmente reproduzíveis, como uma primeira abordagem visando subsidiar os analistas de sistemas de potência.

Além disso, métodos atualmente empregados para avaliação de margem de escoamento, os quais se baseiam em métricas de severidade de resultados em um conjunto de pontos de operação considerados críticos, permanecem como ferramentas muito importantes na definição final das zonas de interesse, incluindo a experiência dos analistas, embora a definição de zonas de interesse não deva se limitar apenas a essa abordagem.

Finalmente, os métodos discutidos nesta seção têm por objetivo apenas ser uma etapa preliminar e, até certo ponto automatizada, que deve ser sucedida de inspeções de fluxos pelos analistas para a definição final dos particionamentos.

4.2.1.1. Métricas para seleção de interdependência entre barras

Muito embora não seja o foco deste trabalho esgotar todas as métricas e fatores de sensibilidade possíveis para a escolha de barras que competem pelos mesmos recursos de transmissão, foram escolhidas duas métricas: uma baseada em fatores de distribuição de fluxo para deslocamento de geração e outra baseada em distância elétrica.

A matriz β [52] é a matriz de sensibilidades entre as injeções de potência nas barras e os fluxos nos circuitos e é numericamente igual aos fatores de distribuição de fluxo para deslocamento de geração. Seus elementos produzem a relação entre variações de injeções nas barras e as consequências nos fluxos dos circuitos. Essa abordagem decorre a partir do modelo linearizado do fluxo de potência. Assim, é excluída a coluna da matriz referente à barra flutuante escolhida na resolução do fluxo de potência CC, em virtude de toda injeção nessa barra ser absorvida pela própria barra (variação nula). Isso implica que a escolha da posição da barra flutuante pode impactar os valores dos elementos da matriz. Contudo, essa abordagem é largamente utilizada em aplicações comerciais e reflete de forma razoável o comportamento a variações nos fluxos dos circuitos de redes de transmissão.

Na referência [53] é apresentada uma métrica para construção de uma matriz que indica a proximidade elétrica entre barramentos e circuitos do sistema elétrico avaliado visando alocar o custo relativo às linhas de transmissão da rede para todos os geradores e demandas. De outro lado, a aplicação nessa dissertação tem o viés de extrair a

proximidade elétrica entre barras. Este método é um aprimoramento em relação às matrizes de sensibilidades β [52], por pelo menos duas razões: (i) os resultados são independentes de escolha da barra flutuante e (ii) são considerados os efeitos dos ramos em derivação dos circuitos, não apenas as impedâncias série. Diferentemente de outras abordagens baseadas em admitância, essa métrica utiliza a matriz impedância, o que pode ser desafiador para a resolução de inversões de matrizes.

Devido à importância deste tópico no cálculo, é fundamental que sejam desenvolvidas investigações, em trabalhos futuros, que abordem métricas que variem de acordo com o ponto de operação, incluindo situações de contingência, para que seja possível identificar a consistência de agrupamentos formados para definição de zonas de interesse, além de outras técnicas de *clustering* não abordadas neste trabalho.

4.2.1.2. Agrupamentos de zonas de interesse

O agrupamento de um conjunto de objetos com alguma semelhança, a partir de algum critério definido, pode ser realizado a partir de diversas abordagens. Muito embora não seja o foco deste trabalho discorrer sobre melhores métodos para geração de clusters de barramentos, é, entretanto, interessante discutir a utilização do método *k-means* com o objetivo de agrupamento de zonas de interesse, em virtude de ser um método largamente utilizado.

Os objetos a serem agrupados, no contexto da problemática de agrupamento de zonas de interesse, são os elementos das matrizes contendo proximidades elétricas entre barras e circuitos (métricas de distâncias elétricas) ou efeito de variação nos circuitos pelas injeções em barras (métricas sensibilidade).

O método *k-means* é um método de agrupamento que visa particionar n observações dentre k grupos, onde cada observação pertence ao grupo mais próximo da média. Este é um dos métodos de *clustering* baseado em centroides.

Justamente porque uma das formas de iniciar o processo é a definir centroides randomicamente, o particionamento pode ser variável a cada simulação. Outro fator importante é que existe um limiar do número de clusters que representa bem o sistema, de forma que é importante a realização de testes que indiquem a convergência de um número razoável de *clusters*, uma vez que este é um parâmetro de entrada do método.

O processo é baseado na realização de iterações que modificam a posição dos centroides através do cálculo de distâncias médias em relações ao conjunto de pontos. Durante o processo iterativo, os itens que fazem parte de determinado grupo podem ser

alterados, até atingir convergência. O algoritmo converge quando os centroides já não conseguem mudar a posição devido à distância.

Uma medida de distância média bastante utilizada por ferramentas comerciais para o cálculo das distâncias dos centroides é distância euclidiana quadrada.

Não há método ideal para determinar o número exato de clusters a ser indicado como parâmetro de entrada no método *k-means*. Contudo, uma estimativa precisa pode ser obtida, através da execução de um processo repetitivo de tentativas de escolhas de valores de agrupamentos e inspecionar alterações significativas nos resultados, através do processo descrito a seguir. O processo inicia pelo incremento da quantidade de clusters desde a unidade até um número máximo no qual não se observa melhorias relevantes. Ou seja, quando a adição de um cluster não resulta em saltos significativos de diminuição da distância média entre os pontos de dados e os centroides, é identificado um “ponto de cotovelo” nesta diminuição e o número de cluster associado a este ponto pode ser considerado o número ideal para o método *k-means*. Esse processo é conhecido método do cotovelo (do inglês, “Elbow method”).

A partir da inspeção e escolha de um número razoável de *clusters* e de posse de um conjunto de dados contendo relações entre barras e circuitos de um sistema elétrico, é possivelmente razoável agrupar barramentos que influenciam os circuitos de forma semelhante e gerar, assim, zonas de interesse para avaliação das margens de capacidade de escoamento remanescentes.

4.2.3. Lista de contingências

O critério “ $n - I$ ” é um critério empregado para o planejamento da rede elétrica. Esse critério estabelece que o sistema deva ser capaz de suportar contingências simples na rede. O cálculo da margem de transmissão deveria considerar todas as possíveis contingências da rede elétrica. Como existe um custo benefício de desempenho computacional versus relevância dos resultados associados às possíveis contingências, é necessário realizar uma seleção de contingências definida por ordem de severidade.

Assim, definir a lista de contingências na avaliação é uma tarefa bastante importante e impacta diretamente nos resultados encontrados. A seleção dessa lista deve refletir os eventos que merecem ser avaliados com um maior nível de detalhe. Frequentemente, especialistas realizam a seleção de contingências com base no conhecimento e a experiência de operação da rede elétrica avaliada [2].

No caso deste trabalho, a escolha da lista de contingências, comentadas nos capítulos 5 e 6, teve forte correlação técnicas de sensibilidade de injeção de geração. Desta forma, matrizes contendo elementos de deslocamento de geração na rede elétrica dos casos de referência nortearam o processo de escolha [54]. Esse tipo de abordagem já foi realizado na literatura e produz resultados relevantes do ponto de vista das análises, uma vez que diversos pontos críticos para a segurança do sistema foram alcançados após a realização das contingências definidas.

4.2.4. Saídas forçadas independentes

Um processo estocástico pode ser definido como um conjunto de variáveis aleatórias que representam o desenvolvimento de um sistema de valores ordenados ao longo de uma determinada sequência. Também pode ser caracterizado como um complemento probabilístico de um processo determinístico.

Seja $X(t)$ uma função na qual seus valores são modificados ao longo do processo de análise, sendo uma sequência de variáveis aleatórias e t o índice ou parâmetro do processo. O conjunto dos valores que $X(t)$ pode assumir é chamado espaços de estados. Como exemplo de processo estocástico, cita-se o estado de funcionamento de uma máquina, que pode ou não estar ligada; ou o valor de um título de uma empresa na bolsa de valores em determinado período do dia.

Determinados processos estocásticos são particularmente relevantes porque não requerem necessariamente o conhecimento de estados prévios para estimar a probabilidade de transição entre estados, indicando uma característica de “falta de memória” do processo. Processos que atendem a essa condição são chamados Processos de Markov.

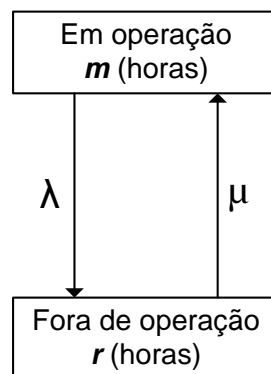


Figura 22 - Modelo de Markov a dois estados.

Para representação dos estados do sistema proposto neste trabalho, foi utilizado o modelo de Markov a dois estados, no qual um equipamento pode transitar de um estado operativo para um estado de falha e vice-versa, conforme apresentado na Figura 22.

Sendo:

m o tempo médio em operação em horas;

r o tempo médio de reparo em horas;

λ a taxa de falha dos equipamentos avaliados (ocorrência/horas) ;

μ a taxa de reparo dos equipamentos avaliados (ocorrência/horas).

As taxas de falha mencionadas anteriormente podem ser calculadas como:

$$\lambda = \frac{1}{m} \quad (4.2)$$

$$\mu = \frac{1}{r} \quad (4.3)$$

Por outro lado, considerando que, normalmente, são fornecidas as taxa de falha λ e tempo médio de reparo r das linhas de transmissão, o programa desenvolvido na linguagem *visual basic* realiza o cálculo da sua probabilidade de sua saída forçada independente (do inglês, *Forced Outage Rate* - FOR) [55], a partir da relação apresentada na equação 4.4. Os valores de cada probabilidade associada a uma transição de estado serão utilizados na seção seguinte para a definição da margem de transmissão.

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (4.4)$$

Neste trabalho, a probabilidade de saída forçada independente é calculada e utilizada na associação a um estado operativo cujo resultado sinaliza a máxima injeção possível em um sistema elétrico sem que sejam violados limites de tensão ou carregamento. Em outras palavras, cada estado operativo (condição de falha ou não em cada hora) é associado a uma probabilidade de ocorrência através do cálculo de *FOR*.

4.2.5. Avaliação estática para definição da margem de transmissão

Para definir a margem de transmissão remanescente de uma determinada região do sistema elétrico, a partir de uma análise de segurança estática, é fundamental considerar um conjunto ampliado de cenários de carga e geração de referência e um conjunto de contingências. Considerar uma abordagem probabilística pode ser uma métrica interessante para a definição de margem.

Cada ponto de operação horário possui um cenário de carga e geração e topologia associado. O programa desenvolvido na linguagem *visual basic* reúne os cenários de carga e geração resultantes do despacho energético em arquivos texto (.txt), já compatibilizados, chama o programa FLUPOT a executar a função de cálculo da máxima injeção de geração adicional que é possível ser escoada pela rede elétrica para cada cenário de carga e geração e topologia e em seguida, guarda os resultados novamente em arquivos lidos pelo programa de fluxo de potência para cada cenário de carga e geração e topologia.

É importante ressaltar que a metodologia de avaliação proposta avalia a máxima injeção adicional para cada cenário de carga e geração e topologia em diferentes zonas de interdependência elétrica entre equipamentos. No caso deste trabalho, mantendo coerência com a metodologia vigente no Brasil, as análises de máxima injeção em cada estado operativo são realizadas em nível de barramento, subárea e área.

As análises de barramento são realizadas avaliando-se as barras de forma individual. As análises de subárea e área são avaliações que consideram um agrupamento de barras. Na prática, os resultados dos valores das máximas injeções de gerações adicionais para cada nível de análise (barramento, subárea e área) são calculados através de procedimento de cálculo semelhante, mas com processo combinatório de premissas um pouco diferentes. Esse conceito será descrito melhor posteriormente, ao serem apresentadas as etapas de cálculo.

A geração adicional é modelada de forma similar às análises vigentes, sendo representada através de uma geração fictícia, com contribuição de potência reativa nula, cujo objetivo é injetar potência ativa nos barramentos avaliados através de uma barra do tipo PV. A modelagem da geração adicional, em todos os níveis de avaliação, considera que toda injeção de potência ativa adicional é absorvida pela barra definida como *slack*. Essa consideração simplifica possíveis redespachos de geração e se mostra razoável, caso seja considerado que os fluxos de potência através dos equipamentos e as tensões das barras adjacentes à barra *slack* estejam fora da região monitorada, ou seja, distantes eletricamente o suficiente dessa barra.

Diferentemente da avaliação vigente, o método proposto recorre a algoritmos de otimização para avaliar as máximas injeções adicionais na rede elétrica. A função objetivo do algoritmo de fluxo de potência realizado é apresentada na sequência.

$$\text{Maximizar } F_{\text{injeção}}(P_1, P_2, \dots, P_n) = \sum_{i=1}^n f_i \cdot P_i \quad (4.5)$$

Em que:

f_k : Fator de participação da geração k em relação à n gerações que fazem parte de uma zona de interdependência elétrica, como uma subárea, por exemplo;

P_k : Injeção de potência elétrica da geração k na rede;

Como restrições deste FPO, podem ser mencionadas as capacidades de geração, transmissão e os limites de tensão nas barras da rede, bem como as equações de balanço de fluxo de potência nas barras [31].

Os resultados estão relacionados com três etapas de avaliação. É analisado um elevado número de cenários de operação, obtidos de simulações horárias, com uma abordagem probabilística. O leitor notará que a primeira etapa está relacionada com a avaliação de geração adicional em barramentos, ao passo que tanto na segunda quanto na terceira etapas são avaliadas combinações de geração adicional em subárea e/ou área. Adicionalmente, as etapas mencionadas permitem a realização de uma comparação com resultados baseados em estudos clássicos de margens contendo um conjunto reduzido de cenários de carga e geração, com os casos de referência montados conforme as diretrizes fornecidas em [28].

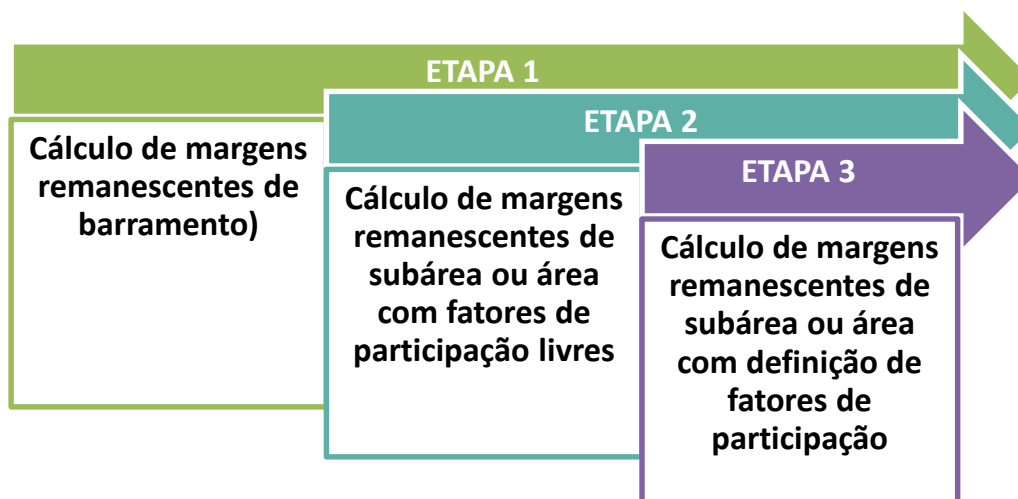


Figura 23 - Fluxograma das etapas de cálculo.

Em termos de premissas, basicamente, a segunda e terceira etapa diferem apenas de um aprimoramento proposto na abordagem de fatores de participação de geração utilizados para o cálculo e cenários de referência. A consequência prática disso é que a técnica proposta na terceira etapa promove uma abordagem que explora a combinação

de fatores de participação da geração adicional de tal maneira que seria possível criar uma nuvem de pontos que permitiria a utilização de uma região viável estendida de restrição de rede para um problema de leilão de energia, considerando diversas possibilidades de venda de energia elétrica por diferentes proponentes em um leilão, conforme será discutido ao final do capítulo. As etapas podem ser observadas na Figura 23.

Contudo, é importante salientar que a segunda etapa não é necessária para a realização da metodologia proposta, constituindo-se apenas como uma etapa de validação e sensibilidade, conforme será observado posteriormente. De fato, apenas a primeira e a terceira etapas são necessárias para a aplicação da metodologia proposta.

Antes de descrever as etapas de cálculo, contudo, é essencial a compreensão de dois conceitos: (i) critério utilizado para definição das margens de transmissão, utilizado em todas as etapas, e (ii) definição de fatores de participação de geração.

4.2.5.1. Critério de baixa expectativa de rejeição de geração

Esse critério é desenvolvido neste trabalho como uma métrica para a escolha do valor de margem de escoamento remanescente, dentre todas as máximas injeções adicionais calculada, em cada nível de análise.

Nessa dissertação, entende-se por rejeição de geração um montante de geração máximo que pode ser cortado. Conforme mencionado na revisão da literatura e baseado na experiência internacional, há possíveis mecanismos de mercado que permitiriam corte de geração de energias renováveis variáveis, mediante percepção e precificação de riscos, que poderiam gerar um estado de bem estar social maior que a limitação de entrada de geração adicional ou o acréscimo de geração em pontos que não possuem fontes de menor custo.

Mesmo que não haja abertura regulatória para explorar mecanismos de mercado que consideram o corte de geração alternativa, utilizar métricas probabilísticas pode ajudar, pelo menos, a garantir percepção e conhecimento de riscos associados a determinado valor de margem escolhido pelas simulações.

Além disso, conforme mencionado no capítulo 3, devido a restrições sistêmicas, existem momentos que o corte de geração é realizado de qualquer forma, em virtude principalmente de congestionamento de redes. Essa compreensão é utilizada para definição do critério em destaque.

De posse dos valores das máximas capacidades de escoamento da rede de transmissão (injeções) para cada um dos cenários e estados topológicos, calculados para cada nível de análise, é possível também realizar uma ordenação de forma crescente das injeções que resulte graficamente em uma curva de permanência ou curva de distribuição acumulada de probabilidades.

De forma complementar, a partir do conhecimento da curva de permanência crescente das máximas injeções, é possível definir um valor de margem no qual existe um valor esperado de rejeição de geração reduzido, com base nos cenários avaliados, possuindo um risco de ocorrência conhecido. Ou seja, se houver um despacho acima da margem escolhida e uma condição sistêmica de fluxos semelhantes aos avaliados nesta análise, pode ocorrer corte de geração vendida no futuro, com um valor esperado correspondente a uma fração do valor de margem definido de forma conveniente. A Figura 24 apresenta de forma gráfica as variáveis envolvidas no processo de cálculo da margem de escoamento.

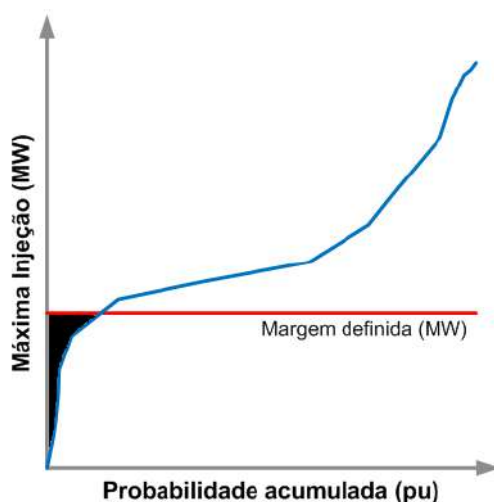


Figura 24 - Máxima injeção por cenário de carga, geração e topologia versus a probabilidade de ocorrência associada.

A reta paralela ao eixo das probabilidades representa o valor da margem de escoamento determinada. Os pontos da curva, abaixo desta reta, representam cenários de carga e geração cujas restrições elétricas de tensão nas barras ou de carregamento elevado nas linhas de transmissão impediriam o despacho pleno da capacidade de geração definida no montante da reta. Por outro lado, a área destacada em preto corresponde à integral dos valores de rejeição dos cenários com injeção abaixo da margem calculada cujo valor totalize um percentual reduzido do valor da margem calculada. Já o risco de ocorrência de rejeição de geração, por sua vez, correspondente a

apenas um percentual mínimo da margem, pode ser lido diretamente da curva de permanência.

O critério de definição da margem de transmissão a ser escolhida depende da escolha do quão conservador podem ser os resultados e do risco de montante de geração possível de ser cortado. Neste trabalho, a avaliação é realizando considerando um critério conservador, isto é, a geração adicional seria despacharia sempre à totalidade da máxima potência injetável definida pelo valor de margem especificado pelo critério. A determinação do valor de margem ocorre a partir do cálculo da integral dos valores de rejeição dos cenários com injeção abaixo da margem definida, cujo valor desta área totalize um montante pequeno, correspondente a um percentual (arbitrado) do valor da margem de barra, subárea ou área escolhida.

Por exemplo, para um valor de margem escolhido de 300 MW para uma subárea e sendo o percentual esperado máximo de rejeição limitado a 1% do montante de geração adicional escolhido, a expectância de rejeição de geração estaria limitada a $3MW_{med}$, baseado na curva de permanência dos cenários operativos.

A integral definida anteriormente é limitada pela área formada entre o eixo das probabilidades, a curva de permanência e o valor de margem definido (representado graficamente por uma reta paralela ao eixo de probabilidades). Essa área é calculada através da equação 4.6 e, conforme já mencionado, é o valor esperado de rejeição de geração limitado a um percentual da margem de escoamento escolhida.

$$E_r = \sum_{k=1}^n p_k \cdot \max_k(Mar - MI; 0) \quad (4.6)$$

Em que:

E_r : Valor esperado de rejeição de geração baseado na ocorrência de cenários críticos

p_k : Probabilidade de ocorrência do cenário k , dentre os n cenários avaliados

Mar : Valor da margem de escoamento remanescente da rede de transmissão

MI : Valor da máxima injeção de geração possível na rede de transmissão no cenário k

Como, a priori, não se sabe o valor da margem de escoamento, na prática, primeiramente é escolhido o percentual $c\%$ para que se limite a expectância de rejeição de geração. Por essa razão, o valor esperado de rejeição de geração também pode ser calculado pela equação 4.7, conforme apresentado na sequência:

$$E_r = c\% \cdot Mar \quad (4.7)$$

Em que $c\%$ é o percentual da margem de escoamento escolhida que limita o valor esperado de rejeição de geração a um montante reduzido e definido de forma arbitrária e Mar é o valor da margem disponível da rede de transmissão.

Finalmente, é calculada a margem de escoamento Mar baseada neste valor, através da combinação entre as equações 4.6 e 4.7, conforme equação 4.8.

$$Mar = \frac{\sum_{k=1}^n p_k \cdot \max_k(Mar - MI; 0)}{c\%} \quad (4.8)$$

Uma inspeção da equação 4.8 sugere que a solução deve ser feita por um método numérico adequado. Por exemplo, pode ser utilizado método iterativo, ou uma solução gráfica.

De posse de todos os valores de máxima injeção adicional, em cada cenário de operação, é possível definir um valor de margem para cada análise, seja de barramento, de subárea ou de área, com valor esperado de rejeição de geração correspondente a um percentual de $c\%$ da potência instalada em cada nível de análise.

Assim, a cada período horário, tem-se uma quantidade de valores de máximas injeções de gerações iguais ao montante de linhas de transmissão da rede monitorada mais um (sistema íntegro), associados a cada topologia e cenário, para cada nível analisado (barramento, subárea e área). Sendo conhecida a probabilidade de ocorrência de falha de cada linha de transmissão do sistema avaliado, de forma análoga, é trivial a associação de cada topologia e cenário (sistema íntegro ou em contingência) à probabilidade de ocorrência do maior valor de injeção adicional em cada cenário de carga e geração.

4.2.5.2. Definição de fatores de participação de geração

Para análises de subárea ou área, é importante definir como a geração adicional é tratada no processo de otimização; se com a mesma concentração de injeção ou concentrações diferentes (fatores de participação). A equação 4.5 mostra um algoritmo de otimização cuja função objetivo possui fatores de participação que participam ativamente do cálculo da máxima injeção adicional possível no sistema elétrico a cada período e situação operativa.

A relação entre os fatores de participação das n gerações que fazem parte de uma zona de interdependência elétrica, como uma subárea, por exemplo, pode ser descrita através da equação:

$$\sum_{k=1}^n f_k = 1 \quad (4.9)$$

Em que $\{f_k \in \mathbb{R}^+ \mid 0 \leq f_k \leq 1\}$ é o fator de participação da geração k em relação a n gerações que fazem parte de uma zona de interdependência elétrica, como uma subárea, por exemplo. Na prática, esses fatores de participação orientam a máxima entrada de geração adicional possível no sistema elétrico e, em última análise, impactam de forma decisiva os resultados dos cálculos, uma vez que o congestionamento de redes elétricas que transacionam energia tende a ocorrer justamente em pontos com uma inserção maior de geração.

A seguir é realizada uma discussão sobre possíveis abordagens envolvendo os fatores de participação de geração.

- **Proposta 1:** cálculo de margem baseado em otimização com fatores de participação proporcionais ao potencial energético presumido.

Uma primeira proposta poderia considerar o conhecimento prévio do potencial de recursos energéticos em determinada região, ou seja, a associação entre os fatores de participação com os recursos primários de energia geograficamente próximos a subestações candidatas a absorverem um montante de geração. No arcabouço do setor elétrico brasileiro, uma forma de capturar essas informações seria através do potencial cadastrado pelos agentes de geração e habilitado pela EPE. Portanto, a avaliação de simultaneidade de injeção de um conjunto de geradores adicionais, os quais disputam a mesma margem de transmissão, poderia considerar a participação de cada gerador individualmente a partir do potencial presumido.

Um ponto de fragilidade desta proposição é que as estimativas de fatores de participação com base na disponibilidade de recursos primários ou na capacidade de geração correspondente a projetos cadastrados no leilão – ou outras formas de obtenção de dados dos potenciais energéticos de fontes alternativas – não necessariamente refletiriam a distribuição de projetos de geração vencedores de leilões.

Diante do exposto, não se julgou justificável a implementação de simulações envolvendo a abordagem descrita nessa proposta.

- **Proposta 2:** cálculo de margem baseado em otimização com fatores de participação livres.

Nessa proposta, os fatores de participação seriam um resultado no processo de maximização da geração adicional de uma subárea, por exemplo. Por essa razão, essa proposta é chamada de fatores livres – não há especificação inicial. O próprio processo de otimização determinaria os fatores de participação como uma variável adicional de saída, além da máxima injeção adicional.

Assim, os valores de máxima injeção calculados para todas as barras em todos os estados operativos e períodos horários refletiriam as combinações de geração que resultariam no melhor desempenho elétrico possível para o sistema elétrico.

Neste caso, vale destacar que os resultados não refletiriam necessariamente em uma análise conservadora. Por exemplo, sejam duas barras, *A* e *B*. O resultado do problema poderia fornecer um despacho pleno em *A* e um despacho nulo em *B*, e vice-versa, porque essa seria a solução que fornece o melhor desempenho elétrico. Contudo, comercialmente pode não ter nenhum resultado prático, fornecendo uma margem incompatível com a realidade, superestimando uma solução e gerando mais riscos ao setor. Pela razão exposta, o arcabouço regulatório e as relações comerciais em torno da entrada de geração adicional no sistema elétrico não permite a factibilidade dessa proposta. Além disso, a otimalidade apenas do ponto de vista elétrico não garante a economicidade da proposta de forma global, quando diversas outras questões com impactos econômicos deveriam ser levadas em consideração.

Essa proposta é efetivamente implementada na segunda etapa do cálculo de margem, descrita posteriormente. Contudo, é importante salientar que a aplicação dessa proposta na segunda etapa está associada à definição de cenários de referências mais conservadores¹¹, similarmente ao que é realizado no cálculo vigente, não permitindo que se obtenha valores tão elásticos quanto se imagina previamente.

- **Proposta 3:** cálculo de margem baseado em otimização com fatores de participação mais discretizados, supondo possíveis distribuições futuras entre os proponentes vencedores do certame

¹¹ Entende-se por “definição de cenários de referência mais conservadores”, para um conjunto de barras pertencentes a uma subárea, a ação de realizar o despacho pleno em uma das barras e avaliar os montantes de geração máximos permitidos para essa subárea. A margem de transmissão é definida de forma combinatória, após serem avaliadas todas as combinações de barras da subárea, e seu valor é o mais restritivo entre todas as máximas injeções encontradas nas combinações.

Uma terceira proposta visa realizar uma variação discreta dos fatores de participação de cada geração no sentido de emular várias combinações possíveis de concentração percentual de geração adicional entre as barras de uma determinada subárea ou área elétrica, sendo que estas combinações refletem possíveis resultados de um leilão de energia no qual geradores disputam a margem de escoamento de uma determinada área ou subárea.

Essa ideia procura fornecer uma região de soluções viáveis que possa garantir um benefício econômico superior que um valor único definido antes do leilão. Uma questão sensível desta análise é o esforço computacional aumentado para realizar possíveis combinações de fatores de participação, que pode crescer de forma expressiva à medida que o conjunto de barras candidatas a receber geração em uma determinada zona elétrica é aumentado.

Detalhando um pouco mais a terceira abordagem, pode-se afirmar que um dos objetivos das análises com fatores de participação mais discretizados seria avaliar possíveis ganhos de margem de escoamento devido a diferenças concentrações de geração quando da injeção simultânea entre barras. Por exemplo, a depender do ponto sistêmico que haverá maior concentração de geração adicional, observada no arremate do certame, podem surgir ganhos de margem de uma subárea, em relação a premissas mais conservadoras adotadas inicialmente, como a consideração em uma barra, tomada como referencial inicialmente, de todo o despacho adicional de geração equivalente à sua margem de barra calculada.

Essa proposta é efetivamente implementada na terceira etapa do cálculo de margem, descrito a seguir. As simulações e os resultados focarão nesta abordagem como proposta metodológica, embora sejam realizadas algumas simulações comparativas com a segunda abordagem no sistema de teste.

4.2.5.3. Primeira etapa de cálculo - cálculo de margens remanescentes de barramento

Para cada cenário de carga e geração horário, realiza-se o despacho de 100% da geração existente na subestação (barra) avaliada. Em seguida, o algoritmo de otimização descrito anteriormente calcula a máxima injeção de geração adicional (fictícia) possível na barra em questão, sujeita às restrições da rede elétrica. Toda geração adicional é absorvida pela barra *slack*. Toda barra candidata a receber geração passa por essa análise e são registrados os valores de máxima injeção calculados para todas as barras

em todos os estados operativos e períodos horários. Finalmente, é realizado o cálculo efetivo da margem de transmissão, baseado no critério de baixa expectativa de rejeição de geração.

4.2.5.4. Segunda etapa de cálculo - cálculo de margens remanescentes de subárea ou área com fatores de participação livres

A análise desenvolvida na segunda etapa procura refletir exclusivamente uma aderência à metodologia do cálculo clássico de margens remanescentes demonstrado no capítulo 3, para fins de comparação das margens obtidas com o cálculo proposto e com a abordagem clássica. Basicamente, esta etapa permite a realização de alterações nos cenários de referência, as quais geram casos mais estressados, no caso das análises de subárea.

Adicionalmente, esse trabalho denomina esse essa etapa de fatores de participação livres por conta de não existir uma prévia indicação das contribuições de injeções simultâneas, ou seja, são utilizados fatores de participação de geração cuja distribuição é um resultado do próprio problema de otimização e não um insumo ao problema, conforme será comentado posteriormente.

Pelas razões expostas, a segunda etapa não é essencial para a realização da metodologia proposta, mas apenas uma etapa de validação e sensibilidade comparativa entre a utilização de um conjunto de cenários expandidos versus um conjunto reduzido com cenários considerados críticos. Com a expansão da quantidade de cenários de carga e geração, a necessidade de criação de cenários demasiadamente severos torna-se inócua.

Outra característica que demonstra aderência entre a segunda etapa e a metodologia vigente é a escolha de uma barra de referência (e despacho de margem de barra calculada) para realizar as combinações da análise de subárea e a escolha de uma subárea de referência (e despacho de margem de subárea calculada) para realizar as combinações da análise de subárea. A diferença básica entre avaliações de área e subárea, nesta etapa, são alterações realizadas no cenário de referência, antes das simulações.

- ***Análises de subárea:***

Para cálculos de margem de subárea, são realizadas combinações entre as diferentes barras de um conjunto de barras, sendo sempre mantida uma barra como

referência por vez e realizando cálculo de injeções de potência adicional nos barramentos candidatos pertencentes à subárea.

O processo de cálculo ocorre da seguinte forma: enquanto que na barra de referência é realizado um despacho da geração existente à potência nominal acrescida da geração adicional de valor igual à margem calculada na primeira etapa, o problema de otimização, conforme equação 4.5, resolve o máximo incremento adicional possível nas demais barras do conjunto avaliado, iniciando de uma barra por vez até o cálculo de injeções simultâneas entre todas as demais barras do conjunto, limitado ao valor de cada margem de barramento. Ao final do processo, o valor da margem de escoamento escolhida é a mais limitante dentre todas as configurações de geração dos barramentos candidatos, baseado no critério de baixa expectativa de rejeição de geração.

É importante notar que, no caso desse tipo de análise na segunda etapa, os cenários de referência são modificados com o despacho pleno de injeção de geração no barramento avaliado acrescido da margem calculada. Além disso, mantida uma barra plenamente despachada por vez, um ponto de atenção é destacado, em relação ao problema de otimização em questão os resultados associados: quando é calculado o máximo incremento possível nas demais barras do conjunto avaliado, sem a restrição de fatores de participação para esse incremento, os critérios para os resultados obtidos no problema de otimização não são tão intuitivos.

Esse trabalho denomina esse tipo de abordagem de fatores de participação livres, ou seja, fatores de participação de geração cuja distribuição é um resultado do próprio problema de otimização e não um insumo ao problema. Evidentemente, os resultados priorizam combinações de fatores que tendem a soluções de bom desempenho sistêmico, mas que podem não ter um significado físico ou implementação comercial prática. Por exemplo, um resultado de máximo incremento adicional que resulta em despacho de apenas uma das barras do conjunto, devido a um bom desempenho sistêmico, pode não ser conservador, pois não prevê despachos simultâneos com as demais barras do conjunto. Além disso, fatores de participação aleatórios poderiam resultar em regiões nas quais seria inviável a estimativa de uma curva viável de restrições de transmissão para um desenho de leilão de energia.

- ***Análises de área:***

Para cálculos de margem de área, são realizadas combinações entre as diferentes subáreas de um conjunto de barras, sendo sempre mantida uma subárea como referência

por vez e realizando cálculo de injeções de potência adicional nos barramentos pertencentes às demais subárea.

