

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Camile Arêdes Moraes

Planejamento de sistemas de transmissão considerando restrições de segurança, potência reativa e incertezas sobre carga e geração eólica

Juiz de Fora

2020

Camile Arêdes Moraes

Planejamento de sistemas de transmissão considerando restrições de segurança, potência reativa e incertezas sobre carga e geração eólica

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Edimar José de Oliveira

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Juiz de Fora

2020

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Moraes, Camile Aredes.

Planejamento de sistemas de transmissão considerando restrições de segurança, potência reativa e incertezas sobre carga e geração eólica / Camile Aredes Moraes. -- 2020.

109 p.

Orientador: Edimar José de Oliveira

Coorientador: Leonardo Willer de Oliveira

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

1. Transmissão de Energia Elétrica. 2. Potência Reativa. 3. Algoritmo Heurístico Construtivo. 4. Algoritmo Meta-heurístico. 5. Geração Eólica. I. de Oliveira, Edimar José, orient. II. de Oliveira, Leonardo Willer, coorient. III. Título.

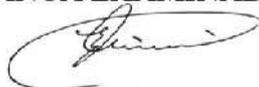
Camile Aredes Moraes

**Planejamento de sistemas de transmissão considerando restrições de segurança,
potência reativa e incertezas sobre a carga e geração eólica**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em 02 de abril de 2020.

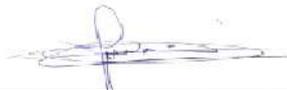
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Edimar José de Oliveira - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF



Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF



Prof. Dr. José Roberto Sanches Mantovani
Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira – UNESP



Prof. Dr. Edmarcio Antonio Belati
Universidade Federal do ABC – UFABC



Prof. Dr. Raphael Paulo Braga Poubel
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais



Prof. Dr. João Alberto Passos Filho
Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF



Prof. Dr. Leonardo de Mello Honório
Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF

AGRADECIMENTOS

Quero registrar meus agradecimentos a todas as pessoas que direta, ou indiretamente, contribuíram para a concretização deste trabalho.

A Deus e minha família que durante todos esses anos sempre foram meu alicerce. Especialmente aos meus pais, por nunca pouparem esforços ao me educar.

Ao meu esposo Daniel, por todo amor, apoio, paciência, carinho e ajuda.

Aos meus amigos Igor Delgado de Melo e Milena Faria Pinto, pelo companherismo, por me fornecer o suporte emocional necessário, contribuindo para o meu crescimento profissional.

Ao suporte financeiro fornecido pela CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil. Ao CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil. Ao INERGE - Instituto Nacional de Energia Elétrica. A FAPEMIG - Fundação de Amparo à Pesquisa no Estado de Minas Gerais. A Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF.

Aos professores do programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora que me incentivaram ao desenvolvimento profissional e foram grandes exemplos de como exercer a ciência.

Meus agradecimentos especiais aos meu orientadores Edimar José de Oliveira e Leonardo Willer de Oliveira pela oportunidade de fazer este trabalho, por acreditarem em minha capacidade de fazê-lo, pela sabedoria e retidão em me guiar nessa jornada.

RESUMO

Este trabalho apresenta os algoritmos desenvolvidos para resolução do problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (PET). O trabalho inclui no PET as incertezas relativas à geração de energia eólica e demanda. Adicionalmente, o critério de segurança "N-1" e o suporte de potência reativa são considerados na formulação não-linear inteira mista característica do problema PET. Para tanto, foi desenvolvido um Algoritmo Híbrido Eficiente (AHE), que consiste em um Redutor do Espaço de Busca (REB) e um Algoritmo Modificado Bioinspirado no comportamento de morcegos (AMB). Complementarmente, foi desenvolvido um algoritmo Heurístico CC-CA (HCCCA) para resolver o problema do PET considerando a rede CA e o suporte de potência reativa. O HCCCA resolve o PET utilizando o modelo CC de rede e o planejamento de reativo é resolvido utilizando o modelo de rede CA. O PET vai sendo ajustado iterativamente até que o sistema CA opere sem corte de carga e dentro dos limites operativos. Os sistemas Garver, IEEE 24-Barras e o sistema Sul equivalente brasileiro são utilizados para mostrar o desempenho dos métodos desenvolvidos.

Palavras-chave: Transmissão de energia elétrica. Potência reativa. Algoritmo heurístico construtivo. Algoritmo meta-heurístico. Geração eólica.

ABSTRACT

This work presents the obtained results and experiences to solve the problem of Transmission Expansion Planning (TEP). The work includes in TEP the uncertainties related to wind power generation and the active power demand. Additionally, the safety criterion "N-1" and the reactive power support are considered in the mixed integer nonlinear formulation that is the main characteristic of the TEP problem. For that, an Efficient Hybrid Algorithm (EHA) was developed, which consists of a Search Space Reducer (SER) and a Modified Bioinspired Algorithm based on in bat behavior (MBA). In addition, a Heuristic CC-AC algorithm (HCCAC) was developed to solve the TEP problem considering the AC network and the reactive power support. HCCAC solves TEP using the CC network model and reactive planning is solved by using the AC network model. The TEP is being adjusted iteratively until the AC system operates without load shedding and within the operating limits. The Garver systems, IEEE 24-Bus and the equivalent Brazilian South system are used to show the performance of the proposed methodology.

Key words: Transmission energy system. Reactive power. Constructive heuristic algorithm. Meta-heuristic algorithm. Wind generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Projeção de Carga.	14
Figura 2 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável.	24
Figura 3 – Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte.	24
Figura 4 – Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte na matriz elétrica.	25
Figura 5 – Participação das fontes na matriz elétrica, para capacidade instalada total.	25
Figura 6 – Capacidade instalada de geração elétrica: renovável versus não-renovável.	26
Figura 7 – Fluxograma do esquema de decomposição proposto para o PET.	40
Figura 8 – Fluxograma do AMB.	44
Figura 9 – Amplitude de pulso sonoro: (a) AMB e (b) AB.	46
Figura 10 – Taxa de emissão de pulso sonoro: (a) AMB e (b) AB.	46
Figura 11 – Fluxograma da Abordagem Heurística CC-CA proposta.	48
Figura 12 – Média móvel mensal da curva de potência ativa da geração eólica.	52
Figura 13 – Fluxograma do algoritmo heurístico <i>K-means</i>	53
Figura 14 – CS-F: Topologia final encontrada para o sistema IEEE 24-Barras pelo método HCCCA.	81
Figura 15 – CS-F: Custo de investimento ao longo das iterações do HCCCA.	83
Figura 16 – CS-F: Corte de carga total e suporte de reativo ao longo das iterações do HCCCA.	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Cenários da capacidade de produção de energia dos três Parques Eólicos (<i>Wind Farm</i> - WF) com as respectivas probabilidades de ocorrência.	54
Tabela 2 – Cenários de Carga	56
Tabela 3 – Primeiro cálculo do $SI1_{ij}$ e $SI2_{ij}$, Sistema Garver	57
Tabela 4 – Planos por SI1 e SI2, Sistema Garver	57
Tabela 5 – Espaço de busca reduzido para o Sistema Garver	58
Tabela 6 – As melhores soluções obtidas pelo AHE. Sistema Garver	58
Tabela 7 – Os resultados da literatura para o sistema Garver	59
Tabela 8 – Espaço de busca reduzido para o sistema IEEE 24-Barras	60
Tabela 9 – As melhores soluções obtidas pelo AHE, sistema IEEE 24-Barras	60
Tabela 10 – Os resultados da literatura para o sistema IEEE 24-Barras	61
Tabela 11 – Redutor do espaço de busca para o sistema Sul equivalente Brasileiro	61
Tabela 12 – As melhores soluções obtidas para o sistema Sul equivalente Brasileiro	62
Tabela 13 – Os resultados da literatura para o sistema Sul equivalente Brasileiro	62
Tabela 14 – Média ponderada da geração eólica para cada turbina.	65
Tabela 15 – CS-A: Reforços na primeira iteração do PET-CC.	66
Tabela 16 – CS-A: Despachos dos geradores na primeira iteração do PET-CC.	66
Tabela 17 – CS-A: Resultados nas barras de carga da primeira iteração do FPO-CA.	66
Tabela 18 – CS-A: Resultados de geração na primeira iteração do FPO-CA.	67
Tabela 19 – CS-A: Despachos dos geradores na segunda iteração do PET-CC.	67
Tabela 20 – CS-A: Resultados nas barras de carga da segunda iteração do FPO-CA.	68
Tabela 21 – CS-A: Resultados de geração da segunda iteração do FPO-CA.	68
Tabela 22 – CS-A: Despachos dos geradores na terceira iteração do PET-CC.	68
Tabela 23 – CS-A: Resultados nas barras de carga da terceira iteração do FPO-CA.	68
Tabela 24 – CS-A: Resultados de geração na terceira iteração do FPO-CA.	68
Tabela 25 – Comparação com a literatura para o sistema Garver Modificado.	69
Tabela 26 – CS-B: Resultados do HCCCA.	70
Tabela 27 – CS-B: resultados da potência gerada na última iteração.	70
Tabela 28 – CS-B: resultados de estado da rede para a última iteração do FPO-CA.	70
Tabela 29 – SC-C: Resultados do HCCCA.	72
Tabela 30 – CS-C: resultados da potência gerada na última iteração.	73
Tabela 31 – CS-C: Resultados do estado da rede para a última iteração do FPO-CA.	73
Tabela 32 – Comparação com a literatura para o IEEE 24-Barras.	73
Tabela 33 – CS-D: Resultados HCCCA.	75
Tabela 34 – CS-D: Resultados da potência gerada na última iteração.	76
Tabela 35 – CS-D: Resultados do estado da rede para a última iteração do FPO-CA.	76
Tabela 36 – CS-E: Resultados do HCCCA.	77

Tabela 37 – CS-E: Resultados da potência gerada na última iteração.	78
Tabela 38 – CS-E: Resultados do estado da rede para a última iteração do FPO-CA.	78
Tabela 39 – CS-F: Resultados do HCCCA.	80
Tabela 40 – CS-F: Resultados da potência gerada na última iteração.	82
Tabela 41 – CS-F: Resultados do estado da rede para a última iteração do FPO-CA.	82
Tabela 42 – Fluxos de potência ativa em rede CC da primeira iteração do HCCCA nas linhas mais carregadas do sistema.	84
Tabela 43 – Fluxos de potência ativa em rede CC da última iteração do HCCCA nas linhas mais carregadas do sistema.	84

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos e Subscritos

B	Conjunto de barras de carga
C	Conjunto de ramos com linhas de transmissão candidatas
D	Conjunto de ramos com linhas de transmissão que foram construídas pelo PET-CC
E	Conjunto de ramos com linhas de transmissão existentes
F	Conjunto de ramos com linhas de transmissão fictícias
L	Conjunto de condições operacionais, incluindo o caso base e as contingências
S	Conjunto de cenários de carga
S^*	Cenário de pico de carga
W	Conjunto de cenários de geração eólica
Z	Conjunto de barras de geração convencional
Z^*	Conjunto de barras onde foram alocadas as unidades de geração eólica
c	Índice para as condições operacionais
u	Índice para cenários de carga
w	Índice para cenários de geração eólica
it	Número de iterações da Abordagem Heurística CC-CA

Variáveis

PG_i^{CC}	Potência ativa gerada no PET-CC, na barra " i " (MW)
PG_i^{CA}	Potência ativa gerada no FPO-CA, na barra " i " (MW)
QG_i	Potência reativa gerada na barra " i " (MVAR)
QF_i	Potência reativa fictícia gerada na barra " i " (MVAR)
LS_i^{CC}	Corte de carga na barra " i ", obtido no PET-CC (MW)
LS_i^{CA}	Corte de carga na barra " i ", obtido no FPO-CA (MW)
$WS_{i,w}^{CC}$	Corte de vento na barra " i ", no cenário de vento w (MW)
EP_{ij}	Parâmetro binário de decisão da expansão para o reforço em linha de transmissão " ij "
SD_i	Mínimo desvio quadrático entre PG_i^{CC} e PG_i^{CA}
θ_i	Ângulo de fase da barra " i " (Graus)
θ_{ij}	Diferença angular entre as barras " i " e " j " (Graus)
V_{ij}	Tensão entre as barras " i " e " j " (pu)
$P_{ij,E}^{CC}$	Fluxo de potência ativa na linha de transmissão existente do ramo " i " para " j " no PET-CC (MW)
$P_{ij,C}^{CC}$	Fluxo de potência ativa na linha de transmissão candidata do ramo " i " para " j " no PET-CC (MW)
$P_{ij,F}^{CC}$	Fluxo de potência ativa na linha de transmissão fictícia do ramo " i " para " j " no PET-CC (MW)

p_{ij}^{CA}	Fluxo de potência ativa na linha de transmissão existente do ramo "i" para "j" no FPO-CA (MW)
q_{ij}^{CA}	Fluxo de potência reativa da linha de transmissão existente do ramo "i" para "j" (MVar)
s_{ij}^{CA}	Fluxo de potência aparente da linha de transmissão existente do ramo "i" para "j" (MVA)
$\pi_{ij,u,c}$	Diferença entre os multiplicadores de Lagrange, para o cenário de carga u , na condição operacional c

Parâmetros

ci_{ij}	Custo de investimento para expansão das linhas de transmissão candidatas do ramo "i" para "j" (\$)
cc_i	Custo predeterminado do corte de carga LS_i^{CC} na barra "i" (\$/MW)
wc_i	Custo predeterminado do corte de vento $WS_{i,w}^{CC}$ na barra "i" (\$/MW);
qc_i	Custo predeterminado da potência reativa fictícia gerada na barra "i" (\$/MVar)
pc_i	Custo predeterminado de geração convencional na barra "i" (\$/MW)
PG_i^{min}	Limite inferior de potência ativa gerada (MW)
PG_i^{max}	Limite superior de potência ativa gerada (MW)
QG_i^{min}	Limite inferior de potência reativa gerada (MVar)
QG_i^{max}	Limite superior de potência reativa gerada (MVar)
V_i^{min}	Limite inferior de tensão (pu)
V_i^{max}	Limite superior de tensão (pu)
PD_i	Demanda original de potência ativa na barra "i" (MW)
PD_i^{it}	Demanda de potência ativa na barra "i" atualizada pelas iterações it no PET-CC (MW)
QD_i	Demanda de potência reativa na barra "i" (MVar)
p_{ij}^{max}	Limite do fluxo de potência ativa da linha de transmissão do ramo "i" para "j" (MW)
s_{ij}^{max}	Limite do fluxo de potência aparente da linha de transmissão do ramo "i" para "j" (MVA)
b_{ij}	Susceptância da linha de transmissão do ramo "i" para "j" (pu)
γ_{ij}	Susceptância da linha fictícia de transmissão do ramo "i" para "j" (pu)
g_{ij}	Condutância da linha de transmissão do ramo "i" para "j" (pu)
b_{ij}^{sh}	Susceptância <i>shunt</i> da linha de transmissão do ramo "i" para "j" (pu)
p_u	Probabilidade de ocorrência do cenário de carga u
p_w	Probabilidade de ocorrência do cenário de geração eólica w
ρ_d	Peso aplicado ao mínimo desvio quadrático (<i>Square Deviation - SD_i</i>) entre os perfis de geração do PET-CC e FPO-CA
ρ_f	Peso aplicado ao investimento em fonte de potência reativa fictícia QF_i
ρ_s	Peso aplicado ao corte de carga LS_i^{CA} na barra "i", no FPO-CA

$PW_{i,w}^{CC}$	Potência ativa fornecida pelo gerador eólico na barra " i ", no cenário de geração w , para o PET-CC (MW)
PW_i	Média ponderada dos cenários de geração eólica (w) na barra " i ", levando em consideração a probabilidade de ocorrência de cada cenário (p) (MW)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	ABORDAGENS E TÉCNICAS DE RESOLUÇÃO	15
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
1.3	OBJETIVO	30
1.4	PUBLICAÇÕES RELACIONADAS	31
1.5	ESTRUTURA DA TESE	32
2	METODOLOGIAS DESENVOLVIDAS	33
2.1	FORMULAÇÃO CLÁSSICA DO PET	33
2.2	FORMULAÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZA SOBRE DEMANDA E CRITÉRIO DE SEGURANÇA	35
2.3	FORMULAÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZA DA GERAÇÃO EÓLICA	36
2.4	ESQUEMA DE DECOMPOSIÇÃO PARA O PROBLEMA DO PET	38
2.5	FERRAMENTAS DE SOLUÇÃO DO PET	40
2.5.1	Algoritmo híbrido eficiente	40
2.5.1.1	<i>Redutor de espaço de busca (REB)</i>	41
2.5.1.2	<i>Algoritmo modificado bioinspirado no comportamento de morcegos (AMB)</i>	42
2.5.2	Abordagem heurística CC-CA	47
2.6	MODELO ESTOCÁSTICO PARA REPRESENTAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA	51
3	TESTES E RESULTADOS	55
3.1	RESULTADOS DO ALGORITMO HÍBRIDO EFICIENTE	55
3.1.1	Resultados para o sistema Garver	57
3.1.2	Resultados para o sistema IEEE 24-barras	59
3.1.3	Resultados para o sistema sul equivalente brasileiro	60
3.2	RESULTADOS PARA A ABORDAGEM HEURÍSTICA CC-CA	63
3.2.1	CS-A: Sistema Garver modificado (MGS)	65
3.2.2	CS-B: Sistema Garver (GS)	69
3.2.3	CS-C: Sistema IEEE 24-barras modificado (MRTS-79)	71
3.2.4	CS-D: Sistema IEEE 24-barras - análise 1	71
3.2.5	CS-E: Sistema IEEE 24-barras - análise 2	74
3.2.6	CS-F: Sistema IEEE 24-barras - análise 3	77
4	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	85
4.1	CONCLUSÕES	85
4.2	TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	88
	APÊNDICE A – Dados dos sistemas no modelo CC	96
	APÊNDICE B – Dados dos sistemas no modelo CA	99

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) pode ser definido como o conjunto de equipamentos físicos e elementos de circuitos elétricos conectados, que atuam de modo coordenado, com o intuito de gerar, transmitir e distribuir a energia elétrica ao seu destino final, que é o consumidor. O sistema de transmissão tem a função da integração entre as fontes de produção e consumo, de maneira instantânea e ininterrupta. O sistema de transmissão brasileiro é complexo e extenso, com cerca de 135 mil Km de linhas de transmissão na rede básica (EPE, 2019a). Portanto, este sistema tende a ser planejado com maior rigor tendo em vista as restrições econômicas e ambientais.

Assim sendo, o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão de energia elétrica (PET) consiste em assegurar a existência de recursos da rede elétrica, que possam atender a projeção de demanda total ao longo de um horizonte de planejamento, operando ao menor custo possível, considerando as incertezas associadas a esse problema (como perfil e crescimento da demanda, produção e localização da oferta de geração, falha nos equipamentos) e dentro de critérios de confiabilidade.

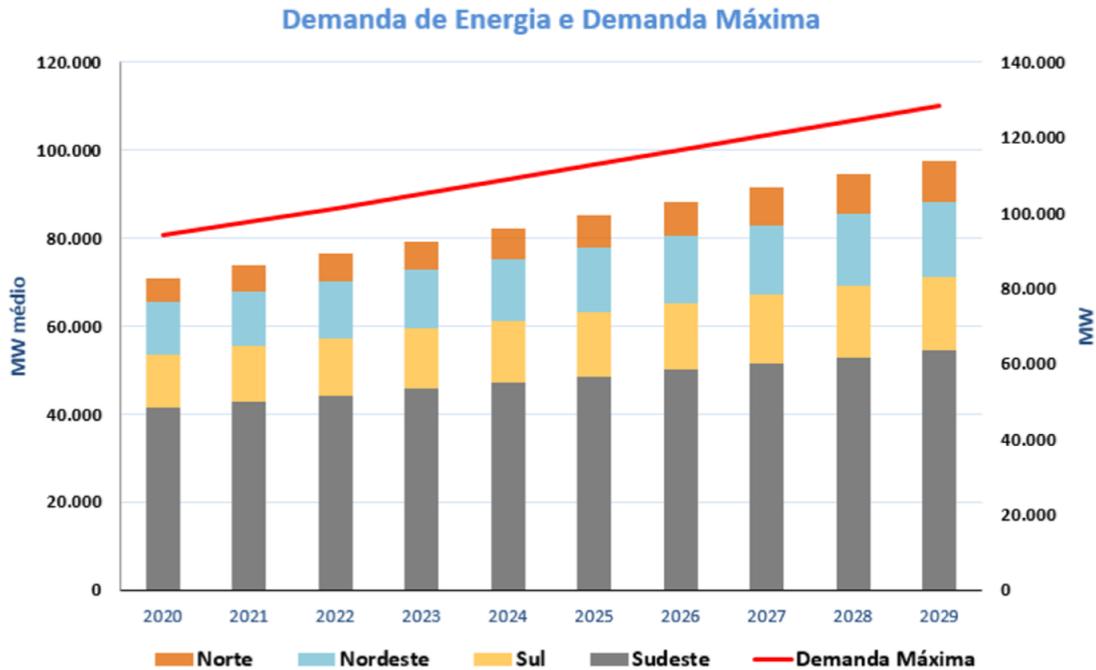
A confiabilidade dos sistemas elétricos e a qualidade do atendimento ao mercado de energia estão intrinsecamente relacionadas à eficiência da expansão, a qual necessita de um planejamento adequado. Devido ao alto custo de investimento associado à implementação de reforços e ao acréscimo da demanda ao longo dos anos, tais sistemas devem ser cuidadosamente planejados, atendendo a critérios de qualidade, segurança, economia e ambientais.

Espera-se, de acordo com as estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que contempla o período de 2020 até 2029, que o crescimento médio anual da demanda total de eletricidade (sem abatimento da geração distribuída) seja de 3,6% ao ano, aproximadamente 2.902 MW médios anuais (EPE, 2020). A Figura 1 apresenta a projeção de carga do sistema integrado nacional (demanda energia e ponta), que estão dispostas no eixo das ordenadas, do cenário de “Mercado de Referência” do PDE, sem abater a parcela de geração distribuída; já o eixo das abcissas representam os anos dentro do cenário decenal em estudo. A demanda máxima apresenta a mesma taxa de crescimento da demanda média, mantendo assim o fator de carga ao longo do horizonte.

O PET é justificado através do estabelecimento da prerrogativa deste panorama de crescimento do consumo de energia pela sociedade e alicerçado em um histórico de previsões, como devidamente ilustrado na Figura 1. No caso das condições de atendimento serem insatisfatórias e assim gerando corte de carga (déficit de energia), deve-se propor um plano de expansão que tenha coerência com o fornecimento de potência à carga e que contemple instalações de novos equipamentos de maneira adequada ao sistema.

A complexidade do desafio do planejamento da expansão do sistema de transmissão de

Figura 1 – Projeção de Carga.



Fonte: Plano Decenal de Energia 2029 - EPE (EPE, 2020)

energia também decorre da necessidade de conciliar requisitos conflitantes de economicidade e confiabilidade do sistema e, em particular, das interligações regionais (EPE, 2019b).

Outra fonte de complexidade no sistema de transmissão são as crescentes restrições socioambientais (JR; HOFFMANN, 2019), que limitam a disponibilidade de faixas de passagem e de oferta de locais para subestações, em particular, na região Amazônica e nos grandes centros de carga.

A perspectiva de expansão das fontes com forte variabilidade de produção, a busca por um sistema de transmissão robusto a diferentes alternativas de expansão da geração, o parcial deslocamento dos investimentos em transmissão a situações econômicas menos favoráveis, entre outros fatores, embasam a expectativa de expansão da capacidade de transmissão do sistema elétrico nos próximos anos e demandam um planejamento proativo (EPE, 2019b).

Diante da dimensão dos sistemas de transmissão atuais, da natureza discreta das decisões de investimentos, das incertezas inerentes ao crescimento da carga e da inserção de novas fontes renováveis de geração, o planejamento de expansão da transmissão é caracterizado como um problema combinatório, estocástico e de grande complexidade. Portanto, a escolha de um modelo que represente adequadamente o problema torna-se essencial para a obtenção de um planejamento ótimo que atenda ao conjunto de restrições impostas por esta classe de problema.

O PET tem como objetivo determinar a localização, a quantidade de reforços na rede de transmissão e o tempo apropriado para a realização destes investimentos. Neste caso, tempo apropriado relaciona-se ao instante em que o equipamento precisa ser interligado à rede para

atender aos critérios técnicos e econômicos determinados durante o planejamento. Desta forma, os agentes devem decidir individualmente onde e quando investir, de maneira ótima, os recursos financeiros disponíveis, garantindo o funcionamento confiável e adequado ao SEP.

Ao final, o plano de expansão adotado deve atender a demanda dos anos do horizonte considerado, inclusive do último ano (ano-horizonte), minimizando todos os custos associados, além de satisfazer aos critérios técnicos e de segurança (restrições físicas/operativas da rede elétrica). Os dados deste problema geralmente são: a topologia atual do sistema (ano base); os circuitos candidatos com seus respectivos parâmetros e custos de investimento; a geração e a demanda para o ano-horizonte; e as restrições de investimento. Este é um problema de otimização de difícil solução, que apresenta algumas particularidades:

- 1 Região de solução não convexa, o que leva grande parte dos algoritmos a convergirem para uma solução ótima local ou subótima;
- 2 A natureza combinatória do processo de planejamento, culminando em um elevado esforço computacional; e
- 3 Problema de grande porte com número elevado de variáveis inteiras e contínuas envolvendo equações não lineares.

Estes aspectos impõem dificuldades a utilização direta de pacotes de otimização, o que representa um incentivo para o desenvolvimento de algoritmos rápidos e eficientes para a resolução do problema de PET.

1.1 ABORDAGENS E TÉCNICAS DE RESOLUÇÃO

Nos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica existem diversos problemas que envolvem o processo de otimização. Normalmente, a meta é minimizar os custos de investimento e de operação do sistema. Neste trabalho aborda-se o PET como um problema de otimização, motivo pelo qual a resolução compreende a execução de duas etapas subsequentes e bem definidas: a modelagem matemática e a respectiva técnica de solução empregada para resolver tal modelo. Destaca-se que a modelagem matemática proposta deve se aproximar o máximo possível do problema real e permitir a resolução por meio das técnicas de solução disponíveis.

Normalmente, à medida que são implementadas melhorias no modelo matemático do problema real, a técnica de solução se torna mais complexa. Assim sendo, deve existir um compromisso entre a modelagem matemática adotada e a técnica de solução escolhida, para que se possa obter o máximo de aproveitamento dos recursos computacionais (ROMERO; MONTICELLI, 1999).

As abordagens utilizadas para o PET podem ser classificadas como: Interativa ou Automática; Estática ou Dinâmica; Determinística ou Não-Determinística (REZENDE, 2011). Ao considerar a abordagem interativa, pressupõe-se que o planejador deve interagir com um algoritmo computacional, influenciando no processo de planejamento. No entanto, para a abordagem automática, um algoritmo de busca é responsável por efetuar as decisões em relação à expansão da rede, sem que haja qualquer interferência do planejador.

Em uma abordagem estática ou estágio único, dentro de um horizonte de planejamento (normalmente de médio ou longo prazo), todos os reforços que compõem o plano de expansão final serão adicionados ao sistema em um único instante de tempo (OLIVEIRA et al., 2005; SILVA et al., 2006b; MENDONÇA et al., 2017; OLIVEIRA et al., 2018). Em contrapartida, para o dinâmico ou também denominado multiestágio, além da determinação dos reforços candidatos a serem inseridos a topologia original, de modo a atender a demanda futura, deve-se definir o momento oportuno para construir/installar os elementos necessários para a expansão do sistema, tendo como objetivo a minimização dos custos dos investimentos em valor presente (SILVA et al., 2006a).