O processo de cálculo de margem de área ocorre da seguinte forma: enquanto que na subárea de referência é realizado um despacho da geração adicional de valor igual à margem calculada na primeira etapa, o problema de otimização é resolvido com o máximo incremento adicional possível nas demais subáreas do conjunto avaliado, conforme equação 4.5, iniciando de uma subárea por vez até o cálculo de injeções simultâneas entre todas as demais subáreas do conjunto, limitado ao valor de cada margem de cada subárea. Ao final do processo, o valor da margem de escoamento escolhida é a mais limitante dentre todas as configurações de geração das subáreas, baseado no critério de baixa expectativa de rejeição de geração.

De forma análoga ao processo de cálculo de subárea, cumpre notar que, no caso desse tipo de análise na segunda etapa é calculado o máximo incremento possível nas barras das demais subáreas do conjunto avaliado, mantida uma subárea plenamente despachada por vez, sem a restrição de fatores de participação para esse incremento. Ou seja, os fatores de participação são um resultado do processo de otimização.

Conforme mencionado, as análises de área, na segunda etapa, diferem das análises de subárea por conta dos cenários de referência. Nessa última, alterações nos cenários de referência são feitas no processo de análises combinatórias, na medida em que uma barra é tomada por referência e todas as usinas existentes nesse barramento são despachadas à potência nominal, acrescidas da margem calculada para essa barra. Por outro lado, a avaliação de área mantém os cenários de referência intactos, realizando apenas um despacho na subárea de referência conforme a margem calculada para essa subárea.

Toda geração adicional do problema de otimização é absorvida pela barra *slack*.

No arcabouço brasileiro, não se consegue prever ex-ante a realização dos leilões as localizações das gerações que iriam efetivamente sagrar-se vencedoras dos certames. Portanto, caso a abordagem levasse em consideração resultados de acordo com a etapa descrita, ficaria evidenciada uma característica de possível descolamento entre a solução ótima comercial e a de desempenho elétrico.

4.2.5.5. Terceira etapa de cálculo - cálculo de margens remanescentes de subárea ou área com definição de fatores de participação

A abordagem desenvolvida na terceira etapa difere da análise desenvolvida na segunda etapa por basicamente duas características: (i) o cenário base não é modificado, ou seja, não há necessidade de manter uma barra como referência por vez a despacho pleno e (ii) são determinados fatores de participação que permitem ao problema de otimização calcular as máximas injeções de uma subárea ou área e, sem seguida, definir a margem de transmissão, baseado no critério de baixa expectativa de rejeição de geração.

Dentre as condicionantes que envolvem a escolha dos fatores de participação de geração para o cálculo das margens remanescentes de escoamento da rede de transmissão, discutidas anteriormente, na proposta 3 da seção 4.2.5.2, há espaço para prováveis aperfeiçoamentos também sobre a metodologia atualmente vigente. Evidentemente, cumpre salientar que o aprimoramento nesta condicionante pode inserir modificações mais relevantes na sistemática de realização dos leilões de energia, por razões que serão discutidas posteriormente, a serem levadas em consideração em um desenho regulatório que contemple essas alterações.

Na prática, a técnica apresentada nessa etapa propõe a execução do algoritmo de otimização, conforme equação 4.5, a partir de uma lista de fatores de participação, previamente definidos, que permita a produção de uma nuvem de pontos que representem regiões em um espaço de n dimensões, calculados ex-ante com base em uma estimativa de pontos de operação, utilizados para mapear restrições da malha de transmissão no decorrer de um processo de leilão de energia. Toda geração adicional do problema de otimização é absorvida pela barra *slack*.

No arcabouço do setor elétrico brasileiro não está contemplado o conhecimento preliminar dos pontos que irão receber geração e a quantidade exata em cada barramento do sistema elétrico, antes da realização de leilões de energia elétrica. Essa característica decorre da premissa básica de respeito à modicidade tarifária. Ou seja, na prática, se sagrarão vencedoras dos leilões de energia elétrica as usinas que ofertarem serviços de geração ao menor custo entre todos os participantes, com acesso nos pontos da rede elétrica conhecidos apenas após o leilão. Evidentemente, uma ressalva importante, sobretudo no caso de leilões com prerrogativa de margens de escoamento, é

que essas usinas necessariamente não devem ter excedido as margens de remanescentes na rede de transmissão, na fase classificatória do leilão.

Diante do exposto, considerando as incertezas envolvidas no processo de entrada de geração, é evidente que as análises de cálculo de margens podem ter aspectos conservadores, com o intuito de mitigar eventuais riscos de impossibilidade de escoamento pleno de geração quando da entrada em operação dos parques que ofertariam energia elétrica na rede de transmissão.

Por exemplo, seja tomado o cálculo de margem de uma subárea formada por duas barras, A e B, na qual é feito o despacho pleno de toda a geração na barra A, mais a margem calculada para esta barra, ou seja, 100% de despacho da capacidade instalada de geração, enquanto que a geração da barra B é aumentada desde a geração do caso de referência até que sejam violados os critérios normativos de carregamento dos equipamentos e/ou tensão nas barras. De forma análoga, posteriormente, é feito o despacho pleno de toda a geração na barra B, mais a margem calculada para esta barra, ou seja, 100% de despacho da capacidade instalada de geração, enquanto que a geração da barra A é aumentada desde a geração do caso de referência até que sejam violados os critérios normativos de carregamento dos equipamentos e/ou tensão nas barras. A consideração de despacho pleno em quaisquer das barras (tanto em termos de geração existente quanto do despacho da margem remanescente calculada para esta barra) pode penalizar bastante o valor total da subárea, formada pelas duas barras do exemplo.

Por outro lado, tomando-se ainda o exemplo da subárea formadas pelas barras A e B, caso fosse viável a observação, no momento de realização do leilão, de que nem toda geração adicional a ser vendida nas barras corresponderia a toda margem calculada para as barras de forma individual, uma ideia de discretização dos fatores de participação das gerações surge como alternativa viável a um aprimoramento do processo. Essa proposta é factível, inclusive do ponto de vista temporal e técnico, para os cálculos feitos antes da realização do certame, prevendo alguns cenários futuros de combinação de ofertas de geração entre barras pertencentes a uma subárea, por exemplo.

É interessante notar que as análises usuais realizadas com base na metodologia EPE/ONS [28] seria um caso particular das diversas combinações possíveis propostas na segunda abordagem de definição dos fatores de participação no cálculo de margens com interação de injeção entre diferentes barras das redes elétrica. A justificativa dessa afirmação pode ser observada a partir dos fatos expostos anteriormente, especialmente quando é presumido que as margens de escoamento da rede, para uma análise de

subárea, por exemplo, levam em consideração a capacidade instalada de geração plena calculada para as margens de barra. Ou seja, essa segunda abordagem traz consigo uma solução que amplifica e torna mais integral a questão do cálculo de margens de escoamento remanescente da rede para análises de barra e análises que envolvam a simultaneidade de injeção de geração, como avaliações de subárea e área.

4.2.6. Avaliação dinâmica em pontos de operação selecionados com restrição de escoamento de injeção adicional em uma rede elétrica

O foco deste trabalho é avaliação de segurança estática, em virtude de razões expostas anteriormente. Portanto, é importante salientar que essa análise não é essencial para a aplicação da metodologia proposta. Contudo, mesmo em análises de caráter regional, podem ser observadas restrições em regime estático para injeção adicional em uma rede elétrica que em regime dinâmico podem ser atenuadas ou agravadas. Estas situações podem ser melhor avaliadas em trabalhos futuros, mas é importante que algumas delas sejam caracterizadas nessa dissertação, pois algumas constatações relevantes podem ser extraídas.

Alguns exemplos são simulados e apresentados no capítulo 6. A escolha do sistema real de grande porte para essa análise é justificada devido à quantidade de recursos de suporte de tensão e ao comprimento das linhas de transmissão, por exemplo, de um sistema elétrico real, além de eventuais situações críticas, como ocorrências de afundamentos ou elevações de tensão pós-contingências.

4.3. Protocolo de leilões de energia utilizando cálculos realizados ex-ante

O planejamento da expansão do sistema elétrico é particularmente desafiador em alguns desenhos de mercado baseados em leilões de energia porque não necessariamente se tem conhecimento prévio de quais serão as regiões do sistema nas quais os recursos de geração serão efetivamente negociados e vendidos.

Dadas as incertezas relacionadas à localização de gerações futuras, considerando eventuais restrições de rede que possam impedir o escoamento de toda geração negociada em leilões de energia, é importante desenhar um protocolo de leilão de energia com vistas a permitir a entrada de geração apenas de geradores em pontos da rede elétrica com margem de escoamento disponível para acomodar geração adicional,

considerando as diversas combinações e influências de despachos simultâneos dos geradores candidatos.

Neste trabalho, é proposta uma região viável para o problema de contratação com margem, para cada subárea ou área, a qual pode ser definida como uma região em um espaço $\mathbb{R}^{B(A)+}$ (espaço em coordenadas retangulares reais de $B(A)$ dimensões, somente interessando números reais iguais ou maiores a zero), que pode ser decomposta em R polítopos convexos e cujos espaços internos não têm interseção (somente suas arestas são compartilhadas). Cada coordenada corresponde à potência injetável total contratada em cada barra da área ou subárea. A forma de obtenção da região viável é baseada na terceira etapa do cálculo proposta.

Usar polítopos com estas características permite representar regiões não-convexas, mas que podem ser decompostas em polítopos convexos, através de restrições disjuntivas, que assegurarão que apenas um dos polítopos conterá a solução do problema (estará *ativo*) na solução.

O usuário da metodologia pode definir quantos polítopos quiser para aproximar o espaço viável de solução do problema. Quanto maior o número de polítopos, melhor a qualidade de aproximação do espaço viável, mas maior também é o esforço de construção dos polítopos e maior o esforço computacional para a solução do problema de otimização correspondente ao leilão. Para as análises deste trabalho, o número de polítopos utilizados foi determinado por tentativa e erro.

Além disso, pela característica do problema de que sempre será possível contratar 0 MW de potência injetável em cada barra, é sempre possível decompor a região viável em polítopos que incluem a origem do sistema de coordenadas correspondentes.

4.3.1. Polítopos convexos

Polítopos convexos desempenham um papel importante em várias aplicações de mercado, principalmente aquelas que envolvem programação linear. De fato, é possível interpretar um programa linear limitado como um problema de otimização de uma função linear sobre um polítopo e este fato tem sido uma das motivações para o estudo destes objetos.

Antes de realizar a definição de polítopos convexos, contudo, é importante introduzir alguns conceitos importantes para a compreensão básica da teoria:

- *Convexidade*

Um conjunto de \mathbb{R}^d é convexo se contiver, para quaisquer de seus pontos, p_1 e p_2 , o segmento que os une de tal forma que:

$$\{ \lambda p_1 + (1 - \lambda)p_2 : 0 \leq \lambda \leq 1 \} \quad (4.10)$$

Generalizando, seja $[p_1, p_2, \dots, p_m]$ um conjunto finito de pontos de \mathbb{R}^d . Uma envoltória convexa de um subconjunto S de um espaço vetorial \mathbb{R}^d é um conjunto do tipo:

$$\{ \lambda_1 p_1 + \lambda_2 p_2 + \dots + \lambda_m p_m \mid \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m \geq 0 \text{ e } \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_m = 1 \} \quad (4.11)$$

Essa envoltória, denominada $conv(S)$, também pode ser definida como o conjunto de todas as combinações convexas de pontos de S .

- **Hiperplanos**

Um hiperplano pode ser definido como um conjunto de pontos da forma:

$$\{ x \in \mathbb{R}^d \text{ e } b \in \mathbb{R} : a_1 x_1 + a_2 x_2 + \dots + a_n x_n = b \mid a_1, a_2, \dots, a_n \neq 0 \} \quad (4.12)$$

Analiticamente, um hiperplano pode ser entendido como um conjunto de soluções de uma equação linear não trivial entre os componentes de x e, portanto, um conjunto afim. Geometricamente, o hiperplano pode ser entendido como um produto interno entre uma constante e um dado vetor a ou como sendo um plano ortogonal a um vetor a ; a constante b determina o deslocamento do hiperplano em relação à origem. Adicionalmente, um hiperplano divide um espaço \mathbb{R}^n em dois semi-espacos fechados e convexos, mas não afins [56].

- **Poliedros**

Um poliedro, segundo [57], é definido como qualquer conjunto que se obtenha através da intersecção de um número finito de semi-espacos de \mathbb{R}^d . Dentre as possíveis representações desses espacos, inequações matriciais podem ser geradas para melhor entendimento. De fato, a partir do conhecimento das coordenadas dos pontos de um sistema com dimensão d , seria possível obter as equações lineares que formam esse sistema, formular e implementar em programas comerciais regiões viáveis para resolução de problemas de otimização através de representação matricial.

$$\{ x \in \mathbb{R}^d \text{ e } b \in \mathbb{R} : Ax \leq b \mid A_{m \times d} ; x_{dx1} \text{ e } b_{mx1} \} \quad (4.13)$$

Diante do exposto, é possível realizar a definição de politopos. Segundo [57], um conjunto de pontos é um politopo se e somente se for um poliedro limitado. Qualquer politopo pode ser descrito por inequações afins e qualquer poliedro limitado é formado por uma envoltória convexa de um conjunto finito de pontos. Ou seja, um politopo está

associado a duas caracterizações: (i) por vértices e (ii) por definição de semi espaços. A primeira está associada a um conjunto finito de pontos definidos por uma envoltória convexa e pode ser representada por um número finito de igualdades. A segunda está associada à interseção de semi espaços e pode ser representada segunda através de um número finito de inequações.

Outros formatos de definição de polítopos também são interessantes para elucidar a caracterização de polítopos, dentre os quais é possível citar: um polítopo convexo pode ser definido como o casco convexo (*convex hull*) de um conjunto finito de pontos, os quais são limitados, ou como regiões convexas e compactas definidas pela intersecção de semi espaços e hiperplanos.

O conceito de polítopo, conforme apresentado em [57], é a generalização natural dos conceitos de polígono (no plano) e de poliedro (no espaço tridimensional) a n -dimensões. Um polítopo com várias dimensões pode ser escrito como a projeção linear de outro com menos dimensões. O primeiro é chamado de projeção e o segundo de extensão. O fato descrito traz importantes vantagens, sobretudo na otimização de funções lineares. Neste caso, é possível otimizar uma função linear no primeiro polítopo (contendo várias faces, por exemplo) através da otimização da extensão (contendo poucas faces, por exemplo) e projetar a solução, resolvendo o problema original de otimização de forma muito mais eficiente.

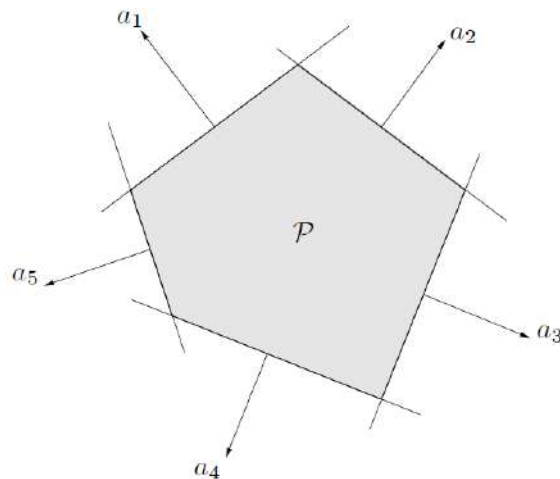


Figura 25 - Poliedros como interseção de hiperplanos. Fonte: [56].

Para fins de simplificação, neste trabalho, o conceito de polítopo pode ser entendido como regiões convexas e compactas definidas pela intersecção de semi-espaços, orientados por vetores ortogonais, conforme pode ser observado na Figura 25. Matematicamente, um polítopo é definido por conjunto de soluções limitadas por

equações lineares, que representam uma região finita em um espaço \mathbb{R}^n de n dimensões, limitada por um número finito de hiperplanos. Neste caso, as desigualdades lineares da equação 4.13 podem definir um polítopo n dimensional.

Diante do exposto, um problema de otimização linear pode ser encarado como a busca pela maximização ou minimização de uma função objetiva sujeita a pertencer a uma região definida por um polítopo.

No caso de regiões com mais de duas dimensões, como ocorre no exemplo de um sistema de grande porte (detalhado no capítulo 6), embora a região apresentada não seja necessariamente convexa em todos os pontos, é possível realizar a divisão de uma região não convexa em polítopos convexos, para que se possa resolver o problema de otimização através de técnicas baseadas em restrições disjuntivas.

4.3.2. Restrições disjuntivas

Restrições disjuntivas são conjuntos de operações que não podem ser executadas simultaneamente [58]. Para isso, são definidas variáveis binárias de decisão que auxiliam na resolução do problema de otimização. Além disso, restrições disjuntivas podem ser utilizadas para tratamento de não linearidades dos modelos de rede, através da substituição de equações não lineares por inequações lineares, relaxando determinado conjunto de equações e ativando um conjunto desejado.

No caso particular de definição de apenas uma variável binária auxiliar, também chamada de variável de controle, uma disjunção surge quando um conjunto de restrições é ativado ao mesmo tempo em que o outro conjunto é relaxado [59]. De fato, o conjunto ativo orienta efetivamente as restrições do problema de otimização. Neste caso, a representação de disjunções da região viável do problema está associada aos valores das variáveis de decisões binárias, as quais permitem apenas duas disjunções na região viável. Por exemplo, uma decisão do tipo “sim ou não” pode habilitar um conjunto de restrições representadas por equações lineares em detrimento de outro. Portanto, é possível afirmar que as restrições disjuntivas são de natureza combinatória: se $[a, b]$ é um par de restrições disjuntivas, tem-se que escolher entre efetuar a antes de b ou b antes de a .

Por outro lado, restrições disjuntivas também podem ser utilizadas quando mais de duas disjunções da região viável precisam ser modeladas na resolução do problema de otimização. Neste caso, é necessário definir mais de uma variável binária de decisão.

Seja o espaço formado pela combinação linear $\sum_{i=j}^m a_j^i x_j \leq b^i, \forall j \in \{1 \dots m\}$ e $\forall i \in \{1 \dots n\}$. Esse conjunto pode representar múltiplas restrições em um problema de otimização, dentre as quais apenas uma deve ser aplicada por vez. Visando o reforço de apenas uma restrição e o relaxamento das demais, é possível definir variáveis binárias de decisão $d^i, \forall i \in \{1 \dots n\}$ e constantes M^i cujos valores são escolhidos de forma conveniente. Portanto, as combinações lineares podem ser escritas da seguinte forma [59]:

$$\sum_{i=j}^m a_j^i x_j - b^i \leq M^i \cdot (1 - d^i) \quad (4.14)$$

$$\sum_{i=1}^n d^i = 1 \quad (4.15)$$

O resultado prático das equações 4.14 e 4.15 é que, sendo o número M suficientemente grande e apenas uma variável binária sendo unitária por vez, é realizada a ativação das restrições associadas a somente um politopo a cada processamento do problema de otimização. Naturalmente, técnicas podem ser utilizadas para diminuir o escopo de análise e implicitamente testar todas as possibilidades em busca da solução ótima viável. Embora não seja o propósito deste trabalho aprofundar este tema, será brevemente discutida uma possível abordagem na seção 4.3.3.

As constantes M^i são também conhecidas como “constantes disjuntivas” e podem ser utilizadas como insumos para a resolução das equações 4.14 e 4.15. Embora seja possível calcular essas constantes por meio da formulação e resolução de um problema de otimização, visando o alcance de um melhor desempenho computacional [59], nem sempre é possível ou eficiente o cálculo prévio das constantes disjuntivas, de maneira que dependendo do porte do problema, essas constantes podem ser arbitradas com valores numericamente elevados, sendo esta última abordagem considerada nas análises desenvolvidas nessa dissertação. Neste trabalho, restrições disjuntivas são utilizadas para ajudar na solução do protocolo de leilão, separando regiões não convexas em regiões convexas menores, ativando um politopo específico (um bloco de restrições por vez) no problema de otimização cuja função objetivo é a comprar energia de geradores a um menor custo, sem que sejam violados os limites de carregamento e tensão da rede, calculados na etapa de definição de capacidade de escoamento remanescente.

4.3.3. Formulação do protocolo de leilão de energia com restrições de margens de escoamento calculadas

Um leilão de energia que estimula a modicidade tarifária é baseado na seleção de proponentes que ofertam energia, ao menor custo, suficiente para atender a demanda declarada pelas distribuidoras. No caso de leilões de energia sujeitos a capacidade de transmissão disponível, é possível desenhar um problema de otimização cujo objetivo seja minimizar o custo da energia contratada, incluindo penalidades pelo não atendimento da totalidade da demanda e considerar as restrições da rede elétrica para o pleno escoamento da energia adicional negociada no certame.

No Brasil, uma possível aplicação do protocolo apresentado nesta seção seria subsidiar o processo de leilões de energia no ambiente regulado que apenas permitisse a contratação de fontes de geração de menor custo e que, considerando apenas a rede existente no momento da entrega da energia negociada, pudessem acessar a malha de transmissão sem maiores impactos de congestionamento, com o nível mínimo possível de demanda frustrada segundo o montante total solicitado pelas distribuidoras de energia elétrica, privilegiando a modicidade tarifária.

A região viável para o problema de contratação com margem, para cada subárea ou área, pode ser definida como uma região em um espaço $\mathbb{R}^{B(A)+}$ (espaço em coordenadas retangulares reais de $B(A)$ dimensões, somente interessando números reais iguais ou maiores a zero), que pode ser decomposta em R polítopos convexos e cujos espaços internos não têm interseção (somente suas arestas são compartilhadas). Cada coordenada corresponde à potência injetável total contratada em cada barra da área ou subárea.

Usar polítopos com estas características permite representar regiões não convexas, mas que podem ser decompostas em polítopos convexos, através de restrições disjuntivas, garantem que apenas um dos polítopos conterá a solução do problema (estará *ativo*) na solução. Além disso, a característica do problema de otimização em questão permite que seja sempre possível contratar 0 MW de potência injetável em cada barra, possibilitando a decomposição da região viável em polítopos que incluem a origem do sistema de coordenadas correspondentes.

Na sequência são apresentadas as nomenclaturas das variáveis utilizadas na formulação do problema de otimização, bem como a formulação do problema. Vale

salientar que a nomenclatura definida nesta seção vale também para a simulação de protocolo de leilão desenvolvido nos capítulos 5 e 6.

4.3.1.1. Nomenclatura das variáveis

A plena compreensão da formulação do problema de otimização é possível através da definição das variáveis envolvidas no processo. Primeiramente, são definidos os índices e os conjuntos:

$a \in A$	Conjunto de áreas ou subáreas do problema
$b \in B$	Conjunto de barras do problema
$b_a \in B_a$	Conjunto de barras que compõe a área a
$r_a \in R_a$	Conjunto de polítopos que compõe a área a
$l_{r_a} \in L_{r_a}$	Conjunto de inequações que compõe f_{r_a}
$g \in G$	Geradores candidatos no leilão
$g \in G_b$	Geradores candidatos que se conectarão a barra b

Em seguida, são definidos os parâmetros de cálculo:

$c_{l_{r_a}, b_a}, \forall b_a \in B_a$	Coefficiente linear associado a K_{b_a} , para a inequação l_{r_a}
$d_{l_{r_a}}$	Termo independente para a inequação l_{r_a}
P_g, E_g, w_g	Potência injetável (MW), energia vendida (MWh por ano) e preço de venda (R\$/MWh) para gerador g
D	Demanda de energia do leilão
M_b	Margem da barra b
Q	Constante disjuntiva (número de valor elevado, por exemplo 10^8).
z	Penalidade para demanda do leilão que não é atendida (R\$/MWh)

Por fim, são definidas variáveis de decisão, as quais são necessárias tanto para ativar as regiões que contém a solução do problema (apenas uma) como para estabelecer os limites de potência contratada em cada barra e a demanda frustrada.

σ_g	Variável binária igual a 1 se gerador g é contratado, 0 em caso contrário
ζ_{r_a}	Variável binária igual a 1 se o polítopo r_a é o polítopo ativo para área a , 0 em caso contrário

Π_b	Potência injetável total contratada em cada barra [MW]
φ	Demanda frustrada (não contratada) [MWh]

4.3.1.2. Formulação do problema

A formulação do problema de contratação de energia em um leilão sujeito às restrições de rede calculadas previamente é proposta na sequência. Uma possível abordagem para resolver esse problema pode ser baseada em métodos de programação linear inteira mista (MILP), cuja utilização em programas comerciais tem sido largamente empregada.

Seja a função objetivo:

$$\text{minimizar } \left\{ \left[\sum_{g \in G} \sigma_g \cdot w_g \cdot E_g \right] + z \cdot \varphi \right\} \quad (4.17)$$

Sujeita às seguintes restrições gerais:

- a. Cálculo da demanda frustrada

$$\varphi \geq D - \sum_{g \in G} \sigma_g \cdot E_g \quad (4.18)$$

- b. Potência injetável contratada em cada barra

$$\sum_{g \in G_b} \sigma_g \cdot P_g = \Pi_b ; \forall b \in B \quad (4.19)$$

- c. Limite de potência injetável em cada barra baseado em cálculo ex-ante

$$\Pi_b \leq M_b ; \forall b \in B \quad (4.20)$$

E restrições exclusivas para tratamento de limites em áreas ou subáreas:

- d. Através de disjunções restritivas, são reforçadas as restrições que definem o politopo apenas se este for o politopo ativo.

$$\varphi \left[\sum_{b_a \in B_a} (c_{l_{r_a}, b_a} \cdot \Pi_{b_a}) \right] + d_{l_{r_a}} \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a}) ; \forall l_{r_a} \in L_{r_a} ; \forall r_a \in R_a ; \forall a \in A \quad (4.21)$$

- e. É assegurado que apenas um politopo está ativo para cada área.

$$\sum_{r_a \in R_a} \zeta_{r_a} = 1 ; \forall a \in A \quad (4.22)$$

A formulação é elaborada de forma que ocorra a ativação das restrições associadas a somente um politopo a cada processamento do problema de otimização. Essa característica poderia gerar uma quantidade expressiva de combinações para

buscar as soluções ótimas para cada polítopo. Dentre todos esses resultados, alguns poderiam ser inviáveis e outros poderiam ser identificados como soluções distantes daquelas consideradas próximas à solução ótima final, caso tivesse sido realizada uma partição do problema. Na prática, vários programas comerciais abordam técnicas que não enumeram todas as possíveis soluções, mas chegam a uma resposta final de forma eficiente.

Para superar essas questões, se o problema de otimização for representado matematicamente como um problema de Programação Linear Inteira Mista (PLIM), é possível utilizar técnicas de enumeração implícita¹², por exemplo, “*branch and bound*”. Vale ressaltar que a formulação apresentada na seção anterior corresponde, de fato, a um PLIM. O método *branch and bound* trata o problema por meio das seguintes etapas: (i) separação do problema original em problemas menores, reduzindo a região de busca; (ii) relaxação do problema ao ignorar a condição de integralidade das variáveis e (iii) exame progressivo das soluções e condições de otimalidade. O algoritmo percorre a árvore de diferentes soluções, ramificando-se a partir de nós originais. Basicamente, a cada iteração é reduzida a região de busca pela aplicação de restrições adicionais que forcem a integralidade da solução até que seja encontrada uma solução ótima que atenda as condições de integralidade das variáveis inteiras na última iteração.

¹² Enumeração implícita: subconjuntos de soluções são implicitamente considerados e descartados pois não contêm uma solução ótima ou então contêm soluções ótimas distintas.

CAPÍTULO 5 – SIMULAÇÕES E RESULTADOS PARA UM SISTEMA DE TESTE

Simulações em um sistema de teste foram realizadas com o intuito de avaliar aprimoramentos em duas condicionantes: (i) conjunto de cenários expandidos de carga e geração e (ii) definir a margem de escoamento em valores quantificados através de expectância mínima não nula de rejeição de geração, utilizando técnicas de otimização e abordagem probabilística. Foram realizadas comparações com outra análise baseada na metodologia vigente de cálculo de margem, considerando um número de cenários de operação críticos reduzidos considerando equiprováveis os cenários com ou sem ocorrências de contingências. A comparação dos resultados permite avaliar possíveis ganhos de margem de escoamento sob uma abordagem ainda conservadora na definição dos valores de margens.

Além dos possíveis aprimoramentos destacados, ao final, são realizadas simulações que aborda de forma combinatória alguns fatores de participação das gerações entre as barras da subárea analisada, visando fornecer subsídios aos leilões de energia, principalmente quando há incertezas na concentração de geração futura no sistema elétrico. Os resultados obtidos sob essa abordagem poderão fornecer mais robustez à metodologia proposta.

5.1. Avaliação estática de cálculo de margem remanescente de um parque hidrotérmico associado à inserção de fontes renováveis variáveis

A avaliação é realizada em uma rede de transmissão contendo dados realistas, com a topologia da rede baseada no modelo de rede proposto em [60], o qual tem sido largamente utilizado. Basicamente, o sistema teste pode ser dividido eletricamente em duas partes: elementos de sistema conectados no nível de tensão de 230 kV ou 138 kV. O sistema possui 24 barras no total. A suposição realizada neste trabalho é que futuros empreendedores de geração seriam candidatos a gerar energia adicional no sistema elétrico no nível de tensão de 230 kV e que esses geradores disputariam entre si a venda de energia em leilões baseados no menor custo da energia vendida restrita à existência de capacidade de rede disponível.

Em relação ao parque gerador, o sistema elétrico é constituído por um parque hidrotérmico [60], no qual algumas adaptações foram feitas, para incluir alguns geradores eólicos, com curvas de produção para diferentes barras, tendo sido emulado um perfil de vento horário do litoral da região Nordeste do Brasil para duas barras eletricamente próximas e em uma barra um pouco mais afastada eletricamente foi realizado um despacho horário com perfil de vento que emula uma característica de produção eólica mais aderente ao interior do Nordeste. O Apêndice D apresenta o parque gerador.

A curva de carga segue um perfil de variação horário. São realizadas rotinas de despacho econômico para que a geração consiga suprir a carga a um menor custo. Desta forma, é possível gerar cenários de referência. Por fim, de posse dos casos de referência, são avaliadas as margens de escoamento disponíveis a cada hora e condição operativa e são calculadas as margens da rede de transmissão com base na metodologia apresentada no capítulo 4.

As etapas propostas na Figura 21 foram realizadas para atestar a robustez do método proposto.

5.1.1. Premissas para elaboração dos cenários de referência

A elaboração dos cenários de referência para o sistema de teste foi um desafio interessante à realização da avaliação, pois os despachos de geração para atendimento da carga deveriam ser adequadamente escolhidos visando cálculos coerentes de margem de escoamento da rede de transmissão. Em outras, palavras, os cenários de referência impactam diretamente a quantidade de geração que pode ser acomodada por uma rede elétrica.

Foi escolhido convenientemente um período associado a um mês de produção de energia eólica elevada, o qual reflete uma ênfase na avaliação de possíveis congestionamentos por contribuição de fontes eólicas. Ou seja, as avaliações foram realizadas para um período de 720 horas, contendo variação da carga e da geração e, evidentemente, fluxos nos elementos da rede, em condição normal e em contingência.

Não obstante a possibilidade de elaboração de cenários probabilísticos utilizando séries temporais de geração e de carga e aplicando abordagens tradicionais baseadas em Monte Carlo, por exemplo, optou-se nas análises do sistema de teste trabalhar com curvas de geração de fontes renováveis variáveis e de carga que demonstram um

comportamento realístico de uma porção do sistema elétrico, baseados em valores de medição.

A premissa discutida no parágrafo anterior em nada empobrece os resultados, visto que um dos objetivos mais importantes nas análises desenvolvidas nesse trabalho é observar a variabilidade ou permanência dos fluxos ao longo de uma janela de análise que permita a definição de um valor de margem de transmissão seguro e comparar com abordagens baseada em poucos cenários considerados severos.

Por outro lado, um parque predominantemente térmico convencional, como é o caso do sistema de teste, possui seu despacho baseado na disponibilidade de combustível (considerado sem restrições) e preço associado. Assim, nas análises desenvolvidas nesse sistema, o parque térmico complementa o despacho das fontes renováveis variáveis para suprimento da carga.

Por fim, o programa desenvolvido na linguagem *visual basic* auxilia a manipulação dos dados do sistema, reunindo as informações necessárias à produção dos casos de referência, através de compilação de dados, contendo a carga e geração pertinente e chamando o programa de otimização, visando um despacho de menor custo de operação e sujeito às restrições de rede, para produzir casos de fluxo de potência convergidos.

5.1.1.1. Geração

O parque hidrotérmico apresentado em [60] possui 11 plantas geradoras, cada qual com uma quantidade de máquinas associada. Neste trabalho, pequenas alterações foram realizadas no parque gerador para extrair o máximo de informações relevantes dos resultados. Com a motivação exposta, foram realizadas as seguintes modificações: (i) foram substituídas as máquinas do sistema por outras de características elétricas semelhantes, (ii) foram adicionadas mais 3 plantas no parque gerador e (iii) das 14 plantas resultantes, 3 foram substituídas por plantas eólicas, tendo sido em 2 delas emulado um perfil de vento horário característico do litoral da região Nordeste do Brasil e em outra barra a emulação de uma característica de produção eólica mais aderente ao interior região Nordeste do Brasil.

Por fim, tem-se um parque gerador que inclui 8 plantas térmicas, 3 plantas hidráulicas e 3 plantas eólicas. Além disso, foram inseridos 2 compensadores síncronos em barramentos de fronteira entre os níveis de tensão 230 kV e 138 kV, para suporte de tensão. Os limites de potência reativa desses compensadores estão no intervalo entre 50

MVAr capacitivo ou indutivo. Essa inserção é particularmente importante porque tanto as eólicas quanto a geração adicional injeta potência com fator de potência unitário e não contribuem com o suporte de reativos.

5.1.1.2. Carga

A curva de demanda segue como referência o comportamento de uma curva de carga aderente a um mês com elevada produção de geração eólica. O perfil da curva é compatível com alguns estados da região Nordeste do Brasil. Essa ressalva é importante para que os resultados mantenham uma coerência “energética” temporal. O perfil de demanda é fornecido com mais detalhes no Apêndice D.

5.1.1.3. Otimização eletro energética

Dentre as etapas descritas no capítulo 4, a etapa de otimização eletro energética para obtenção de cenários de referência é de suma importância para que a variação de geração renovável variável na escala de tempo horária possa ser complementada por recursos energéticos convencionais para suprimento da carga, a qual, analogamente, varia na escala de tempo escolhida, atendendo as restrições de carregamento limite dos equipamentos e dos perfis de tensão da rede.