Ainda sob a ótica da abordagem estática ou dinâmica, pode-se destacar os estudos do PET à longo prazo, médio prazo e curto prazo. Estudos de longo prazo prezam por definir as principais interconexões de transmissão entre as maiores áreas do sistema, considerando as alternativas de expansão do parque gerador. Para o médio prazo, as interconexões predefinidas são determinadas com maior riqueza de detalhes, bem como também as alternativas de expansão para os sistemas regionais. Por fim, no curto prazo são efetuados os ajustes finais para as alternativas previamente selecionadas, dentre demais ajustes podem ser citados: compensação reativa, comportamento dinâmico, níveis de curto circuito e confiabilidade. No caso do planejamento estático, para um horizonte de planejamento de longo prazo considera-se um período de tempo de 10, 15, 20, ou até mesmo 30 anos. Já no caso do planejamento multiestágio, o período temporal entre um estágio e outro pode ser de 2, 3 ou até 5 anos (PAULA, 2017).

Para os modelos com abordagem não determinística são inseridas algumas incertezas e indefinições vinculadas ao sistema, durante o processo de planejamento, tais como projeções de mercado (demanda e geração de energia futura), regras de comercialização de energia, taxas de desconto e de câmbio, aflúências hidrológicas, custos de produção (operação e manutenção, e gastos com combustível) e de interrupção de energia, restrições ambientais, disponibilidades dos equipamentos do sistema, entre outras (REZENDE, 2011). Sendo assim, é importante que os planos de expansão encontrados para o PET sejam robustos e flexíveis a ponto de suportar as diferentes possibilidades de cenários futuros, atendendo à demanda futura com a melhor relação custo/benefício. Em (SILVA; REZENDE; MANSO, 2011), ao utilizar uma abordagem estática para o PET é possível realizar estudos considerando vários tipos de incertezas e desenvolver novos modelos que visem não somente a minimização dos custos de investimentos, mas também a minimização dos custos relacionados às incertezas do problema (caracterizando como um

problema de otimização multi-critério ou multiobjetivo).

As incertezas podem ser classificadas como interna e externa, segundo a literatura (MANSO et al., 2009). As internas são aquelas que envolvem indefinições relacionadas às indisponibilidades dos equipamentos do SEP, conforme as variações de alguns recursos energéticos, como afluições hidrológicas. Geralmente, esse tipo de incerteza obedece a alguma distribuição de probabilidade conhecida. Desta forma, os valores futuros dos parâmetros poderão ser previstos com base em um histórico de valores observados no passado. As incertezas associadas à indisponibilidade dos equipamentos de transmissão causam impacto no processo de tomada de decisão e podem ser consideradas através do índice *Loss of Load Cost* (LOLC) (MANSO et al., 2012). Já as externas são identificadas como indefinições envolvidas nas projeções de mercado (demanda e energia), taxas de interesse e de câmbio, regras do mercado competitivo. Existe uma dificuldade considerável para modelar as incertezas externas, pois não podem ser descritas baseadas em valores passados ou em alguma lei estatística. Atualmente, os métodos mais utilizados para lidar com incertezas dessa natureza são: a técnica de cenários e a análise via árvore de decisões (OLIVEIRA et al., 2018; POUBEL et al., 2017).

Uma parte considerável dos trabalhos realizados nas últimas décadas utiliza a abordagem determinística para o PET, como demonstrado por Hemmati, Hooshmand e Khodabakhshian (2013). Entre estes trabalhos, uma gama significativa se dedica à abordagem determinística, considerando somente o cenário de rede intacta para a geração das propostas de planos de expansão. Observa-se ainda em menor escala, os trabalhos que levam em consideração o critério de segurança "N-1" na modelagem, esse critério de segurança se relaciona com a operação da rede em estado base e também em caso de uma linha sofrer contingenciamento. A dificuldade de incluir o critério de segurança nos modelos é devido ao elevado esforço computacional necessário para se avaliar os planos de expansão candidatos. Como exemplo, a inclusão do "N-1" implica que para cada plano candidato deve-se simular a retirada de uma das linhas de transmissão do sistema por vez, e verificar se o sistema é capaz de absorver essa contingência e operar sem corte de carga ou sobrecargas (OLIVEIRA et al., 2018). No entanto, a abordagem determinística é bastante valiosa em uma etapa inicial do processo de planejamento, de forma a reduzir o espaço de busca ou o número de alternativas a serem avaliadas por modelos mais completos.

A utilização de modelos determinísticos visa encontrar soluções para o PET que representem o conjunto ótimo de soluções de investimento ao menor custo possível, e que sejam capazes de evitar o corte de carga para a condição da rede intacta e também mediante critérios de segurança determinísticos como o "N-1" ou "N-2" que se referem ao contingenciamento simples de uma linha de transmissão por vez, ou simultâneo de duas linhas de transmissão. Para consideração da abordagem determinística do PET, os modelos matemáticos não levam em consideração qualquer tipo de incerteza em relação aos dados utilizados durante o processo de planejamento. Assim, este tipo de abordagem pode negligenciar aspectos relacionados às incertezas externas e internas ao sistema (SILVA; REZENDE; MANSO, 2011).

Além da escolha da abordagem e modelo matemático a ser adotado, o processo de resolução de um problema PET envolve a escolha e utilização de um método computacional de otimização, em que o principal objetivo é a minimização da função de custo definida pelo modelo: custo de construção/instalação de novas linhas/transformadores, custo de operação e manutenção da rede, custo das perdas de energia, custo de interrupção, custos socioambientais, multas, entre outros. De modo geral, os métodos que têm sido utilizados para resolução dos problemas PET podem ser divididos em duas categorias principais: métodos de otimização matemáticos, os quais ainda podem ser subdivididos em métodos exatos e métodos aproximados, e métodos de otimização heurísticos e meta-heurísticos (HEMMATI; HOOSHMAND; KHODABAKHSHIAN, 2013).

Diante do panorama previamente descrito, pode-se verificar na literatura a existência de várias técnicas e algoritmos computacionalmente eficientes, mas que não garantem a otimalidade da solução de problemas de programação inteira (GOLDBARG; LUNA, 2005). Tais algoritmos são denominados de heurísticos ou aproximados. Etimologicamente, a palavra heurística é derivada do grego “*heuriskein*”, cujo significado é descobrir ou encontrar. Em otimização, a interpretação dessa palavra agrega um novo significado e possui um atenuante, pois se refere a um método de busca de soluções em que não existe qualquer compromisso com o sucesso de encontro da solução ótima (JUNIOR, 2003). Os algoritmos heurísticos são robustos e encontram, geralmente, soluções de boa qualidade com pouco esforço computacional. Porém, raramente, encontram as soluções ótimas globais, principalmente, em relação aos sistemas reais ou de grande porte (GARVER, 1970).

Um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC), contextualizado ao problema do PET, tem a essência de ser um procedimento realizado passo a passo, em que para cada passo é acrescentado um circuito candidato para realização da expansão da topologia base do sistema elétrico em análise. O circuito a ser adicionado na topologia base é determinado através de um indicador de sensibilidade ou de desempenho. Portanto, o algoritmo parte de uma topologia base (circuitos já existentes) e uma previsão de demanda futura. Em cada passo de resolução adiciona-se um circuito candidato, via indicador de sensibilidade, e a topologia base vai sendo atualizada. O processo encerra-se quando o sistema elétrico, com a topologia base atualizada, passa a operar adequadamente, isto é, as unidades geradoras conseguem atender à demanda futura prevista para um possível horizonte de planejamento.

Algumas características desses algoritmos podem ser pontuadas, tais como: serem robustos e de fácil entendimento; geralmente apresentam baixo esforço computacional; algumas informações, propriedades e resultados provenientes desses algoritmos podem ser utilizados para elaboração de algoritmos mais complexos. A substancial distinção entre os diversos algoritmos heurísticos construtivos existentes na literatura encontra-se nos indicadores de sensibilidade e na modelagem do fluxo de potência utilizada. Um indicador de sensibilidade é uma medida que relaciona direta ou indiretamente a variação da função objetivo devido as alterações de algum

outro parâmetro do sistema elétrico. As seguintes características são peculiares de um indicador de sensibilidade: identifica os caminhos mais atrativos à expansão dos circuitos; é um indicador de caráter local, isto é, identifica a melhor estratégia para a configuração corrente não sendo capaz de identificar a melhor estratégia global para a topologia inicial (base) do sistema em análise (RIGHETTO, 2010).

O algoritmo heurístico construtivo proposto por Garver (1970), foi o primeiro a ser utilizado na resolução do problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica. Esse algoritmo iniciou a fase dos heurísticos construtivos com o objetivo de encontrar soluções de boa qualidade e não, necessariamente, a solução ótima global. Sendo assim, Garver propôs a utilização de uma modelagem de fluxo de potência relaxado, atualmente conhecida como modelo de transporte, como a maneira mais apropriada para a resolução de problemas de planejamento, ao invés do uso de modelos mais exatos.

Diante dos resultados alcançados por Garver, surgiram trabalhos propondo a utilização da modelagem CC no desenvolvimento de algoritmos heurísticos construtivos para o problema em questão. O modelo CC quando comparado com o modelo de transporte é uma representação mais adequada do problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão, uma vez que na modelagem CC todos os circuitos do sistema elétrico devem obedecer às duas leis de *Kirchhoff*. Desta forma, foi proposto o algoritmo de Mínimo Esforço (MONTICELLI et al., 1982). Este algoritmo heurístico construtivo utiliza a modelagem de fluxo de potência CC e faz uso de um índice de sensibilidade na indicação dos caminhos de investimento no sistema de transmissão de energia elétrica.

O algoritmo de Villanasa-Garver (VILLASANA; GARVER; SALON, 1985) faz uso de duas redes elétricas superpostas com a finalidade de resolver o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica. A primeira rede elétrica representa os circuitos existentes na topologia corrente e a segunda corresponde aos circuitos fictícios existentes em todos os caminhos possíveis à expansão. O funcionamento do algoritmo consiste no fato de que o sistema elétrico deve ser capaz de operar adequadamente fazendo uso somente dos circuitos existentes na topologia corrente, isto é, sem o uso dos circuitos fictícios. Os circuitos fictícios só devem ser utilizados quando a topologia corrente for insuficiente para atender as restrições operativas do sistema elétrico. Os circuitos presentes na topologia corrente devem satisfazer às duas leis de *Kirchhoff* e às restrições de fluxo de potência ativa. Já os circuitos pertencentes à rede fictícia devem satisfazer apenas à primeira lei de *Kirchhoff*. Esta modelagem foi denominada de “Híbrida”, pois uma parte de rede elétrica é representada pela modelagem CC e a outra pelo modelo de transporte.

O algoritmo de Mínimo Corte de Carga foi proposto por Pereira e Pinto (1985). Este algoritmo é muito parecido com o algoritmo de mínimo esforço, pois utiliza o modelo de fluxo de potência CC e índices de sensibilidade como indicadores das rotas de expansão. Entretanto, no algoritmo de mínimo esforço os problemas de operação foram contornados permitindo que os

circuitos sejam sobrecarregados e no algoritmo de mínimo corte de carga estas sobrecargas não são permitidas, uma vez que os circuitos devem permanecer dentro de limites de capacidade. O índice de sensibilidade referente ao algoritmo de Mínimo Corte de Carga, permite localizar o circuito candidato que, uma vez adicionado a topologia base ou corrente, produz o decréscimo mais expressivo do nível de corte de carga no sistema elétrico. Assim, o circuito candidato mais atrativo é aquele que apresentar o maior valor absoluto do índice de sensibilidade.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Um dos primeiros trabalhos publicados sobre o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão datam de 1970. Trata-se do trabalho de Garver (1970), que modelou o problema com um fluxo de potência aplicando um algoritmo de programação linear para apontar as rotas candidatas a expansão e evidenciou a rede pelo modelo de transportes. Tratou-se de um modelo relaxado, pois tem a peculiaridade de somente satisfazer a primeira lei de *Kirchhoff*.

Monticelli et al. (1982) apresentou um método iterativo para o planejamento da transmissão, através de um algoritmo heurístico construtivo que utiliza modelo CC, denominado algoritmo de Mínimo Esforço. Este modelo é baseado no acoplamento entre os fluxos de potência ativa e as aberturas angulares. As rotas candidatas à expansão eram postas em ordem através de um índice de Mínimo Esforço, o qual apresenta uma análise da sensibilidade com relação às susceptâncias dos circuitos na indicação dos caminhos de investimento na transmissão.

Sequencialmente, em 1985 foi apresentado por Villasana, Garver e Salon (1985), um modelo que expõe duas redes elétricas sobrepostas, a fim de resolver o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, mesclando o modelo CC com modelo de transportes. À medida que o modelo linearizado calcula o fluxo de potência nos circuitos existentes ou reais, o modelo de transporte resolve os circuitos artificiais ou fictícios.

Mais adiante, em 1985, Pereira e Pinto (1985) sugeriram um algoritmo heurístico construtivo, o algoritmo de "Mínimo Corte de Carga", possibilitando a minimização ao corte de carga ao sistema, através da inserção ao modelo de geradores fictícios para contornar os problemas de operação em *déficit* de fornecimento de energia do sistema.

Em sistemas mais complexos torna-se necessário obter soluções de qualidade superior utilizando métodos de busca mais elaborados, denominados algoritmos meta-heurísticas. Esses algoritmos geralmente possuem maior facilidade em trabalhar com problemas não convexos e de lidar com incertezas na solução do planejamento da expansão da transmissão dos sistemas de energia elétrica, o que contribuiu para a utilização desta técnica.

Com o trabalho de Romero, Gallego e Monticelli (1995), que tem como proposta a aproximação para o planejamento da expansão da transmissão baseado na técnica de Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*), deu-se o início ao uso das técnicas meta-heurísticas. Tal método obteve resultados eficientes quando aplicados aos sistemas de pequeno porte nos quais

as soluções ótimas eram conhecidas e mostrou-se promissor quando aplicado aos sistemas de grande porte, obtendo soluções atraentes com custo reduzido quando comparado às soluções conhecidas anteriormente. Simultaneamente em (GALLEGO et al., 1997), observa-se uma nova estratégia, esta possibilitou que soluções fossem obtidas em um tempo computacional menor, influenciando nas propriedades de convergência do Recozimento Simulado Sequencial.

Cortes-Carmona, Palma-Behnke e Moya (2009) também utilizando o algoritmo de Recozimento Simulado, desenvolveram um algoritmo híbrido, sobre o qual realiza-se uma busca local de custo reduzido que apura a solução encontrada em cada nível de temperatura e que permite um processamento mais rápido. Essa metodologia possibilitou um melhor desempenho do método, encontrando resultados favoráveis em um curto tempo de processamento.

É apresentado por Dewani, Daigavane e Zadgaonkar (2012) uma comparação de desempenho das meta-heurísticas a fim de solucionar o problema de planejamento da expansão da transmissão multiestágio em sistemas de potência. A metodologia proposta inclui a busca para a solução de menor custo, levando em conta investimentos e custos operacionais relacionados com as perdas ôhmicas de transmissão. O desempenho das meta-heurísticas foi avaliado através de um índice que mede a qualidade das melhores soluções encontradas. Estudos de caso sobre um sistema pequeno e em uma rede de sub-transmissão real são apresentados e discutidos.

Em (TORRES; CASTRO, 2012) propõe-se uma versão de implementação paralela de otimização por Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO) para resolver o planejamento da expansão da transmissão usando o modelo CC. A fim de reduzir o tempo de processamento, o primeiro artigo importante para resolver o problema utilizando processamento paralelo foi publicado por Gallego et al. (1997). Apresenta-se uma implementação paralela da versão local do PSO no solver comercial MATLAB[®] para resolver problema. Os resultados mostram que, com o processamento paralelo, o problema pode ser resolvido de forma mais rápida e robusta.

Em função da necessidade adicional imposta pela inserção de fontes renováveis no planejamento de redes elétricas, em (SILVA et al., 2012b) introduz-se novos modelos e procedimentos para a obtenção de redes mais robustas e flexíveis. Na metodologia, um algoritmo computacional, com um novo conjunto de indicadores de desempenho é apresentado com base no conceito de Fluxo de Potência Cronológico (*Chronological Power Flow* - CPF).

Rathore et al. (2013a) apresenta a aplicação de um algoritmo de otimização baseado na busca de população chamado *Mosquitoes-behaviour based* - MOX, a fim de resolver o problema de planejamento da expansão da rede de transmissão estática usando modelo CC, para minimizar o custo de investimento de transmissão. Os resultados indicam que o algoritmo proposto pôde obter um custo mínimo de investimento para os sistemas IEEE 24 barras e IEEE 25 barras.

A técnica Colônia de Abelhas (*Artificial Bee Colony* - ABC) foi aplicada em (RATHORE et al., 2013b), para resolver o problema de planejamento da expansão. Com base no modelo

de CC, o ABC foi usado para resolver o problema estático a fim de minimizar o custo de investimento na transmissão. A capacidade do método proposto foi testada nos sistemas Garver, IEEE 24 e IEEE 25 barras, e os resultados indicados foram bem sucedidos em comparação com a literatura até o momento da publicação.

Orfanos, Georgilakis e Hatziargyriou (2013), propõem um algoritmo de busca Harmônica Recursiva (*Harmony Search* - HS), para resolver o problema de planejamento da expansão da transmissão em ambiente desregulamentado considerando restrições de segurança. A modificação do método HS recursiva em comparação com o algoritmo HS tradicional inclui: i) a introdução de uma largura de banda variável na consideração de memória e as fases de ajuste no passo de improvisação do algoritmo e ii) a possibilidade de reiniciar o algoritmo após o número máximo de improvisação é alcançada mantendo as melhores soluções do algoritmo de execução anterior. Desta forma, a probabilidade de encontrar a melhor solução para o problema é aumentada sem sobrecarregar o tempo de computação do algoritmo.

Já em (SILVA et al., 2011), apresentam-se vários problemas de otimização matemática que podem ser resolvidos de forma eficaz por algoritmos meta-heurísticos. A vantagem desses algoritmos é que executam processos de busca iterativa e realizam, com eficiência, prospecção e exploração no espaço de busca. Neste contexto, os três algoritmos meta-heurísticos a seguir, respectivamente, Algoritmo Colônia de Vagalumes (*Firefly Algorithm*), Algoritmo Bioinspirado em morcegos - AB e o *Cuckoo Search*.

Em (RESENDE, 2014) são explicitadas duas metodologias para resolver o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão. A primeira delas utiliza o PSO como ferramenta de solução do problema do PET estático. Nesta proposta, são usados os modelos matemáticos de transporte e CC. A segunda proposta apresenta o problema considerando múltiplos cenários de geração, através modelo linear disjuntivo. Este modelo foi implementado usando o *solver* comercial CPLEX[®]. Os resultados mostraram a eficiência e utilidade das duas metodologias propostas.

Aghaei et al. (2014) descreve um novo modelo probabilístico para o problema planejamento de expansão da geração e transmissão, considerando critérios de confiabilidade. Tais critérios são representados por geradores ou paralisações aleatórias de linhas. O modelo resultante considera os custos de instalação e operação, bem como o custo de energia esperada não fornecida para determinar, de forma ideal, a localização e o número de novas unidades geradoras e circuitos na rede, a capacidade de geração de energia para as unidades e o ângulo de fase da tensão em cada nó. Além disso, formulações lineares eficientes foram introduzidas neste trabalho para lidar com a natureza não linear do problema. Para validar a metodologia foram utilizados os seguintes sistemas: 6 Barras, IEEE 24 e 118 Barras.

Alizadeh e Jadid (2015) apresentam uma nova abordagem dinâmica no problema de planejamento da expansão em sistemas de potência. A coordenação entre a expansão do sistema de geração e expansão do sistema de transmissão foi formulada como um problema

de programação linear inteira mista. Em seguida, foi demonstrado que esse modelo não pode ser resolvido eficientemente pelos métodos de solução tradicionais. Uma vez que o termo “não linear” vem da multiplicação de uma variável binária por uma contínua, a decomposição Benders foi empregada para converter a formulação não linear em uma programação linear inteira mista no problema mestre, e uma programação linear no subproblema. Além disso, diferentes tempos de construção foram considerados para diferentes instalações de transmissão e geração.

A expansão do sistema de transmissão é um fator-chave para a integração de energias renováveis (MUNOZ et al., 2014). Muitos trabalhos neste campo concentraram-se em expandir as redes de transmissão para áreas remotas com recursos renováveis substanciais. O estudo de quatro anos do Laboratório Nacional de Energia Renovável (*National Renewable Energy Laboratory* - NREL), sobre integração eólica na Interconexão Oriental dos Estados Unidos, descobriu que altas penetrações de energia eólica (20-30% da demanda) exigem investimentos significativos em expansão da capacidade de transmissão de energia elétrica (CORBUS et al., 2010). Esforço similar foi recomendado pela União Europeia (UE) na mesma época para o sistema de transmissão de energia elétrica (WINTER, 2010). O *European Wind Integration Study* identificou 150 projetos de expansão do sistema de transmissão de energia elétrica dentro da UE necessários para apoiar a integração da geração eólica. Deste número, 35 projetos foram identificados como essenciais com o único propósito de integrar energias renováveis ao sistema de potência, em oposição à gestão de congestionamentos (ENTSO-E, 2010).

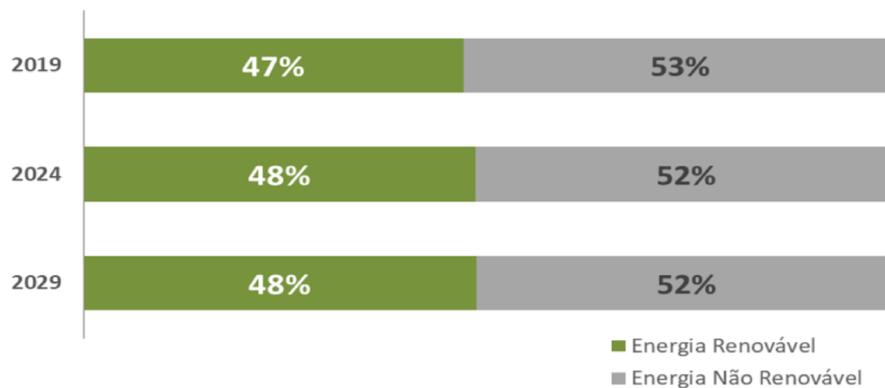
O mundo vem passando por mudanças na última década, o aumento populacional culmina em acréscimo na demanda global por energia (MELODI; MOMOH; ADEYANJU, 2018), conseqüentemente a urgência em lidar com as mudanças climáticas se intensificou e o desenvolvimento sustentável avançou das margens para o centro da política global de energia e desenvolvimento. O progresso no fornecimento de energia depende da capacidade de geração disponível, alternativas de expansão do sistema de transmissão de energia, tecnologias de geração, consideração das questões ambientais e do design de mercado utilizado. Essa integração pode tornar a fonte renovável o principal recurso de geração mundial nos próximos anos (FOUNDATION, 2019; IRENA, 2020).

Diante desse panorama, o setor elétrico está em processo de redefinição estrutural, o que afeta a modelagem. Vários problemas tidos como bem estabelecidos e discutidos, agora exigem novos estudos e formulações, dentre eles o PET se destaca (PERTL et al., 2018; GOMES et al., 2019). No entanto, existem trabalhos recentes que propuseram modelos de planejamento para resolver o PET por meio de modelos determinísticos, como (OLIVEIRA et al., 2017; PAULA et al., 2020). Outros trabalhos introduziram metodologias para lidar com incertezas por meio de programação estocástica, além de otimização robusta (JABR, 2013). Em (MORAES et al., 2020), que é uma publicação decorrente vinculada e a tese que se apresenta, os autores apresentam a avaliação do impacto da inserção de energia renovável nos perfis de tensão (em todos os barramentos do sistema), bem como no nível de perdas elétricas das linhas, utilizando o modelo

de fluxo de potência em corrente alternada.

O Brasil é reconhecido internacionalmente pela capacidade de gerir recursos energéticos renováveis, demonstrando que decisões estratégicas de política energética são essenciais para a obtenção de resultados no longo prazo. Conforme indicam os resultados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2020), a parcela renovável da matriz energética atingirá 48% do total ao final do horizonte decenal, como pode ser visto na Figura 2. A Figura 3 mostra a evolução da composição da oferta interna de energia por fonte, em que os 48% da parcela renovável da matriz energética podem ser contabilizados através do somatório das ofertas pelas fontes Hidráulica e Eletricidade (12%), Lenha e Carvão Vegetal (7%), Produtos de Cana-de-Açúcar (17%) e Outras Renováveis (12%).

Figura 2 – Matriz energética brasileira: energia renovável e não-renovável.



Fonte: Plano Decenal de Energia 2029 - EPE (EPE, 2020)

Figura 3 – Evolução da composição da oferta interna de energia por fonte.

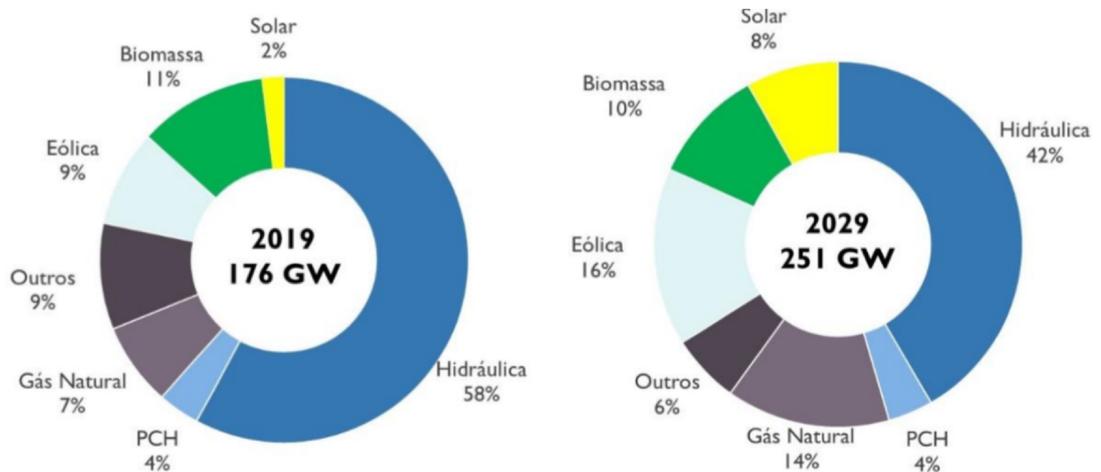


Fonte: Plano Decenal de Energia 2029 - EPE (EPE, 2020)

A tendência do acréscimo da parcela renovável também é verificada para a matriz elétrica. Em termos relativos, observa-se a maior diversificação da matriz elétrica brasileira ao longo do período, com a redução na participação hidrelétrica sendo compensada pelo crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e solar, esse efeito é ilustrado nas figuras 4 e 5. O

crescimento da participação de gás natural, que em grande parte decorre do desenvolvimento das reservas do pré-sal e as novas descobertas de bacias nacionais no pós-sal ocorre de forma a compensar, em parte, a queda na participação de outras fontes fósseis.

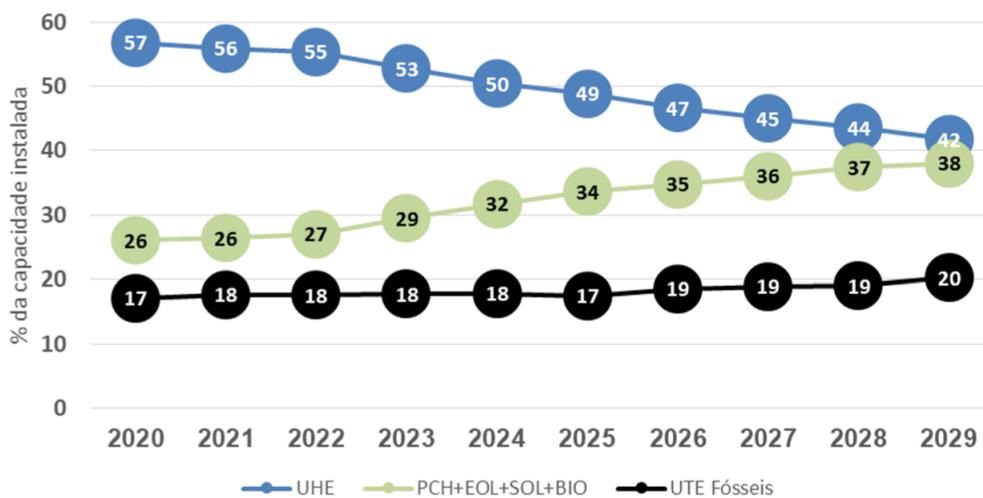
Figura 4 – Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte na matriz elétrica.