Portanto, realizou-se um despacho energético visando minimizar o custo de operação complementar à produção dos parques eólicos, observando-se as restrições de rede. Ou seja, a formulação do problema de otimização para suprimento da carga é exatamente a proposta na metodologia descrita no capítulo 4, seção 4.2.5.

É importante destacar que, para a obtenção de cenários de referência, o programa desenvolvido na linguagem *visual basic* reúne os dados de entrada em arquivos texto (.txt), contendo a carga e o parque gerador de plantas convencionais e renováveis variáveis variando de forma horária, chama o programa FLUPOT a executar a função objetivo requerida e cria diretórios com os pontos de operação convergidos resultantes para cada hora. Por fim, uma rotina é chamada para ajustar os parâmetros das máquinas de forma adequada, incluindo a curva de capacidade das máquinas das fontes convencionais, para que eventuais suportes de reativos sejam coerentes com a produção energética.

Existem algumas opções de controle que podem ser alteradas no processo de otimização. No caso do sistema de teste, as opções de controle basicamente são aquelas

relacionadas ao controle de reativos das máquinas elétricas, para suporte de tensão e alívio de fluxo reativo, seja dos geradores, seja das máquinas síncronas.

5.1.2. Zonas de interesse, simulações e resultados

Após a obtenção dos cenários de referência, é necessário escolher as zonas de interesse das análises, a lista de contingências e rodar as simulações para calcular as máximas injeções adicionais possíveis em cada nível de análise, por barramento ou agrupamento de barras, na condição de sistema íntegro ou em contingência.

5.1.2.1. Escolha das zonas de interesse nas análises

No capítulo 4 foram detalhadas algumas possíveis abordagens para agrupar conjuntos de barramentos candidatos a receber geração adicional que concorreriam pelos mesmos recursos de transmissão.

A premissa para avaliação de injeção adicional no sistema de teste considerou que apenas cinco barramentos seriam candidatos a receber geração adicional, todos pertencentes à porção de 230 kV do sistema de teste, quais sejam as barras de número 21, 22, 16, 23 e 13.

A seleção de zonas de interesse para o sistema de teste foi realizada em duas etapas: (i) cálculo automatizado de possíveis agrupamentos de barramentos e (ii) inspeções de fluxos para definição das zonas de interesse.

Primeiramente, foi utilizado o método *k-means* disponível na ferramenta *MATrix LABoratory* (MATLAB), cujos parâmetros de entrada são a matriz de dados e o número de *clusters* requeridos, para definição dos agrupamentos. A partir da inspeção e análise de benefícios nas distâncias dos centroides para um conjunto de dados (baseados tanto em técnicas de sensibilidade β [52] quanto em métricas de distância elétrica [53]), foi possível identificar a quantidade de cinco clusters como número ideal de particionamentos, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Agrupamentos dos barramentos do sistema de teste baseados em sensibilidade e em distância elétrica

CLUSTERS		Nº 1	Nº 2	Nº 3	Nº 4	Nº 5
BARRAS	MATRIZ β	7 e 8	17, 18, 21 e 22	3, 4, 6, 9, 10, 11, 12 e 13	4	14, 15, 16, 19, 20, 23 e 24
	MATRIZ DISTÂNCIA ELÉTRICA	3, 6, 8, 10, 13, 14, 19, 20, 23 e 24	7	15, 16, 17, 18, 21 e 22	2, 4, 5, 9 e 11	12

Embora seja possível identificar a correspondência de certos agrupamentos entre as duas abordagens (matrizes β e distância elétrica) no que concerne a interdependência elétrica entre barramentos, há certa divergência. Esse fato reforça a necessidade de inspeção de fluxos em alguns pontos de operação considerados críticos para identificação efetiva das barras que disputam pelos mesmos recursos de transmissão.

Outro fato relevante é a formação de clusters de barramentos sistemicamente afastados, ou seja, sem proximidade de fato. Talvez uma melhor abordagem para este trabalho levasse em consideração a separação entre os sistemas de 230 kV e 138kV para a produção dos agrupamentos. Contudo, essa constatação não invalida o processo de agrupamento realizando, uma vez que a avaliação apenas das barras que formam o sistema 230 kV ou 138 kV, isoladamente, mostra de forma razoável o efeito de proximidade entre barras que disputam pelos mesmos recursos de transmissão considerando barramentos do mesmo nível de tensão.

Assim, de acordo com os resultados da abordagem baseada na matriz de distância elétrica, do total de cinco clusters resultantes, três não englobaram nenhuma das cinco barras candidatas, enquanto que um grupo englobou três barramentos e o grupo restante aglutinou dois barramentos. Por ser essa uma técnica que independe da escolha da barra flutuante, entre outras considerações realizadas no capítulo 4, procedeu-se com a avaliação de inspeção de fluxos para a validação desse possível particionamento.

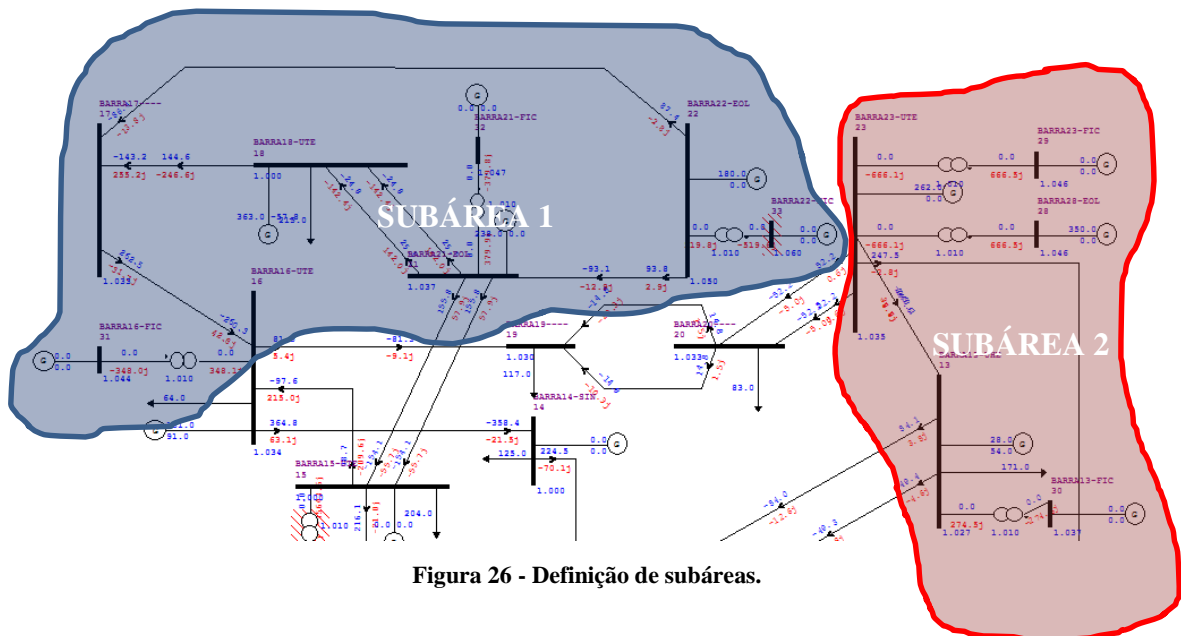


Figura 26 - Definição de subáreas.

Finalmente, a inspeção dos fluxos nas linhas da rede avaliada, quando de injeções simultâneas de agentes de geração em uma série de combinações nas cinco barras candidatas a receber geração adicional, quais sejam as barras de número 21, 22, 16, 23 e

13, nos três cenários descritos na seção de resultados, determinou a escolha da divisão de zonas conforme apresentado na Figura 26. Ou seja, a subárea 1 foi formada pelas barras 21, 22 e 16 e as subárea 2 foi formada pelas barras 23 e 13.

Conforme mencionado no capítulo 4, a despeito de possíveis abordagens que podem ser feitas com a aplicação de diferentes técnicas, no caso da avaliação do sistema de teste, em virtude de facilidade de implementação e por conta da razoabilidade dos resultados, foram separadas as cinco barras candidatas em duas zonas de influência menores, denominadas subáreas, com fonte interdependência elétrica, e 1 zona maior, englobando essas 2 zonas escolhidas, com interdependência elétrica considerável entre as mesmas, denominada área, utilizando técnicas baseadas em agrupamentos automáticos e inspeções de pontos de operação.

5.1.2.2. Ajuste dos parâmetros

Após a realização de alterações do ponto de operação da rede, como é o caso do despacho energético econômico para suprimento da carga, alguns parâmetros elétricos podem estar desregulados, incluindo os limites de reativos das máquinas elétricas e reatâncias. É importante que todos os dados e limites sejam compatíveis com o ponto de operação. Caso contrário, as etapas posteriores poderiam receber dados de entrada infactíveis com a realidade, sobretudo quanto à consideração de controle de reativos, os quais são utilizados para convergência dos casos na solução das equações que representam a rede elétrica.

No caso deste trabalho, essa etapa foi necessária apenas porque o programa de análise de redes utilizado não executa os ajustes mencionados de forma automática. Assim, foi desenvolvido na linguagem *visual basic* rotina que carrega os dados de geração de potência ativa em cada cenário de referência horário e ajusta os limites de reativos das máquinas para compatibilização dos resultados, gerando novos arquivos (.txt) para cada cenário de carga e geração.

5.1.2.3. Escolha da lista de contingências

A seleção da lista de contingências deve levar em consideração o impacto que um conjunto de contingências acarreta a um determinado sistema elétrico. No caso do sistema de teste, como o custo computacional envolvido nas simulações é relativamente baixo, em virtude do porte reduzido do sistema, para fins de agilidade e robustez nos resultados, a seleção da lista de contingências teve como critério, basicamente, a escolha

de todos os elementos de rede que fazem parte bastante do nível de tensão de 230 kV, por conta de que da localização dos barramentos candidatos a gerar energia adicional no sistema elétrico. Isso representa dezessete linhas de transmissão conectadas em nível de tensão de 230 kV.

5.1.2.4. Probabilidade de ocorrência de estados

As análises realizadas no sistema elétrico de teste levaram em consideração os dados fornecidos em [60], incluindo a taxa de falha λ_p e o tempo médio de reparo r das linhas de transmissão selecionadas para a lista de contingências.

De posse desses dados, de acordo com a metodologia proposta no capítulo 4, é possível calcular e, em seguida, associar uma probabilidade esperada a cada estado operativo de máxima injeção para, finalmente, inferir as probabilidades dos equipamentos associados à lista de contingências estarem em falha ou não, dada uma condição operativa.

5.1.2.5. Simulações

Após terem sido gerados os casos de referência, e definidas a lista de contingências e as zonas de interesse na análise, foram simulados a cada hora e condição operativa do sistema, íntegro ou em contingência, e armazenadas a máxima injeção possível em cada análise.

Cumprir destacar que, para o sistema de teste, foram definidas análises em nível de barra, totalizando 5 barras candidatas. Essas barras foram divididas entre 2 subáreas, as quais foram avaliadas individualmente. Essas subáreas compõem uma área, a qual, de forma similar, foi avaliada de acordo com as premissas adequadas.

É possível dividir as simulações em três fases. Em todas essas fases, foram realizadas avaliações considerando um conjunto de cenários expandidos de carga e geração, com premissas discutidas na seção de resultados.

Em uma primeira fase, foram realizadas avaliações considerando de forma individual as barras candidatas a receber geração adicional. Nas segundas e nas terceiras fases, são feitas avaliações de um agrupamento de barras, em nível de subárea ou área.

Na segunda fase, o cálculo da margem disponível da rede não leva em conta fatores de participação entre o parque gerador adicional, mas apenas combinações que envolvem os resultados da primeira fase.

Em uma terceira fase, com o intuito de aprimorar o cálculo de margens remanescentes lidando com a incerteza associada à entrada de geração futura, são definidos fatores de participação discretizados, baseados em critérios para construção de uma região viável estendida de valores de margens a ser utilizado em um leilão de energia, para o agrupamento de barras analisado. Mesmo que os fatores gerem regiões não convexas, é possível a divisão dessas regiões em polítopos convexos, representados por combinações lineares para serem utilizadas em um problema de otimização do protocolo de leilão.

Para a obtenção dos cenários de máxima injeção, o programa desenvolvido na linguagem visual basic reúne os arquivos no formato da linguagem do programa de fluxo de potência, contendo os cenários de referência, chama o programa FLUPOT a executar a função objetivo requerida e cria diretórios com os pontos de operação convergidos resultantes para cada hora e contingência da lista.

É importante ressaltar que a função objetivo utilizada e as restrições do problema de otimização são as mesmas apresentadas no capítulo 4. As opções de controle basicamente são aquelas relacionadas ao controle de reativos das máquinas elétricas, para suporte de tensão e alívio de fluxo reativo, seja dos geradores, seja das máquinas síncronas, tanto em sistema íntegro quanto em contingência. Essas premissas valem nas análises desenvolvidas em [16].

Com as premissas apresentadas para a resolução do problema de otimização, é possível afirmar que ao mesmo tempo em que se realiza o cálculo de margem remanescente, também há uma gestão do congestionamento de rede para um dado ponto de operação com utilização de recursos disponíveis do sistema elétrico.

Com as probabilidades de estado fornecidas, o programa desenvolvido neste trabalho associa cada máxima injeção a uma probabilidade esperada de ocorrência e produz uma curva de permanência associada. Por fim, é definida a margem por avaliação individual, de barra ou agrupamento de barra, baseado no critério de máxima expectativa de rejeição de geração definido arbitrariamente.

5.1.2.6. Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados referentes à metodologia proposta no capítulo 4 frente à metodologia de cálculo de margens de transmissão realizada comercialmente, no Brasil e em algumas jurisdições pelo mundo, apresentados no capítulo 3. Essa última possui uma abordagem com um número de cenários de operação

críticos reduzidos considerando equiprováveis os cenários com ou sem ocorrências de contingências, onde não se permite rejeição de geração. Os cálculos pertinentes à metodologia proposta são abordados em três etapas, conforme descrito no capítulo 4 e mencionado da seção de simulações.

Inicialmente, são realizadas as primeiras e segundas etapas de cálculo de margens, quais sejam: de barramento, e de subárea ou área, respectivamente, segundo as premissas expostas no capítulo 4. São tomados os valores mais limitantes entre todas as combinações. Em seguida, os resultados são comparados com a metodologia atualmente praticada, confrontando os dois métodos de análise. A

Tabela 4 apresenta os valores:

Tabela 4 – Resultados comparativos da avaliação de margem entre a metodologia proposta e a abordagem vigente

Grupo Avaliado	Tipo Análise	Margem (MW) Método tradicional	Margem (MW) Método proposto (1ª e 2ª etapas)	Ganho
Barra 21	Barramento	≤ 135	≤ 335	148%
Barra 22	Barramento	≤ 165	≤ 364	121%
Barra 16	Barramento	≤ 185	≤ 386	109%
Barra 13	Barramento	≤ 240	≤ 308	28%
Barra 23	Barramento	≤ 290	≤ 439	51%
Barra 21 + Barra22 + Barra 16	Subárea	≤ 135	≤ 362	168%
Barra 13 + Barra 23	Subárea	≤ 240	≤ 324	35%
Barra 21 + Barra22 + Barra 16 + Barra 13 + Barra 23	Área	≤ 210	≤ 423	101%

Para fins elucidativos, é importante apresentar graficamente alguns resultados apresentados na

Tabela 4. Por exemplo, para a barra 21, tem-se:

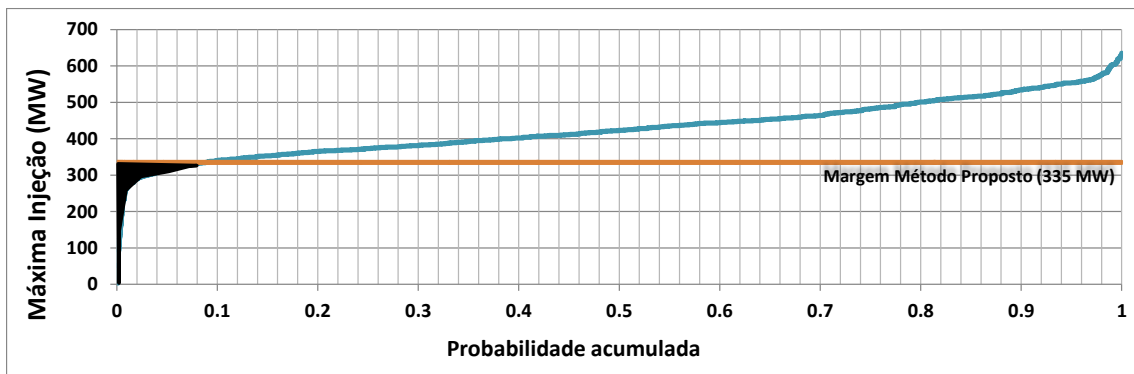


Figura 27 - Resultados margem barra 21.

A curva em azul representa todos os valores de máxima injeção adicional, em cada cenário operativo e condição topológica. Para a análise de margem associada à barra 21, foi arbitrado um valor de expectância máxima de 1% de rejeição total de geração, conforme mostra a figura 3. Os pontos da curva, abaixo da reta laranja representam cenários de carga e geração cujas restrições elétricas de tensão nas barras ou de carregamento elevado nas linhas de transmissão impediriam o despacho pleno da capacidade máxima de geração definida no montante da reta laranja (335 MW). Por outro lado, a área destacada em preto corresponde ao limite máximo esperado de rejeição de geração, fixado em 1% do valor de margem definido, ou seja, 3,35 MWmed, sujeito à ocorrência de cenários críticos, cujo risco também é conhecido pela inspeção da curva de probabilidades das máximas injeções.

Na Figura 28, é possível visualizar o ganho obtido no aumento de margem, para a subárea formada pelas barras 21, 22 e 16, para fins elucidativos. A área destacada em preto corresponde a cenários de operação com geração total da subárea 1 menor que 362 MW com expectância máxima de 1% de rejeição total de geração, ou seja, 3,62 MWmed, por não atender às restrições elétricas de tensão e/ou carregamento das linhas de transmissão. A área hachurada amarela entre a reta laranja e a reta verde escura corresponde ao ganho que se obteve no valor da margem de escoamento.

É importante destacar que o status quo de análises que realizam uma abordagem de definição de margem baseada no cenário mais severo de um conjunto reduzido de cenários críticos, por vezes, mascara que mesmo em uma situação conservadora na qual não se permite rejeição de geração por premissa, ela pode ocorrer; esta rejeição está condicionada à existência de condições operativas indesejáveis, incluindo o congestionamento de redes. Ou seja, na prática, existe um risco de rejeição de geração

ou não permissão de despacho no sistema elétrico. Mensurar esse risco é complexo e dificilmente calculado.

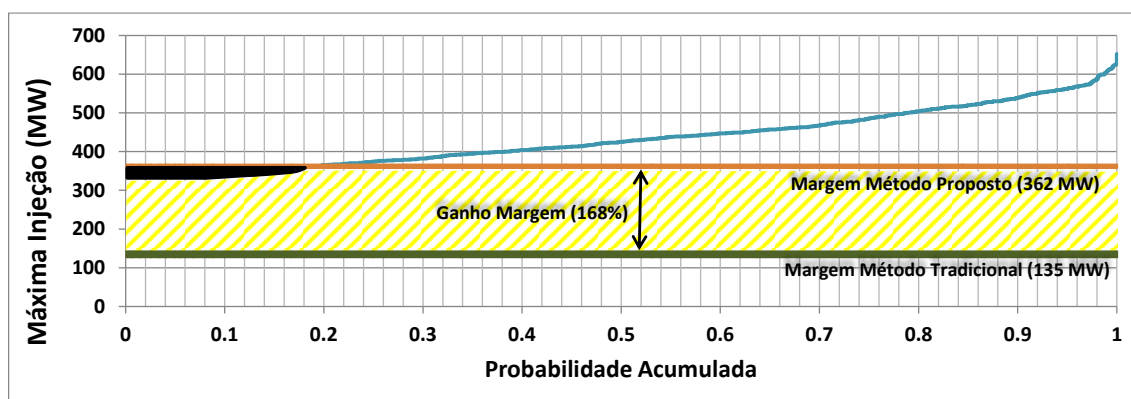


Figura 28 - Resultados margem subárea formada pelas barras 21, 22 e 16.

Finalmente, com o intuito de imprimir mais robustez à metodologia proposta e explorar ganhos de margens ainda maiores, prevendo a ocorrência de possíveis cenários factíveis de entrada de geração na execução de leilões de energia em tempo real, é importante que sejam examinadas variações mais discretizadas dos fatores de participação das gerações entre as barras de uma subárea analisada, por exemplo, visando fornecer subsídios aos leilões de energia, principalmente quando há incertezas na concentração de geração futura no sistema elétrico. Essa avaliação corresponde à terceira etapa do processo de análise adicionada dos valores já calculados na primeira etapa. Assim, foram realizadas simulações com diversos fatores de participação de geração, apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Fatores de participação de geração utilizados na metodologia proposta (3ª etapa)

Fator de participação de injeção na barra 23	100%	75%	50%	25%	0%
Fator de participação de injeção na barra 13	0%	25%	50%	75%	100%
Total percentual de geração maximizada	100%				

A Figura 29 gera resultados importantes e, portanto, vale a pena ser detalhada. A reta amarela, coincidente com o eixo das ordenadas, apresenta o valor da margem calculada para a barra 23 (439 MW), enquanto que a reta amarela, coincidente com o eixo das abcissas, mostra o valor da margem calculada para a barra 13 (308 MW), ambos calculados através da metodologia proposta na primeira etapa. Ou seja, cálculos feitos para análises individuais de gerações adicionais nessas barras sem considerar simultaneidade de injeção.

Por outro lado, as retas verde, azul e a envoltória vermelha apresentam resultados considerando uma injeção simultânea de geração entre as barras 23 e 13, caracterizando uma análise de subárea. A reta verde indica que, para quaisquer pontos do gráfico em cima desta reta, é possível uma injeção concomitante entre as barras 23 e 13 limitada à margem de 240 MW, baseada em uma análise de poucos cenários, na qual não é permitida rejeição de geração. Já a reta azul, indica que, para quaisquer pontos do gráfico em cima desta reta, é possível uma injeção concomitante entre as barras 23 e 13 limitada à margem de 324 MW, baseada em uma análise de um conjunto ampliado de cenários com valor esperado reduzido de rejeição de geração, sem explorar os fatores de participação da injeção de forma mais discretizada, ou seja fatores de participação livres. Ainda assim, é perceptível o ganho experimentado. Esses cálculos são realizados na segunda etapa.

Finalmente, a envoltória vermelha apresenta uma análise que explora a discretização de fatores de participação quando da injeção simultânea de gerações entre as barras 23 e 13, com método de cálculo baseado na metodologia proposta e esquema de divisão dos fatores de participação conforme tabela 2. Os pontos ao longo da envoltória podem ser melhor entendidos como a margem calculada para a subárea formadas entre as barras 23 e 13, cujo valor resultante é construído a partir de uma injeção simultânea com determinado fator de participação pré-definido. Por exemplo, se a margem é calculada considerando-se um fator de participação de 75% para a barra 23 e 25% para a barra 13, e o montante resultante vale 550 MW, considera-se, de forma razoável, que seria possível haver uma distribuição de geração de cerca de 412,5 MW para a barra 23 e 137,5 MW para a barra 13, sem maiores prejuízos sistêmicos. Como pode ser observado, esse valor está acima dos resultados encontrados nas retas verde e azul. Esses cálculos são realizados na terceira etapa.

É importante mencionar que as simulações associadas à segunda etapa não são essenciais para a realização da metodologia proposta, mas apenas uma etapa de validação e sensibilidade comparativa entre a utilização de um conjunto de cenários expandidos versus um conjunto reduzido com cenários considerados críticos.

Outro aspecto interessante a ser destacado está associado à inserção de geração de forma mais concentrada em barramentos que formam uma área ou subárea. Os pontos levantados na curva de cor vermelha demonstram que, a depender do ponto sistêmico que houver maior concentração de geração adicional, a margem de uma subárea poderia ser mais elevada que o valor limitado pela reta azul e os eixos, resultando em ganhos de

margem de escoamento ainda maiores para o sistema elétrico. É vislumbrada a possibilidade de obtenção de estimativas de cálculos na fase pré-leilão que permitissem a extração de maior benefício sistêmico por meio de direcionamento da entrada de geração adicional de forma prevista.

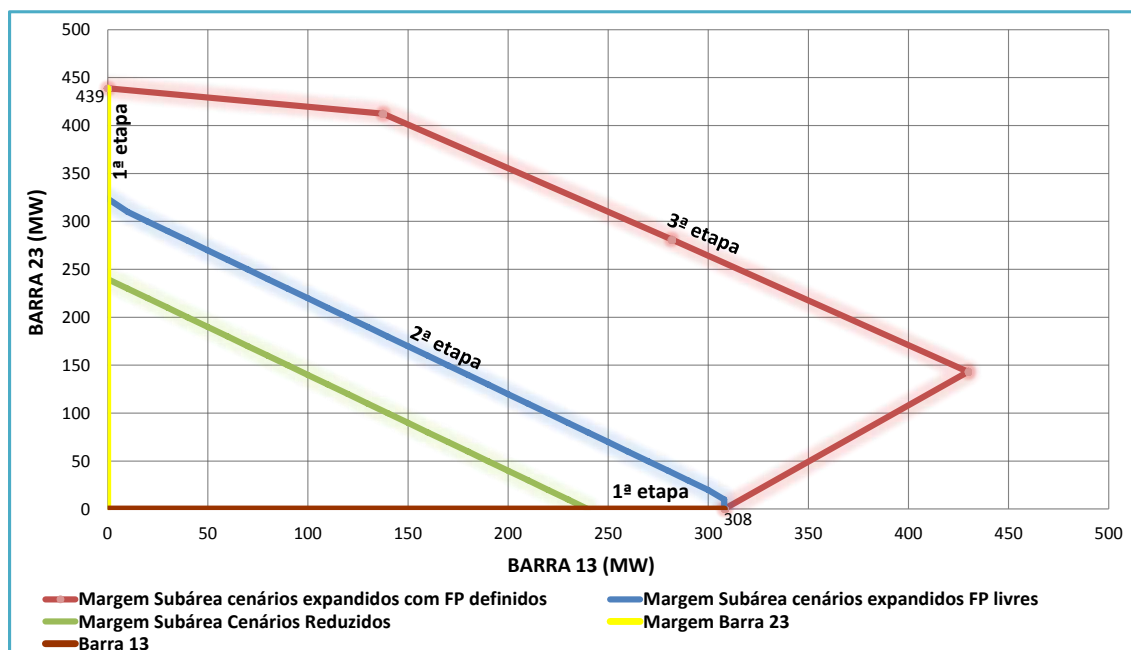


Figura 29 - Composição das margens de barra 13, 23 e a subárea formada.

Na realidade, a Figura 29 evidencia a possibilidade de existência de uma região acima da reta azul e limitada pela curva vermelha e os eixos que permitiria tirar proveito da efetiva capacidade do sistema de acomodar mais geração nas barras. No entanto, para tirar proveito desta capacidade, seria necessário fazer com que a margem de escoamento para um conjunto de barras (subárea ou área) a ser considerada em leilões de geração fosse sendo ajustada, no decorrer do leilão, de acordo com a relação entre a distribuição dos geradores vencedores entre as diferentes barras da subárea ou área. Isto é necessário pela dificuldade de produzir, antes do leilão, estimativas confiáveis de qual a distribuição dos geradores vencedores entre as barras de uma área ou subárea.

Um protocolo de leilão que considera em tempo real, i.e. durante o leilão, a margem de escoamento de uma subárea ou área de acordo poderia tirar proveito de curvas calculadas ex-ante, de forma similar à curva vermelha da Figura 29.

Uma vez que os valores de margens calculadas possibilitam o uso de uma região viável estendida, será realizado na seção 5.2 um protocolo de leilão de energia com prerrogativa de margem remanescente, conforme desenhado no capítulo 4 e baseado no

exemplo da figura 5, incluindo a sistemática associada e necessária para uma possível efetivação da metodologia em certames futuros.

Os tempos de simulação associados às avaliações realizadas para o sistema teste foram considerados razoáveis frente ao número de cenários de carga e geração avaliados, tanto na condição de sistema íntegro quanto em contingência. Por exemplo, a simulação de um limite de barra, subárea ou área, necessária para gerar um vértice de um dos polítopos da região viável estendida demora em torno de uma hora. Considerando o tamanho da rede e a quantidade de polítopos gerados, os tempos computacionais observados em simulações de cálculos de margens de transmissão em máquinas desktop convencionais podem ser considerados factíveis e ágeis o suficiente para a avaliação de um sistema de porte semelhante, com as ferramentas de análise de rede utilizadas.

5.2. Simulação de protocolo de leilão em um sistema teste

As margens disponíveis na rede de transmissão para escoamento de geração, calculadas através da metodologia proposta, servem como insumo para as restrições de um problema de otimização cuja função objetivo é contratar energia de menor custo com a menor demanda frustrada possível, respeitando as limitações da rede elétrica, como exposto no capítulo 4.

Para explanar essa ideia, é realizado um exemplo aplicado ao sistema de teste no qual há a subárea ($A = \{1\}$) e em que nesta subárea há duas barras $B_{a=1} = \{23; 13\}$. Estas duas barras são as únicas duas barras do problema.

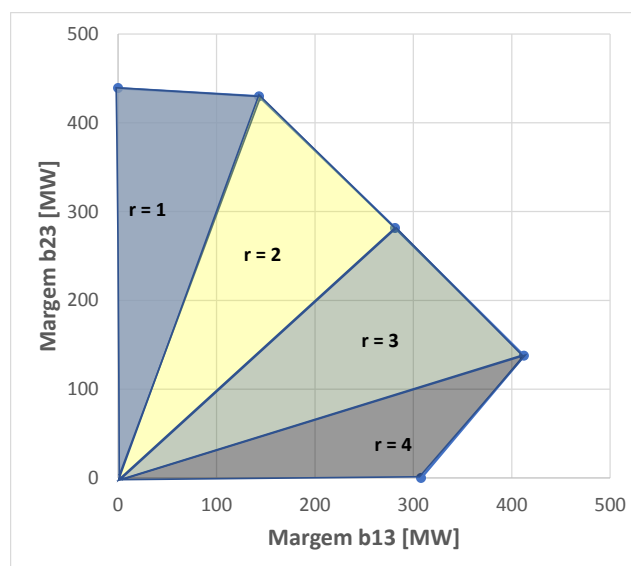


Figura 30 - Polítopos definidos para o sistema de teste.

A região viável definida para a subárea $a = 1$ é representada na figura abaixo. Em se tratando de uma região bidimensional, os polítopos correspondem a triângulos. Na Figura 30, é possível observar que a região pode ser representada com exatidão através de quatro polítopos $R_a = \{1; 2; 3; 4\}$.

Neste caso, a formulação do problema de contratação será:

Função objetivo:

$$\min \left\{ \left[\sum_{g \in G} \sigma_g \cdot w_g \cdot E_g \right] + z \cdot \varphi \right\} \quad (5.1)$$

Sujeito a:

Demanda frustrada;

$$\varphi \geq D - \sum_{g \in G} \sigma_g \cdot E_g \quad (5.2)$$

Montante de geração contratado em cada barra;

$$\sum_{g \in G_b} \sigma_g \cdot P_g = \Pi_b \quad (5.3)$$

Limites de barramento ($\Pi_{b=13} \leq 308$ e $\Pi_{b=23} \leq 439$);

Demanda frustrada;

$$\varphi \geq D - \sum_{g \in G} \sigma_g \cdot E_g \quad (5.4)$$

Inequações dos polítopos que formas as restrições de subárea ou área, apresentadas no Apêndice E; Garantia de ativação de apenas um polítopo.

$$\zeta_{r_a=1} + \zeta_{r_a=2} + \zeta_{r_a=3} + \zeta_{r_a=4} = 1 \quad (5.5)$$

São feitas simulações de um leilão de energia no ambiente regulado considerando os geradores candidatos apresentados no Apêndice F e assumindo valores de 175; 200 e 225 MWmed para demandas declaradas por empresas distribuidoras de energia.

Os resultados obtidos estão na Tabela 15, apresentada no Apêndice F. Pela Figura 31, é possível notar a variação do polítopo que está ativo para acomodar uma contratação de menor custo – e, para cada simulação, há apenas um polítopo ativo. A figura posterior à tabela mostra que na medida em que a demanda cresce de 175 para 200 MWmed, ainda é possível reter o polítopo 3 como aquele ativo na solução ótima,

porém quando a demanda aumenta para 225 MWmed, é necessário que o polítopo 2 se torne ativo.

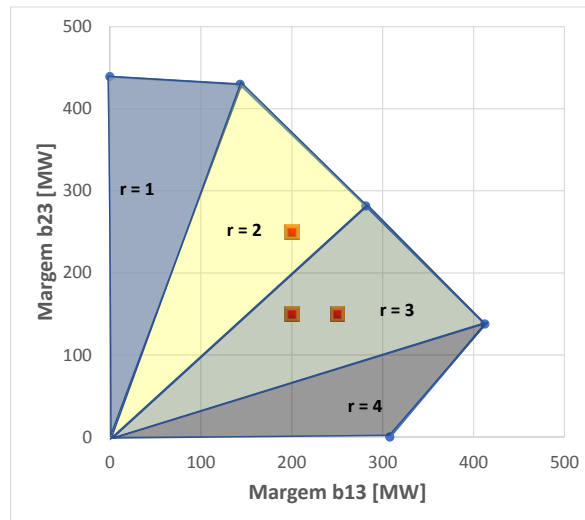


Figura 31 - Resultados do leilão do sistema de teste na região viável.

Cabe ressaltar que, em todos os casos mostrados, o uso da região viável estendida, segundo a metodologia proposta (3ª etapa conforme discutido na seção 4.2.5), permite que sejam obtidos custos totais (soma de custos de contratação e de frustração da demanda) inferiores àqueles que seriam obtidos com a margem mais conservadora atual. Este fato pode ser compreendido através da Figura 32, na qual é possível observar que as soluções não são limitadas pelas margens definidas tanto pelo método baseado na análise de cenários severos (reta verde) quanto na ideia baseada em cenários expandidos com fatores de participação livres (2ª etapa conforme discutido na seção 4.2.5).