Nota: Não inclui parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai

Fonte: Plano Decenal de Energia 2029 - EPE (EPE, 2020)

Figura 5 – Participação das fontes na matriz elétrica, para capacidade instalada total.

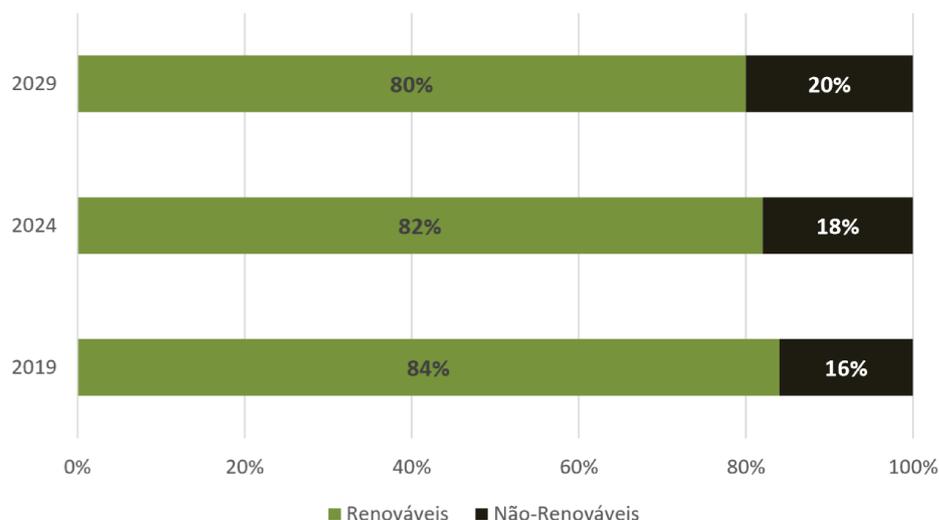


(1) A participação de PCH inclui também empreendimentos classificados como CGH.
 (2) Não inclui Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai.

Fonte: Plano Decenal de Energia 2029 - EPE (EPE, 2020)

Fica claro que, embora a participação das fontes não-renováveis cresça no horizonte decenal, como é observado na Figura 6, espera-se que a matriz elétrica brasileira ainda fique com nível de participação das energias renováveis na casa dos 80%, ao longo do horizonte decenal. Esse percentual é contabilizado através das ofertas de energia elétrica através das fontes Hidráulica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Solar, Eólica e Biomassa.

Figura 6 – Capacidade instalada de geração elétrica: renovável versus não-renovável.



Fonte: Plano Decenal de Energia 2029 - EPE (EPE, 2020)

Outro fator relevante e que reforça a necessidade de elaboração de estudos de inserção de fontes renováveis de geração ao problema do PET é a consideração de que no ano de 2017, o Brasil tornou-se membro associado da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* - IEA), o que permitirá maior projeção do papel de liderança do país no debate energético mundial.

Apesar da importância da inserção das fontes renováveis nos estudos do PET, os estudos de modelos de planejamento da expansão da transmissão adequados para acomodar o aumento da inserção de energia renovável são incipientes. Recentemente, diversos autores incluíram várias incertezas enfrentadas pelos planejadores que atuam na transmissão no problema de planejamento. Por exemplo, em (WEIJDE; HOBBS, 2012), um modelo de jogo é proposto, conciliando as decisões do planejamento da expansão da transmissão e os interesses das empresas geradoras, considerando as incertezas inerentes e a possibilidade de atraso nos investimentos. A conclusão foi de que planos de expansão da transmissão ideais mudam drasticamente quando estas incertezas são ignoradas. Um estudo de caso envolvendo o sistema de transmissão da Grã Bretanha mostrou que o custo de se ignorar tais incertezas varia de 4 a 111 milhões de libras esterlinas.

Atualmente, a energia eólica é considerada como uma das fontes renováveis mais rentável e com a menor emissão de gases causadores do efeito de estufa, porém essa fonte apresenta a característica de ser intermitente (ADMINISTRATION, 2015). Esta volatilidade acarreta em uma complexidade na integração dessa fonte à modelagem do PET. A incerteza na geração de energia renovável é tipicamente incluída por meio de informações históricas de produção (MUNOZ et al., 2014; KONSTANTELOS; STRBAC, 2015), com previsões de produção em uma escala de tempo horária. Outra maneira menos usual consiste na determinação do fator de capacidade anual de geração para aproximar a produção de energia renovável (YOU et al., 2016).

Rathore e Roy (2014), abordam o impacto da integração da geração energia eólica no problema de expansão da transmissão estática. Para resolver este problema estocástico, de otimização não linear e região de solução não convexa, utilizou uma nova meta-heurística, o algoritmo de otimização proposto é inspirado no Gás Browniano em Movimento, onde cada posição da molécula significa uma possível solução ótima do problema de otimização proposto. O fluxo de potência CC sem consideração das perdas é usado para representar a rede e a incorporação do modelo de vento para mostrar custo do impacto da integração eólica nesse problema. A função objetivo principal é de minimizar o custo total do sistema: custo do investimento em linha de transmissão, custo de combustível dos geradores e custo de energia eólica. São testados os seguintes sistemas: Garver, IEEE 24 e 25 barras.

No estudo realizado por Loureiro et al. (2018), observa-se uma nova abordagem para a inclusão da incerteza de geração renovável como um processo estocástico agregado, denominada Teoria das Opções Reais. Neste contexto, o tomador de decisão tem a flexibilidade, isto é, a opção de desenvolver o projeto, atrasá-lo ou descartá-lo, de acordo com o valor desta flexibilidade. Para cada decisão de investimento em uma linha de transmissão, os três componentes da definição de opções reais se aplicam: (1) os investimentos são irreversíveis, pois a maioria de seu valor seria perdido caso removidos; (2) o tomador de decisão pode investir ou não, fazê-lo mais cedo ou mais tarde, e escolher entre os diferentes tipos de linhas de transmissão; e (3) o valor dos investimentos pode depender de diversas incertezas. Segundo os autores, esta representação da incerteza de geração renovável não foi utilizada antes no planejamento da expansão da transmissão.

Outro artigo (RAJAGOPAL et al., 2013), sobre despacho ótimo de curto prazo utiliza uma representação de incerteza similar ao trabalho citado imediatamente anterior. Sob a ótica da Teoria das Opções Reais, a interação entre irreversibilidade, flexibilidade e incerteza tem impacto significativo na avaliação de uma alternativa de investimento. A modelagem das incertezas e das flexibilidades gerenciais disponíveis durante o ciclo de vida de um projeto é essencial para a determinação do risco de um investimento, já que os empreendimentos no setor elétrico apresentam considerável grau de irreversibilidade.

O PET relaciona-se a uma classe de problemas dedicados à identificação de decisões ótimas sobre o aporte, tempo, localização e tipo de investimentos em linhas de transmissão (construção ou atualização), considerando a física dos fluxos de potência e aspectos econômicos relevantes, em diferentes graus de complexidade, conforme adequado às aplicações previstas. A literatura do PET é revisada por Hemmati, Hooshmand e Khodabakhshian (2013), Gomes e Saraiva (2019), mas ambas as revisões apontam as dificuldades da inserção das diversas incertezas envolvidas neste processo, conseqüentemente, existe uma carência de modelos robustos e capazes de lidar com a complexidade advinda da resolução do problema do PET contemplando as incertezas.

As abordagens tradicionais para resolução do PET tratam as decisões de expansão da rede em configurações estáticas, considerando apenas um período para realização do planejamento,

com o objetivo de remover sobrecargas (GARVER, 1970) ou reduzi-las para atingir um limite mínimo aceitável de confiabilidade (KALTENBACH; PESCHON; GEHRIG, 1970). Para facilitar o processo de otimização, a confiabilidade foi, em algumas abordagens, substituída por custos de corte de carga (GALLEGO; MONTICELLI; ROMERO, 1998). Por outro lado, a resolução do problema tem evoluído através de uma maior precisão no cálculo de fluxo de potência com a inclusão de perdas de transmissão (ALGUACIL; MOTTO; CONEJO, 2003).

Outra linha de pesquisa concentra-se em configurações dinâmicas, estendendo as abordagens estáticas para tratar da evolução dos parâmetros do PET no tempo, bem como considerando a possibilidade de postergar expansões, em versões multi-período do PET. Uma contribuição nesta linha (DODU; MERLIN, 1981) apresentou variáveis de investimento contínuas, limitadas apenas por lei de *Kirchhoff*. Contribuições mais recentes, ainda neste contexto, são (POUBEL et al., 2017; OLIVEIRA et al., 2017; SILVA et al., 2011; ROCHA; SARAIVA, 2012; ZHANG et al., 2012; POUBEL et al., 2015; GALLEGO; GARCÉS; CONTRERAS, 2020).

Os operadores de sistemas de transmissão estão expostos a um número considerável de fatores incertos, incluindo a evolução da demanda, custos de geração e investimento, e disponibilidade de componentes do sistema (BLANCO G.A., 2011), como já pontuado anteriormente. Portanto, é relevante representar explicitamente tais incertezas, devido ao impacto que elas podem ter sobre o valor dos investimentos em expansão da capacidade de transmissão. Como afirmado por Bustamante-Cedeno e Arora (2008), “ignorar a incerteza no projeto do sistema, particularmente quando a mesma se prova significativa, ou seja, os custos associados a representação da mesma são expressivos e se omitidas no modelo do projeto podem levar a decisões de subdimensionamento, geram soluções inferiores à ideal.”

Outra maneira possível de tratar estes desafios é através de abordagens desenvolvidas para configurações determinísticas com valores esperados para os parâmetros incertos. Em geral, a presença de não linearidades, como característica do PET, faz com que as soluções ótimas obtidas com formulações que consideram o valor esperado tendam a diferir significativamente das soluções ótimas para as formulações estocásticas, situação conhecida como falha de médias (SAVAGE, 2002; NEUFVILLE; SCHOLTES, 2011). A exploração apropriada do espaço de busca do projeto e a avaliação de soluções devem levar em conta os benefícios potenciais de resultados melhores do que os esperados, além de evitar possíveis desvantagens.

No estudo realizado por Oliveira et al. (2018), os autores propõem um modelo baseado em cenários probabilísticos de carga, juntamente com a consideração de critérios de segurança. Em (NADIRA et al., 2003) é proposto um modelo baseado em cenários de geração, com incerteza na localização de novos geradores e uma abordagem passo-a-passo para determinar as decisões de expansão. Além disto, em (BUSTAMANTE-CEDENO; ARORA, 2008; CEDEÑO; ARORA, 2011) foi abordada a demanda estocástica e os custos de geração com um modelo para decisões ótimas do momento atual, ocorrendo antes da realização de diferentes possíveis cenários futuros. Finalmente, em (DELGADO; CLARO, 2013), foi estudado o impacto da incerteza na demanda e

da aversão ao risco nas decisões de investimento em expansão da rede de transmissão de energia elétrica.

Esses modelos, no entanto, não consideram a evolução no tempo dos parâmetros do PET (LATORRE et al., 2003). Uma perspectiva longitudinal de longo prazo é importante, em particular devido ao fato de que as decisões de investimento na rede provavelmente diferirão entre configurações estocásticas estáticas e dinâmicas. Com esta perspectiva, observa-se que investimentos maiores são esperados sob configurações dinâmicas (SILVA et al., 2006b). Em (MUNOZ; WATSON; HOBBS, 2015) é introduzida a afirmação de, que sem a possibilidade de retardar expansões do sistema de transmissão, deve-se esperar soluções “excessivamente conservadoras”. Os planos de contingência, o conjunto de decisões que dependem do desenrolar de sequências incertas de eventos, tornam-se relevantes nestes contextos (WANG; NEUFVILLE, 2005).

Uma parte substancial da literatura sobre o PET multi-período, considerando incertezas, não apresenta análises de planos de contingência e, em vez disso, considera um único plano de investimento em vários estágios e em todos os cenários. Os trabalhos (FOROUD et al., 2010; MAGHOULI et al., 2011; AKBARI; RAHIMI-KIAN; BINA, 2012; LIU et al., 2013; AGUADO et al., 2012) são referências nesta categoria, com abordagens de múltiplos objetivos, foco em critérios que incluem custos de investimento, redução de corte de carga, custos de congestionamento e confiabilidade.

Dados os desafios computacionais e de modelagem que os investimentos de vários períodos sob incerteza apresentam, alguns autores concentraram as análises nas decisões de expansão para linhas de transmissão. Em (CHAMORRO et al., 2012) é proposto um modelo estocástico para avaliar linhas de transmissão sob um número significativo de variáveis incertas, e (DENG; JOHNSON; SOGOMONIAN, 2001; PRINGLES; OLSINA; GARCÉS, 2014; PRINGLES; OLSINA; GARCÉS, 2015) desenvolveram modelos de opções reais que consideram a possibilidade de adiar investimentos.

As abordagens de PET que usam o modelo de fluxo de potência CC estão bem estabelecidas na literatura (OLIVEIRA et al., 2005; MENDONÇA et al., 2017; POUBEL et al., 2015; MENDONÇA et al., 2016; MORAES et al., 2019), enquanto o modelo de fluxo de potência CA foi investigado em (RIDER; GARCIA; ROMERO, 2007; ASADAMONGKOL; EUA-ARPORN, 2013; RAHMANI et al., 2010; FARRAG; ALI; OMRAN, 2019). A consideração do fluxo de potência CA no problema do PET é extremamente difícil ser resolvida, devido à sua natureza combinatória e não linear, conseqüentemente, poucas pesquisas abordaram essa modelagem.