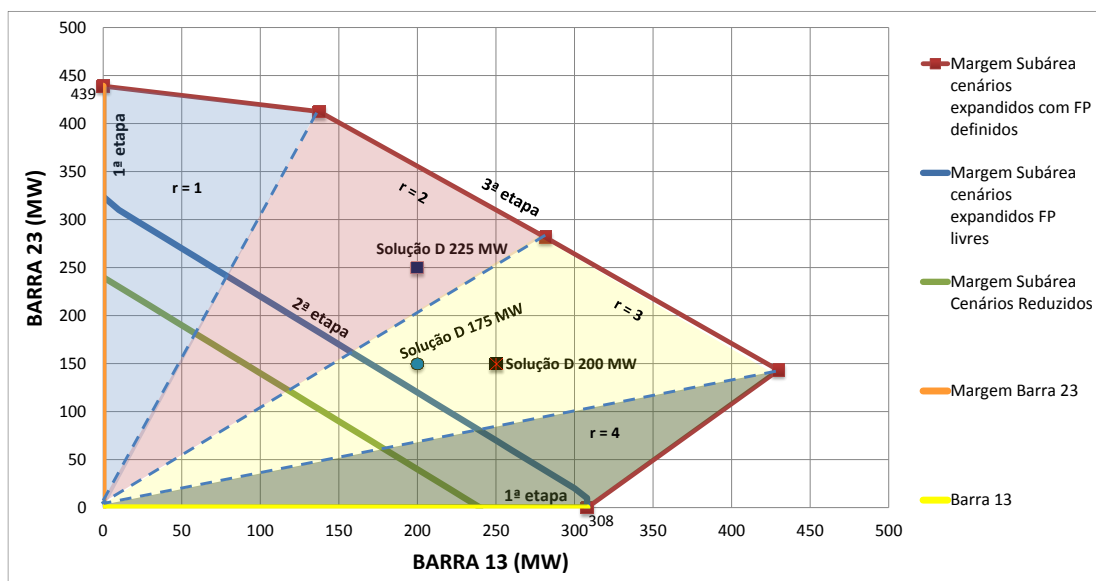


Figura 32 - Soluções do leilão e limites de margem de escoamento.

5.3. Análise econômica expedita em um sistema teste

Segundo a sistemática atual de um leilão de energia com prerrogativa de margem de transmissão, os empreendimentos de geração são empilhados por ordem de menor custo até que a totalidade da demanda solicitada pelas distribuidoras seja atendida, caso seja possível atender toda a demanda por energia. Contudo, são eliminadas as fontes que ultrapassarem os limites de injeção simultânea de cada barramento e de zonas como subárea ou área e buscadas as próximas fontes mais econômicas que não gerem congestionamentos de injeção de geração na rede elétrica.

Nesta dissertação, além da realização do leilão baseado na metodologia proposta, é feita uma emulação de um leilão baseada na metodologia vigente, visando avaliar de forma expedita possíveis ganhos econômicos em virtude dos resultados da metodologia proposta e estimar uma ordem de grandeza para esses ganhos.

Caso só houvesse proponentes nos barramentos candidatos avaliados, apresentados no Apêndice F, pelo método do leilão atual, não seria possível atender a demanda por energia solicitada pelas distribuidoras, conforme apresentado na Tabela 6, por conta de uma menor margem remanescente de escoamento. Por outro lado, ao ser utilizada uma abordagem baseada na metodologia proposta, seria possível atender plenamente as demandas requeridas pelas distribuidoras sem violar os limites de segurança da rede.

Tabela 6 – Comparação entre o método vigente e o método proposto quanto à demanda frustrada para um sistema teste

Demanda requerida [MWmed]	175	200	225
Demanda frustrada [MWmed] - Leilão com método atual	74,90	99,90	124,90
Demanda frustrada [MWmed] - Leilão com método proposto	0,00	0,00	0,00

Por outro lado, supondo que fosse possível atender toda a demanda solicitada pelas distribuidoras, por meio da contratação em outros pontos do sistema, suponhamos a hipótese de que os barramentos 23 e 13 do sistema teste, em tese, possuam fontes de menor custo e produção de energia aderente a regiões com expressivo potencial eólico. Essas fontes estão apresentadas no Apêndice F. Desta forma, o fechamento da demanda energética se daria em outras regiões, com lances marginalmente mais caros que o gerador cujo lance fosse o menos econômico de todos os proponentes dos barramentos 13 e 23. Portanto, foram observados os resultados dos preços médios dos lances vencedores dos leilões e realizada uma estimativa expedita da economia obtida pelos

ganhos de margens em pontos mais competitivos, comparados a outros pontos contendo fontes de maior custo, conforme apresentado na Tabela 6.

Para precificar os ganhos com a adoção do método proposto nessa dissertação, inicialmente foi calculada a média aritmética dos preços das fontes de geração vencedoras dos leilões de energia (i.e. preços médios dos proponentes que se sagraram vencedores dos certames). O cálculo dessa média foi realizado com base nas fontes apresentadas no Apêndice F, utilizando-se tanto o método vigente quanto o método proposto.

Em seguida, em vez de se adotar um valor arbitrário para a produção média anual dos parques externos em relação à avaliada, foi calculado a média aritmética dos valores anuais da energia produzida pelos geradores candidatos a entrar nas barras 13 e 23. Neste caso, o cálculo foi realizado com base em todas as fontes proponentes no leilão apresentadas no Apêndice F, supondo-se uma produção típica de pontos marginalmente menos econômicos que a região avaliada entre as barras 13 e 23. Este valor é definido nesta dissertação como a produção de energia média anual¹³ dos parques fora da região avaliada. Dessa forma, a metodologia proposta parece apresentar um parâmetro mais aderente para o cálculo comparativo da economia entre os dois métodos.

Finalmente, foi realizado o produto das diferenças entre os preços médios segundo o método vigente e o método proposto pelo valor da produção média anual dos parques (ao longo do tempo de concessão dos empreendimentos de geração vencedores). O resultado desta análise econômica expedita é apresentado na Tabela 7. É importante ressaltar que para a análise realizada foi considerado um prazo de 20 anos de concessão para operação dos geradores vencedores do certame, cujos valores foram trazidos a valor presente.

Os valores de economia exibidos na Tabela 7 refletem a contratação de fontes de menor custo em subestações da rede elétrica que, segundo a metodologia proposta, possuem uma margem de escoamento de geração maior que metodologias clássicas de cálculos de margem de transmissão (i.e. favorecimento da modicidade tarifária pela contratação de fontes mais econômicas). Caso houvesse restrições de rede nessas subestações que restringissem as margens de transmissão, seriam contratadas fontes de

¹³ O valor da produção de energia média anual considerada foi de 218.841 MWmed.

energia marginalmente menos econômicas em outros pontos do sistema elétrico, e, assim, não seria possível obter a economia esperada na Tabela 7.

Tabela 7 - Análise econômica expedita comparativa entre o método vigente e o método proposto para um sistema teste

Demanda requerida [MWmed]	175	200	225
Preço médio proponentes vencedores - leilão com método atual em R\$/MWmed	99,72	100,12	100,44
Preço médio proponentes vencedores - leilão com método proposto em R\$/MWmed	97,42	97,44	97,53
Economia no primeiro ano (proposto - atual) em milhões R\$	0,50	0,59	0,64
Economia ao longo de 20 anos (proposto - atual) em milhões R\$	5,30	6,20	6,70

É importante ressaltar que a análise econômica¹⁴ expedita realizada no sistema teste não visou esgotar todas as abordagens e métricas de engenharia financeira que pudessem avaliar ganhos econômicos da metodologia proposta em relação ao método vigente, mas fornecer alguma ordem de grandeza monetária de possíveis economias que promovesse a modicidade tarifária.

¹⁴ Como os ganhos são considerados fixos a cada ano, a economia ao longo do período de 20 anos de concessão foi ajustada a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto de 8%, conforme estabelecido nos estudos realizados pela EPE.

CAPÍTULO 6 – SIMULAÇÕES E RESULTADOS PARA UM SISTEMA REAL DE GRANDE PORTE

6.1. Avaliação estática de cálculo de margem remanescente de caso em uma região com forte penetração de renováveis

Os Estados do Ceará e do Rio Grande do Norte são notadamente reconhecidos por possuírem um considerável potencial de recursos energéticos renováveis. Assim, naturalmente, uma região entre esses estados com forte penetração das fontes eólica e solar foi oportunamente escolhida para avaliar a aplicação dos métodos propostos nessa dissertação.

Possíveis benefícios decorrentes dos resultados da aplicação da metodologia também são apresentados, ao serem comparados com os resultados dos cálculos definidos pelas instituições setoriais responsáveis, divulgados através de notas técnicas públicas antes da realização dos leilões de energia.

6.1.1. Premissas para elaboração dos cenários de referência

Os cenários de base para avaliação da margem de escoamento remanescente da rede elétrica são oportunamente distintos para representar as particularidades de carga, geração e topologia de cada região geoeletrica do Brasil e produzir resultados de margens de transmissão que visem à segurança da rede elétrica, segundo as premissas estabelecidas em [28], conforme mencionado.

Uma vez que a região escolhida para avaliação neste trabalho é uma porção do sistema elétrico situado na região Nordeste, é importante salientar que são definidos basicamente seis cenários de base para essa região, cada um elaborado a partir de uma ênfase específica de análise, conforme introduzido no capítulo 3. Desses cenários, dois possuem ênfase em geração eólica e o despacho das fontes convencionais é feito de tal maneira que a região Nordeste seja exportadora de energia para as outras regiões. Pelas características mencionadas, a princípio, esses casos definem os resultados mais severos para o cálculo das margens de transmissão. De fato, os valores estabelecidos para os cenários de referência apresentados em [28] buscam refletir essa hipótese.

Conforme já mencionado, é particularmente importante a obtenção de um conjunto de casos de referência com mais granularidade, para a aplicação do método

proposto neste trabalho. Assim, dentre os cenários definidos em [28], os dois cenários de base com ênfase em geração eólica na região Nordeste são chamados neste trabalho como casos semente¹⁵. Esses cenários foram extraídos da base de dados pública do LEN A-4/2018, divulgados em [61]. A partir destes, são gerados os casos de referência com escala de tempo horária. Evidentemente, as etapas descritas no capítulo 4 são seguidas nessa avaliação e são melhor abordadas ao longo das seções posteriores.

Visando um custo benefício de resultados relevantes versus o esforço computacional das análises envolvidas realizadas neste capítulo, foi selecionado um mês com produção típica de geração eólica de sobremaneira elevada que garantisse casos de referência que mantivessem uma razoabilidade com a premissa de ênfase em geração eólica. Além disso, buscou-se representar a carga com uma aderência temporal razoável, de modo que as margens calculadas refletissem fluxos esperados realísticos na malha de transmissão.

Nesse contexto, considerando a região estudada, a carga e geração, é escolhido de forma oportuna para avaliação, em escala horária, o mês de setembro. Assim, são gerados 720 cenários de carga e geração em base horária, em um mês com considerável produção eólica, além da energia gerada por painéis fotovoltaicos na rede de transmissão da Região Nordeste.

Como existe uma quantidade não baixa de dados manipulados, o programa desenvolvido na linguagem *visual basic* auxilia na geração dos casos de referência, através de compilação de dados, contendo a carga e geração pertinente e chamando o programa de otimização para produzir casos de fluxo de potência convergidos.

6.1.1.1. Geração

Embora a inserção de fontes renováveis variáveis seja uma realidade já consolidada na matriz energética brasileira, com perspectiva de crescimento cada vez maior, muitas vezes não se dispõe de uma série histórica expressiva de dados de produção eólica ou solar por nó do sistema elétrico para que se possa fazer uma geração probabilística de cenários, de forma mais acurada. Assim, a despeito da possibilidade, existe uma carência amostral não desprezível para uma geração de cenários

¹⁵ Essa nomenclatura deve-se ao fato de que todos os demais casos de referência foram gerados a partir desses dois casos semente, visando estabelecer uma correlação temporal e geográfica realística da variação da carga e geração horária em barramentos selecionados para a análise.

probabilísticos utilizando abordagens tradicionais como técnicas baseadas em Monte Carlo, por exemplo, em comparação com as fontes convencionais.

Diante do exposto, foram considerados: (i) o comportamento da produção eólica real para todas as gerações eólicas conectadas na rede básica com medição de produção comercial disponível, para o mês de setembro do ano de 2017; (ii) curvas de produção eólicas típicas, distintas entre litoral e interior da região Nordeste, quando não há medição de produção comercial disponível para nós da rede elétrica e (iii) curvas de geração solares típicas.

É importante salientar que os dados de geração são considerados de forma horária, referidos ao mês de setembro. Para várias regiões da região Nordeste, incluindo a região estudada, é tipicamente um mês com ventos expressivos. Conforme é citado em [15], o recorde de geração média diária em 2017 tinha ocorrido no dia 14 de setembro, quando foram produzidos 6.413 MW médios.

6.1.1.2. Carga

Os casos de referência considerados para o cálculo de margens de escoamento remanescentes realizados pelas instituições setoriais, conta com patamares de carga analisados nos estudos desenvolvidos no Plano de Ampliações e Reforços (PAR). Conforme discutido no capítulo 3, no caso das regiões geoeletricas **Norte e Nordeste**, utilizam-se os patamares de carga leve e média de verão do ano avaliado (2021).

Na atual conjuntura de operação do sistema elétrico interligado nacional, tem sido observado que o pico de carga líquida ocorre em algum período contido no patamar de carga média. Entende-se por carga líquida, a carga efetivamente observada pela rede básica. Desta forma, o patamar de carga média utilizado nos estudos elétricos tenta capturar a máxima carga por empresa, que normalmente ocorre em dias úteis. Em relação ao patamar de carga leve, a carga escolhida está intimamente ligada a condições operativas nas quais os “descarregamentos” do sistema evidenciam os efeitos capacitivos de elementos como as linhas de transmissão, sendo o controle tensão um desafio ao cotidiano da operação do sistema.

Uma questão particularmente relevante é que a carga considerada nos estudos de cálculo de margens de escoamento realizados pelas instituições setoriais, não é necessariamente aderente de forma temporal à geração. Por exemplo, a ocorrência da maior carga de uma distribuidora pode ser em dezembro e a geração expressiva de fontes renováveis variáveis pode ocorrer em agosto, e em horários distintos. Quando se

dispõe de poucos cenários, a aderência temporal da carga e geração pode ficar comprometida, podendo impactar os resultados, tornando-os mais ou menos conservadores.

Conforme discutido, é necessário extrapolar a demanda a ser utilizada nos estudos desenvolvidos nesse trabalho para além da carga dos dois casos semente. Portanto, foram variadas as cargas dos estados do Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco de forma horária. Considerou-se que a variação de carga desses estados poderia impactar os fluxos resultantes nos cálculos. Buscando uma aderência com o despacho de geração, considerou-se como referência o comportamento da curva de carga real do mês de setembro para os estados da federação mencionados, de modo que a demanda máxima desta curva valesse a demanda máxima do patamar de carga média do mês de setembro considerada para a análise.

6.1.1.3. Otimização eletro energética

A etapa de otimização eletro energética para obtenção de cenários de referência é necessária para que a variação de geração renovável variável na escala de tempo horária possa ser complementada por recursos energéticos convencionais para suprimento da carga, a qual, analogamente, varia na escala de tempo escolhida, atendendo as restrições de carregamento limite dos equipamentos e dos perfis de tensão da rede.

Nesta etapa, para a análise de um sistema de grande porte como é o caso da rede brasileira, observou-se que a maior dificuldade seria obter casos de fluxo de potência convergidos, sobretudo devido à complexidade e extensão do sistema elétrico avaliado, com nenhuma violação de fluxos ou tensões da rede e a carga suprida pela geração dos cenários de referência. Conforme mencionado no capítulo 4, o sistema elétrico de grande porte avaliado não foi reduzido nas análises, ou seja, as simulações foram realizadas com rede completa, a qual possui **mais de 6000 barras**.

Para a obtenção de cenários de referência, o programa desenvolvido na linguagem *visual basic* reúne os dados de entrada em arquivos texto (.txt), contendo o ponto de operação dos casos semente, a carga e a geração das plantas renováveis da Região Nordeste variando de forma horária, chama o programa FLUPOT a executar a função objetivo requerida e cria diretórios com os pontos de operação convergidos resultantes para cada hora.

Tendo em vista a preocupação com a convergência dos cenários de referência e a complexidade numérica para resolução de problemas de otimização multi objetivo em

um sistema elétrico extenso, a função objetivo solicitada ao programa de fluxo de potência ótima não foi a de minimização de despacho, diferentemente do sistema teste.

A função objetivo utilizada leva em consideração o custo de instalação de *shunt* reativo em derivação. O custo de investimento é considerado como uma função linear passando pela origem. São definidas automaticamente variáveis que representam capacidade instalada em indutores/capacitores. Investimentos em indutores/capacitores podem ser especificados para conjunto de barras da rede [51].

$$\text{minimizar } F_{\text{custo}}(QC_1, QC_2, \dots, QC_n, QI_1, QI_2, \dots, QI_n) = \sum_{i=1}^n cqci \cdot QC_i + cqi_i \cdot QI_i \quad (6.1)$$

Em que:

cqc_i : Custo é o custo de instalação *shunt* de potência reativa capacitiva;

cqi_i : Custo é o custo de instalação *shunt* de potência reativa indutiva;

QC_i : Capacidade do *shunt* de potência reativa capacitiva, em *MVar* à tensão nominal;

QI_i : Capacidade do *shunt* de potência reativa capacitiva, em *MVar* à tensão nominal;

Na prática, eventuais shunts alocados para ajudar na convergência estão distantes das áreas de interesse e são facilmente retiráveis após o alcance de convergência.

Existem algumas opções de controle que podem ser alteradas no processo de otimização. Dentre elas, é possível destacar: controle de reativos das máquinas elétricas, de compensadores estáticos, *taps* de transformadores, manobra de shunts de barra e potência ativa de alguns geradores selecionados.

É importante ressaltar que, embora a função objetivo não busque necessariamente um despacho mínimo de potência ativa, a aderência a um despacho energético de baixo custo ocorre com a seleção de máquinas robustas e de custo de despacho reduzido. Desta forma, através da função de controle de potência ativa, o fechamento do balanço carga-geração, impactado pela variação horária da carga e geração renovável variável, é realizado pelas máquinas da lista definida. Essa lista contém três máquinas de usinas hidráulicas de grande porte, sendo uma em cada usina, (Tucuruí, Angra 2 e Belo Monte) e algumas térmicas a gás na região Nordeste. Essas máquinas ou fazem parte do controle automático de geração, ou tem recursos energéticos disponíveis de baixo custo no mês avaliado, ou são térmicas com custo de combustível reduzido.

6.1.2. Zonas de interesse, simulações e resultados

Após a obtenção dos cenários de referência, é possível rodar as análises para calcular as máximas injeções adicionais possíveis em cada nível de barra, subárea e área, na condição de sistema íntegro ou em contingência.

6.1.2.1. Escolha das zonas de interesse nas análises

No caso da região escolhida, a qual está situada entre os estados do Rio Grande do Norte e do Ceará, o foco da avaliação está em torno de três subestações da Rede Básica: Mossoró II 230 kV, Mossoró IV (230 e 69 kV) e Quixeré 230 kV.

No caso de Mossoró 4, o pátio de 69 kV também foi avaliado, pois analogamente houve solicitações de empreendimentos candidatos a disputar a margem da rede remanescente da rede elétrica nesse ponto, de acordo com a referência [62]. O detalhe geoeletrico da região avaliada é mostrado na Figura 33, a qual está destacada através de um círculo azul.



Figura 33 - Região selecionada para o cálculo de margem em sistema de grande porte.

A seleção das zonas de interesse, quais sejam: barra, subárea e área foram escolhidas de forma similar para essa região conforme estabelecido em [62]. A escolha dessas áreas é realizada em função de métricas heurísticas e de acordo com a experiência do analista. Para fins comparativos, foram mantidas as mesmas zonas de interesse da nota técnica.

Contudo, em virtude das dificuldades envolvidas na seleção das zonas de interesse, é importante salientar que as ideias discutidas no capítulo 4 poderiam ser

implementadas em avaliações futuras, com intuito de dar agilidade ao processo de cálculo e fornecer mais transparência em relação às técnicas baseadas em métricas de severidade de carregamentos e perfis de tensão dos cenários reduzidos utilizados pelos analistas.

6.1.2.2. Escolha da lista de contingências

Conforme introduzido no capítulo 4, a escolha da lista de contingência, a depender do porte do sistema elétrico avaliado, pode se tornar uma etapa bastante desafiadora. Existe um custo benefício de desempenho computacional relacionado às simulações frente a um conjunto de resultados relevantes.

No caso da seleção da lista de contingências para um sistema de porte bastante robusto como é o caso do sistema brasileiro, foi necessário compactar a lista de contingências em um número bastante reduzido, mas que representasse de forma razoável um conjunto de contingências críticas em termos dos impactos pertinentes caso estas viessem a ocorrer. Assim, visando à relação de custo computacional envolvido versus a relevância dos resultados, foram selecionados, entre linhas de transmissão e transformadores, os quinze ramos mais impactados pela injeção de geração na região de interesse, com base em avaliação da rede elétrica completa.

A avaliação utilizou técnicas de sensibilidade do programa ANAREDE que são baseadas nas matrizes jacobianas [54]. Assim, é possível obter sensibilidades de alteração de fluxos por deslocamentos de geração no ponto de operação avaliado.

6.1.2.3. Probabilidade de ocorrência de estados

De acordo com a metodologia proposta no capítulo 4, é necessário associar uma probabilidade esperada a cada estado operativo de máxima injeção. Em [63] são apresentados valores típicos de taxa de falha e tempos de reparo para o cálculo da probabilidade de falha de linhas de transmissão e transformadores. Esses dados são utilizados para inferir as probabilidades dos equipamentos, associados à lista de contingência, estarem em falha ou não, dada uma condição operativa.

6.1.2.4. Simulações

No caso da região avaliada, foi definido em [62] que o agrupamento de barras para análises de subárea é igual ao de área. Portanto, as simulações ocorreram em dois

níveis: por barra e agrupamento de barras. Esse agrupamento é similar na análise de subárea ou área.

Conforme mencionado no capítulo 4, com o intuito de aprimorar o cálculo de margens remanescentes lidando com a incerteza associada à entrada de geração futura, são definidos fatores de participação discretizados para o agrupamento de barras analisado.

Na prática, as avaliações realizadas para um sistema de grande porte se concentraram na primeira e na terceira etapa expostas na metodologia de cálculo proposta no capítulo 4. A razão por trás dessa escolha é a obtenção de resultados que efetivamente possam servir de insumos para aprimorar os leilões de energia.

Para a obtenção dos cenários de máxima injeção, o programa desenvolvido na linguagem *visual basic* reúne os arquivos no formato da linguagem do programa de fluxo de potência, contendo os cenários de referência, chama o programa FLUPOT a executar a função objetivo requerida e cria diretórios com os pontos de operação convergidos resultantes para cada hora e contingência da lista.

É importante ressaltar que a função objetivo utilizada e as restrições do problema de otimização são as mesmas apresentadas no capítulo 4. As opções de controle que podem ser alteradas no processo são: controle de reativos das máquinas elétricas, incluindo alguns geradores eólicos, e de compensadores estáticos, tanto em sistema íntegro quanto em contingência. Essas premissas valem nas análises desenvolvidas em [62]. Os taps de transformadores da região avaliada foram congelados e não se permitiu a atuação dos mesmos, apenas dos transformadores fora da região avaliada, para ajudar na convergência.

Os limites de carregamentos das linhas de transmissão e transformadores considerados no problema de otimização são: (i) capacidade de longa duração para sistema íntegro e (ii) capacidade de curta duração para sistema em contingência de elemento, conforme as análises desenvolvidas em [62]. Com o intuito de obter resultados mais conservativos, os limites de tensão considerados tanto para sistema íntegro quanto em contingência, são aqueles relacionados em [64] como sendo os limites de tensão para situação de regime normal de operação. Neste caso, caso fossem considerados também os limites de emergência, haveria possivelmente valores mais ampliados de margem de escoamento remanescente da rede de transmissão.

Com as premissas apresentadas para a resolução do problema de otimização, é possível afirmar que ao mesmo tempo em que se realiza o cálculo de margem

remanescente, também há uma gestão do congestionamento de rede para um dado ponto de operação com utilização de recursos disponíveis do sistema elétrico.

De posse das probabilidades de estado já calculadas, o programa desenvolvido neste trabalho associa cada máxima injeção a uma probabilidade esperada de ocorrência e produz uma curva de permanência associada. Finalmente, é definida a margem por avaliação individual, de barra ou agrupamento de barra, baseado no critério de máxima expectância de rejeição de geração definido arbitrariamente.

6.1.2.5. Resultados

Conforme mencionado na introdução do capítulo, o foco da avaliação está em torno de 3 subestações da Rede Básica: Mossoró II 230 kV, Mossoró IV (230 e 69 kV) e Quixeré 230 kV.

Tabela 8 - Resultados de margens de escoamento calculados para LEN A-4/2018. Fonte: [62]

Grupo avaliado	Tipo análise	Margem (MW)
		Método tradicional
Mossoró II 230 kV	Barramento	≤ 90
Mossoró IV 230 kV (incluindo pátio 69 kV)	Barramento	≤ 240
Quixeré 230 kV	Barramento	≤ 70
Mossoró II 230 kV + Mossoró IV 230 kV + Quixeré 230 kV	Subárea	≤ 70
Mossoró II 230 kV + Mossoró IV + Quixeré 230 kV	Área	≤ 70

Para fins didáticos, sobretudo na apresentação dos resultados, é importante destacar o tratamento dispendido à subestação Mossoró IV nas análises de subárea ou área, por ser a única, dentre as três subestações, com pátios de diferentes tensões candidatos a receber geração adicional. Um problema de quatro dimensões, neste caso, traria poucos benefícios à visualização do problema de otimização e compreensão da metodologia proposta. Desta forma, a ideia foi agrupar a subestação Mossoró IV no pátio de 230 kV. Essa abordagem é razoável, pois, além do pátio de 69 kV não possuir geração prevista, atualmente, devido à externalidades comerciais, é limitado por um

transformador 230/69 kV de potência 100 MVA que se conecta ao pátio de 230 kV. Assim, em última análise, é a injeção de geração no pátio de 230 kV dessa subestação que limita a geração adicional. Portanto, de toda a geração adicional possível de ser injetada em Mossoró IV para o sistema elétrico, 70% seria proveniente do pátio de 230 kV e 30% do pátio de 69 kV. Neste formato, é possível apresentar resultados relevantes em apenas três dimensões.

A Figura 34 mostra a região viável de restrições do leilão para os resultados das margens de escoamento remanescentes calculadas através de abordagens clássicas, conforme mostrado na Tabela 8. Os limites dos barramentos são expressos pelas setas, ao passo que os limites de injeção simultânea entre os barramentos são representados por todos os pontos interiores ao tetraedro vermelho.

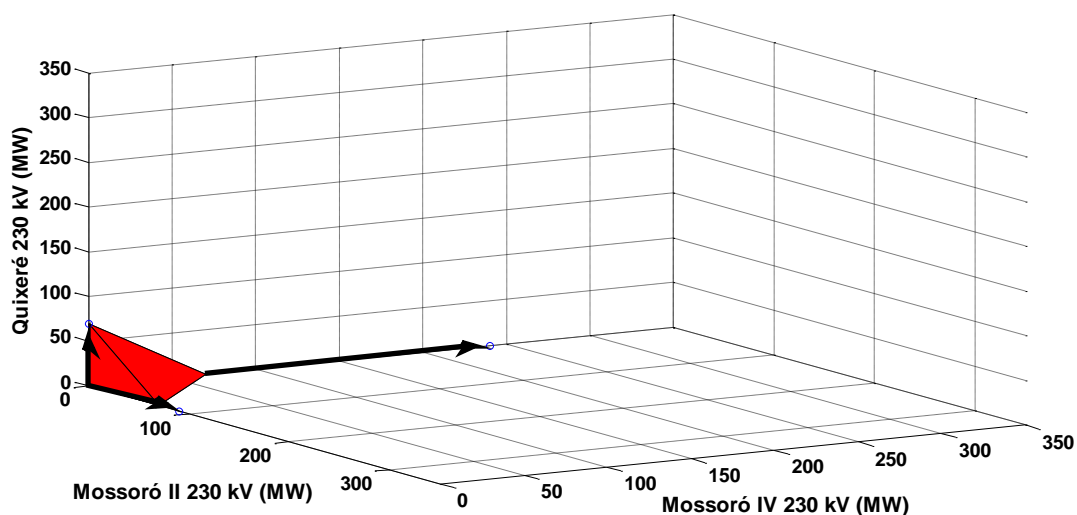


Figura 34 - Região viável para sistema de grande porte segundo metodologia clássica (subestações Mossoró II, Mossoró IV e Quixeré).

É importante observar o caso de injeção de geração adicional nos barramentos de Mossoró II 230 kV e Mossoró IV 230 kV (incluindo pátio 69 kV); não obstante ser possível uma injeção de potência acima de 70 MW nesses barramentos, a injeção simultânea em mais de dois barramentos está limitada a esse valor. Esse fato ocorre devido aos resultados das análises de subárea e área serem baseados no pior caso de um conjunto de cenários severos.

No capítulo 5 foi demonstrado o ganho potencial da utilização da região viável estendida através da geração de uma curva de pontos calculados a priori, utilizando fatores de participação definidos. Essa abordagem se mostrou bastante robusta e as elevações dos valores de margens encontrados permitiram a contratação de fontes de

menor custo. Além disso, conforme mencionado anteriormente, a realização da segunda etapa não é imperativa para a realização da metodologia proposta. Diante desses fatos, para a análise do sistema de grande porte não se julgou essencial realizar simulações conforme definido na segunda etapa (fatores de participação livres a partir de cenários mais conservadores); foi realizada a primeira etapa, necessária para o cálculo das margens de barramento, e a terceira etapa (fatores de participação definidos a partir de cenários de referência).

Os resultados definidos para cada análise de agrupamento são apresentados na sequência. A Tabela 9 mostra a distribuição dos agrupamentos e os valores das margens de escoamento remanescentes calculados. Esses resultados geram pontos que auxiliam na construção da região viável estendida tridimensional. Em outras palavras, geram as restrições do leilão para os resultados das margens de escoamento remanescentes calculadas através da abordagem proposta nesta dissertação.

Tabela 9 - Resultados de margens de escoamento remanescentes para a metodologia proposta e fatores de participação utilizados

CASO	TIPO ANÁLISE	Fatores P. Mossoró II 230 kV	Fatores P. Mossoró IV 230 kV (incluindo pátio 69 kV)	Fatores P. Quixeré 230 kV	MARGEM (MW)
1	Barramento	100%	0%	0%	308
2	Barramento	0%	0%	100%	147
3	Barramento	0%	100%	0%	260
4	Subárea	0%	75%	25%	328
5	Subárea	0%	50%	50%	265
6	Subárea	0%	25%	75%	222
7	Subárea	25%	0%	75%	222
8	Subárea	25%	25%	50%	264
9	Subárea	25%	50%	25%	326
10	Subárea	25%	75%	0%	370
11	Subárea	50%	0%	50%	264
12	Subárea	50%	25%	25%	325
13	Subárea	50%	50%	0%	427
14	Subárea	75%	0%	25%	325
15	Subárea	75%	25%	0%	425

A região viável apresentada na Figura 35 contém os limites da rede de transmissão para injeções simultâneas de geração adicional subestações Mossoró II 230 kV, Mossoró IV (230 e 69 kV) e Quixeré 230 kV. Observa-se que a região possui uma dimensão acima daquela avaliada no sistema teste e, neste caso, é definida como um

conjunto de tetraedros empilhados, os quais são politopos usados para calcular resultados exequíveis no protocolo de leilões de energia apresentado no capítulo 4.

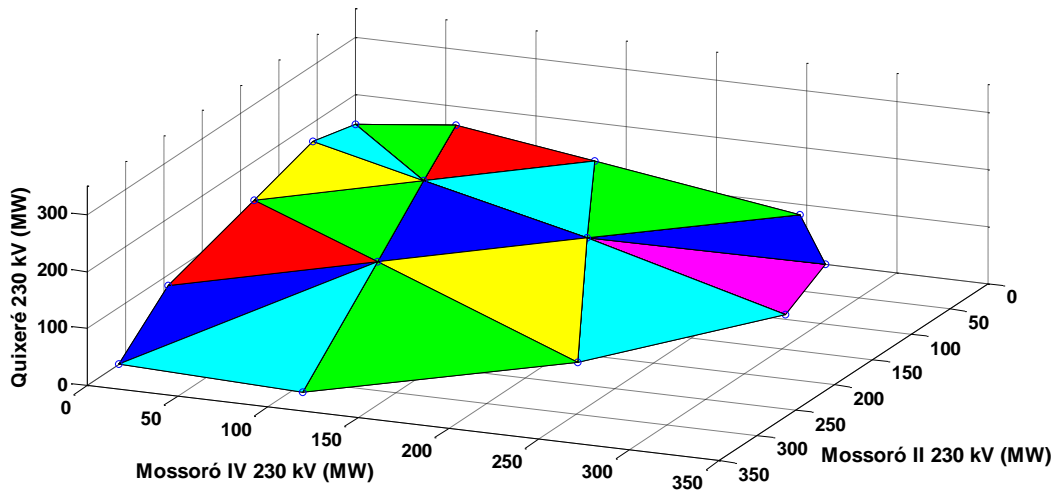


Figura 35 - Região viável para sistema de grande porte segundo metodologia proposta (subestações Mossoró II, Mossoró IV e Quixeré).

Uma inspeção comparativa entre as Figura 34 e Figura 35 mostra facilmente que a região viável segundo a metodologia proposta aumenta a região possível de injeção simultânea entre os geradores da subárea ou área analisada, mantendo ainda níveis de segurança aceitáveis, uma vez que a expectativa de rejeição de geração é limitada (de forma arbitrária) a 1% da capacidade instalada de geração adicional em cada barramento.

Os tempos de simulação associados às avaliações realizadas para o sistema real de grande porte foram expressivos em virtude do tamanho do porte do sistema elétrico avaliado, o qual impactou significativamente os cenários de carga e geração avaliados, tanto na condição de sistema íntegro quanto em contingência. Por exemplo, a simulação de um limite de barra ou subárea, necessária para gerar de um dos polítopos da região viável estendida, demorou horas. Portanto, considerando o tamanho da rede e a quantidade de polítopos gerados, os tempos computacionais observados em simulações realizadas em máquinas desktop convencionais podem ser considerados inviáveis para realização ágil de cálculos de margens de transmissão em sistemas reais de grande porte, com as ferramentas de análise de rede utilizadas.

6.2. Avaliação dinâmica em pontos de operação selecionados com restrição de escoamento de injeção adicional para um sistema real

A inspeção de alguns pontos de operação cujos valores de máxima injeção resultaram abaixo da margem definida é interessante para avaliar qualitativamente a metodologia de margem proposta quantitativamente na análise de segurança estática, além de capturar informações relevantes de situações que devem ser investigadas em trabalhos futuros.

As máximas injeções no pátio de 230 kV da Subestação Mossoró II são apresentadas parcialmente na Figura 36, para que seja mais detalhada a região com expectativa de rejeição de geração.

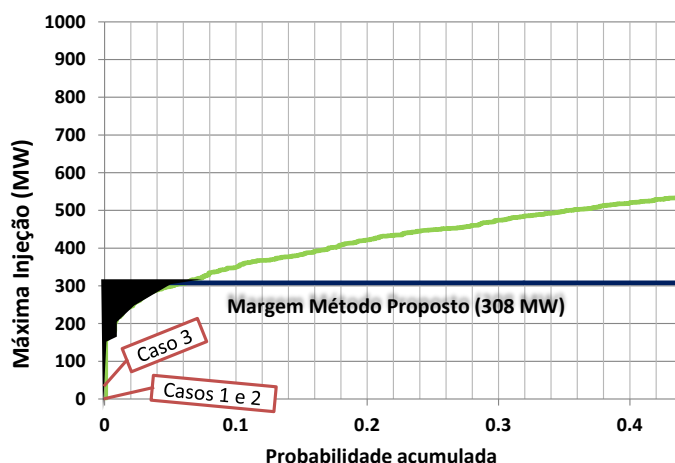


Figura 36 - Detalhe dos resultados margem Subestação Mossoró II e pontos de operação selecionados

Para realizar a inspeção proposta, dentre 720 horas avaliadas e 16 estados operativos (1 em condição normal e 15 contingências), foram selecionados 3 pontos de operação associados a casos de simulação utilizados para o cálculo de margens da Subestação Mossoró II. Esses pontos de operação representam 3 horas e contingências distintas, segundo a Tabela 10.

Tabela 10 - Pontos de operação selecionados e máxima injeção calculada

Caso	Hora	Contingência	Máxima injeção calculada em regime (MW)
1	5	LT 500 kV S. João do Piauí – C. Novo do Piauí	0
2	232	LT 500 kV Campina Grande III – Garanhuns	0
3	567	LT 500 kV C.Novo do Piauí – Milagres	15

As simulações realizadas para as horas 5 e 232, por exemplo, resultaram em máxima injeção nula. As restrições que ocasionaram esses valores dizem respeito a degradações de tensões nos casos de referência quando da ocorrência da contingência em avaliação, não permitindo a adição de geração adicional sem violar os limites da rede existente. No caso 1, o nível de tensão do barramento Curral Novo 500 kV após a contingência da LT 500 kV S. João do Piauí – C. Novo do Piauí, na análise de regime permanente, resulta em 0,87 p.u. No caso 2, o nível de tensão do barramento Campina Grande 3 500 kV após a contingência da LT 500 kV Campina Grande III – Garanhuns, na análise de regime permanente, resulta em 0,89 p.u. Portanto, a simulação dinâmica nesses casos poderia apresentar resultados de perfis de tensão diferente da avaliação estática. A Figura 37 e a Figura 38 apresentam as simulações dinâmicas para essas contingências.

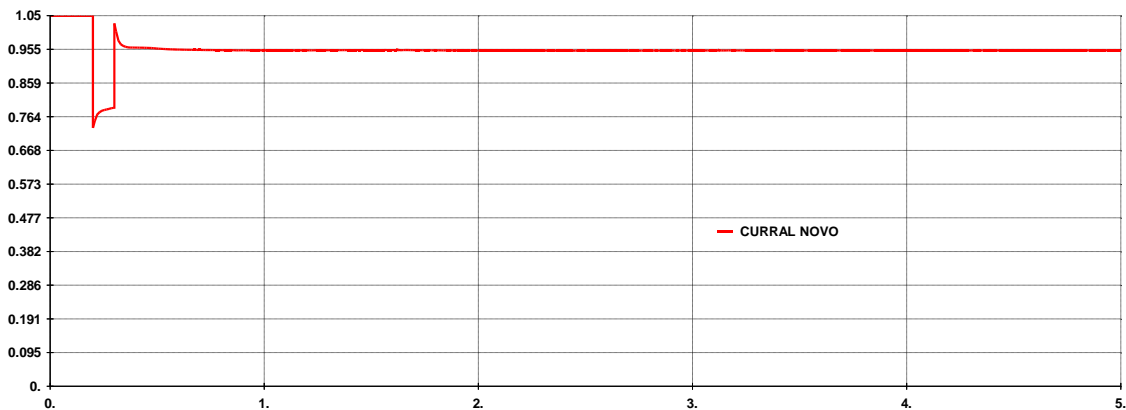


Figura 37 - Tensão na SE Curral Novo 500 kV após a contingência da LT 500 kV S. João do Piauí – C. Novo do Piauí

Os resultados da Figura 37 e da Figura 38 indicam, de fato, que algumas situações restritivas em regime permanente, do ponto de vista de degradação de perfis de tensão, não são observadas nas simulações dinâmicas. Uma implicação deste fato é que haveria possivelmente condições mais favoráveis de escoamento de geração adicional mesmo em cenários que as análises de segurança estática resultaram em injeção adicional nula. Evidentemente, o limite máximo de acomodação adicional de geração restrito a violações de tensão, em pontos de operação selecionados, poderia ser investigado em trabalhos futuros, a partir de simulações dinâmicas como essas realizadas.

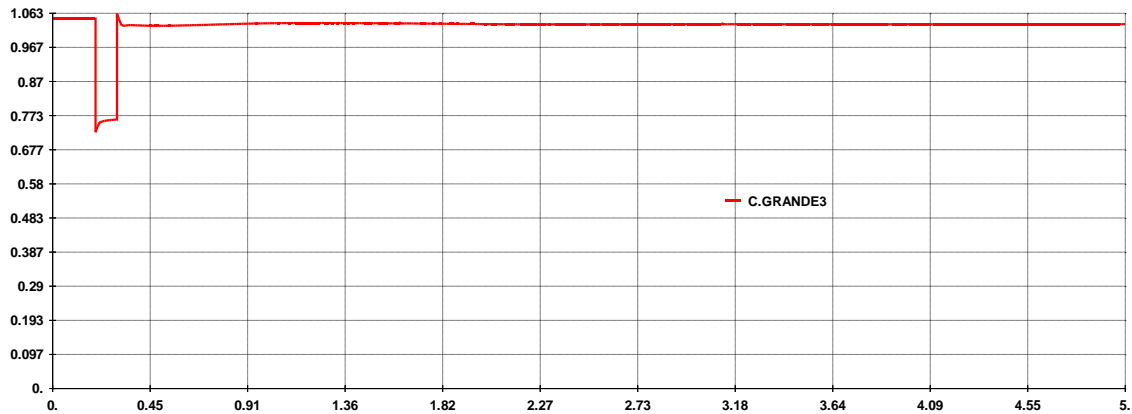


Figura 38 - Tensão na SE C. Grande III 500 kV após a contingência da LT 500 kV C. Grande III – Garanhuns

Outra situação interessante é da hora 567, caso 3, na qual o valor de máxima injeção no barramento da SE Mossoró II resultou em 15 MW em virtude de esgotamento de recursos de controle de tensão, refletidos, por exemplo, nos limites de tensão de alguns barramentos controlados por compensadores estáticos e síncronos, após a contingência da LT 500 kV C. Novo do Piauí – Milagres, conforme mostrado na Figura 39, extraída do relatório de execução do programa de avaliação de segurança estática. O limite de tensão de alguns compensadores estáticos alcançaram os valores de 0.95 p.u., que é o limite inferior de tensão aplicado para 230 kV.

RELATORIO DE GRANDEZAS NO LIMITE (Ordenado do mais critico até o menos critico)								
X----	BARRA	-----X-----	GRANDEZA	-----X-----	VALOR LIMITE	-----X--	VALOR MULTIPLICADOR	--X
	5450 FORTALCER230		Tensao de Referencia do CER		0.95 INF		0.755E+08	
	5410 MILAGRCER230		Tensao de Referencia do CER		0.95 INF		0.276E+08	
	5611 TAUA2--CE230		Tensao de Referencia do CER		0.95 INF		0.548E+07	
	6132 CEAMIR-RN230		Tensao de Referencia do CER		0.95 INF		0.255E+06	

Figura 39 - Relatório de execução do programa de avaliação de segurança estática caso 3

A Figura 40 apresenta o monitoramento dos mesmos barramentos da Figura 39, do ponto de vista de simulação dinâmica. A diferença da análise dinâmica para a estática, neste caso, é o acréscimo de 85 MW no barramento da SE Mossoró II, totalizando 100MW de despacho. Essa ação permite avaliar uma possível adição de geração acima daquela definida em regime permanente sem violar os limites de rede.

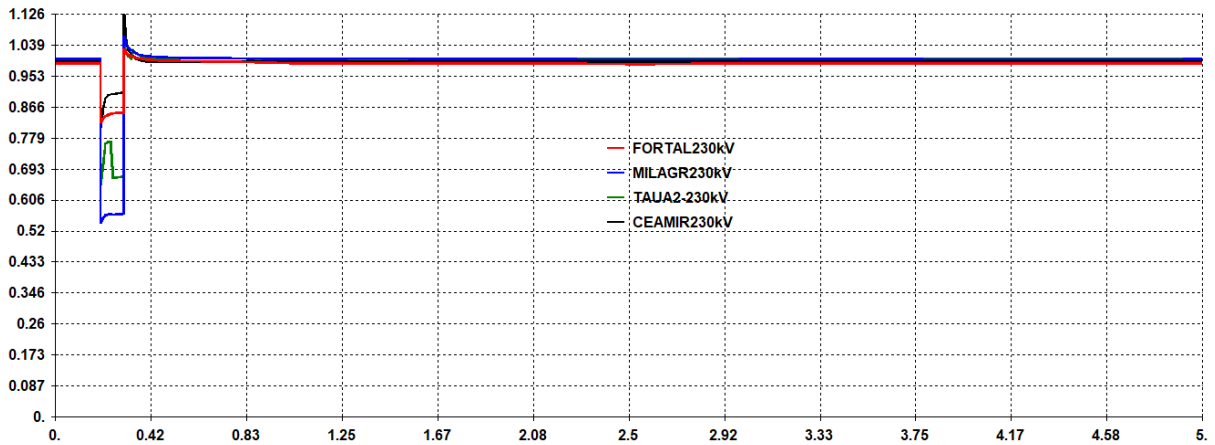


Figura 40 - Perfis de tensão em barras selecionadas para o caso 3

De forma análoga aos casos 1 e 2, a simulação da Figura 40 implica que haveria possivelmente condições mais favoráveis de escoamento de geração adicional que aquela definida na avaliação de segurança estática para o caso 3, mesmo com um valor de margem superior em cerca de 85MW, em virtude dos perfis de tensão se encontrar acima do limite inferior definido para alguns elementos de compensação reativa monitorados. Portanto, é configurada uma situação na qual ainda há margem de tensão para permitir uma maior acomodação de geração adicional.

Os resultados encontrados nesta seção apontam que as margens de transmissão definidas na análise estática, especialmente em um contexto de avaliação de inserção de geração regional, poderiam ser consideradas conservativas. Essa consideração deriva do fato de que, dentre todos os cenários operativos avaliados, alguns valores de máxima injeção foram restritos por violações que não se observaram em regime dinâmico.

O comportamento observado pode ser decorrente de problemas de convergência e condicionamento numérico da simulação estática, impulsionados possivelmente pela interação de elementos de controle de tensão, incluindo particularmente a atuação automática de *taps* de transformadores definidos para controlar determinado set point de tensão de barra. Na simulação dinâmica realizada, por exemplo, esses não atuaram devido ao tempo definido para a janela de simulação.

Evidentemente, este trabalho não esgotou todas as possibilidades e considerações sobre essa avaliação, de maneira que maiores investigações em cenários operativos selecionados devem ser realizadas em trabalhos futuros visando à obtenção de conclusões mais sólidas sobre possíveis impactos que uma observação dinâmica tem sobre as margens calculadas do ponto de vista estático.

6.3. Simulação de protocolo de leilão em um sistema real de grande porte

A Figura 35 apresenta a região contendo os limites de transmissão para um sistema de grande porte. Uma vez ativado, cada politopo (tetraedros coloridos) constitui um bloco de inequações lineares que restringe a função objetivo desenhada no protocolo do leilão, cuja função objetivo é contratar energia com custos mais reduzidos, respeitando os limites de segurança da rede, como exposto no capítulo 4. A Figura 41 determina a numeração das coordenadas, ao passo que a Figura 41 define os tetraedros formados entre os triângulos formados pelos pontos da tabela e a origem dos eixos.

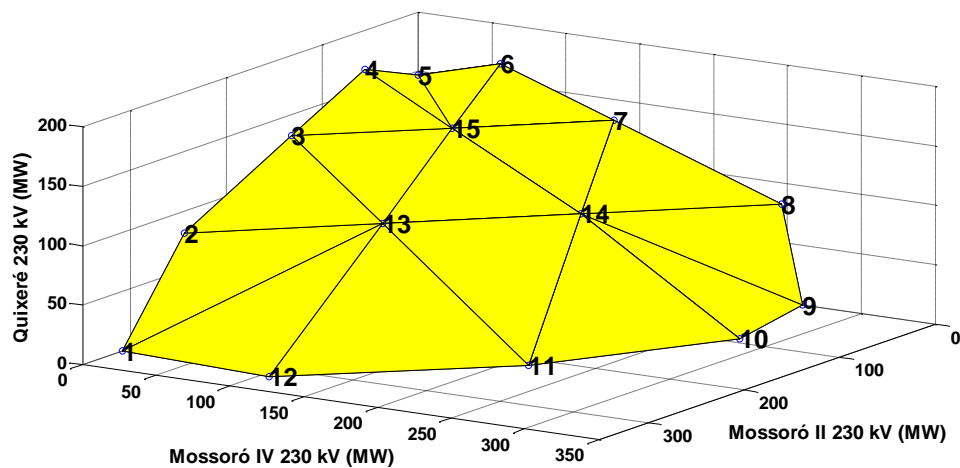


Figura 41 – Determinação da numeração dos pontos da região viável para sistema de grande porte.
Tabela 11 - Definição da região dos politopos.

Pontos do triângulo (Ver Figura 41)			Código do Politopo (Tetraedro)
1	2	13	1
1	12	13	2
2	3	13	3
3	15	13	4
3	4	15	5
4	5	15	6
5	6	15	7
6	7	15	8
15	13	14	9
15	7	14	10
12	13	11	11
13	14	11	12
14	11	10	13
14	10	9	14
14	9	8	15
7	14	8	16

A formulação do problema de contratação para o sistema de grande porte pode ser feita por meio das equações 5.1 a 5.5, definida de forma análoga ao protocolo de leilão desenvolvido para o sistema de teste. Contudo, para as barras, impõem-se os seguintes limites em MW: $\Pi_{Moss. II\ 230\ kV} \leq 308$, $\Pi_{Moss. IV\ 230\ kV} \leq 260$ e $\Pi_{Quix. 230\ kV} \leq 147$. Além disso, a dimensão do problema também é diferente, que passa a ser tridimensional. As inequações dos polítopos que formam as restrições de subárea ou área são apresentadas no Apêndice E.

São feitas simulações de um leilão de energia no ambiente regulado considerando os geradores candidatos e assumindo valores de 75; 125; 175 e 225 MWmed para demandas declaradas por empresas distribuidoras de energia.

A Figura 42 apresenta os resultados dos polítopos ativados em cada solução. Para as demandas de 175 e 225 MWmed, foi ativado o polítopo 2; para a demanda de 75 MWmed o polítopo 13; e para a demanda de 125 MWmed o polítopo 11. Vale destacar que ocorreram variações do polítopo ativo para acomodar uma contratação de menor custo – e, para cada simulação, há apenas um polítopo ativo.

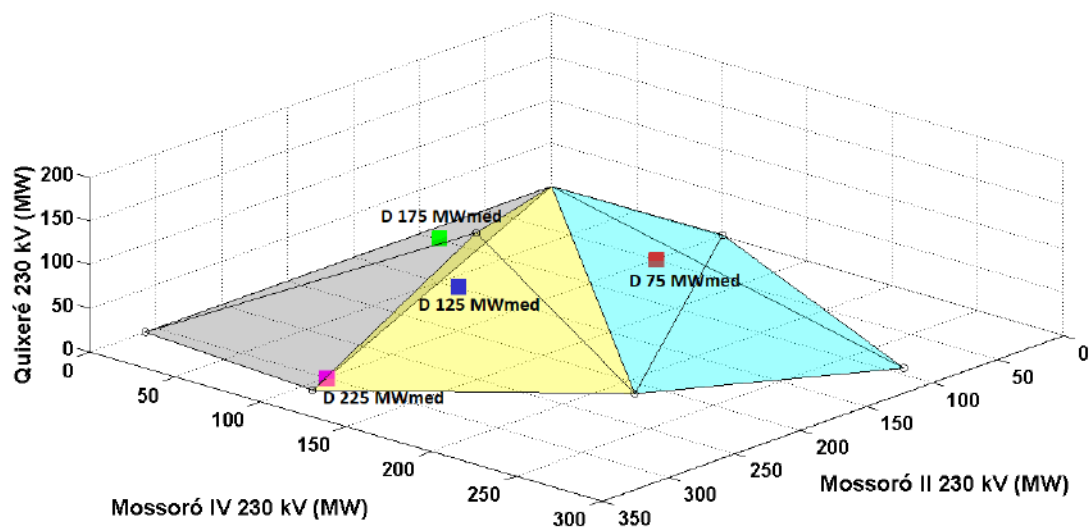


Figura 42 - Resultados do leilão do sistema de grande porte na região viável.

Finalmente, para todas as soluções das demandas de energia simuladas, o uso da região viável estendida, segundo a metodologia proposta (3ª etapa conforme discutido na seção 4.2.5), permite que sejam obtidos custos totais (soma de custos de contratação e de frustração da demanda) inferiores àqueles que seriam obtidos com abordagens usuais. Isso pode ser compreendido através de uma inspeção nas Figura 34 e Figura 35.

As soluções do leilão não são limitadas pelas margens definidas na Figura 34 (método baseado na análise de cenários severos e definição pelo pior caso), permitindo um uso mais otimizado da rede de transmissão e o acesso de fontes de menor custo.

6.4. Análise econômica expedita em um sistema real de grande porte

Conforme mencionado no capítulo 5, na sistemática atual de um leilão de energia com prerrogativa de margem de transmissão é previsto que os empreendimentos de geração sejam empilhados por ordem de menor custo até que a totalidade da demanda solicitada pelas distribuidoras seja atendida e são eliminadas as fontes que ultrapassarem os limites de injeção simultânea de cada barramento e de zonas como subárea ou área e buscadas as próximas fontes mais econômicas que não gerem congestionamentos de injeção de geração na rede elétrica.

Além da realização do leilão baseado na metodologia proposta, é feita nesta seção uma emulação de um leilão baseada na metodologia vigente, visando avaliar de forma expedita possíveis ganhos econômicos em virtude dos resultados da metodologia proposta e estimar uma ordem de grandeza para esses ganhos.

Caso só houvesse proponentes nos barramentos candidatos avaliados na região de Mossoró, quais sejam: Mossoró II, Mossoró IV e Quixeré II pelo método do leilão atual, não seria possível atender a demanda por energia solicitada pelas distribuidoras, conforme apresentado na Tabela 12, por conta de uma menor margem remanescente de escoamento. Por outro lado, ao ser utilizada uma abordagem baseada na metodologia proposta, apenas no caso da demanda de 225 MWmed ocorreria uma demanda frustrada de cerca de 10% do valor solicitado; as demais demandas requeridas seriam plenamente atendidas por não violar os limites de segurança da rede.

Tabela 12 – Comparação entre o método vigente e o método proposto quanto à demanda frustrada em um sistema real de grande porte

Demanda requerida [MWmed]	75	125	175	225
Demanda frustrada [MWmed] - Leilão com método atual	50,18	97,05	150,18	200,18
Demanda frustrada [MWmed] - Leilão com método proposto	0,00	0,00	0,00	23,46

Por outro lado, supondo que fosse possível atender toda a demanda solicitada pelas distribuidoras, por meio da contratação em outros pontos do sistema, suponhamos a hipótese de que os barramentos da região de Mossoró, em tese, possuam fontes de menor custo e produção de energia aderente a regiões com expressivo potencial eólico e solar. Desta forma, o fechamento da demanda energética se daria em outras regiões,

com lances marginalmente mais caros que o gerador cujo lance fosse o menos econômico de todos os proponentes de geração da região de Mossoró. Portanto, foram observados os resultados dos preços médios dos lances vencedores dos leilões e realizada uma estimativa expedita da economia obtida pelos ganhos de margens em pontos mais competitivos, comparados a outros pontos contendo fontes de maior custo, conforme apresentado na Tabela 13.

Para precificar os ganhos com a adoção do método proposto nessa dissertação, inicialmente foi calculada a média aritmética dos preços das fontes de geração vencedoras dos leilões de energia (i.e. preços médios dos proponentes que se sagraram vencedores dos certames). O cálculo dessa média foi realizado com base nas fontes no preço dos proponentes de geração da região de Mossoró, utilizando-se tanto o método vigente quanto o método proposto.

Em seguida, em vez de se adotar um valor arbitrário para a produção média anual dos parques externos em relação à avaliada, foi calculado a média aritmética dos valores anuais da energia produzida pelos geradores candidatos a entrar na região de Mossoró, baseada nas fontes proponentes nessa região. Adicionalmente, supõe-se uma produção típica de pontos marginalmente menos econômicos que a região avaliada. Este valor é definido nesta dissertação como a produção de energia média¹⁶ anual dos parques fora da região avaliada. Dessa forma, a metodologia proposta parece apresentar um parâmetro mais aderente para o cálculo comparativo da economia entre os dois métodos.

Finalmente, foi realizado o produto das diferenças entre os preços médios segundo o método vigente e o método proposto pelo valor da produção média anual dos parques (ao longo do tempo de concessão dos empreendimentos de geração vencedores). O resultado desta análise econômica expedita é apresentado na Tabela 13. É importante ressaltar que para a análise realizada foi considerado um prazo de 20 anos de concessão para operação dos geradores vencedores do certame, cujos valores foram trazidos a valor presente.

Os valores de economia exibidos na Tabela 13 refletem a contratação de fontes de menor custo em subestações da rede elétrica que, segundo a metodologia proposta, possuem uma margem de escoamento de geração maior que metodologias clássicas de

¹⁶ O valor da produção de energia média anual considerada foi de 218.933 MWmed.

cálculos de margem de transmissão (i.e. favorecimento da modicidade tarifária pela contratação de fontes de menor custo). Caso houvesse restrições de rede nessas subestações que restringissem as margens de transmissão, seriam contratadas fontes de energia marginalmente menos econômicas em outros pontos do sistema elétrico, e, assim, não seria possível obter a economia esperada na Tabela 13.

Tabela 13 – Análise econômica expedita comparativa entre o método vigente e o método proposto para um sistema real de grande porte

Demanda requerida [MWmed]	75	125	175	225
Preço médio proponentes vencedores - leilão com método atual em R\$/MWmed	101,02	101,81	102,15	102,26
Preço médio proponentes vencedores - leilão com método proposto em R\$/MWmed	97,42	97,75	98,71	99,52
Economia no primeiro ano (proposto - atual) em milhões R\$	0,78	0,89	0,75	0,60
Economia ao longo de 20 anos (proposto - atual) em milhões R\$	8,20	9,40	8,00	6,40

É importante ressaltar que a análise econômica¹⁷ expedita realizada no sistema real de grande porte avaliado não visou esgotar todas as abordagens e métricas de engenharia financeira que pudessem avaliar ganhos econômicos da metodologia proposta em relação ao método vigente, mas fornecer alguma ordem de grandeza monetária de possíveis economias que promovesse a modicidade tarifária.

¹⁷ Como os ganhos são considerados fixos a cada ano, a economia ao longo do período de 20 anos de concessão foi ajustada a valor presente, utilizando-se uma taxa de desconto de 8%, conforme estabelecido nos estudos realizados pela EPE.

CAPÍTULO 7 – CONCLUSÕES

Diversas experiências no Brasil e no mundo tem indicado lacunas no desenvolvimento de obras de transmissão para acompanhar o progresso de entrada de geração adicional no sistema elétrico, especialmente na integração de grandes montantes de geração baseada em tecnologias de fontes alternativas de energia, em virtudes de várias externalidades importantes.

Além disso, as incertezas associadas à entrada de geração adicional no sistema elétrico por meio de leilões de energia impõem desafios à quantificação da capacidade de escoamento remanescente no sistema elétrico.

Adicionalmente, foi constatado que algumas técnicas de cálculo de margens existentes trabalham com cenários reduzidos de carga e geração. Além disso, mesmo algumas avaliações mais granularizadas podem ser excessivamente conservadoras na definição de margens sem uma clara definição de riscos dos cenários. Em virtude de uma inserção cada vez maior de fontes renováveis variáveis no sistema elétrico, as análises de rede devem avaliar: severidade, permanência e risco, considerando um número expandido de cenários de carga e geração com abordagens probabilísticas.

Para a realização das análises, foi necessário desenvolver um programa em uma plataforma à parte dos programas de análises de redes por alguns fatores, dentre os quais: (i) compilação de uma grande quantidade de informações; (ii) a necessidade de adequação nos parâmetros elétricos de alguns equipamentos para as análises; (iii) a dificuldade de simular vários cenários operativos nos programas disponíveis; e (iv) a necessidade de ter um processo encadeado no quais os resultados de uma etapa serve como insumo para as etapas seguintes.

Enquanto que uma avaliação mais granularizada e com viés probabilístico implica em esforços computacionais expressivos, a utilização de técnicas de otimização não linear, em virtude de uma abordagem CA da rede elétrica, potencializa esses esforços e, assim, o cálculo de capacidade de escoamento remanescente pode ser considerado como uma tarefa particularmente árdua e análise de resultados trabalhosa.

Os tempos computacionais associados às simulações realizadas nesse trabalho, sobretudo nas análises de um sistema real de grande porte, são bastante expressivos, prejudicando a utilização comercial em computadores *desktop* com as mesmas ferramentas utilizadas. Por outro lado, frente aos possíveis benefícios econômicos

apresentados nas análises financeiras realizadas nos capítulos 5 e 6, a metodologia proposta pode ser desenvolvida em soluções computacionais mais eficientes, tais como: aquisição de datacenters dedicados ao processamento da simulação, bem como o uso de computação em nuvem, a qual oferece processamento remoto como um serviço sob demanda. Os custos financeiros das tecnologias relatadas são inferiores aos ganhos econômicos apresentados anteriormente. Portanto, por meio dessas abordagens, são esperados aprimoramentos significativos no sistema elétrico, particularmente sob a ótica da modicidade tarifária.

7.1. Constatações e benefícios capturados pelas simulações

Este trabalho discorreu sobre a experiência no Brasil e no mundo envolvendo o cálculo de margens de escoamento remanescentes em uma rede elétrica para absorção de geração adicional. Foram apresentados possíveis métodos e abordagens utilizadas e articulada uma discussão em torno das principais condicionantes envolvidas no cálculo, sobretudo para análises de segurança estática, que fornecem resultados fundamentais e, muitas vezes, decisivos na definição da margem de escoamento de uma rede elétrica.

Os resultados apresentados tanto para o sistema de teste quanto para a análise desenvolvida em um sistema de grande porte, demonstraram que o valor esperado de rejeição de geração condicionado à ocorrência de cenários severos, em relação a um total de conjunto de cenários críticos ampliado, é mínima, caso se defina um valor de margem conservador, mas ainda acima dos valores de margem de escoamento determinados a partir da análise feita com poucos cenários de carga e geração considerados críticos.

Uma avaliação baseada em um conjunto reduzido de cenários considerados críticos não se constitui como uma análise não criteriosa ou sem validade, porém um dos principais conceitos discutidos nesse trabalho é que a amostra de cenários avaliado precisa ter relevância e refletir situações de fato severas. Essa escolha é uma tarefa desafiadora. Além disso, alguns métodos tradicionais de análise de margens de escoamento baseados no pior caso definem valores de margem de escoamento que são, de fato, considerados conservadores. Contudo, esses valores estão associados a uma probabilidade de ocorrência não facilmente identificável e os montantes de rejeição, de forma análoga, não são claramente definidos, de maneira que a consideração de uma maior granularização nos cenários permitiu observar a existência de valores ainda mais

restritivos que os calculados em uma análise com poucos cenários de carga e geração considerados severos.

Cumprido destacar que os ganhos observados nos valores de margens de escoamento possuem um viés ainda conservador, pois se considera que a geração adicional estará gerando com sua potência instalada nominal futura, em cada hora, o que, em termos práticos, pode ser ineficaz, resultando em uma reserva remanescente maior ao sistema e que não foi contabilizada nessas análises. Além disso, simulações realizadas no capítulo 6 apontaram que as margens de transmissão definidas na análise estática, especialmente em um contexto de avaliação de inserção de geração regional, poderiam ser ainda consideradas conservativas do ponto de vista dinâmico. Essa consideração deriva do fato de que, dentre todos os cenários operativos avaliados, alguns valores de máxima injeção foram restritos por violações que não se observaram em regime dinâmico.

A metodologia proposta pode ser sintetizada como: consideração de cenários expandidos de carga e geração, com uma abordagem probabilística e utilizando técnicas de otimização CA (não linear), escolha das zonas de influência de forma expedita por inspeção de matrizes de sensibilidade β [52] e métricas de distância elétrica entre as barras em alguns cenários de carga e geração e proposição de, além de um valor único de margem, a possibilidade de, no decorrer de leilões de energia, a verificação de valores maiores para a margem disponível da rede, a depender dos pontos de concentração de entrada de geração.

Os resultados de margens disponíveis obtidos pela aplicação da metodologia evidenciaram valores de margem maiores quando comparados a abordagens clássicas baseadas em cenários severos reduzidos e escolha do pior caso. Explicações para este fato podem ser elaboradas a partir de algumas observações, dentre as quais: (i) a dispersão geográfica pode privilegiar a complementariedade de produção de energia entre fontes renováveis variáveis distintas do sistema elétrico sem que haja congestionamento das redes de transmissão; (ii) a permanência reduzida de cenários severos em relação ao total e (iii) uma reduzida probabilidade de falha de linhas de transmissão, possibilitando um maior compartilhamento de risco mínimo de corte de geração sem afetar a segurança sistêmica.

Adicionalmente, é importante destacar que a inserção de fontes alternativas (não despacháveis) pode induzir a contratação de mais fontes firmes, com rápida taxa de rampeamento de geração, para manutenção da segurança do suprimento, incluindo

situações de níveis controláveis de vertimento de geração de fontes renováveis variáveis. De qualquer forma, as dispersões geográficas de produção de fontes alternativas ajudam a mitigar períodos de variações abruptas.

Com todos os valores de margens de barra, área e subárea, foi possível definir uma região viável estendida para o problema de contratação de energia com prerrogativa de margem de transmissão disponível, na qual cada coordenada corresponde à potência injetável total contratada em cada barra da área ou subárea. Essa região foi decomposta em polítopos convexos, os quais permitiram representar regiões não convexas como junções de polítopos convexos. A utilização de restrições disjuntivas garantiu que apenas um dos polítopos ativasse a restrição que garante a solução do problema de otimização.

Desta forma, foi possível realizar a formulação de um protocolo de leilão, utilizando técnicas de otimização para contratar fontes mais econômicas e restritas à capacidade de transmissão disponível. O protocolo desenvolvido foi aplicado tanto para um sistema de teste (bidimensional) quanto para um sistema de grande porte (tridimensional), porém pode ser replicado para um sistema de grande porte de n -dimensões. Várias abordagens para a resolução do problema de otimização do leilão podem ser utilizadas, dentre as quais técnicas baseadas em programação linear inteira mista.

Foi identificado potencial para aplicação da metodologia em ferramentas comerciais que possuam algoritmos de otimização robustos CA e que consigam realizar uma análise de múltiplos cenários de referência, com uma abordagem probabilística. Essas considerações podem resultar na definição de margens de escoamento mais elásticas em futuros leilões de margens de transmissão, baseada em um critério de baixa expectativa de rejeição de geração, e permitiriam alcançar um uso ótimo da rede de transmissão presente no momento da entrega da energia contratada. Obviamente, essas diretrizes só podem ser definidas a partir de discussões que envolvam alterações no arcabouço regulatório.

Atualmente, a metodologia do cálculo de margem de transmissão vigente no Brasil e o protocolo de leilão utilizado não tratam adequadamente as questões discutidas nesse trabalho, especialmente o uso de um conjunto expandido de cenários de carga e geração e métricas de risco, além da execução de um protocolo de leilão que considera em tempo real a observação de uma região com os limites da rede de transmissão calculada ex-ante prevendo possíveis cenários de injeções simultâneas de geração.

Portanto, diante dos resultados de margens de escoamento remanescentes encontrados nas simulações e a proposição de um leilão de energia que considere uma região viável estendida de contratação, é proposto um aprimoramento no processo de leilões que permitiria possivelmente o acesso de fontes de menor custo (custos de contratação e de frustração da demanda reduzidos) e competitivas em pontos do sistema elétrico com recursos energéticos de alta qualidade, em contraste com a aplicação modelos que determinam margens de transmissão fundamentadas no caso mais severo, os quais, frequentemente, impõem restrições à rede elétrica sistemas com base em cenários de permanência demasiadamente reduzida, refletindo em resultados conservadores e onerando valor da total da solução através da contratação de fontes de energias com lances de maior custo em leilões de energia.

Finalmente, a despeito da possibilidade de uso mais otimizado da rede de elétrica, é imperativo destacar a importância da expansão da malha de transmissão visando permitir a acomodação de níveis cada vez maiores de recursos energéticos, especialmente as fontes alternativas. Ampliações e reforços que se antecipam à entrada da geração podem ajudar a mitigar as questões associadas aos atrasos de obras e dificuldades de execução, incluindo as externalidades socioambientais.

7.2. Desenvolvimentos futuros

Algumas técnicas podem ser utilizadas para agilizar os cálculos e permitir que resultados sejam gerados e analisados sem que haja imprecisões consideráveis decorrentes de simplificações no processo de cálculo. Em termos de abordagem, se a análise seria do tipo CA ou CC, devem ser realizadas ponderações de custo benefício de resultados frente ao esforço computacional.

A experiência internacional mostra que muitos cálculos de margens de rede realizados no mundo, sobretudo análises de curto prazo, lançam mão da celeridade intrínseca a cálculos baseados em abordagem CC para avaliar uma maior quantidade de cenários possíveis de carga e geração, obtidos com métodos probabilísticos, para permitir transações comerciais seguras.