Os autores Rider, Garcia e Romero (2007) foram um dos primeiros a considerar a aplicação do modelo de fluxo de potência CA em problemas de PET por meio de modelos relaxados. Os autores Asadamongkol e Eua-arporn (2013) usaram o modelo de fluxo de potência CA em um procedimento de três estágios para resolver o problema da PET. O primeiro estágio aplica a formulação do fluxo de potência CC para obter um plano de reforço, que é verificado

no segundo estágio usando o modelo de fluxo de potência CA. A decomposição de Benders foi aplicada para conectar as etapas anteriores. Finalmente, o terceiro estágio otimiza o suporte à potência reativa. No entanto, o ponto de operação encontrado no segundo estágio deste estudo está longe do encontrado no primeiro estágio, levando a um investimento excessivo em suporte de potência reativa.

Em (RAHMANI et al., 2010), o PET considerando o modelo de rede CA é executado após a etapa do PET em modelo de rede CC, para concluir os reforços da transmissão e o suporte à potência reativa. No entanto, o modelo de fluxo de potência CA considera parâmetros de rede consideravelmente relaxados, em particular os limites de transmissão e as relações resistência-reatância. No trabalho de Farrag, Ali e Omran (2019), diferentes modelos matemáticos foram avaliados para modelar o problema do PET no modelo de rede CA, no entanto, as abordagens propostas foram avaliadas apenas para um sistema de 19 barramentos, que não apresenta barramentos isolados e, mesmo assim, gastou-se alto tempo computacional mesmo considerando os parâmetros de rede relaxados.

Torres e Castro (2015) resolveram o problema do PET utilizando o modelo da rede de CA que é uma importante tendência. Uma aplicação especializada da Evolução Diferencial melhorada é usada para resolver o problema da PET na sua forma estática, utilizando o modelo de CA e uma compensação de energia reativa. O objetivo principal da pesquisa é viabilizar o uso da rede modelo CA para o PET. Algumas comparações são realizadas com o PSO a fim de demonstrar os bons resultados alcançados. Testes em sistemas reais são usados para apresentar os resultados desta nova abordagem.

Diante da revisão apresentada, pode-se identificar que existe uma lacuna para os modelos que representem as incertezas inerentes a modelagem de carga e inserção de fontes de energia intermitentes, aliadas aos critérios de segurança, de maneira eficiente e robusta para o problema de planejamento. Adicionalmente, verifica-se uma necessidade de incluir os problemas relacionados à rede AC no PET tendo em vista que o planejamento com a rede CC não atende aos requisitos operativos da rede CA.

1.3 OBJETIVO

A presente tese de doutorado pretende contribuir para aprimoramento de métodos de solução para o PET. Através desta experiência e conhecimento adquiridos, espera-se que seja possível dar continuidade às linhas de pesquisas similares e apontar propostas de trabalhos futuros, os quais serão apresentados no Capítulo 4.

Sendo assim, na busca de tornar o problema do PET bastante abrangente e aproximá-lo o máximo possível da real condição de um sistema de transmissão de energia, são apresentadas as principais contribuições desta tese:

- Melhoria no Algoritmo Bioinspirado em morcegos (AB) (YANG; HE, 2013), para ade-

quada solução do PET;

- Criação do Algoritmo Híbrido Eficiente (AHE), que consiste em um Redutor de Espaço de Busca (REB), e um Algoritmo Modificado Bioinspirado no comportamento de morcegos (AMB), funcionando como ferramenta de resolução do PET;
- Inclusão das incertezas da carga no sistema de transmissão de energia elétrica;
- O atendimento à demanda, considerando restrições de segurança ("N-1");
- Proposta de alocação otimizada de potência reativa;
- Estratégia eficiente de resolução do PET, que utiliza de maneira acoplada o modelo de rede CC e CA;
- Definição de um plano de expansão do sistema de transmissão de energia elétrica, que requer o mínimo desvio do despacho programado (FU; WANG, 2007) e (HAZRA; SINHA, 2007);
- Adição das incertezas da geração renovável ao problema do PET.

1.4 PUBLICAÇÕES RELACIONADAS

A pesquisa desenvolvida durante essa tese resultou em publicações de capítulos de livros, artigos internacionais e nacionais.

Capítulos de Livros:

- DUQUE, F. G. ; OLIVEIRA, L. W. ; OLIVEIRA, E. J. ; DIAS, B. H. ; MORAES, C. A. . Modified Monkey Search Technique Applied for Planning of Electrical Energy Distribution Systems. Frontier Applications of Nature Inspired Computation. 1ed.: Springer Singapore, 2020, v. XIV, p. 1-10.
- PANOEIRO, F. ; REBELLO, G. ; CABRAL, V. ; MORAES, C. A. ; SILVA JUNIOR, I. C. ; DIAS, B. H. ; OLIVEIRA, L. W. . Application of Recent Metaheuristic Techniques for Optimizing Power Generation Plants with Wind Energy. Frontier Applications of Nature Inspired Computation. 1ed.: Springer Singapore, 2020, v. XIV, p. 11-20.
- MORAES, C. A.; OLIVEIRA, E. J. ; OLIVEIRA, L. W. ; KHOSRAVY, M. ; PINTO, M. F. . A Hybrid Bat-Inspired Algorithm for Power Transmission Expansion Planning on a Practical Brazilian Network. Applied Nature-Inspired Computing: Algorithms and Case Studies. 1ed.: Springer Singapore, 2019, v. 2019, p. 71-95.

Artigos de Congressos:

- BOTELHO, D. F. ; OLIVEIRA, L. W. ; DIAS, B. H. ; MORAES, C. A. ; OLIVEIRA, E. J. . Distributed generation planning in distribution system with focus on reliability. In: Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), 2018, Niterói. Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE), 2018. p. 1-6.
- MORAES, C. A.; OLIVEIRA, E. J. ; OLIVEIRA, L. W. ; SILVA JUNIOR, I. C.. Static Planning of Power Transmission System Expansion through Bioinspired Optimization Technique. In: CLAGTEE, 2017, Argentina. THE XII LATIN AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2017, 2017.
- MORAES, C. A.; ZANGIROLAMI, M. ; SILVA JUNIOR, I. C. ; OLIVEIRA, L. W. ; DIAS, B. H. ; ANA CALIAN. Transmission System Expansion Planning Using Bat Algorithm with Constructive Heuristic. In: CLAGTEE, 2015, São José dos Campos. THE XI LATIN-AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2015, 2015.

Artigos de Revistas:

- PAULA, A. N.; OLIVEIRA, E. J.; OLIVEIRA, L. W.; MORAES, C. A. Reliability-Constrained Dynamic Transmission Expansion Planning Considering Wind Power Generation. *ELECTRICAL ENGINEERING*, v. 103, p. 1-10, 2020.
- MORAES, C. A.; DE OLIVEIRA, E. J.; BOTELHO, D. F.; OLIVEIRA, L. W.; FARIA PINTO, M. F. Wind Generation Impact in Transmission Expansion Planning. *JOURNAL OF CONTROL, AUTOMATION AND ELECTRICAL SYSTEMS*, v. 24, p. 1-10, 2019.
- MORAES, C. A.; DE OLIVEIRA, E. J.; OLIVEIRA, L. W.; HONÓRIO, L. M.; POUBEL, R. P. B. Efficient hybrid algorithm for transmission expansion planning. *ELECTRICAL ENGINEERING*, p. 1-13, 2018.

1.5 ESTRUTURA DA TESE

Além deste Capítulo introdutório, esta tese de doutorado é dividida em mais três capítulos.

O Capítulo 2 apresenta as formulações propostas ao problema do PET, as quais são todas baseadas em modelos de Programação Não Linear Inteiro Mista (PNLIM), que serão utilizadas como ferramentas de resolução e de análise para o problema do PET.

O Capítulo 3 apresenta as simulações com os sistemas testes para verificar a eficiência dos modelos desenvolvidos.

O Capítulo 4 apresenta as principais conclusões do trabalho e as sugestões de propostas de trabalhos futuros, para dar continuidade a esta tese de doutorado.

Os dados dos sistemas simulados são apresentados nos Apêndices A e B.

2 METODOLOGIAS DESENVOLVIDAS

Este capítulo apresenta as formulações desenvolvidas sobre o tema da presente tese de Doutorado. As formulações propostas serão descritas através de três modelos não lineares para representação do PET, como mostrado nas subseções 2.1, 2.2 e 2.3. O modelo apresentado em 2.1 corresponde ao tradicional apresentado na literatura (GARVER, 1970; KALTENBACH; PESCHON; GEHRIG, 1970), já o modelo em 2.2 inclui incertezas sobre a demanda e o critério de segurança "N-1". Por fim, o modelo apresentado em 2.3 descreve as incertezas sobre a inserção de geração eólica. Para as três formulações citadas, considera-se a possibilidade de três tipos de linhas:

- 1 Linhas existentes na topologia básica da rede elétrica;
- 2 Linhas candidatas ao reforço da topologia básica da rede elétrica;
- 3 Linhas fictícias, criadas para evitar problemas matemáticos relacionados à não conectividade da rede elétrica.

A Subseção 2.4 é caracterizada pela exposição do esquema de decomposição matemática do problema global do PET, o qual já é difundido na literatura (ALIZADEH-MOUSAVI; ZIMABOČKARJOVA, 2016).

Na Subseção 2.5, serão apresentadas as ferramentas propostas de resolução do PET, que consistem em contribuições dessa tese.

Por fim, na Subseção 2.6, é exposta o modelo estocástico para reproduzir o comportamento da intermitência da fonte de energia eólica.

2.1 FORMULAÇÃO CLÁSSICA DO PET

O problema de Planejamento Estático da Expansão de Sistema de Transmissão de energia elétrica pode ser modelado através de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), considerando o modelo de rede CC, conforme formulado de (2.1) a (2.9).

$$FOB_{CC} = \text{Min} \sum_{ij \in C} (c_{ij} E P_{ij}) + \sum_{i \in Z} (p_{ci} P G_i^{CC}) + \sum_{i \in B} (c_{ci} L S_i^{CC}) \quad (2.1)$$

sujeito a:

$$E P_{ij} \in [0, 1], \forall ij \in C \quad (2.2)$$

$$P G_i^{CC} + L S_i^{CC} - \sum_{ij \in E} p_{ij,E}^{CC} - \sum_{ij \in C} p_{ij,C}^{CC} = P D_i, \forall i \in (B \cup Z) \quad (2.3)$$

$$|p_{ij}^{CC}| \leq p_{ij}^{max}, \forall ij \in (C \cup E) \quad (2.4)$$

$$PG_i^{min} \leq PG_i^{CC} \leq PG_i^{max}, \forall i \in Z \quad (2.5)$$

$$p_{ij,E}^{CC} = -b_{ij}\theta_{ij} + g_{ij}\frac{\theta_{ij}^2}{2}, \forall ij \in E \quad (2.6)$$

$$p_{ij,C}^{CC} = EP_{ij} \left(-b_{ij}\theta_{ij} + \frac{g_{ij}\theta_{ij}^2}{2} \right), \forall ij \in C \quad (2.7)$$

$$p_{ij,F}^{CC} = -\gamma_{ij}\theta_{ij}, \forall ij \in F \quad (2.8)$$

$$\gamma_{ij} \ll b_{ij}, \forall ij \in F \quad (2.9)$$

A Equação (2.1) representa a função objetivo (FOB_{CC}), em que o primeiro termo corresponde ao investimento em linhas de transmissão relacionado à expansão do sistema de transmissão, o segundo está relacionado ao custo de operação de geradores convencionais e o terceiro termo está relacionado à minimização do corte de carga, o qual tem elevado custo associado. A inserção do corte de carga na formulação consiste em um recurso matemático, que é associado a uma penalização e torna o problema viável até mesmo quando as opções de expansões do sistema de transmissão não atendem à demanda de carga.

A Restrição (2.2) modela a decisão de expansão do sistema de transmissão através da construção da linha "ij" a qual liga as barra "i" e "j" o que é representado por um valor inteiro não nulo de EP_{ij} . Quando EP_{ij} é nulo, significa que a linha "ij" não está selecionada para ser construída. Por outro lado, se $EP_{ij} = 1$ a linha "ij" deve ser construída.

O balanço de potência ativa, equação (2.3), é dado pela bem conhecida primeira lei de *Kirchhoff*. Além disto, valores positivos de p_{ij} significam que a potência flui da barra "i", enquanto valores negativos significam um fluxo para a barra "i".

A restrição (2.4) representa o limite de fluxo de potência ativa nas linhas existentes e candidatas, respectivamente, de acordo com as capacidades.

Os limites de geração são dados pela restrição em (2.5).

Os fluxos de potência ativa que fluem através das linhas existentes, candidatas e fictícias são modelados pelas equações não lineares (2.6), (2.7) e (2.8) respectivamente, que correspondem à segunda lei de *Kirchhoff*.

Os segundos termos de (2.6) e (2.7) representam metade das perdas de potência ativa, que introduzem uma variável quadrática não linear.

As restrições (2.8) e (2.9) são adicionadas para evitar problemas matemáticos relacionados a redes não conexas no modelo do FPO, como em (MONTICELLI et al., 1982; VILLASANA; GARVER; SALON, 1985). Para tal, adota-se o valor para a susceptância da linha fictícia " γ_{ij} " como 0,001 pu. Embora seja possível obter resultados contemplando a topologia de redes não conexas, esta topologia se relaciona com o alto custo de corte de carga, o qual é representado no terceiro termo de equação (2.1). Portanto, estas soluções são evitadas pelo processo do FPO.