Esse tipo de enfoque é reforçado pela quantidade de recursos disponíveis que muitas malhas de transmissão possuem para resolver problemas de congestionamentos de rede que apareceriam em uma análise CA, dentre os quais estão incluídos o suporte de reativos para controle de tensão e a reserva operativa necessária para o balanço de

carga e geração. Além disso, algumas linhas de transmissão são curtas e estas estão presentes em sistemas elétricos reforçados, de forma que as maiores restrições para escoamento de geração é consequência dos limites térmicos de elementos que passam fluxos elétricos como linhas de transmissão e transformadores.

A despeito de um possível conservadorismo dos resultados de margens de transmissão obtidos a partir de simulações de regime permanente CA, especialmente em nível regional, é importante que em trabalhos futuros sejam realizadas maiores investigações em cenários operativos selecionados, visando obter conclusões mais sólidas sobre possíveis impactos que uma observação dinâmica tem sobre as margens calculadas do ponto de vista estático, uma vez que este trabalhou apenas iniciou uma discussão sobre o tema.

Conforme mencionado, valores mais elásticos de margens de escoamento remanescentes da rede transmissão foram obtidos segundo a metodologia proposta e estes possibilitaram a obtenção de fontes de menor custo no leilão. Contudo, a quantidade de fatores de participação para geração de regiões viáveis foi limitada a algumas simulações. Desenvolvimentos futuros devem considerar uma maior quantidade de discretização dos fatores de participação para obtenção de politopos mais precisos na resolução do problema de otimização do leilão. Evidentemente, esse aprimoramento possui custos computacionais, de maneira que o advento de ferramentas mais potentes, associado ao paralelismo de máquinas, poderia promover a aplicação comercial dessa abordagem.

Maiores investigações podem ser realizadas em torno do espaço viável de solução do problema de otimização da solução de um leilão de energia. Quanto maior o número de politopos, melhor a qualidade de aproximação do espaço viável, porém também é aumentado o esforço computacional e de construção dos politopos. Neste trabalho, o número de politopos utilizados foi determinado por tentativa e erro. Outras abordagens para solucionar problemas de otimização em regiões não convexas também podem ser investigadas.

Adicionalmente, para garantir maior celeridade nas simulações de cálculo da margem disponível de transmissão, é possível lançar mãos de técnicas de clusterização onde pelo menos duas abordagens são possíveis: (i) agrupamentos de topologias com semelhanças, por exemplo, de grupos de geração e redes de transmissão geograficamente próximos e (ii) agrupamentos de cenários semelhantes, por exemplo, baseado em níveis de severidade baseados em carregamento e/ou perfis de tensão. Com

o advento de métodos e ferramentas robustas (por exemplo, paralelismo entre computadores) para produção de *clusters* de cenários semelhantes que visem à redução da quantidade de pontos de operação, análises de capacidade remanescente da rede de transmissão com abordagem CA poderiam ser realizadas futuramente.

Outra forma de permitir mais rapidez e robustez numérica seria a utilização de produção de equivalentes de redes para reduzir o escopo de análise, uma vez que eventuais congestionamentos de rede em uma região monitorada podem ocorrer a nível regional, não importando outras áreas do sistema. É importante salientar que a utilização de equivalentes de redes exige cautela na elaboração de casos reduzidos, para que as capacidades de resposta sistêmica de elementos e recursos disponíveis na rede não representados no equivalente tenham aderência à realidade.

A etapa de seleção de zonas de interesse possui extrema relevância, pois indica, em última análise, quais barramentos candidatos a receber geração adicional concorrem pelos mesmos recursos de transmissão. Entretanto, essa é uma etapa complexa porque demanda bastante tempo e pode acarretar subjetividade à análise, uma vez que frequentemente são realizadas análises com base em métricas heurísticas e normativas de segurança.

Foi constatado que métodos baseados na experiência de analistas e inspeções de fluxos em situações consideradas críticas são utilizados no cálculo de margens de transmissão, em virtude das dificuldades envolvidas na seleção de escolhas de zonas de interesse. Contudo, aprimoramentos associados à definição de escolhas das zonas de influência entre as barras do sistema elétrico também devem ser explorados, para mitigar tempos de análise e eventuais simplificações equivocadas.

Técnicas de clusterização de barramentos que possuem interdependência elétrica se mostraram minimamente eficazes na captura por barras “semelhantes” para uma primeira abordagem na definição de zonas de interesses a ser avaliada nos cálculos de margens de transmissão. Métodos baseados em matrizes de sensibilidade, quais sejam: jacobianas, baseadas em métricas de distâncias elétricas e fatores de variação de fluxo por deslocamento de geração podem ser utilizados para definir subáreas ou áreas de forma automática, incluindo a variação de vários pontos de operação diferentes, mesmo que em condições de contingência.

Compreende-se que este trabalho não esgotou todas as possibilidades de definição de zonas de interesse; apenas iniciou uma discussão que tem desdobramentos importantes no cálculo de margens de transmissão. Evidentemente, métodos mais

sofisticados que os utilizados neste trabalho devem ser investigados, com intuito de dar agilidade ao processo de cálculo e fornecer mais transparência em relação às técnicas baseadas na severidade de carregamentos e perfis de tensão utilizados.

A despeito da utilização de cenários de carga e geração realísticos, baseados em medições de porções da região Nordeste do Brasil, para verificar e atestar a metodologia proposta é importante também realizar uma avaliação que leve em consideração a produção de cenários de carga e geração a partir de séries históricas com abordagens probabilísticas, segundo a natureza estocástica dessas grandezas. Poderiam ser utilizadas abordagens baseadas em métodos de Monte Carlo, os quais são largamente difundidos e utilizados para obtenção de resultados numéricos para montagem dos cenários.

BIBLIOGRAFIA

1. OUR WORLD IN DATA. energy-production-and-changing-energy-sources. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources>>. Acesso em: 05 Janeiro 2018.
2. ALVES, F. R. D. M. et al. **Ferramenta Computacional para Automatização do Cálculo da Margem de Transmissão**. XIV SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. Recife: [s.n.]. 2018.
3. EPE, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 / Ministério de Minas e Energia**. MME/EPE. Brasília. 2018.
4. NREL. **The Relevance of Generation Interconnection Procedures to Feed-in Tariffs in the United States**. National Renewable Energy Laboratory. Denver. 2010. (NREL/SR-6A20-48987).
5. FERREIRA, R. D. S. **Improvements to transmission expansion planning and implementation: treating uncertainty in commercial operation dates and increasing auction efficiency**. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2018.
6. SINGHVI, V.; DEL ROSSO, A. **Increase transmission system utilization in systems with variable generation through risk based assessment**. IEEE PES Transmission and Distribution Conference & Exposition (T&D). Orlando: [s.n.]. Maio 2012.
7. AUDOMVONGSEREE , K.; YOKOYAMA , A. Consideration of an appropriate TTC by probabilistic approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, p. 375 - 383, Fevereiro 2004.
8. ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília. 2005.
9. TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2016.
10. WEC. **Global Energy Survey**. World Energy Council – Korn/Ferry. Londres. 2007.
11. TESTER, J. et al. **Sustainable Energy – Choosing Among Options**. Cambridge: MIT Press, 2005.
12. REN21. **Renewables Global Status Report**. Renewable Energy Policy Network for

the 21st Century. Paris. 2015.

13. NREL. **Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design**. National Renewable Energy Laboratory. Golden. 2010.
14. GERMANY moves away from renewables feed in tariffs. **Business Green**. Disponível em: <<https://www.businessgreen.com/bg/news/2464378/germany-moves-away-from-renewables-feed-in-tariffs>>. Acesso em: 27 dezembro 2018.
15. FEED in tariffs could be cut back from high take up of solar power. **The Guardian**. Disponível em: <<https://www.theguardian.com/australia-news/2018/mar/07/feed-in-tariffs-could-be-cut-back-from-high-take-up-of-solar-power>>. Acesso em: 27 dezembro 2018.
16. PV MAGAZINE. module-prices-have-decreased-by-up-to-25-so-far-this-year-trendforce-says/. Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2018/10/09/module-prices-have-decreased-by-up-to-25-so-far-this-year-trendforce-says/>>. Acesso em: 05 Janeiro 2019.
17. TEIXEIRA, T. P. **Modelagem da utilização de baterias em sistemas elétricos com alta inserção de geração eólica**. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2018.
18. ONS. **Boletim Mensal de Geração Eólica**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro. Setembro, 2018.
19. MIT. **The Future of Solar Energy - An interdisciplinary MIT study**. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge. 2015.
20. NERC. **Accommodating High Levels of Variable Generation**. North American Electric Reliability Corporation's. Princeton. 2009.
21. ONS. **Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro. Setembro, 2018.
22. IEA. **The Power of Transformation - Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems**. International Energy Agency. Paris. 2014.
23. EPE. **Avaliação da geração de usinas híbridas eólico fotovoltaicas – Proposta metodológica e estudos de caso**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2018.
24. ONS. **Procedimentos de Rede, Submódulo 3.6, Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**, 2016. Disponível em:

<<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 01 janeiro 2019.

25. MAURER, L. T. A.; BARROSO, L. A. **Electricity auctions – An overview of efficient practices**. Washington DC: World Bank, 2011.
26. GIZ. **Renewable Energy Auctions – Goal Oriented Policy Design**. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Bonn. 2015.
27. TOLMASQUIM, M. T.; CENERGIA. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.
28. ONS;EPE. **LEN A-4/2018: Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT E ICG**. Operador Nacional do Sistema Elétrico / Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro. 2017. (Nota Técnica ONS NT 0142/2017 / EPE-DEE-RE-091/2017).
29. IRENA;CEM. **Renewable Energy Auctions – A Guide to Design**. International Renewable Energy Agency e Clean Energy Ministerial. Masdar City. 2015.
30. CARPENTIER, J. Static Security Assessment and Control: a Short Survey. **Joint International Power Conference**, Atenas, v. 1, 1993.
31. MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
32. KUNDUR, et al. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, 19, 2004. 1387 - 1401.
33. FERC. **Open Access Same-Time Information System and Standards of Conduct**. Federal Energy Regulatory Commission. Washington, DC. 1996.
34. NERC. **Available Transfer Capability Definitions and Determination – A Framework for Determining Available Transfer Capabilities of the Interconnected Transmission Networks for a Commercially Viable Electricity Market**. North American Electric Reliability Council. [S.l.]. 1996.
35. ASSIS, T. M. L. **Cálculo da Capacidade de Transmissão Dinâmica em Sistemas de Potência através de Ferramentas Integradas e Sistemas Inteligentes**. Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. 2007.

36. KU LEUVEN. EI Fact sheet: The current electricity market design in Europe, 2015. Disponível em: <<https://set.kuleuven.be/ei/factsheets>>. Acesso em: 01 dezembro 2018.
37. KU LEUVEN. Cross-border electricity trading: towards flow-based market coupling, 2015. Disponível em: <<https://set.kuleuven.be/ei/factsheets>>. Acesso em: 01 dezembro 2018.
38. ELIA. Calculation methods. **Elia Grid International (EGI)**. Disponível em: <<http://www.elia.be/en/products-and-services/cross-border-mechanisms/transmission-capacity-at-borders/calculation-methods>>. Acesso em: 15 novembro 2018.
39. ENTSO-E. Net Transfer Capacities (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM). **European Network of Transmission System Operators for Electricity**. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_NTCusersinformation.pdf>. Acesso em: 10 novembro 2018.
40. EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/release/nota-da-epe-para-fechamento-da-cp33-e-projeto-de-lei-de-modernizacao-do-setor-eletrico>>. Acesso em: 15 novembro 2018.
41. ENTSO-E. Explanatory note DA FB CC methodology for Core CCR, for public consultation. **European Network of Transmission System Operators for Electricity**. Disponível em: <https://consultations.entsoe.eu/markets/core-da-dccm/user_uploads/explanatory-note-for-core-da-fb-cc-public-consultation_fv.pdf>. Acesso em: 01 outubro 2018.
42. ENTSO-E. Consultation_document_for_CWE_capacity_calculation_for_ID_timeframe. **Creos**. Disponível em: <https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/NEWS/pdf/2017/Consultation_document_for_CWE_capacity_calculation_for_ID_timeframe.pdf>. Acesso em: 20 novembro 2018.
43. NREL. **Wind and Solar Energy Curtailment: Experience and Practices in the United States**. National Renewable Energy Laboratory. Denver. 2014. (NREL/TP-6A20-60983).
44. AGORA. **The Integration Costs of Wind and Solar Power**. Agora Energiewende. Berlin. 2015.

45. NREL. **Reducing Wind Curtailment through Transmission Expansion in a Wind Vision Future**. National Renewable Energy Laboratory. Denver. 2017.
46. PAULSON INSTITUTE. **Going for gold - Championing Renewable Integration in Jing-Jin-Ji: Best practices from Germany and Texas**. The Paulson Institute. [S.l.]. 2016.
47. BIRD, L.; ET AL. Wind and solar energy curtailment: A review of international. **Renewable and Sustainable Energy Reviews** , v. 65, p. 577 - 586, Novembro 2016.
48. WIND EUROPE. **Transmission system operation with a large penetration of wind and other renewable electricity sources in electricity networks using innovative tools and integrated energy solutions (TWENTIES), Final Report**. European Commission's Directorate-General for Energy. [S.l.]. 2013.
49. MUNIZ, V. S.; ET AL. **Aplicação do fluxo de potência continuado e análise estática de contingências para determinação da margem de escoamento em regime permanente utilizando o programa anarede**. XXIV-SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Curitiba: [s.n.]. 2017.
50. GRANVILLE, S.; MELLO, J. C. O.; MELO, A. C. G. Application of interior point methods to power flow unsolvability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, p. 1096 - 1103, Maio 1996.
51. CEPEL. **Programa de Fluxo de Potência Ótimo – FLUPOT, Manual do usuário**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobrás. Rio de Janeiro. 2017.
52. WOOD, A.; WOLLEMBERG, B. **Power Generation Operation and Control**. 2. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 1996.
53. CONEJO, A. J.; ET AL. Transmission Network Cost Allocation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, p. 342 - 349, Fevereiro 2007.
54. CEPEL. **Programa de Análise de Redes – ANAREDE, Manual do usuário**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobrás. Rio de Janeiro. 2003.
55. BILLINTON, R.; ALLAN, R. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2. ed. New York: Plenum Press, 1996.
56. BOYD, S.; VANDENBERGHE, L. **Convex Optimization**. 1. ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2004.

57. GOUCHA, A. P. N. **Características de polítopos**. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra. Coimbra. 2016.
58. NORONHA, A. B.; RIBEIRO, J. F. F.; RIBEIRO, C. M. Programação de operações com restrições disjuntivas. **Jornal Brasileiro de gestão e produção**, v. 3, p. 204 - 219, 1996.
59. FERREIRA, R. D. S. **A MIXED-INTEGER LINEAR PROGRAMMING APPROACH TO THE AC OPTIMAL POWER FLOW IN DISTRIBUTION SYSTEMS**. [S.l.]. 2013.
60. GRIGG, C.; ET AL. IEEE reliability test system: A report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, p. 1010-1020, Agosto 1999.
61. ONS. leilaodenergiaA4-2018.aspx. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em: <<http://ons.org.br/Paginas/Noticias/20180207-leilaodenergiaA4-2018.aspx>>. Acesso em: 01 Outubro 2018.
62. ONS. **LEN A-4/2018: QUANTITATIVOS DA CAPACIDADE REMANESCENTE DO SIN PARA ESCOAMENTO DE GERAÇÃO PELA REDE BÁSICA, DIT E ICG**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro. 2018. (ONS NT 0016/2018).
63. LABPLAN/UFSC. **Sistema BDCConf – Volume I. Relatório Técnico**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2006.
64. ONS. **Procedimentos de rede, Submódulo 23.3, Diretrizes e critérios para estudos elétricos**, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 15 novembro 2018.
65. NERC. **Available Transfer Capability Definitions and Determination, A framework for determining available transfer capabilities of the interconnected transmission networks for a commercially viable electricity market prepared by TTC Task Force**. North American Electric Reliability Council. [S.l.]. 1996.
66. CHRISTIE, R. D.; WOLLENBERG, B. F.; WANGSTIEN, I. Transmission management in the deregulated environment. **Proceedings of the IEEE**, v. 88, p. 170 - 195, fevereiro 2000.
67. ENTSO-E. COMMISSION REGULATION (EU) 1222/2015 – Article 20: Introduction of flow-based capacity calculation methodology. **European Network of Transmission System Operators for Electricity**. Disponível em:

<https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/>. Acesso em: 12 novembro 2018.

68. GRIJALVA, S.; SAUER, P. W.; WEBER, J. D. Grijalva, S., Sauer, P. W., Weber, J. D., "Enhancement of linear ATC calculations by the incorporation of reactive power flows", *IEEE Trans Power System*, Vol. 18 (2), pp. 619–24, 2003. **IEEE Transactions Power System**, v. 18, p. 619 - 624, 2003.
69. KUMAR, A.; KUMAR, M. Available transfer capability determination using power transfer distribution factors. **International Journal of Information and Computer Security**, v. 3, p. 1035–1040, 2013.
70. PATEL, M.; GIRGIS, A. A. **Review of available transmission capability (ATC) calculation methods**. 2009 Power Systems Conference. Clemson: [s.n.]. 2009.
71. ASHWANIKUMAR; SRIVASTAVA, S. C. AC Power Distribution Factors for allocating power transactions in a deregulated market, v. 22, p. 42 - 43, Julho 2002.
72. ASHWANIKUMAR; SRIVASTAVA, S. C.; SINGH, S. N. ATC determination in a competitive electricity market using AC distribution factors. **Electric Power Components and Systems**, v. 32, p. 927-939, 2004.
73. MANJURE, D. P.; MAKRAM, E. B. Investigation of distribution factors for bilateral contract assessment. **Electric Power Systems Research** 66, v. 66, p. 205-214, 2003.
74. EJEBE, G. C.; ET AL. Available Transfer Capability Calculations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, p. 1521 - 1526, Novembro 1998.
75. LI, W.; , E. A. Available transfer capability calculation with static security constraints. **Proceedings of IEEE PES General Meeting**, v. 1, p. 310, 2003.
76. OU, Y.; SINGH, C. Assessment of available transfer capability and margins. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, p. 463 - 468, Agosto 2002.
77. HISKENS, I. A.; PAI, M. A.; SAUER, P. W. **Dynamic ATC**. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Conference Proceedings. Singapore: [s.n.]. 2000.
78. TUGLIE, E. D.; ET AL. A Static Optimization Approach to Assess Dynamic Available Transfer Capability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, p. 1069 - 1076, Agosto 2000.
79. WEI, Z.; ET AL. Probabilistic available transfer capability calculation considering static security constraints and uncertainties of electricity-gas integrated energy

- systems. **Applied Energy**, v. 167, p. 305 - 316, Abril 2016.
80. AUDOMVONGSEREE, K.; YOKOYAMA, A. Audomvongserree K, Yokoyama A. Consideration of an appropriate TTC by probabilistic approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, p. 375 - 383, Fevereiro 2004.
 81. ABHISHEK, G.; KUMAR,. **Optimal power flow based ATC calculation incorporating probabilistic nature of wind**. IEEE conference on Electrical Electronics and Computer Science. Bhopal: [s.n.]. 2016.
 82. BERIZZI, A.; ET AL. A Monte Carlo approach for TTC evaluation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, p. 735 - 743, Abril 2007.
 83. WANGDEE, ; ET AL. **Assessing transfer capability requirement for wind power generation using combined deterministic and probabilistic approach**. IEEE Power & Energy Society General Meeting. Calgary: [s.n.]. 2009. p. 1 - 8.
 84. LI, F.; ET AL. **Probabilistic assessment of interregional available transfer capability for renewable energy transactions**. International Conference on Electric utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Changsha: [s.n.]. 2015. p. 76 - 81.
 85. SINGHVI, V.; DEL ROSSO, A. **Increase transmission system utilization in systems with variable generation through risk based assessment**. Proceedings of the IEEE PES Transmission and Distribution Conference. Orlando: [s.n.]. 2012. p. 1 - 7.
 86. MOZAFARI, B.; ET AL. **A Comprehensive method for available transfer capability calculation in a deregulated power system**. IEEE International conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technology. Hong Kong: [s.n.]. 2004. p. 680 - 685.
 87. FARAHMAND, H.; ET AL. Hybrid mutation particle swarm optimization method for available transfer capability enhancement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, p. 240 - 249, Novembro 2012.
 88. ASSIS, T. M. L.; FALCAO, D. M.; TARANTO, G. N. Dynamic transmission capability calculation using integrated analysis tools and intelligent systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, p. 1760 - 1770, Novembro 2007.
 89. CANIZARES, C. A.; BERIZZI, A.; MARANNINO, P. **Using FACTS controllers to maximize available transfer capability**. Bulk Power System Dynamics and Control IV - Restructuring. Santorini: [s.n.]. 1998. p. 633–641.

90. MANIKANDAN, ; RAJA, S. C.; VENKATESH, P. Available Transfer Capability Enhancement with FACTS Devices in the Deregulated Electricity Market. **Journal of Electrical Engineering & Technology**, v. 6, p. 14 - 24, Janeiro 2011.
91. LUBIS, R. S.; HADI, S. P.; TUMIRAN. Using the UPFC and GUPFC Controllers to Maximize Available Transfer Capability (ATC). **International Journal of Information and Computation Technology**, v. 6, p. 374 - 393, Junho 2014.
92. EMAMI, H.; SADRI, J. A. Congestion management of transmission lines in the market environment. **International Research Journal of Applied and Basic Sciences**, v. 3, p. 2572 - 2580, 2012.
93. PILLAY, A.; KARTHIKEYAN, S. P.; KOTHARI, D. P. Congestion management in power systems – a review. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 70, p. 83 - 90, 2015.
94. KOTHARI, D. P.; DHILLON, J. S. **Power system optimization**. 2. ed. Longowal: Prentice Hall of India, 2011.
95. SARWAR, M.; SIDDIQUI, A. S. **Congestion management in deregulated electricity market using Distributed Generation**. Annual IEEE India Conference (INDICON). New Delhi: [s.n.]. 2015.
96. REDDY, S. S. Multi-Objective based congestion management using generation rescheduling and load shedding. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, p. 852 - 863, Maio 2016.
97. SAVAGAVE, N. G.; INAMDAR, H. P. Price area congestion management in radial system under de-regulated environment – a case study. **International Journal of Electrical Engineering & Technology r & Energy Systems**, vol. 70, pp. 83-90, 2015., v. 4, p. 100 - 108 , Janeiro 2013.
98. DEHNAVI, E.; ABBI, H. Determining optimal buses for implementing demand response as an effective congestion management method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, p. 1537 - 1544, Março 2017.
99. YOUSEFI, A.; ET AL. Congestion management using demand response and FACTS devices. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 37, p. 78 - 85, Janeiro 2012.
100. SINGH, D.; VERMA, K. S. **GA-based congestion management in deregulated power system using FACTS devices**. 2011 International Conference & Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues and Prospects for Asia (ICUE).

- Pattaya City: [s.n.]. 2011.
101. RAMIREZ, J. M.; GIOVANNI, M. A. **Alleviating congestion of an actual power system by genetic algorithms**. IEEE Power Engineering Society General Meeting. Denver: [s.n.]. 2004.
 102. CHANDA , S.; DE, A. **Application of particle swarm optimisation for relieving congestion in deregulated power system**. IEEE Recent Advances in Intelligent Computational Systems. Trivandrum: [s.n.]. 2011.
 103. PANIGRAHI , B. K.; RAVIKUMAR, P. V. Congestion management using adaptive bacterial foraging algorithm. **Energy Conversion and Management**, v. 50, p. 1202-1209, Maio 2009.
 104. AMOSA, M. K.; MAJOZI, T. GAMS supported optimization and predictability study of a multi-objective adsorption process with conflicting regions of optimal operating conditions. **Computers and Chemical Engineering**, v. 94, p. 354 - 361, Novembro 2016.
 105. THANGALAKSHMI, S.; VALSALAL,. Congestion management in restructured power systems with economic and technical considerations. **Asian Journal of Information Technology**, v. 15, p. 2079 - 2086, 2016.
 106. ETHERDEN, N.; ET AL. **The transparent hosting capacity approach overview, applications and developments**. 23rd International Conference on Electricity Distribution. Lyon: [s.n.]. 2015.
 107. BOLLEN, M.; CHEN, Y.; ETHERDEN, N. **Risk analysis of alternatives to N-1 reserves in the network**. 22nd International Conference on Electricity Distribution. Stockholm: [s.n.]. 2013.
 108. ETHERDEN, N.; BOLLEN, M. **Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources**. Proceedings of IEEE PES Trondheim PowerTech. Trondheim: [s.n.]. 2011.
 109. NURSEBO, S.; ET AL. Optimizing Wind Power Hosting Capacity of Distribution Systems Using Cost Benefit Analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, p. 1436 - 1445, Junho 2014.
 110. WIEST, P.; ET AL. **Dynamic curtailment method for renewable energy sources in distribution grid planning**. IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston: [s.n.]. 2016.

111. REVUELTA, J.; FERNANDEZ, J. C.; FERNANDEZ, J. L. **“Large scale integration of renewable energy sources in the Spanish power system. Curtailment and market issues.** Int. Conf. on the Energy Market. Florence: [s.n.]. 2011.
112. DURAN, H.; ARVANITIDES, H. Simplification for area security analysis: a new look at equivalence. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 91, p. 670 - 679, Março 1972.
113. OLIVEIRA, C. B. M. **Técnicas de simplificação de redes e otimização multiobjetivo para análise de variações de tensão em regime permanente provocados por parques eólicos integrados ao sistema elétrico.** Tese de Doutorado, UFRN. Natal. 2010.
114. GENERAL ELECTRIC. **Grid Stability Modeling in Hawaii What is it and why is it important?** GE Energy Consulting / Hawaii Natural Energy Institute. [S.l.]. 2016.
115. RAFIQ, M. N.; ET AL. **Average electrical distance-based bus clustering method for network equivalence.** 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP). San Antonio: [s.n.]. 2017.
116. CUFFE, P.; KEANE, A. Visualizing the Electrical Structure of Power Systems, v. 11, p. 1810 - 1821, 2017.
117. NREL. **Methodology for Clustering High-Resolution Spatiotemporal Solar Resource Data.** National Renewable Energy Laboratory. Denver. 2015.

APÊNDICE A

CÁLCULO DE MARGEM REMANESCENTE

– ESTADO DA ARTE

Revisão da literatura em ATC

A capacidade de transferência disponível de um sistema de transmissão (ATC) é uma medida de capacidade ociosa de um sistema em um dado instante de tempo e depende de um número de fatores, tais como: despacho de geração, nível de carga sistêmica, distribuição de carga, configuração da rede e os limites operacionais, com o intuito de realizar transferência de energia e/ou potência comprada ou vendida no mercado de energia elétrica entre áreas.

A capacidade total de transmissão (TTC) deve usada para prover serviços de transmissão reserva (ancilares), manter um nível de segurança adequado ao sistema e realizar transações de energia firme e não firme, para condições de emergência onde são necessárias transferência de potência entre áreas de sistemas interligados, daí a importância do cálculo de ATC.

No mercado americano, por exemplo, através de solicitação dos operadores de transmissão para atender a demandar, existe a possibilidade de ser ofertada energia no curto prazo, inclusive realizando a transação de energia entre submercados. Neste caso, os agentes detentores de concessão de transmissão devem assegurar altos níveis de confiabilidade ao sistema enquanto permitem a transação de diversos serviços de transmissão através de seus equipamentos e, para isso, devem estimar qual a margem de transmissão confiável que pode ser reservada para as transações energéticas.

O cálculo de ATC não é um tema novo, e foi bastante impulsionado pela necessidade de transações comerciais decorrentes da desverticalização ocorrida no setor elétrico de vários países. Ao longo de mais de 20 anos, as publicações em torno desse tema cresceram de forma expressiva. Por outro lado, muitas publicações tiveram como foco a avaliação de fontes convencionais, as quais possuem energia mais firme e previsível.

Adicionalmente, por definição, os cálculos de ATC disponíveis têm por objetivo estimar a capacidade de transferência de potência de um conjunto de instalações de transmissão para transações comerciais, especialmente as que envolvem países e

diferentes operadores num mesmo país. Isto implica que a maior parte das análises envolvidas e das publicações realizadas tem por foco a avaliação de linhas de transmissão de interligação, ou seja, limites de intercâmbio nos sistemas interligados, e não necessariamente conexões regionais.

O fato relatado, associado às características mencionadas das fontes convencionais, pode ajudar a explicar porque, independente da forma de cálculo de margem de transmissão, são escolhidos os piores cenários, aqueles considerados mais restritivos, sem se fazer uma análise exaustiva de mais pontos de operação que resultem em uma maior combinação de diferentes demandas, despachos e topologias de rede elétrica. Ou seja, uma análise de custo benefício computacional frente a resultados de análise de sistemas de potência pode ter levado a essa conclusão no passado, em detrimento de avaliações baseadas em custo de oportunidade e métricas de risco, as quais precisariam de amplo número de cenários adicionais aos considerados mais severos.

Diante do exposto anteriormente, é definido em [65] que a capacidade das redes de transmissão interconectadas com o objetivo de transferir energia de forma confiável, pode ser limitada pelas características físicas e elétricas dos sistemas, incluindo, mas não se limitando, às seguintes restrições:

- Limites térmicos de componentes elétricos como linhas de transmissão ou transformadores;
- Limites nos níveis de tensão e variação das tensões nas barras do sistema elétrico;
- Limites de estabilidade, que é a capacidade do sistema elétrico sobreviver a perturbações transitórias e atingir pontos de operação com desempenho adequado.

Em outras palavras, a capacidade total de transferência é a quantidade de energia elétrica que pode ser transferida através da rede de transmissão interconectada, de maneira confiável, sem que sejam violados os limites térmicos, de tensão e de estabilidade dinâmica.

Evidentemente, essas restrições são diretamente influenciadas pelos fluxos de potência que atravessam os elementos do sistema, os quais são originados pela combinação das injeções dos despachos da geração, da demanda e topologia ao longo de diversos pontos de operação. Por essa razão, a avaliação dos fluxos de potência é imprescindível no cálculo de margem de escoamento remanescente, sendo, não raras

vezes, o fenômeno elétrico mais restritivo, e, portanto, decisivo na definição das margens da rede de transmissão.

Em 1996, foram estabelecidas pelo *North American Electric Reliability Council* (NERC) diretrizes para o cálculo da capacidade de transmissão disponível de redes de transmissão interligadas com o intuito de subsidiar um mercado de energia elétrica de atacado viável, as quais começaram a ser observadas por alguns transmissores americanos e, posteriormente, europeus e servem como diretrizes para vários trabalhos publicados [65]:

- Deve produzir resultados comercialmente viáveis e fornecer uma indicação razoável e confiável das capacidades de transferência disponíveis para o mercado de energia elétrica;
- Deve representar de forma adequada e fiel as condições do fluxo de energia variante no tempo em toda a rede de transmissão interconectada, observando as injeções e fluxos simultâneos, incluindo os circuitos paralelos, e a segurança sistêmica;
- Deve acomodar incertezas razoáveis nas condições do sistema e fornecer flexibilidade operacional para garantir a operação segura da rede interconectada;
- Cálculos de ATC devem considerar a dependência de disponibilidade de margem nos pontos de injeção de potência, bem como as direções de transferência de potência e os pontos de extração de potência (consumo).

A literatura apresenta alguns trabalhos, no contexto do cálculo da capacidade de transmissão disponível, que podem ser divididos em três abordagens principais: métodos com abordagem determinística, com abordagem probabilística e aqueles que utilizam técnicas inteligentes. Também é possível haver alguma combinação de abordagem entre esses campos.

Dentre as técnicas matemáticas determinísticas utilizadas para o cálculo de capacidade de transmissão, destacam-se: métodos baseados em fluxo de potência CC, métodos baseados em fatores de distribuição de transferência de potência, sejam CC ou

CA¹⁸, e métodos baseados em fluxo de potência continuado, fluxo de potência repetitivo e fluxo de potência ótimo com restrições de segurança.

Técnicas baseadas em fatores de distribuição de transferência de potência CC podem fornecer sensibilidades e estimativas de ATC, pois são efetuados cálculos simples e rápidos, bem aderentes para tomadas de decisão em tempo real. Em [66], é relatada a vantagem de agilidade no uso de fatores de distribuição de transferência de potência CC para calcular o efeito de diversas possibilidades de transação de energia.

Na Europa, atualmente existe uma transição para cálculos de margem disponível em uma abordagem que leva em consideração os fluxos em mercado europeu acoplado para realizações de transações comerciais de energia, baseando-se em modelos probabilísticos de previsão de geração e carga, e análises de fluxo de potência CC que utilizam fatores de distribuição de transferência de potência CC para determinar valores seguros para a capacidade de transmissão remanescente da rede elétrica. Matrizes contendo os fatores de distribuição de transferência de potência representam a influência de possíveis trocas comerciais entre as zonas de ofertas nos fluxos de energia em diversas combinações de gerações consideradas, ao serem monitoradas contingências críticas que venham, em tempo real, ser mais restritivas que os fluxos previstos na programação da operação [67].

Evidentemente, os valores de ATC calculados utilizando modelos lineares de cálculo de fluxo de potência não são tão precisos quanto os que consideram os efeitos de potência reativa, sobretudo quando é preciso realizar análises de planejamento da expansão e da operação. Além disso, quando as relações X/R da rede de transmissão são baixas, as imprecisões aumentam.

Na referência [68] foi realizada uma tentativa de considerar nas análises de fluxo de potência CC uma parcela relativa à parte reativa do fluxo entre elementos do sistema, obtendo, assim, valores de margens mais realistas, embora ainda se mantivesse as demais características de análises utilizando fatores de distribuição de transferência de potência CC e fluxo de potência linear.

¹⁸ A utilização de fatores de distribuição de transferência de potência CA ou CC trazem agilidade, mas não levam em consideração determinadas mudanças de limites de equipamentos como *taps* de transformadores ou limites de geradores.

Segundo apresentado em [69], os fatores de distribuição de transferência de potência CA são calculados, baseando-se em uma análise de sensibilidade a partir do caso base, e utilizados para se verificar os limites de fluxo de linha durante a determinação de ATC. Contudo, cuidados devem ser tomados, pois como esses fatores são, na realidade, uma linearização em torno no ponto de operação, os resultados podem ser inexpressíveis quando considerados para diferentes pontos de operação no cálculo do ATC [70]. Em [71], [72] e [73] foram utilizados fatores de sensibilidade de distribuição de transferência de potência CA e os resultados se mostraram mais acurados que análises utilizando abordagem CC. Além disso, observou-se um bom custo benefício de esforço computacional quando comparado com simulações de fluxo de potência, fluxo de potência continuado e repetitivo.

Uma técnica bastante utilizada para o cálculo de ATC se baseia em fluxo de potência fluxo de potência repetitivo, incluindo o fluxo de potência continuado. Na referência [74] incorporou-se no cálculo do ATC os efeitos dos fluxos de energia reativa, limites de colapso de tensão e limites de carregamento térmico dos equipamentos. Há um esquema de celeridade da solução do método de Newton, através de refatoração da matriz Jacobiana a cada iteração, chamada de localização adaptativa (barras nas quais suas variáveis de estados sofrem mudanças significativas). Este ação aumenta a velocidade no processamento de um grande número de contingências para determinar o ATC em cada transferência especificada. Contudo, o cálculo da matriz Jacobiana gera um esforço computacional considerável.

Técnicas baseadas em algoritmos de fluxo de potência ótimo com restrições de segurança são bastante utilizadas. Geralmente, esses métodos possuem um grande esforço computacional de modo que seria inviável sua implementação em tempo real [70]. Contudo, podem ter grande potencial para uso *off-line* e automação de processos visando um maior ganho nas análises dos resultados.

A referência [75] alerta que o cálculo de ATC a partir de métodos baseados em fluxo de potência continuado pode resultar em valores bem conservativos, uma vez que o crescimento do fator de carregamento se dá ao longo de uma direção, sem que seja considerado o efeito dos controles durante esse processo. Ou seja, surge uma oportunidade adicional na utilização de otimização para cálculo de ATC. Nesta

publicação, utilizou-se a técnica de Decomposição de Benders¹⁹ para que se pudesse resolver os problemas de otimização de forma independente e que se extraísse vantagens das tecnologias de processamento paralelo, agregando eficiência ao processo. A função objetivo estabelecida visou maximizar o somatório de um conjunto de gerações de determinada área, enquanto uma carga localizada na área receptora é igualmente aumentada.

Em [76] foi realizada uma avaliação entre diferentes métodos de cálculo de margens remanescentes da rede elétrica. Foi relatado que o fluxo de potência repetitivo tem algumas vantagens em relação ao fluxo de potência ótimo com restrições de segurança, dentre as quais é possível citar: curvas PQ e PV²⁰ como ferramentas de análise para estudos de estabilidade e o ajuste das variáveis de controle é mais simples. Em relação ao fluxo de potência continuado, o fluxo de potência repetitivo possui uma implementação mais trivial e o tempo de convergência é menor. Além disso, é mencionado que o cálculo do ATC através de algoritmos baseados no fluxo de potência ótimo com restrições de segurança seria mais adequados à maximização de transferência de potência entre duas áreas que possuem suas gerações centralmente despachadas, o que não ocorre em mercados descentralizados. A formulação da função objetivo do problema de otimização foi semelhante àquela especificada em [75]. Contudo, a abordagem probabilística na definição da margem remanescente ganha destaque, pois diversos cenários com diferentes valores de carga obtidos através de simulações Monte Carlo são obtidos e associados às simulações de ATC, onde os valores mais restritivos são tomados em um processo iterativo.

É importante ressaltar as avaliações de ATC que levam em consideração não apenas pontos de operação estáticos, mas que também buscam realizar uma análise dinâmica. É o que se chama na literatura de ATC Dinâmico. Calcular a capacidade de transmissão com foco apenas na análise estática pode levar a resultados mais otimistas e não aderentes à realidade operativa, sobretudo para o cálculo de capacidade de transferência de potência em troncos de interligação entre subsistemas.

¹⁹ Decomposição de Benders é uma técnica de programação matemática que permite a resolução de problemas de programação linear de grande porte através da divisão do problema em partes.

²⁰ Curvas PQ e PV são métodos baseados em conjuntos de gráficos usados para estudar instabilidade de tensão. A inspeção dessas curvas permite inferir aspectos importantes do comportamento sistêmico após uma perturbação.

Em [77] foi destacada a importância em considerar não só as avaliações estáticas pré e pós-contingências, mas avaliar também a segurança sistêmica na mudança de estado pós-perturbações. Além disso, ressalta que é fundamental o desenvolvimento e utilização de algoritmos de soluções ágeis, que levem em consideração aspectos de segurança estáticos e dinâmicos, para aplicações em tempo real.

No processo de cálculo de ATC proposto em [78], um algoritmo de otimização que envolve a consideração de restrições de naturezas estáticas e dinâmicas é executado de forma integrada.

Segundo [79], métodos determinísticos para o cálculo de ATC são tipicamente baseados no caso mais severo, são conservadores e cautelosos em demasia, levando ao uso ineficiente da malha de transmissão. Por outro lado, métodos com vieses probabilísticos podem avaliar a natureza probabilística em torno do cálculo do ATC e, assim, ser determinado um intervalo de confiança que avalie o risco de transferência de potência entre mercados de energia elétrica. Contudo, para que a avaliação probabilística não seja muito otimista, todas as condições de contorno do problema e as restrições de segurança devem ser levadas em consideração.

Uma abordagem probabilística para o cálculo da capacidade total de transmissão (TTC) foi proposta em [80], impactando diretamente na margem de transmissão disponível, com o intuito de fazer um uso ótimo da rede elétrica, evitando definições de margem remanescente demasiadamente severa. Para isso, é utilizado um processo de resolução em duas etapas: predição e cálculo. A etapa de predição usa um conceito de estimação linear para identificar uma restrição ativa que limita a potência que pode ser transferida. Por outro lado, a etapa de cálculo utiliza a informação de restrição avaliada na primeira etapa para solucionar essa restrição na resolução do fluxo de potência. As possíveis contingências são obtidas através de simulações Monte Carlo, onde são associadas a uma probabilidade de ocorrência e, assim é obtida uma função de densidade de probabilidade, a qual foi levantada de vários montantes máximos de transferência obtidos em cada cenário, levando-se em consideração inclusive as restrições de estabilidade. Os resultados mostram que uma análise determinística de ATC pode ser muito conservativa. Para isso é proposta uma análise de custo-benefício: baseadas no nível de risco esperado de e numa análise de valor ótimo de potência máxima de transferência a partir de custos de expansão e operação versus a probabilidade de risco de rejeição de geração. A partir de determinado valor, a

probabilidade de rejeição é alta (custos elevados) e os retornos financeiros são reduzidos baixo.

A referência [81] propõe uma abordagem de cálculo de ATC através de algoritmo de fluxo de potência ótimo incorporando no despacho de geração eólica a variabilidade inerente à característica eólica. O perfil de vento foi modelado através de curvas de Weibull e, através de simulações Monte Carlo, valores de velocidade de vento foram obtidos e as potências associadas calculadas. Abordagem semelhante é encontrada em [82], com o foco no cálculo da capacidade total de transmissão (TTC). Desta forma, para diferentes valores de potência eólica injetada no sistema, foram obtidos valores diferentes de ATC ao longo das simulações.

A referência [83] propõe o cálculo de ATC utilizando uma combinação de enfoque determinístico e probabilístico. Alerta também que a probabilidade de plantas eólicas gerarem em sua capacidade máxima instalada é bastante baixa e essa circunstância pode ou não ocorrer durante a maior demanda por transferência de energia para transações comerciais. Assim, determinar que a capacidade firme de transmissão seja considerada com máxima capacidade instalada da geração eólica provavelmente resultará em uso ineficiente da malha de transmissão. Foram realizadas abordagens baseadas em análises econômicas e de confiabilidade para avaliar o benefício de aumento da capacidade remanescente, considerando a variabilidade do recurso eólico e mantendo a segurança sistêmica em níveis aceitáveis.

Uma avaliação da margem de transmissão disponível para transações energéticas de fontes renováveis é realizada em [84], a partir de uma combinação de técnicas utilizando fatores de sensibilidade e otimização, tendo por pano de fundo uma abordagem probabilística na geração de cenários. A consideração de sensibilidade para avaliar as restrições em cenários sem mudança de rede diminui o escopo de análise, acelerando o processo de cálculo. Os resultados mostram que considerar a correlação de potência eólica torna os resultados mais precisos e menos conservativos.

Em [85] é proposto um aumento do uso da rede de transmissão com geração variável através de uma avaliação de risco. Além disso, é realizada uma revisão bibliográfica que apresenta como um dos resultados a lacuna nas diretrizes para tratar as fontes alternativas, a despeito de suas particularidades, nos documentos normativos emitidos pelos transmissores para o cálculo de ATC. Nesta referência, foram gerados de potência de geração eólica por previsão de vento (através processo Monte Carlo e explorando a correlação entre os perfis de geração de diferentes parques), estabelecidos

os casos bases de fluxo de potência, computados os valores da máxima transferência possível utilizando fatores de distribuição de transferência de potência linear e, por fim, realizada uma avaliação de risco da capacidade total de transmissão baseada em uma função de densidade cumulativa de probabilidades. O trabalho, de forma similar a outros já apresentados, conclui reforçando a importância de avaliar a variabilidade de fontes renováveis no cálculo de margens remanescentes, para que seja feito um uso ótimo da rede de transmissão, o que geralmente não ocorre quando é definida a margem com o caso considerado mais severo, o qual tem baixa probabilidade de ocorrência.

Algumas propostas de aplicações de técnicas de inteligência artificial para o cálculo de ATC também foram realizadas tais como Lógica Fuzzy, Redes Neurais e Algoritmos Genéticos. Essas abordagens são interessantes, pois permitem, com o auxílio de informações de caráter heurístico, detectar situações indesejáveis de operação e promover soluções através de atuações assertivas na rede elétrica.

Algoritmos genéticos são baseados nos mecanismos de seleção natural. Eles produzem soluções de alta qualidade porque são independentes da escolha das configurações iniciais. Além disso, eles são computacionalmente simples e fáceis de programar. Em [86] é sugerida uma abordagem que utiliza algoritmo genético como ferramenta auxiliar no cálculo do ATC. A formulação do problema utiliza técnicas de otimização e a função objetivo é maximizar a geração na área de produção em conjunto com o consumo da área receptora, além de tentar minimizar o custo de geração.

A referência [87], por sua vez, sugere que o cálculo de ATC pode ser feito a partir de uma abordagem com metodologia de otimização por “particle swarm” para resolução de problema de características não lineares. Uma das vantagens desse método é a capacidade das partículas de “trocarem” informações entre elas. Além disso, propõe soluções para instalações de equipamentos FACT (*Flexible AC Transmission Systems*) na rede elétrica de forma otimizada, de forma a expandir a margem remanescente da rede. Embora neste trabalho o método de abordagem por PS seja padrão, um novo operador de mutação é proposto, sendo constituído por uma evolução do método. O método híbrido proposto combina a lógica *fuzzy* e o Processo Hierarquico Analítico (AHP) ²¹ para modelar a priorização de cada objetivo do problema, auxiliando na convergência do processo.

²¹ Processo de classificação baseado em comparações par a par de um conjunto de alternativas.

Em [88] é proposta uma metodologia para calcular a capacidade de transmissão sob o ponto de vista estático e dinâmico. A avaliação estática é feita de forma iterativa através de duas etapas: (i) resolução de fluxo de potência ótimo e (ii) avaliação de estabilidade dinâmica. Neste trabalho é adotado um sistema inteligente que utiliza técnicas de despacho de potência ativa em conjunto com um sistema de inferência *fuzzy* (através de índices de controle como insumos para posterior atuação), gerando pontos de operação com melhor desempenho dinâmico e produzindo novas restrições à ferramenta de otimização, com o intuito de superar eventuais violações de rede no cálculo do ATC.

Um dos primeiros trabalhos na literatura a propor uma disposição ótima de equipamentos FACT no sistema elétrico foi a referência [89]. Para atingir esse objetivo, foi utilizada uma análise de sensibilidade de segunda ordem, neste caso, especificamente, SVC (*Static Variable Compensator*) e TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensator*) foram a referência. Na avaliação realizada, foram utilizados limites estáticos e a formulação padrão de limites de estabilidade de tensão para alcançar os resultados. O objetivo da referência [90] foi semelhante, porém a alocação ótima de FACT no sistema levou em consideração avaliações de custo de diferentes proposições de tecnologias FACT frente ao benefício de maximização de ATC. Além disso, cálculo de ATC pode ser feito a partir de uma abordagem com metodologia de otimização por “*particle swarm*”.

A utilização de controladores de fluxo unificados e generalizados (UPFC – *Unified Power Flow Controller* e GUPFC – *Generalized Unified Power Flow Controller*) para maximizar a margem disponível foi proposta em [91]. São avaliados os efeitos de equipamentos FACT, usados em compensação série ou shunt, na margem remanescente da rede de transmissão, utilizando modelos apropriados de controladores UPFC e GUPFC. Baseado em conceitos básicos de estabilidade de tensão, fundamentados pela teoria da bifurcação²², fluxo de potência continuado e análise de sensibilidade do fator de carregamento do sistema, e avaliando contingências na rede, visando um ótimo desempenho sistêmico, são determinadas localizações adequadas para esses equipamentos na rede. Uma das maiores vantagens dos métodos é o desempenho

²² Esse método busca, através de algoritmo rápido, os pontos críticos do sistema a partir do qual há perda de estabilidade.

computacional, pois através dos fatores de sensibilidade, os pontos críticos, e as respectivas contingências associadas, do sistema para cálculo de ATC através de um fluxo de potência continuado ou ótimo são pré-selecionados, sem a necessidade de avaliar todas as contingências e/ou carregamentos.

Revisão da literatura em CM

Na literatura foram encontrados trabalhos em torno de um tema conhecido como gestão do congestionamento (do inglês, *Congestion Management* - CM). Este tema aborda atuações ativas para aumento das margens e intervenções no sistema elétrico, utilizando os recursos da rede existente ou propondo equipamentos adicionais, com o objetivo de ser realizado um uso ótimo da rede de transmissão para operar em regiões eletricamente seguras, como foi proposto em vários trabalhos já mencionados.

O congestionamento de redes de transmissão é um das situações críticas para os tomadores de decisão no despacho de geração em mercados descentralizados e, por isso, é um tema que está intimamente ligado a desenho de mercado de energia e custos associados à operação de mercados com restrições de transmissão e, portanto, é correlato ao cálculo de margens de transmissão.

O congestionamento de redes elétricas é definido em [92] como uma situação na qual a demanda por capacidade de transmissão excede os recursos disponíveis da malha de transmissão, o que pode levar a uma violação dos limites de segurança da rede, sendo limites térmicos e/ou de estabilidade de tensão para sistemas íntegros ou degradados. Esse congestionamento é resultado de fluxos de energia na rede e pode ocorrer em qualquer trecho de um sistema interconectado. É, portanto, uma questão relacionada ao que ocorre fisicamente com os elementos da rede e não tem o mesmo significado com a capacidade comercial da rede (ou seja, *Net Transfer Capacities* – NTC). Caso haja mais demanda por capacidade de transmissão, para uma dada rede elétrica, que a comercialmente disponível, essa rede é tratada como congestionada, significando que nenhuma energia adicional pode ser transferida através dela e o operador deve lidar com essa situação de acordo com suas restrições e com as regras de mercado vigentes.

Na Europa, de acordo com [92], as capacidades comerciais calculadas para a rede de transmissão são as bases para a gestão europeia de congestionamentos. As capacidades comerciais são calculadas utilizando os mesmos princípios em todos os países pertencentes à União Europeia, Noruega e Suíça, embora não haja um sistema

comum de gestão de congestionamentos entre os países. Os NTC são calculados para cada fronteira de interligação, de forma independente, por ambos operadores envolvidos, e a menor das duas capacidades é disponibilizada publicamente. Os NTC são publicados duas vezes por ano (inverno e verão) e servem como índice, enviando um sinal aos participantes do mercado sobre as limitações físicas da rede. No entanto, deve-se ter cuidado ao interpretá-los, pois as diferenças entre os NTC previstos e os ATC comercialmente disponíveis podem ser significativas.

Uma revisão da gestão do congestionamento de redes de transmissão é realizada em [93]. Essa referência define CM como sendo uma ferramenta que faz um uso ótimo do sistema de potência disponível sem violar as restrições de rede e se relaciona com a prevenção e alívio de congestionamento de redes de transmissão. Um programa não linear envolvendo multivariáveis que poderia ser resolvido utilizando algoritmos de otimização também é uma definição possível para CM [94] .

A referência [93] aponta para dois tipos de CM: aqueles com custo e aqueles sem custo. O primeiro se refere aos recursos à disposição do operador de transmissão, tais como: alterações na topologia de rede, nos *taps* de transformadores, atuação em dispositivos convencionais de compensação (por exemplo, transformadores defasadores e bancos de shunt ou série) e utilização de equipamentos FACT. Esses recursos não envolvem as companhias de geração e distribuição. As ações que podem envolver custos adicionais estão relacionadas à redespacho de geração e corte de carga.

Alguns métodos para a gestão do congestionamento de redes foram expostos em [93] e [94], com algumas diferenças de abordagem, porém são sintetizados nesse trabalho com as seguintes classificações: métodos baseados em mercado de energia, métodos de otimização convencionais e técnicas de otimização inteligentes. Cada um desses métodos possuem vantagens e desvantagens e devem ser utilizados conforme a aplicação. Também foi apresentada uma revisão sobre a gestão da resposta da demanda e o CM em mercados híbridos.

- Os métodos baseados em mercado de energia podem ser apresentados como:

Métodos de preços nodais: refletem a variação temporal e espacial do preço da energia entre os nós da rede elétrica. O custo marginal de fornecer o próximo incremento de energia em um barramento é conhecido como preço marginal locacional. Em [95] é proposta uma CM baseada na alocação ótima de geração distribuída e em

esquemas de preço marginal locacional, para aliviar congestionamento de rede e minimizar custos de geração.

Métodos de redespacho de geração: para evitar violações de limites de rede, geradores selecionados devem ser redespachados. Uma nova abordagem de CM com base em múltiplos objetivos, através de redespacho de geração e rejeição de carga, com modelagem de carga dependente da tensão é apresentada em [96].

Métodos por preço de área: é um sistema de gestão de preços entre áreas excedentes e deficitárias de geração em uma transação de energia para evitar excedente de carregamento nas linhas de transmissão acima do suportável [97].

Métodos por resposta da demanda: fornecem aos consumidores a oportunidade de participar do mercado de energia através de incentivos financeiros para alteração de consumo com o intuito de aliviar o sistema elétrico. A referência [98] propõe um novo procedimento para implementação otimizada de um Programa de Resposta da Demanda (do inglês, *Demand Response Programs – DRP*) baseado em fatores de distribuição por transferência de potência, cálculo de ATC e fluxo de potência ótimo linear dinâmico. Além disso, os barramentos ótimos e os períodos mais adequados para a implementação de DRP são determinados. Pelo método proposto, o congestionamento é reduzido, os valores de ATC são aumentados significativamente e, conseqüentemente, a confiabilidade do sistema é melhorada.

- Alguns métodos convencionais são destacados a seguir:

Gestão de congestionamento por ATC: determinar e maximizar a capacidade de transmissão remanescente e evitar condições de operações inseguras. Métodos de CM preventivos são baseados nas capacidades de transmissão contratadas e nas capacidades de transferência disponíveis (ATC) [93].

Dispositivos FACT: utilização desses equipamentos para fazer um uso ótimo da rede de transmissão e evitar restrições. Bastante abordado na literatura para ajudar na maximização de ATC. No caso da referência [99], em um ambiente de mercado reestruturado, utilizou-se uma combinação entre dispositivos (DRP) e equipamentos (FACT). O processo é efetuado em dois passos são efetuados. O primeiro passo realiza um atendimento entre a demanda e a geração, baseada na maximização do bem estar social, e restrições de rede são geradas. O segundo, utilizando uma técnica de otimização inteira mista, toma as restrições de rede da primeira etapa e realiza um

redespacho de geração no qual as respostas de demanda e os controles dos FACT são otimamente coordenados com geradores convencionais.

- Alguns métodos inteligentes são destacados a seguir:

As técnicas de otimização mais utilizadas incluem: Algoritmo Genético (GA), Otimização de Enxame de Partículas (do inglês, *Particle Swarm Optimization* – PSO), Algoritmo de Forrageamento Bacteriano e algumas outras estratégias evolutivas. Em vários trabalhos, algoritmos inteligentes se mostram como ferramentas de fácil implementação. Além disso, como, às vezes, as funções objetivos possuem múltiplos critérios a ser resolvidos, os problemas são transformados em um único objetivo na otimização, o qual é definido como a soma de múltiplos critérios individuais. Evidentemente, algumas outras técnicas, além das listadas nesta pesquisa, existem e foram propostas.

Algoritmo Genético (GA): utilizado em conjunto com FACT ou técnicas de redespacho de geração como ferramentas de otimização úteis capazes de aliviar o congestionamento e minimizar os custos do sistema [100]. Em [101] foi utilizado o conceito de cromossomos para alívio de congestão de redes.

Algoritmo de Enxame de Partículas: é um método eficiente de otimização. É inspirado nos comportamentos dos organismos. "*Swarm*" representa um grupo de partículas. Em [102] as restrições de rede são aliviadas através de com uma otimização resolvida pelo método em destaque, o qual busca redespachar os geradores de forma que os fluxos de linha individuais sejam reduzidos a um nível desejado, não excedendo seus limites de capacidade de carga, a partir de uma "taxa de gestão de congestionamento", sem corte de carga e instalação de dispositivos FACT.

Algoritmo de Forrageamento Bacteriano: esse método se baseia no conceito de sobrevivência do mais apto em qualquer processo evolutivo [103]. Nesta referência, foram mencionadas quatro etapas de sobrevivência e, em combinação com outros métodos, são propostas soluções para gestão do congestionamento de redes.

Sistemas gerais de modelagem algébricas: é considerado um sistema de modelagem de alto nível para programação e otimização matemática usado para aplicações complexas de modelagem em grande escala, envolvendo problemas de otimização linear, não linear e inteiro misto [104]. Um modelo baseado em programação estocástica é desenvolvido em [105] com o esquema de computação em

nuvem para gerenciamento eficaz do lado da demanda (*Demand-Side Management – DSM*) em redes inteligentes.

Algoritmos de colônias de abelhas artificiais (do inglês, *Artificial Bee Colony – ABC*) e buscas por cardumes (do inglês, *Fish Swarm Optimization – FSO*): são outras técnicas baseadas em enxames. Em [105] esses métodos foram utilizados para mensurar o custo do redespacho de geração com diferentes restrições econômicas e de qualidade de tensão. Há um compromisso entre custo de redespacho e desvio de tensão após perturbações, que baliza a busca por um custo ótimo visando um perfil de tensões adequados. É feita uma análise comparativa com o PSO, de modo que os métodos em destaque se mostraram mais eficientes.

A referência [93] chama a atenção para um fato expressivo nos últimos anos. Trata-se da inserção cada vez maior de fontes renováveis no sistema elétrico. A despeito da relevância dessas fontes na matriz energética mundial, elas acarretam uma série de desafios à operação, especialmente o controle nos fluxos de potência e instabilidade de tensão. Para superar esses desafios, e realizar uma gestão de congestionamentos de redes adequada, uma série de métodos convencionais tem sido utilizada pelos operadores e apresentados nessa dissertação.

Revisão da literatura em HC

O termo capacidade de hospedagem tem sido abordado na literatura como métodos matemáticos para quantificar o montante de geração que pode se conectar a rede elétrica, utilizando premissas e critérios de forma transparente, baseando-se em limites e indicadores de desempenho definidos previamente. Evidentemente, a escolha desses indicadores e as restrições eletro-energéticas da rede elétrica impactam fortemente na definição da capacidade de geração que pode ser conectada no sistema elétrico. Em última análise, uma rede elétrica com capacidade de hospedagem infinita, poderia acomodar uma quantidade ilimitada de geração, sem que houvesse restrição de quaisquer grandezas elétricas ou energéticas [106].

Essa abordagem foi inicialmente proposta por empresas ligadas ao negócio de geração distribuída [107] e tem sido desenvolvida por inúmeros autores. De acordo com [106], as aplicações mais relevantes do cálculo de capacidade de hospedagem de redes elétricas tem se realizado na Europa e, em particular, na regulação desenvolvida em número razoável de países Europeus.

Os métodos de planejamento existentes consideram a conexão de parques geradores de forma individual para habilitar sua conexão à rede elétrica, incluindo as instalações de grandes consumidores, crescimento da carga ao longo do período e demais geradores, mas sem quantificar de forma específica a margem disponível no sistema para tal acesso e sem a transparência necessária nas avaliações realizadas, com o intuito de abrir uma discussão com os atores do setor elétrico [106]. Além disso, nessas análises são necessárias avaliações da coincidência temporal da carga e geração o que, nos estudos clássicos de planejamento, tipicamente não é simulado.

Para definir a capacidade de hospedagem de uma rede elétrica ou, em outras palavras, o montante de geração que pode ser conectado na mesma, é imprescindível que se defina indicadores de desempenho e/ou restrições, mesmo que se chegue à conclusão de utilizar indicadores já definidos em normativos de operação, pois, agindo desta forma, há um panorama favorável e transparente à definição de cálculo de margens da rede de transmissão para acomodar a geração. De modo expedito, um modo possível de abordar a quantificação da capacidade de hospedagem possui os seguintes passos [106]:

- a. Escolher um ou mais fenômenos e definir os indicadores de desempenho da rede avaliada e/ou restrições eletro energéticas;
- b. Determinar limites ajustáveis;
- c. Calcular o(s) índice(s) de desempenho da rede elétrica em função da capacidade de geração alocada;
- d. Obter a capacidade de hospedagem;

Os índices ou indicadores de desempenho incluem aqueles ligados diretamente à qualidade de energia elétrica e confiabilidade, mas também os indiretos, como a maior corrente através de um transformador ou conjunto de linhas de transmissão e a probabilidade de operação indesejada de um relé de proteção, por exemplo. A escolha dos índices de desempenho, conforme mencionado anteriormente, influencia de forma significativa no montante de geração máximo que pode ser conectado no sistema elétrico.

Como resultado da abordagem em destaque, tem-se um valor de capacidade de hospedagem para cada fenômeno (magnitude de tensão, carregamento dos equipamentos, atuação indevida da proteção, injeção de harmônicos) e/ou cada índice de desempenho (número de interrupções, duração de interrupções). O menor desses valores, ou o mais restritivo deles, determinará a quantidade de geração adicional que

pode ser conectada à rede elétrica sem que investimentos adicionais no âmbito do planejamento sejam necessários.

Evidentemente, a capacidade de hospedagem pode ser expandida à medida que investimentos na rede de transmissão são realizados e/ou risco são aceitos pelas partes envolvidas, permitindo a entrada de mais parques geradores no sistema elétrico. Ou seja, discussões no âmbito da realização de maiores ou menores investimentos versus o risco inerente aos geradores de não conseguir escoar parte da geração são necessários para que haja um consenso entre os atores do setor elétrico e a sociedade, de modo que se tenha confiabilidade e garantia para o sistema elétrico da disponibilidade de geração efetiva e conhecimento dos riscos pertinentes de rejeição de geração, sendo imprescindível a precificação de todas as variáveis do processo para essa avaliação.

Um conceito abordado por [106] trata do coeficiente de rejeição de geração, o qual pode ser usado como índice balizador para avaliar o custo benefício de se aumentar o valor de capacidade instalada de geração adicional.

Em [107] avalia-se a capacidade de hospedagem de uma rede de 130kV, realizando análises de vários cenários de operação, utilizando o critério N-1 com a presença massiva de fontes eólicas. Adicionalmente, adotou-se o valor de capacidade de hospedagem do cenário mais restritivo observado, avaliando sistemas com e sem esquema especial de proteção. Observou-se que a capacidade de hospedagem da rede com esquema especial de proteção nas linhas de conexão dos parques eólicos aumentou sensivelmente, de maneira que investir em proteção, para esse caso, é mais efetivo que investir em transmissão. Além disso, foi mostrado que o uso de equipamentos do tipo *Dynamic Line Ratings* (DLR) é interessante do ponto de vista de diminuir a rejeição de geração, dado que as restrições de carregamento das linhas de transmissão podem ser mais relaxadas, ou o limite de carregamento das linhas de transmissão aumentado, em momentos nos quais os parques eólicos estariam gerando mais energia elétrica.

A combinação desses elementos, entre outros, pode aumentar a margem de transmissão, sem a presença dos mesmos, sensivelmente. Nesta referência foram explorados cenários sem corte de geração, e com possibilidade de rejeição de geração escolhendo um entre os seguintes métodos para corte de geração: o uso de supervisão local, esquema especial de proteção, supervisão de rede e DLR. A diferença entre os métodos é a percepção de risco para a rede e consumidores versus geradores de energia elétrica.

A referência [107] alerta que existe um custo benefício de se assumir um aumento para o mesmo ponto de conexão de capacidade de hospedagem de geração, pois a partir de determinado valor de capacidade instalada, economicamente, passa a ser menos atrativo para os proprietários instalar mais parques eólicos, pois o risco passa a ser mais dos geradores que dos operadores, uma vez que a energia adicional que causaria sobrecarga é rejeitada, devido ao aumento de capacidade instalada, o investimento em geração passa a ser não efetivo, enquanto que os operadores conseguem manter a confiabilidade do sistema em níveis aceitáveis.

Assumir valores maiores para capacidade de hospedagem da rede de transmissão implica em maiores riscos para os operadores de rede (restrições elétricas e investimentos futuros) e para os usuários da rede (risco de diminuição de confiabilidade devido a interrupções de natureza elétrica e risco de elevação de tarifas através de investimentos futuros). Por outro lado, assumir uma maior capacidade de hospedagem para um sistema elétrico é vantajoso para agentes detentores de geração (mais capacidade instalada disponível para a mesma conexão), para a sociedade como um todo (mais energia disponível para atendimento ao consumo, sobretudo advindo de fontes renováveis) e para os agentes detentores de linhas de transmissão (caso se receba por fluxo passante e não puramente por custo de capital e operação e manutenção) [52].

A referência [108] sinaliza que o cálculo de capacidade de hospedagem da rede elétrica é recomendado por reguladores de energia e operadores de rede europeus como um modo de quantificar o desempenho da rede elétrica futura, “a rede inteligente”. Adicionalmente, foi realizado um estudo de caso em um sistema de com despacho horário de geração e carga estratificados no tempo, realizado para 2 anos. Neste estudo, quatro tipos diferentes de plantas adicionais ao caso base foram avaliados, mantendo-se as devidas peculiaridades de cada uma: biomassas, hidráulicas, eólicas e solares.

Um fato interessante levantado em [108] é que a coincidência da produção máxima de plantas solares e eólicas na rede avaliada é um evento relativamente raro, de modo que a superposição das capacidades instaladas para eventuais rejeições de geração não é um evento frequente. Para cada hora durante os 2 anos de séries temporais, um cálculo de fluxo de potência foi realizado e armazenado os valores de tensão nas barras e calculados os índices de carregamentos nos circuitos a partir da razão entre os limites de carregamento fixo ou dinâmicos (conhecidos através de cálculos dos medidores inteligentes a partir de leituras de temperatura, vento e irradiação solar).

O estudo apresentado mostrou que os elementos limitantes de capacidade de hospedagem da rede de transmissão avaliada eram os transformadores de potência. Além disso, os resultados mostraram que, embora a capacidade instalada de geração do sistema elétrico em determinado nó possa aumentar com as fontes intermitentes, a produção total de energia pode cair drasticamente a depender da disponibilidade da fonte.

Outro resultado interessante ressaltado em [108] é o aumento de capacidade de hospedagem da rede de transmissão devido à corte de geração assumido para determinados cenários. Neste caso, simulou-se rejeição de geração para 2% e 5% do tempo. Adicionalmente, observou-se que a partir de determinado percentual de aumento de capacidade de hospedagem, frente à energia produzida, torna-se cada vez menos atrativo economicamente este aumento. Com a instalação de equipamentos do tipo *Dynamic Line Ratings*, foi observado um aumento sensível da capacidade instalada e da energia produzida no período. Isto se deve à variação do limite máximo de carregamento, devido, especialmente, às características térmicas dos condutores, adotado arbitrariamente fixo na análise anterior. Por outro lado, embora com DLR haja um aumento da capacidade de hospedagem da rede, não há problema em misturar as duas técnicas, corte de geração e DLR, pois isso aumentaria ainda mais a margem sistêmica.

Um aumento de 78% da capacidade de hospedagem da rede de transmissão, com rejeição de geração de apenas 2,6%, através de uma análise de custo benefício para os agentes geradores foi observado no estudo realizado em [109]. No caso do operador da rede, a análise de custo-benefício resultou em 60% de aumento contra apenas 1% de corte de geração. Neste artigo, há menção de uso de técnicas utilizando estratégias de uso de ativos de transmissão, incluindo controladores de tensão usando *tap changer*, compensação de potência reativa e corte de geração.

Por outro lado, aumentar a capacidade de hospedagem da rede através desses métodos possui custos associados. Cortar geração implica em diminuição de receita ao agente gerador e aumentar demasiadamente a compensação reativa implica em aumento das perdas sistêmicas. A análise realizada por [109] avaliou o custo benefício econômico da entrada de mais geração eólica para os operadores da rede elétrica e também para os proprietários de usinas de geração eólica.

No que se refere à expansão de transmissão associada à adição de geração, observou-se que os fluxos de caixa decorrentes da operação da capacidade adicional das

usinas eólicas levaram a uma economia de 2/3 do montante financeiro para a expansão de rede elétrica necessária. Além disso, rejeitar geração pode ser uma solução mais imediata do que reforçar a rede, visto que há um arcabouço complexo associado à entrada de obras de transmissão, como atrasos. Por outro lado, é mostrado que o aumento das perdas da rede de transmissão pode ser elevado a níveis que limitem a capacidade de hospedagem de uma rede, devendo ser avaliado [109]. Por fim, essa referência mostra que a literatura mostra que existem basicamente 2 formas de rejeitar geração: limitando o percentual de geração a ser cortado ou diminuindo a capacidade do parque quando solicitado. Porém, muitas abordagens não tem realizado uma análise de custo benefício para avaliação do percentual de geração rejeitado.

É destacado na referência [110] que, com o aumento da inserção massiva de energias renováveis, ocorre concomitantemente um aumento de demandas no planejamento das redes elétricas e, no caso alemão, o planejamento das redes de distribuição. Essas demandas perpassam por métodos que utilizam análises de séries temporais e probabilísticas e tem por principal objetivo representar as incertezas decorrentes da inserção dessas fontes e elementos de rede inovadores.

Adicionalmente, [110] alerta que os métodos de planejamento atualmente são baseados em um número reduzido de cenários críticos. Esse número mínimo de cenários determinísticos é predefinido, o que significa que a escolha dos mesmos é feito a partir da constatação de cenários de carga e geração e não no estado da rede, ou seja, fluxo de potência e/ou magnitude de tensão nodal. Isto pode acarretar em redes sub ou sobre dimensionadas pra real necessidade de geração, de maneira que os métodos de planejamento clássicos não são mais suficientes para uma expansão ótima.