2.2 FORMULAÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZA SOBRE DEMANDA E CRITÉRIO DE SEGURANÇA

O problema de planejamento estático da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica, considerando o modelo de rede CC e a inclusão de incertezas sobre a demanda, além do critério de segurança "N-1" pode ser modelado conforme apresentado de (2.10) a (2.18) (OLIVEIRA et al., 2018).

$$FOB_{CC}^1 = \text{Min} \sum_{ij \in C} (c_{ij} E P_{ij}) + \sum_{i \in Z} \sum_{u \in S} \sum_{c \in L} (p_{ci} p_u P G_{i,u,c}^{CC}) + \sum_{i \in B} \sum_{u \in S} \sum_{c \in L} (c_{ci} p_u L S_{i,u,c}^{CC}) \quad (2.10)$$

sujeito a:

$$E P_{ij} \in [0, 1], \forall ij \in C \quad (2.11)$$

$$P G_{i,u,c}^{CC} + L S_{i,u,c}^{CC} - \sum_{ij \in E} P_{ij,E,u,c}^{CC} - \sum_{ij \in C} P_{ij,C,u,c}^{CC} = P D_{i,u,c}, \forall i \in (B \cup Z), u \in S, c \in L \quad (2.12)$$

$$|P_{ij,u,c}^{CC}| \leq P_{ij}^{max}, \forall ij \in (C \cup E), u \in S, c \in L \quad (2.13)$$

$$P G_i^{min} \leq P G_{i,u,c} \leq P G_i^{max}, \forall i \in Z, u \in S, c \in L \quad (2.14)$$

$$P_{ij,E,u,c}^{CC} = -b_{ij} \theta_{ij,u,c} + g_{ij} \frac{\theta_{ij,u,c}^2}{2}, \forall ij \in E, u \in S, c \in L \quad (2.15)$$

$$P_{ij,C,u,c}^{CC} = E P_{ij} \left(-b_{ij} \theta_{ij,u,c} + \frac{g_{ij} \theta_{ij,u,c}^2}{2} \right), \forall ij \in C, u \in S, c \in L \quad (2.16)$$

$$P_{ij,F,u,c}^{CC} = -\gamma_{ij} \theta_{ij,u,c}, \forall ij \in F, u \in S, c \in L \quad (2.17)$$

$$\gamma_j \ll b_{ij}, \forall ij \in F \quad (2.18)$$

A formulação de (2.10) a (2.18) é análoga à da Subseção 2.1, respectivamente, para as fórmulas de (2.1) até (2.9). No entanto, a formulação de (2.2) inclui uma representação de incertezas sobre demanda através da probabilidade de ocorrência de cenários de carga, além do critério de segurança "N-1".

A abordagem proposta considera que o critério de segurança "N-1" é inserido como restrição no FPO, em que o sistema de transmissão é planejado para suportar contingências simples nas linhas de transmissão sem interrupção de fornecimento potência para o consumidor final, ou seja, sem acarretar em cortes de carga.

Na condição de operação "N-1" uma sobrecarga de até 10% em cada linha de transmissão é permitida, tal consideração de sobrecarga percentual nas linhas é feita seguindo a literatura (FREIRE, 2016). Portanto, o planejamento deve atender não apenas aos requisitos da rede em condições normais de operação, mas também em situações de contingências. Tais estados operativos da rede elétrica são representados pelo subscrito "c", sendo que todas as condições operacionais são incluídas no conjunto "L" e consideradas nas equações de (2.10) até (2.18). É importante enfatizar que o critério de segurança "N-1" aumenta o número de execuções do FPO, sendo uma para o caso base e uma para cada contingência em consideração, exigindo alto custo computacional, principalmente para sistemas de grande porte, com número elevado de linhas existentes, incluídas no conjunto "L".

A representação dos cenários de carga no problema de PET fornece mais realismo para a representação e solução encontrada, uma vez que o sistema nem sempre opera na condição de pico de carga (ALIZADEH-MOUSAVI; ZIMA-BOČKARJOVA, 2016). Portanto, o terceiro termo da Equação (2.10) inclui a soma dos cortes de carga correlacionados aos cenários de demanda, representados pelo subscrito "u", com as respectivas probabilidades de ocorrência (p_u).

2.3 FORMULAÇÃO CONSIDERANDO INCERTEZA DA GERAÇÃO EÓLICA

O problema de Planejamento Estático da Expansão dos Sistemas considerando o modelo de rede CC e a incerteza inerente a intermitência da geração eólica, pode ser definido de (2.19) até (2.27), tal formulação está em conformidade com a proposta por Moraes et al. (2020).

$$\begin{aligned}
 FOB_{CC}^2 = \text{Min} \sum_{ij \in C} (c_{ij}EP_{ij}) + \sum_{i \in Z} \sum_{w \in W} (p_{ci}p_w PG_{i,w}^{CC}) + \sum_{i \in B} \sum_{w \in W} (cc_i p_w LS_{i,w}^{CC}) \\
 + \sum_{i \in Z^*} \sum_{w \in W} (wc_i p_w WS_{i,w}^{CC})
 \end{aligned} \quad (2.19)$$

sujeito a:

$$EP_{ij} \in [0, 1], \forall ij \in C \quad (2.20)$$

$$PG_{i,w}^{CC} + LS_{i,w}^{CC} - WS_{i,w}^{CC} - \sum_{ij \in E} p_{ij,E,w}^{CC} - \sum_{ij \in C} p_{ij,C,w}^{CC} = PD_{i,w} - PW_{i,w}^{CC}, \forall i \in (B \cup Z), w \in W \quad (2.21)$$

$$|p_{ij,w}^{CC}| \leq p_{ij}^{max}, \forall ij \in (C \cup E), w \in W \quad (2.22)$$

$$PG_i^{min} \leq PG_{i,w}^{CC} \leq PG_i^{max}, \forall i \in Z, w \in W \quad (2.23)$$

$$p_{ij,E,w}^{CC} = -b_{ij}\theta_{ij,w} + g_{ij}\frac{\theta_{ij,w}^2}{2}, \forall ij \in E, w \in W \quad (2.24)$$

$$p_{ij,C,w}^{CC} = EP_{ij} \left(-b_{ij}\theta_{ij,w} + \frac{g_{ij}\theta_{ij,w}^2}{2} \right), \forall ij \in C, w \in W \quad (2.25)$$

$$p_{ij,F,w}^{CC} = -\gamma_{ij}\theta_{ij,w}, \forall ij \in F, w \in W \quad (2.26)$$

$$\gamma_{ij} \ll b_{ij}, \forall ij \in F \quad (2.27)$$

As explicações das fórmulas de (2.19) até (2.27) são análogas às descritas na Subseção (2.1), respectivamente, para as fórmulas de (2.1) até (2.9). No entanto, a formulação corrente aborda a proposta da modelagem da geração eólica através de cenários de geração probabilísticos, os quais são indicados pelo subscrito "w". Desta forma é possível contemplar a probabilidade de ocorrência (p_w) de cenários de geração eólica ($PW_{i,w}^{CC}$) via utilização de uma série histórica de dados.

Portanto, a geração eólica neste estudo é modelada como uma injeção de potência ativa com um fator de potência unitário, como utilizado na literatura (CORREA-FLOREZ; SALCEDO; MARULANDA, 2016; WEN et al., 2015). Consequentemente, neste modelo a tensão não é uma variável controlável nas barras de geração eólica.

A Equação (2.19) representa a função objetivo (FOB_{CC}^2), em que o primeiro termo corresponde ao investimento em linhas de transmissão relacionado à expansão do sistema de transmissão, o segundo está relacionado ao custo de operação de geradores convencionais, o terceiro termo está relacionado à minimização do corte de carga, o qual tem elevado custo

associado. Para detecção do corte de carga, considera-se a modelagem de geradores de potência ativa fictícios, os quais são alocados nas barras de carga do sistema. Por fim, o quarto termo está relacionado à minimização do corte de vento, de maneira similar ao terceiro termo, essa variável também possui um alto custo operacional. Para detecção do corte de vento, considera-se a alocação de cargas ativas fictícias nas barras onde foram alocados os geradores eólicos no sistema.

A Equação (2.21) recebe a geração eólica $PW_{i,w}^{CC}$ (MW) abatendo do valor da demanda. A geração eólica não é contabilizada como uma fonte de potência convencional, pois tem a peculiaridade da intermitência, portanto não é uma geração despachável.

A representação dos cenários de geração eólica fornece uma solução mais realista do problema do PET, pois é capaz de retratar a característica intermitente da fonte de energia eólica. E assim, as restrições do problema devem atender às condições operacionais de todos os cenários de energia eólica.

2.4 ESQUEMA DE DECOMPOSIÇÃO PARA O PROBLEMA DO PET

O esquema de decomposição utilizado se trata de uma decomposição matemática consolidada na literatura (CORREA-FLOREZ; SALCEDO; MARULANDA, 2016; WEN et al., 2015). Tal esquema é utilizado como suporte para todas as ferramentas de solução desenvolvidas e apresentadas nesta tese.

A fim de obter uma abordagem eficiente para resolver o PET, evitando o problema de PNLIM, um esquema de decomposição é utilizado dividindo-se o problema global, que foi formulado nas subseções 2.1, 2.2 e 2.3, em dois subproblemas, definidos como de investimento e de operação.

O esquema de decomposição será explicado utilizando a formulação do PET descrita na Subseção 2.2, a qual foi publicada por Oliveira et al. (2018) e insere as incertezas inerentes aos cenários de carga, representados pelo subscrito " u ", e critérios de segurança da rede elétrica "N-1" representados pelo subscrito " c ". No entanto, este esquema de decomposição proposto é análogo e pode ser estendido para as formulações apresentadas nas subseções 2.1 e 2.3.

O subproblema de investimento é caracterizado pela função objetivo FOB_1 , apresentada na Equação (2.28), realiza a decisão da expansão de linhas de transmissão, otimizando a variável discreta EP_{ij} . Pode-se enfatizar que apenas a restrição modelada em (2.11) deve ser incluída neste problema de natureza inteira.

$$FOB_1 = \text{Min} \sum_{ij \in C} (c_{ij} EP_{ij}) \quad (2.28)$$

sujeito a:

$$EP_{ij} \in [0, 1], \forall ij \in C$$

A meta-heurística denominada Algoritmo Modificado Bioinspirado no comportamento de morcegos (AMB) foi desenvolvida nesta tese para solução deste problema. A descrição desta técnica será abordada em item subsequente.

Por outro lado, o subproblema de operação, que tem por objetivo a verificação da ocorrência de corte de carga, é representado através da função objetivo FOB_2 , Equação (2.29), sujeito às restrições de (2.12) a (2.18).

$$FOB_2 = \text{Min} \sum_{i \in Z} \sum_{u \in S} \sum_{c \in L} (pc_i p_u PG_{i,u,c}^{CC}) + \sum_{i \in B} \sum_{u \in S} \sum_{c \in L} (cc_i p_u LS_{i,u,c}^{CC}) \quad (2.29)$$

Vale ressaltar que no subproblema de operação, EP_{ij} não é uma variável, mas sim um valor predefinido, advindo do subproblema de investimento. Como consequência, o subproblema de operação consiste em um problema de programação não linear com apenas variáveis contínuas nas restrições de (2.12) a (2.18).

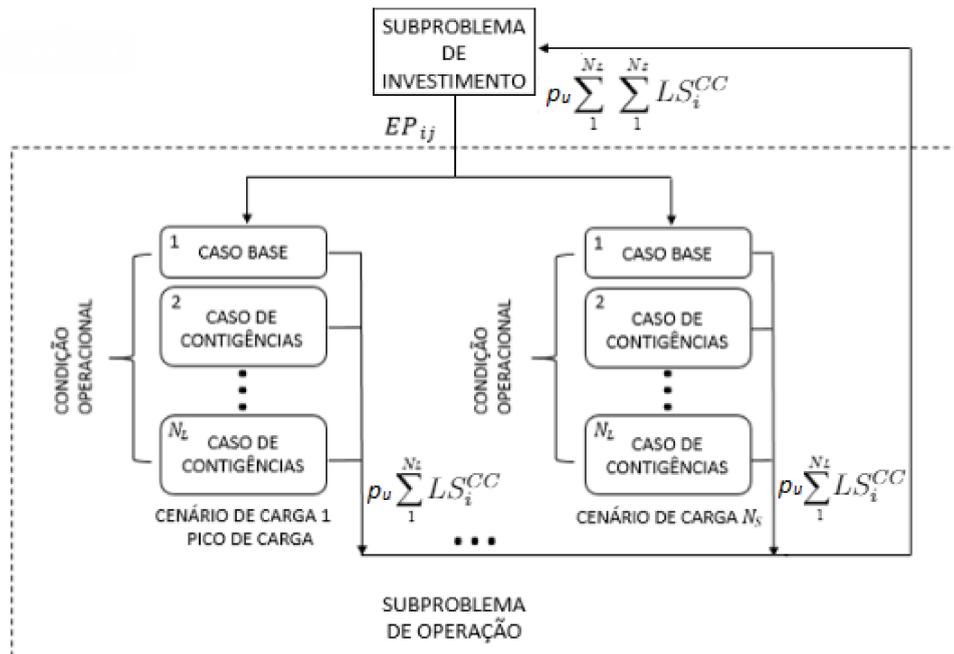
A Figura 7 ilustra o fluxograma do esquema de decomposição proposto para o PET com os subproblemas relacionados. O subproblema de operação inclui o caso base e as contingências para todos os cenários de carga, onde cada um é resolvido de forma desconectada.

É importante salientar que para cada iteração do processo de resolução do PET, o subproblema da operação é solucionado para cada cenário de carga e para todas as condições operativas e/ou estado de contingência da rede, e o custo total da operação é calculado usando a Equação (2.29). Observe que os custos fornecidos nesta equação são multiplicado pelo valor da probabilidade de ocorrência de cada um dos cenários, configurando o Valor do Custo Esperado (VCE) (PETTURITI; VANTAGGI, 2019; YAGER, 2018). Através da Figura 7, os valores do somatório do corte de carga (LS_i^{CC}) obtidos são ponderados pelas probabilidades de ocorrência (p_u), sendo assim, configuram o valor esperado de somatório de carga, como consequência da abordagem probabilística do modelo da carga.

Observa-se que o parâmetro de decisão de investimento EP_{ij} , obtido no subproblema de investimento por meio da aplicação do AMB, fornece os reforços necessários que devem ser realizados para atendimento à demanda em todas as condições operativas da rede elétrica. Portanto, o EP_{ij} representa a decisão que associa as condições de operação entre si, sendo enviado para cada FPO dos subproblemas de operações para avaliação da FOB_2 .