Uma vez que as fontes alternativas possuem variabilidade na considerável na produção de energia ao longo do ano, somente para uma pequena duração do ano a geração coincidente dessas fontes fica próxima dos valores nominais. Isto leva a uma redução de reforços na rede elétrica. O benefício de corte de geração difere dos níveis de tensão de conexão dos parques geradores. Para baixa tensão, os benefícios estão mais relacionados a controle de tensão local. Para média tensão, a capacidade de hospedagem (acesso a mais geradores) pode ser dobrada com corte de apenas 5% da energia anual produzida. Para redes de transmissão com inserções massivas de gerações renováveis, a segurança da rede com o critério n-1 pode ser mantida com rejeição de parte da geração despachada [111].

A metodologia introduzida por [110] estimula o corte de geração para expansão da capacidade de hospedagem da rede de transmissão através do conhecimento do estado da rede em tempo real, se apropriando de fatores de distribuição de deslocamento de fluxo por geração dos nós, evitando a rejeição de geração em momentos não necessários de maneira conservativa. Basicamente, o que se faz é monitorar o fluxo das linhas para que não se ultrapasse os limites previamente definidos a partir da redução sucessiva da produção de energia dos geradores que implicam em maiores deslocamentos do fluxo na referida linha.

De forma geral, observou-se a partir da revisão bibliográfica realizada que a maior parte das publicações referentes a cálculo de capacidade de hospedagem de redes de transmissão está relacionada a análises envolvendo redes de distribuição. Uma possível explicação para este fato pode ser a existência de uma inserção cada vez maior de recursos de geração renováveis distribuídas nas redes de distribuição. Todavia, algumas considerações e possíveis ganhos nas abordagens utilizadas em estudos de capacidade de hospedagem podem ser estendidos para estudos de redes de transmissão.

Finalmente, foi possível observar na pesquisa bibliográfica que a utilização de DLR é um recurso bastante considerado na tentativa de aumentar a margem de capacidade de hospedagem do sistema. Apesar do aumento do risco de rejeição de geração pertinente ao agente detentor de parque gerador, a instalação de DLR nos sistemas pode acarretar inovação e aumentar a eficiência dos parques, sendo possivelmente vantajoso para a rede, os consumidores e agentes geradores.

APÊNDICE B

PRINCIPAIS DIFERENÇAS ENTRE ATC E FB

	ATC	Baseado em fluxo
Cálculo da capacidade da transmissão	Com base nos dados históricos de um dia de referência, levando em conta possíveis fluxos paralelos, impactos sazonais e uma margem de segurança justificada, cada um de dois operadores determina um NTC para cada direção na fronteira de sua área de controle. O valor escolhido é o menor entre as duas bordas. O ATC é calculado após subtrair do NTC os comprometerimentos de longo prazo da transmissão.	Em vez de fornecer capacidades comerciais fixas, essa metodologia formula as restrições que refletem os limites físicos da rede. Um modelo de rede simplificado é construído, representado por uma combinação de nós e ramos. De acordo com a abordagem zonal europeia, diferentes nós são agregados em zonas. Cada TSO fornece dados de entrada, que são combinados no nível regional. Dois elementos são essenciais para essa implementação: PTDFs e ramos críticos.
Verificação da Região viável e granularização dos dados	Dois dias antes da operação, um arquivo de previsão de congestionamento (D2CF) é criado por cada operador, fornecendo uma visão dos fluxos de energia esperados. Sob o regime ATC, este arquivo é construído para apenas dois períodos e contém no mínimo os seguintes dados: topologia de rede (e possíveis saídas), unidades geradoras (e possíveis níveis de saída), previsão de carga e transações programadas. Em seguida, todos os arquivos D2CF individuais são mesclados e é produzido um caso base. Esta previsão é usada para verificar os valores de NTC propostos. Dois casos de referências são criados, um para cada período. Posteriormente, uma etapa de verificação avalia a segurança da rede e gera adaptações em caso de violações de segurança. Uma região de operação viável é gerada e apenas um NTC é permitido ser transferido entre cada zona.	De forma análoga à metodologia de ATC, um arquivo de previsão de congestionamento (D2CF) é criado por cada operador, contendo dados similares. Contudo, o arquivo base formado possui períodos horários, formando 24 arquivos base. Ao mesclar todas as restrições dos ramos críticos, é formada uma região viável de segurança global. Em vez de assumir um valor de capacidade NTC por direção em cada borda, todas as restrições impostas pelos ramos críticos são consideradas.
Ajustes de longo prazo	O NTC é a subtração do TTC pelo TRM. Enquanto TTC é o intercâmbio máximo possível entre duas zonas em uma direção, TRM reflete a reserva sistêmica capaz de lidar com situações de emergência de desvios inesperados de fluxos nos países vizinhos. Por fim, ATC é a subtração do NTC pelos já conhecidos fluxos de potência comprometidos em contratos de longo prazo. Desta forma, o ATC assim calculado é liberado para negociação no mercado do dia seguinte.	Uma abordagem semelhante ao ATC é usada no método baseado em fluxo. No entanto, enquanto que o ATC considera um valor agregado por borda, o FB considera todas as bordas de forma individual. Primeiramente, é conhecido o fluxo máximo; depois, o cálculo de uma margem de confiabilidade de fluxo reflete a incerteza inerente ao processo de determinação da capacidade restante, enquanto que um fluxo físico esperado é contabilizado por contratos de longo prazo. O que eventualmente é oferecido para o dia seguinte do mercado é a margem disponível restante.
Alocação da capacidade disponível	O mecanismo baseado em fluxo oferece mais oportunidades de negociação para o mercado que o baseado em ATC; embora o objetivo seja semelhante, o primeiro possui uma região viável mais estendida, que inclui a própria região viável do ATC. Portanto, o acoplamento de mercado baseado em fluxo leva a uma solução melhor ou igual em termos de bem-estar social em comparação com o algoritmo de acoplamento do mercado de ATC. Além disso, quando um operador fornece restrições de ATC, é preciso fazer uma escolha antecipada sobre como dividir a capacidade entre suas fronteiras, mesmo antes que as ofertas dos participantes do mercado sejam conhecidas. Por outro lado, na abordagem baseada em fluxo, toda a região viável de transações é oferecida ao mercado. Impulsionado por ofertas e lances, o próprio mercado decide a repartição da capacidade comercial disponível da rede de transmissão entre os participantes.	

APÊNDICE C

POSSÍVEIS ABORDAGENS PARA AVALIAÇÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA EM SISTEMAS DE GRANDE PORTE

Equivalentes de Redes

Os algoritmos e métodos de obtenção de redes equivalentes têm como finalidade a determinação de um modelo reduzido de fluxo de potência que represente com precisão adequada o comportamento ou resposta do sistema externo quando o sistema interno (ou região de interesse) é submetido a determinados tipos de impacto [54] e [112].

Entre as técnicas empregadas para obtenção de redes reduzidas pode se citar o Método de Injeção Constante de Potência e o Método de Ward Estendido. No método de injeção de Potência Constante, o modelo reduzido de fluxo de potência do sistema externo é composto somente das injeções de potência nas barras fronteiras e retidas e dos fatores de participação equivalentes de geração. No Método de Ward, o modelo reduzido é composto de circuitos série equivalentes, injeções equivalentes de potências, shunts equivalentes e fatores de participação equivalentes de geração [112] e [113].

Uma possível abordagem de equivalentes de redes para simulações de sistemas de grande porte que pode ser adotada está associada à redução de redes CA por modelagem de rede externa através de equivalentes de Thevénin. Esta abordagem é largamente utilizada para estudos de transitórios eletromagnéticos e produz respostas de curto circuito nas barras de uma rede representativa de ordem de grandeza semelhante à da rede original. São calculadas reatâncias de Thevénin conectadas após fontes de tensão infinitas e impedâncias de transferência que representam a resposta matemática da rede original. É uma forma de garantir que, para a mesma topologia de geração e de rede, o ponto de operação das barras de fronteira permaneça aproximadamente os mesmos, embora os fluxos da rede interna possam variar se a topologia da rede interna também variar.

Com o desenvolvimento das técnicas computacionais e a evolução da capacidade de processamento em termos de hardware e software, em muitas análises

não há necessidade do emprego de sistemas equivalentes, mesmo em sistemas de grande porte. Neste trabalho, embora o uso de sistemas equivalentes tenha sido alvo de investigação na fase inicial do projeto, não foi necessário o emprego de técnicas de redução de redes.

Técnicas de Clusterização

Métodos de clusterização estão associados à tarefa de agrupar um conjunto de objetos de tal forma que objetos no mesmo grupo (chamado de *cluster*) são mais semelhantes entre si, a partir de algum critério definido, outros agrupados em outro *cluster*.

Métodos de clusterização são vastos e podem ser citados os seguintes:

- Agrupamentos baseados em centroides: por exemplo, *k-means*, ocorre uma divisão clara entre espaços com a referência entre um centro geométrico, através de menores distâncias quadradas entre os centros das regiões e o centroide.
- Hierárquicos: há certa mescla de objetos mais pertos entre si e um maior afastamento de objetos menos semelhantes. Em um dendograma, o eixo y marca a distância entre clusters que se mesclam e o eixo x marca a distância entre clusters mais afastados.
- Baseados em distribuição: clusters pertencentes às curvas semelhantes de distribuição probabilística e podem capturar correlações e dependências entre atributos.
- Baseados em densidade: definição de clusters entre áreas de maior densidade que as remanescentes e é baseado na conexão de pontos com certos limites de distância. *Density Based Spatial Clustering of Application with Noise* (BDSCAN) ²³é um método que utiliza essa técnica.

No próximo tópico será apresentada uma breve revisão bibliográfica, bem como considerações sobre a metodologia proposta.

Revisão Bibliográfica

²³ Técnica baseada em densidade de regiões para identificar e separar *clusters* que são próximos uns dos outros através de métricas de distância. Além disso, separa os ruídos dos dados em regiões de baixa densidade.

Em [114] foi realizado um estudo para identificar e avaliar soluções economicamente viáveis que pudessem subsidiar o crescimento de fontes renováveis em Oahu e Maui, no Havaí, Estado Unidos. Neste caso, foram utilizadas métricas de risco para atacar vários desafios no estudo de um sistema de porte expressivo, dentre os quais: integração de diferentes fontes variáveis (solar e eólica) e configurações de rede (conectadas ou isoladas), avaliação econômica de diferentes alternativas, opções de redespacho de geração ou medidas operativas para reduzir custo de eletricidade e aumentar a penetração de renováveis e a avaliação dos níveis de confiabilidade da rede quando geração existente é retirada e novos tipos de geração são inseridos.

O conjunto original ampliado de cenários possuía despachos horários baseado em modelos de custo. Assim, foi realizado um processo de redução de cenários relevantes que pudesse indicar situações que deveriam ser monitoradas com um peso maior peso que outras, dada a severidade, alta probabilidade de ocorrência e impactos econômicos. Os cenários reduzidos foram avaliados em simulações de estabilidade dinâmica e estimada a capacidade de resposta sistêmica refletida pela amostra reduzida, porém relevante nesse universo de análise, utilizando os desvios de frequência observados nas simulações.

Em [115] e [116] são utilizadas técnicas de clusterização para produzir equivalentes de rede ou particionar nós “semelhantes”, o que seria um misto entre duas possíveis abordagens já mencionadas nesse trabalho. Em [115] é apresentada uma redução da rede pelo agrupamento de nós baseado em métricas de distância elétrica, que seria um avanço em relação a métodos de agrupamentos baseados em fatores de deslocamento da geração (dependentes da escolha da barra flutuante). Primeiro, é montada a matriz de impedância. Em seguida, a partir da primeira matriz, é calculada a matriz de impedância de thevenin entre os nós. Logo após, é calculada a matriz de distâncias elétricas de nós para os circuitos, através da diferença das impedâncias de thevenin entre um nó específico para os nós que ligam um circuito específico. Por fim, são separados os nós do sistema em agrupamentos de distância elétrica semelhantes. O método é potencialmente robusto porque os resultados dos agrupamentos permanecem os mesmos a despeito da escolha da barra flutuante.

Em [116] é proposta uma compreensão mais intuitiva e acessível da estrutura elétrica interna de um sistema elétrico, através de técnicas de visualização de dados. Uma vez que medidas de distância elétrica tem se mostrado como técnicas razoáveis para particionamento de sistemas elétricos, são propostas nessa referência algumas

comparações que mostram quão melhor cada medida de distância pode ser utilizada para subsidiar a visualização de conectividade do sistema elétrico de forma concisa em aplicações comerciais ou didáticas.

As comparações entre diferentes métricas são avaliadas: (i) medidas de distância baseadas em impedâncias de Thévenin; (ii) distância de impedâncias mútuas entre nós i e j (relação de tensão V_i por corrente i_j); (iii) distâncias baseadas em fatores de deslocamento de fluxo por variação de geração (PTDF em abordagem de fluxo CC); (iv) distâncias baseadas nas sensibilidades fornecidas pela matriz jacobiana (extraíndo o efeito incremental de injeção de potência em um nó i e nas magnitudes de tensão e ângulos do nó j) e (v) distâncias geodésicas topológicas²⁴. Assim, a rede elétrica pode ser representada como um grafo, onde os nós seriam os vértices e as arestas seriam as conexões entre os nós, baseada em qualquer um dos critérios mencionados anteriormente para o agrupamento.

Possíveis benefícios advindos de análises elétricas em sistemas contendo o particionamento de conjuntos de barras são apresentados em [116]. Um deles seria a análise de estabilidade de tensão, as quais, empiricamente, passam por uma filtragem inicial de casos de referência a serem analisados por nível de severidade. Assim, monitorar porções de sistemas elétricos com baixa potência de curto circuito é mais intuitivo. Técnicas de agrupamento usando conceitos de distâncias elétricas através de impedâncias de Thévenin se mostraram robustas e implementáveis. Foram realizadas análises comparativas de diferentes métodos de agrupamento como *k-means* e técnicas espectrais sofisticadas. As visualizações do sistema particionado são intuitivas, amigáveis e permitem a visualização de sistemas elétricos através de diagramas unifilares conectados de forma mais agregada entre nós semelhantes (vértices e ligações).

Por outro lado, técnicas baseadas em distância de fatores de deslocamento de transferência de potência podem ser utilizadas para particionar grupos que podem realizar transações elétricas entre si, permitindo a separação de mercados de energia em zonas de preços diferentes [116], como já mencionado neste trabalho.

Em [117] é proposta uma metodologia para redução de agrupamentos de geração de energia fotovoltaica para serem utilizados em modelos de estudos elétricos. Essa

²⁴ Menor distância elétrica em termos de ramos para percorrer do nó i ao nó j .

metodologia permite a avaliação de situações importantes levando em consideração a variabilidade intrínseca à fonte solar em perfis de produção horária em modelos reduzidos. A região escolhida para avaliação das amostras de produção fotovoltaica foi o Estado do Colorado, nos Estados Unidos. Para um ano de análise (8760 horas) e 3000 pontos diferentes de produção, sendo 3000 vetores com 8760 pontos cada, foi possível a redução de agrupamentos semelhantes para um número entre 20 e 140 vetores. Essa redução é bastante significativa para análises de sistemas de potência. São comparados dois métodos, *k-means* e *max-p*²⁵. O segundo método se mostrou mais robusto para implementação.

²⁵ Técnica de particionamento espacialmente restrita através da imposição de limites mínimos que garantam o pertencimento de objetos homogêneos a determinada região. O número de agrupamentos é uma variável de saída, garantindo robustez aos resultados.

APÊNDICE D

DADOS DE CARGA E GERAÇÃO DO SISTEMA DE TESTE

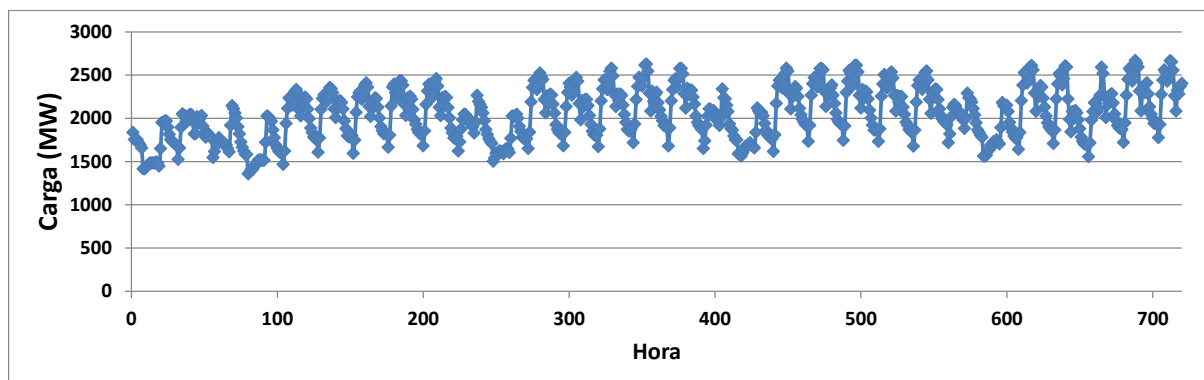


Figura 43 - Carga do sistema de teste (720 horas)

Nó	Tipo	Nº Geradores	P. min (MW)	P. max (MW)	Q. min (MVar)	Q. max (MVar)	Custo (R\$/MW)
1	Térmica	2	2	32	-16	15	49
2	Térmica	2	75	153	-52	78	49
7	Hidráulica	3	225	285	-90	90	24
13	Hidráulica	3	390	546	-87	162	23
15	Térmica	5	0	54	-25	25	29
16	Térmica	1	80	131	-16	94	12
18	Térmica	1	180	363	-80	200	6
25	Térmica	2	75	153	-52	78	15
26	Térmica	2	2	32	-16	15	15
27	Térmica	1	80	131	-16	94	12
28	Hidráulica	1	235	350	-105	105	12

Figura 44 - Parque hidrotérmico do sistema de teste

Nó	Tipo	P. Instalada (MW)
23	Eólica - Perfil Interior	262
21	Eólica - Perfil Litoral	363
22	Eólica - Perfil Litoral	274

Figura 45 - Parques eólicos do sistema de teste

APÊNDICE E

INEQUAÇÕES DOS POLITOPOS PARA PROTOCOLO DE LEILÃO

Os politopos (quatro triângulos) que formam os espaços contendo as restrições de margens de escoamento remanescente de subárea ou área para o protocolo de leilão aplicado ao sistema de teste são apresentados nas equações seguintes:

	$[-1 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=1})$	(E.1)
$r_{a=1}$	$[0.064 \cdot \Pi_{b=1} + 1 \cdot \Pi_{b=2}] - 439 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=1})$	(E.2)
	$[3 \cdot \Pi_{b=1} - 1 \cdot \Pi_{b=2}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=1})$	(E.3)

	$[-3 \cdot \Pi_{b=1} + 1 \cdot \Pi_{b=2}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=2})$	(E.4)
$r_{a=2}$	$[1.072 \cdot \Pi_{b=1} + 1 \cdot \Pi_{b=2}] - 583.362 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=2})$	(E.5)
	$[1 \cdot \Pi_{b=1} - 1 \cdot \Pi_{b=2}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=2})$	(E.6)

	$[-1 \cdot \Pi_{b=1} + 1 \cdot \Pi_{b=2}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=3})$	(E.7)
$r_{a=3}$	$[1.099 \cdot \Pi_{b=1} + 1 \cdot \Pi_{b=2}] - 590.935 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=3})$	(E.8)
	$[0.333 \cdot \Pi_{b=1} - 1 \cdot \Pi_{b=2}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=3})$	(E.9)

	$[-0.333 \cdot \Pi_{b=1} + 1 \cdot \Pi_{b=2}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=4})$	(E.10)
$r_{a=4}$	$[1.316 \cdot \Pi_{b=1} - 1 \cdot \Pi_{b=2}] + 405.263 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=4})$	(E.11)
	$[0 \cdot \Pi_{b=1} - 1 \cdot \Pi_{b=2}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=4})$	(E.12)

Os politopos (dezesesseis tetraedros) que formam os espaços contendo as restrições de margens de escoamento remanescente de subárea ou área para o protocolo de leilão aplicado ao sistema real grande porte são apresentados nas inequações seguintes:

	$[6602 \cdot \Pi_{b=1} + 6602 \cdot \Pi_{b=2} + 5220 \cdot \Pi_{b=3}] - 2033281 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=1})$	(E.13)
$r_{a=1}$	$[0 \cdot \Pi_{b=1} - 25025 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=1})$	(E.14)
	$[0 \cdot \Pi_{b=1} + 25025 \cdot \Pi_{b=2} - 25025 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=1})$	(E.15)
	$[-6602 \cdot \Pi_{b=1} - 6602 \cdot \Pi_{b=2} + 19805 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=1})$	(E.16)

	$[8633 \cdot \Pi_{b=1} - 873 \cdot \Pi_{b=2} + 16333 \cdot \Pi_{b=2}] - 2658906 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=2})$	(E.17)
$r_{a=2}$	$[0 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} - 32725 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=2})$	(E.18)
	$[0 \cdot \Pi_{b=1} - 25025 \cdot \Pi_{b=2} + 25025 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=2})$	(E.19)
	$[-8633 \cdot \Pi_{b=1} + 25898 \cdot \Pi_{b=2} - 8633 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=2})$	(E.20)

	$[4123 \cdot \Pi_{b=1} + 4123 \cdot \Pi_{b=2} + 9080 \cdot \Pi_{b=3}] - 1742813 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=3})$	(E.21)
$r_{a=3}$	$[0 \cdot \Pi_{b=1} - 21450 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=3})$	(E.22)
	$[6602 \cdot \Pi_{b=1} + 6602 \cdot \Pi_{b=2} - 19805 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=3})$	(E.23)
	$[-10725 \cdot \Pi_{b=1} + 10725 \cdot \Pi_{b=2} + 10725 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=3})$	(E.24)

	$[3350 \cdot \Pi_{b=1} + 3350 \cdot \Pi_{b=2} + 7376 \cdot \Pi_{b=3}] - 1415700 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=4})$	(E.25)
$r_{a=4}$	$[-8712 \cdot \Pi_{b=1} - 8712 \cdot \Pi_{b=2} + 8712 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=4})$	(E.26)
	$[10725 \cdot \Pi_{b=1} - 10725 \cdot \Pi_{b=2} - 10725 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=4})$	(E.27)
	$[-5363 \cdot \Pi_{b=1} + 16088 \cdot \Pi_{b=2} - 5363 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=4})$	(E.28)

$$[2277 \cdot \Pi_{b=1} + 2277 \cdot \Pi_{b=2} + 5049 \cdot \Pi_{b=3}] - 967032 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=5}) \quad (\text{E.29})$$

$$[0 \cdot \Pi_{b=1} - 14652 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=5}) \quad (\text{E.30})$$

$$[8712 \cdot \Pi_{b=1} + 8712 \cdot \Pi_{b=2} - 8712 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=5}) \quad (\text{E.31})$$

$$[-10989 \cdot \Pi_{b=1} + 3663 \cdot \Pi_{b=2} + 3663 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=5}) \quad (\text{E.32})$$

$$[-1287 \cdot \Pi_{b=1} - 2120 \cdot \Pi_{b=2} + 3663 \cdot \Pi_{b=3}] - 538461 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=6}) \quad (\text{E.33})$$

$$[0 \cdot \Pi_{b=1} - 8159 \cdot \Pi_{b=2} - 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=6}) \quad (\text{E.34})$$

$$[10989 \cdot \Pi_{b=1} - 3663 \cdot \Pi_{b=2} + 3663 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=6}) \quad (\text{E.35})$$

$$[-9702 \cdot \Pi_{b=1} + 9702 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=6}) \quad (\text{E.36})$$

$$[2120 \cdot \Pi_{b=1} - 1287 \cdot \Pi_{b=2} + 3663 \cdot \Pi_{b=3}] - 538461 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=7}) \quad (\text{E.37})$$

$$[-8159 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=7}) \quad (\text{E.38})$$

$$[9702 \cdot \Pi_{b=1} - 9702 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=7}) \quad (\text{E.39})$$

$$[-3663 \cdot \Pi_{b=1} + 10989 \cdot \Pi_{b=2} - 3663 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=7}) \quad (\text{E.40})$$

$$[2300 \cdot \Pi_{b=1} + 2244 \cdot \Pi_{b=2} + 5082 \cdot \Pi_{b=3}] - 970695 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=8}) \quad (\text{E.41})$$

$$[-14708 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=8}) \quad (\text{E.42})$$

$$[3663 \cdot \Pi_{b=1} - 10989 \cdot \Pi_{b=2} + 3663 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=8}) \quad (\text{E.43})$$

$$[-8745 \cdot \Pi_{b=1} + 8745 \cdot \Pi_{b=2} - 8745 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=8}) \quad (\text{E.44})$$

$$[4153 \cdot \Pi_{b=1} + 4087 \cdot \Pi_{b=2} + 9124 \cdot \Pi_{b=3}] - 1748175 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=9}) \quad (\text{E.45})$$

$$r_{a=9} \quad [5363 \cdot \Pi_{b=1} - 16088 \cdot \Pi_{b=2} + 5363 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=9}) \quad (\text{E.46})$$

$$[-16137 \cdot \Pi_{b=1} + 5379 \cdot \Pi_{b=2} - 5379 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=9}) \quad (\text{E.47})$$

$$[-6622 \cdot \Pi_{b=1} + 6622 \cdot \Pi_{b=2} - 19866 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=9}) \quad (\text{E.48})$$

$$[3407 \cdot \Pi_{b=1} + 3325 \cdot \Pi_{b=2} + 7433 \cdot \Pi_{b=2}] - 1425435 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=10}) \quad (\text{E.49})$$

$$r_{a=10} \quad [-8745 \cdot \Pi_{b=1} - 8745 \cdot \Pi_{b=2} + 8745 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=10}) \quad (\text{E.50})$$

$$[16137 \cdot \Pi_{b=1} - 5379 \cdot \Pi_{b=2} - 5379 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=10}) \quad (\text{E.51})$$

$$[-10799 \cdot \Pi_{b=1} + 10799 \cdot \Pi_{b=2} - 10799 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=10}) \quad (\text{E.52})$$

$$[8714 \cdot \Pi_{b=1} + 8552 \cdot \Pi_{b=2} + 19389 \cdot \Pi_{b=3}] - 3686211 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=11}) \quad (\text{E.53})$$

$$r_{a=11} \quad [8633 \cdot \Pi_{b=1} - 25898 \cdot \Pi_{b=2} + 8633 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=11}) \quad (\text{E.54})$$

$$[0 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} - 45369 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=11}) \quad (\text{E.55})$$

$$[-17347 \cdot \Pi_{b=1} + 17347 \cdot \Pi_{b=2} + 17347 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=11}) \quad (\text{E.56})$$

$$[6675 \cdot \Pi_{b=1} + 6659 \cdot \Pi_{b=2} + 14882 \cdot \Pi_{b=3}] - 2827541 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=12}) \quad (\text{E.57})$$

$$r_{a=12} \quad [-6622 \cdot \Pi_{b=1} - 6622 \cdot \Pi_{b=2} + 19866 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=12}) \quad (\text{E.58})$$

$$[17347 \cdot \Pi_{b=1} - 17347 \cdot \Pi_{b=2} - 17347 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=12}) \quad (\text{E.59})$$

$$[-17400 \cdot \Pi_{b=1} + 17400 \cdot \Pi_{b=2} - 17400 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=12}) \quad (\text{E.60})$$

$r_{a=13}$	$[5216 \cdot \Pi_{b=1} + 9862 \cdot \Pi_{b=2} + 14559 \cdot \Pi_{b=3}] - 3219046 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=13})$ (E.61)
	$[17400 \cdot \Pi_{b=1} - 17400 \cdot \Pi_{b=2} + 17400 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=13})$ (E.62)
	$[-22626 \cdot \Pi_{b=1} + 7539 \cdot \Pi_{b=2} - 7539 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=13})$ (E.63)
	$[0 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} - 39498 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=13})$ (E.64)

$r_{a=14}$	$[-1426 \cdot \Pi_{b=1} + 7539 \cdot \Pi_{b=2} + 10399 \cdot \Pi_{b=3}] - 1960075 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=14})$ (E.65)
	$[22616 \cdot \Pi_{b=1} - 7539 \cdot \Pi_{b=2} - 7539 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=14})$ (E.66)
	$[-21190 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} + 21190 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=14})$ (E.67)
	$[0 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} - 24050 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=14})$ (E.68)

$r_{a=15}$	$[-6813 \cdot \Pi_{b=1} - 6683 \cdot \Pi_{b=2} - 1141 \cdot \Pi_{b=3}] + 1737580 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=15})$ (E.69)
	$[21190 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} - 21190 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=15})$ (E.70)
	$[-6683 \cdot \Pi_{b=1} - 6683 \cdot \Pi_{b=2} + 20049 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=15})$ (E.71)
	$[-21320 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=15})$ (E.72)

$r_{a=16}$	$[-4248 \cdot \Pi_{b=1} - 4116 \cdot \Pi_{b=2} - 9250 \cdot \Pi_{b=3}] + 1770995 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=16})$ (E.73)
	$[10799 \cdot \Pi_{b=1} - 10799 \cdot \Pi_{b=2} + 10799 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=16})$ (E.74)
	$[-21730 \cdot \Pi_{b=1} + 0 \cdot \Pi_{b=2} + 0 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=16})$ (E.75)
	$[6683 \cdot \Pi_{b=1} + 6683 \cdot \Pi_{b=2} - 20049 \cdot \Pi_{b=3}] + 0 \leq Q \cdot (1 - \zeta_{r_a=16})$ (E.76)

APÊNDICE F

GERADORES CANDIDATOS E

RESULTADOS DE LEILÕES SIMULADOS

A simulação do protocolo de leilão desenvolvido para o sistema de teste considerou como geradores candidatos os parques apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 - Geradores candidatos sistema teste

Gerador	Potência injetável [MW]	Energia vendida [MWh/ano]	Preço [R\$/MWh]	Barra de conexão [-]
1	50	216419,1669	99,54251281	23
2	50	224466,385	101,3847353	23
3	50	218478,9882	102,1662361	23
4	50	221561,6086	102,4736951	23
5	50	216465,4793	97,14070473	23
6	50	218646,1384	97,56599111	23
7	50	218538,2795	98,47263783	23
8	50	217168,5273	101,2355654	23
9	50	219861,9474	102,9337214	23
10	50	223767,9892	97,35392583	23
11	50	215668,7991	101,4175377	23
12	50	217522,8534	98,17781739	23
13	50	217693,1679	97,44064964	23
14	50	219904,3432	97,51399372	23
15	50	217517,3943	98,67378866	23
16	50	213673,0106	100,4379317	23
17	50	220155,0981	101,6129852	23
18	50	218794,9693	98,33909708	23
19	50	214344,8328	100,6444162	23
20	50	219175,5177	101,7459853	23
21	50	218639,3213	99,16616622	23
22	50	217526,6764	100,2788653	23
23	50	217366,6043	102,4391897	23
24	50	215831,7751	101,1395475	23
25	50	218570,1238	98,38866293	23
26	50	223137,6393	100,062793	13
27	50	214933,8597	100,7796844	13
28	50	216140,68	100,2956355	13
29	50	218984,3434	97,30104009	13
30	50	217025,9981	101,0943838	13
31	50	219334,2023	101,2386265	13
32	50	219366,9833	98,21348538	13
33	50	222137,7258	101,6206213	13
34	50	223457,3388	97,60133137	13
35	50	216316,7593	97,67551849	13
36	50	215226,3967	102,5337035	13
37	50	213533,2347	97,5950313	13
38	50	216154,299	101,8235995	13
39	50	219455,8475	99,56443029	13
40	50	218198,1315	98,53876631	13
41	50	221156,1478	98,13451455	13
42	50	215260,9383	99,80763351	13
43	50	221341,2412	101,9270471	13
44	50	223217,5319	100,0683955	13
45	50	215836,4542	99,84209915	13
46	50	223771,0245	101,5724144	13
47	50	223251,5857	99,88072269	13
48	50	224340,8953	97,95674535	13
49	50	222546,2774	100,3246158	13
50	50	220153,3296	98,26137049	13

Na Tabela 15, são apresentados os resultados da simulação realizada para o protocolo de leilão do sistema teste.

Tabela 15 - Resultados do leilão para o sistema teste

Caso	1	2	3
Valor da função objetivo [R\$]	1.49E+08	1.71E+08	1.92E+08
Demanda do leilão [MWh/ano]	1533000	1752000	1971000
Demanda do leilão [Mwmed]	175	200	225
Demanda frustrada [MWh]	0	0	0
Potência injetável contratada na barra 23 [MW]	200	250	200
Potência injetável contratada na barra 13 [MW]	150	150	250
Politopo ativo [-]	3	3	2
Gerador 1 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 2 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 3 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 4 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 5 contratado? [-]	1	1	1
Gerador 6 contratado? [-]	0	1	0
Gerador 7 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 8 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 9 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 10 contratado? [-]	1	1	1
Gerador 11 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 12 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 13 contratado? [-]	1	1	1
Gerador 14 contratado? [-]	1	1	1
Gerador 15 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 16 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 17 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 18 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 19 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 20 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 21 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 22 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 23 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 24 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 25 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 26 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 27 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 28 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 29 contratado? [-]	1	1	1
Gerador 30 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 31 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 32 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 33 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 34 contratado? [-]	1	1	1
Gerador 35 contratado? [-]	0	0	1
Gerador 36 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 37 contratado? [-]	1	1	1
Gerador 38 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 39 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 40 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 41 contratado? [-]	0	0	1
Gerador 42 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 43 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 44 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 45 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 46 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 47 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 48 contratado? [-]	0	0	0

Caso	1	2	3
Gerador 49 contratado? [-]	0	0	0
Gerador 50 contratado? [-]	0	0	0

A simulação do protocolo de leilão para um sistema real de grande porte considerou como insumos dados semelhantes às informações apresentadas na Tabela 14. Analogamente, os resultados possuem um formato similar aos dados da Tabela 15. A diferença consiste apenas no número de dimensões da região avaliada, a qual aumentou de duas para três dimensões. Em virtude do exposto e por razões de simplicidade do documento, as tabelas para o sistema real não são reproduzidas.

Cumprе ressaltar que a única demanda frustrada observada nos protocolos de leilão realizados, tanto para o sistema teste quanto para o sistema real de grande porte, é no caso de demanda solicitada pelas distribuidoras no valor de 225 MWmed, conforme apresentado na Tabela 12, em virtude de impossibilidade de escoamento adicional, além dos geradores contratados, visando a manutenção da segurança sistêmica.