Assim, o corte de carga total computa as contribuições de cada uma das condições de operação e cenários de carga, sendo retornado como informação para o subproblema de investimento, para nova tomada de decisão, até que não se observe corte de carga em nenhuma das contingências simples de linha. Em outras palavras, a convergência do esquema de decomposição proposto é atingida quando o segundo termo da função objetivo de (2.29) é próximo de zero (considerando uma tolerância para o corte total). Feito isso, a FOB_1 somada à FOB_2 resulta no

Figura 7 – Fluxograma do esquema de decomposição proposto para o PET.



Fonte: (OLIVEIRA et al., 2018)

mesmo valor da função objetivo FOB_{CC}^1 , Equação (2.10), na convergência.

2.5 FERRAMENTAS DE SOLUÇÃO DO PET

2.5.1 Algoritmo híbrido eficiente

Esta Subseção apresenta o Algoritmo Híbrido Eficiente utilizado para resolver PET (OLIVEIRA et al., 2018). O AHE consiste em um Redutor de Espaço de Busca, elucidado na Subseção 2.5.1.1, e um Algoritmo Modificado Bioinspirado no comportamento de morcegos, explicado na Subseção 2.5.1.2. A formulação do PET utilizada para explicação das ferramentas de solução é a apresentada na Subseção 2.2.

Esta metodologia demonstrou-se eficiente e robusta, a medida que pode ser executada muitas vezes e é suficiente para considerar questões importantes como perdas ativas da transmissão, restrições de segurança, cenários de carga e geração eólica, inclusive para sistemas reais de grande porte.

Observa-se que o modelo aproximado de perdas elétricas inserido na modelagem de rede CC é considerado adequado para o PET, pois esse consiste em um problema de planejamento de longo prazo (KISHORE; SINGAL, 2014).

2.5.1.1 Redutor de espaço de busca (REB)

O REB proposto procura obter um conjunto reduzido de linhas candidatas para o processo de busca do AMB no subproblema de investimento. Como o PET é um problema não convexo com muitos pontos ótimos locais, o conjunto de linhas candidatas tem uma grande influência sobre a qualidade da solução final e pode ajudar os algoritmos baseados em meta-heurísticas a enfrentar os problemas advindos dos processos de busca em espaços multimodais. Assim sendo, um espaço de busca reduzido é muito importante para a eficiência da abordagem proposta.

O REB é composto de duas etapas sendo uma contínua e outra discreta.

A etapa contínua consiste em resolver o FPO de (2.10) até (2.18) para o caso base e para todas as contingências individuais, uma de cada vez considerando apenas o pico de carga, com as variáveis EP_{ij} sendo manipuladas como contínuas no intervalo de "0" a "1". Isso resulta em uma série de " N_L " problemas de programação não linear (um caso base e contingências) envolvendo apenas variáveis contínuas. As restrições não-lineares (2.15) e (2.16) apresentam o quadrado da diferença angular para acomodar perdas de potência ativa. Estas equações são bem comportadas e a região de busca do fluxo de potência é convexa, levando a uma convergência eficiente de qualquer pacote não linear.

Já a etapa discreta utiliza os resultados obtidos na etapa contínua para decidir quais linhas devem ser construídas. Esta decisão é baseada em índices de sensibilidade. Nesta tese, a aplicação de dois índices de sensibilidade é proposta para reduzir o espaço de busca, selecionando as linhas candidatas de maneira eficiente. A Equação (2.30) mostra o primeiro índice, que foi proposto por Alizadeh-Mousavi e Zima-Bočkarjova (2016).

$$SI1_{ij} = b_{ij}\theta_{ij,u,c}\pi_{ij,u,c}, \forall ij \in C, u \in S^*, c \in L \quad (2.30)$$

Onde $\pi_{ij,u,c}$ é a diferença entre os multiplicadores de Lagrange relacionado à restrição (2.12) nas barras " i " e " j ". Os multiplicadores de Lagrange fornecem os custos marginais de uma determinada restrição em relação à função objetivo. Como a diferença angular entre duas barras têm forte relação com a necessidade de uma nova linha de transmissão, a diferença entre dois multiplicadores de Lagrange também podem indicar o mesmo. Esse raciocínio pode ser estendido para a diferença angular entre os barramentos terminais, como foi utilizado em (MENDONÇA et al., 2017). Adicionalmente, um valor alto para a susceptância favorece o fluxo de potência através da linha correspondente e é também usado para sugerir reforços potenciais. Portanto, os maiores valores de $SI1_{ij}$ são bons indicadores para as linhas candidatas na proposta REB.

O processo de REB é conduzido da seguinte forma:

- a) Após a etapa contínua realizada, $SI1_{ij}$ é calculado pela Equação (2.30). A linha candidata com o maior valor $SI1_{ij}$ é selecionada para ser construída, e seu correspondente EP_{ij} é

definido como "1" para o restante de todo o processo. Para as outras linhas, EP_{ij} é definido como "0" para o passo discreto;

- b) A etapa discreta busca avaliar a operação do sistema, com base no requisito de corte de carga para todas as contingências individuais, avaliadas uma de cada vez, com EP_{ij} obtido em (a). Se o corte de carga total, considerando todas as contingências, é menor que uma dada tolerância (ϵ), o plano de expansão é alcançado e o processo de REB termina. Caso contrário, o processo retorna à etapa (a) para incluir outra linha.

Procurando melhorar o grupo de reforços candidatos com pouco esforço computacional, outro índice de sensibilidade relacionado aos multiplicadores de Lagrange é usado para complementar o primeiro índice, inserindo outras possibilidades de reforços, isso pode ser importante para a qualidade da solução final. Deve ser destacado que ambos os índices utilizados são atestados na literatura com bons resultados para resolver o PET. Portanto, o segundo índice é descrito por Poubel et al. (2017) e apresentado na Equação (2.31), que avalia a diferença entre os multiplicadores de Lagrange normalizada pelos custos associados a construção de uma linha candidata.

$$SI2_{ij} = \frac{\pi_{ij,u,c}}{ci_{ij}}, \forall k \in ij \in C, u \in S^*, c \in L \quad (2.31)$$

O mesmo processo passo a passo (a) - (b) descrito para $SI1_{ij}$ é usado para obter outro planejamento usando o $SI2_{ij}$. Após esses procedimentos, o espaço de busca é composto pela união das rotas que aparecem em cada plano de expansão. Como mencionado anteriormente, os reforços obtidos pelo REB são usados para definir um conjunto inicial reduzido das rotas candidatas para o AMB. Pode-se enfatizar que o esforço computacional em REB é muito pequeno, isso é justificado pois o problema tem apenas variáveis contínuas. Observe que os índices são calculados para o caso base e para as contingências que são consideradas uma de cada vez. Em relação aos cenários de carga, os índices são obtidos apenas para o cenário de pico de carga, uma vez que este cenário extremo tende a compreender diversas opções de reforços, o que contribui para a qualidade do espaço de busca. Para mais esclarecimentos de REB, o estudo de caso com o conhecido sistema Garver (1970) é usado como uma descrição tutorial no Capítulo 3, na Subseção 3.1.

2.5.1.2 Algoritmo modificado bioinspirado no comportamento de morcegos (AMB)

Muitas das meta-heurísticas recentes são bioinspiradas em comportamentos observados na natureza, como algoritmos genéticos e inteligência de enxame. Em (YANG; HE, 2013), os autores propõem um novo algoritmo de otimização bioinspirado no comportamento de ecolocalização de morcegos, o Algoritmo Bioinspirado em morcegos. Embora o algoritmo seja considerado uma espécie de inteligência do enxame, apresenta algumas características especiais

para combinar procedimentos de busca globais e locais. Este algoritmo foi observado pela primeira vez na literatura, contextualizado à resolução do PET, na dissertação de mestrado da presente autora desta tese de doutorado (MORAES, 2015). Os resultados encontrados se mostraram competitivos, quando comparados com a literatura. Portanto, essas foram as principais motivações para a continuidade no estudo desse método meta-heurístico e consequente aperfeiçoamento da técnica.

O efeito *Doppler* é modelado por Meng et al. (2015) para integrar o algoritmo proposto por Yang e He (2013). Este efeito é verificado nas ondas reais, como as eletromagnéticas, e o fenômeno consiste na mudança da frequência observada pelo receptor devido ao movimento relativo entre a fonte e receptor.

Contextualizando a teoria do efeito *Doppler* ao algoritmo bioinspirado no comportamento de ecolocalização de morcegos, tem-se que a fonte é representada pelo morcego/indivíduo ("*in*") e o receptor é a solução do problema.

Nesta tese, melhorias são propostas no efeito *Doppler* para integrar o algoritmo exibido em (YANG; HE, 2013) e esse novo algoritmo é denominado AMB (OLIVEIRA et al., 2018). A Figura 8 ilustra as etapas do AMB. As etapas e as melhorias propostas serão descritas posteriormente, considerando cada linha da Figura 8 como uma etapa.

Na etapa 1, o tamanho da população é definido e consiste no único parâmetro inicial deste algoritmo.

A população é iniciada na etapa 2 de forma aleatória, cada indivíduo resulta em um custo de investimento, dado pela função objetivo FOB_1 apresentada na Subseção 2.4.

A etapa 3 avalia a função objetivo FOB_2 , que é demonstrada na Subseção 2.4, bem como a aptidão global (FOB_{CC} ou FOB_{CC}^1) para cada indivíduo.

A etapa 4 compreende as etapas 5 - 21 e é utilizada para atualizar população.

O critério de convergência, exposto na etapa 5, é dado pelo número máximo de iterações, e a etapa 6 executa o processo de otimização considerando todos os morcegos.

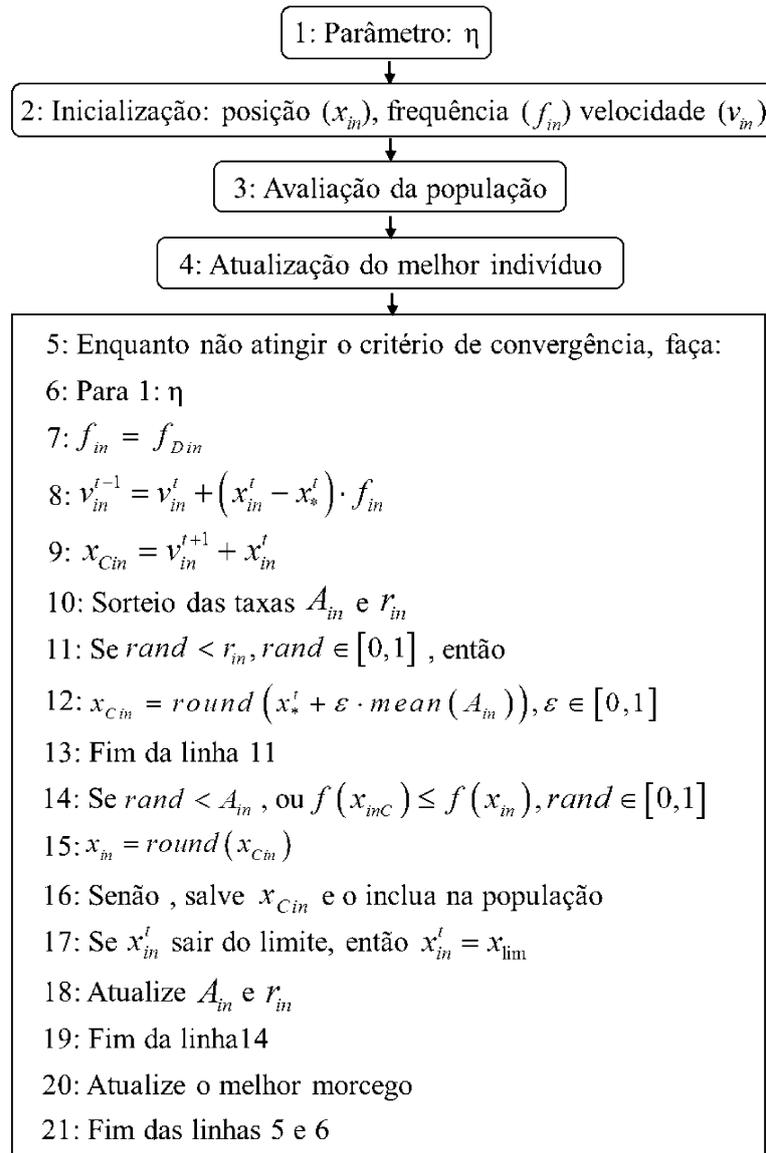
A etapa 7 atualiza a frequência de acordo com o efeito *Doppler*, como descrito na Equação (2.32).

$$f_{Din} = f_{in} \frac{v \mp v^*}{v \mp v_{in}} \quad (2.32)$$

A partir da atualização de f_{Din} de acordo com o efeito *Doppler*, as etapas 8 e 9 atualizam v_{in} e x_{Cin} , respectivamente.

Na etapa 10, pode-se observar a principal modificação proposta neste algoritmo, que consiste em gerar valores aleatórios para A_{in} e r_{in} , evitando a estagnação em uma solução local. Os valores de A_{in} e r_{in} são sorteados dentro do intervalo de $[0,5 \ 1]$ e $[0 \ 0,5]$, respectivamente.

Figura 8 – Fluxograma do AMB.



Fonte: (OLIVEIRA et al., 2018)

Um número aleatório no intervalo $[0, 1]$ é gerado na etapa 11 e comparado com r_{in} . Se o número aleatório for menor que r_{in} , x_{Cin} será atualizado na etapa 12.

Se a condição da etapa 14 for cumprida, o valor da posição discreta do morcego "in" é obtido e o x_{Cin} é incluído na população na etapa 15.

Por outro lado, x_{Cin} também será reinserido na população virtual de morcegos na etapa 16, uma modificação proposta que visa manter a solução, mesmo que as condições não sejam atendidas no momento. Isto é feito com base na premissa de que, na teoria de otimização, uma solução que não atingir os requisitos de aptidão na iteração atual, pode conter informações relevantes para evoluir a população nas próximas iterações.

Além disso, a etapa 17 verifica se o x_{Cin} está dentro do limite do espaço de busca, e caso

não esteja, realiza-se um ajuste objetivando trazer essa possível solução novamente para dentro do limite .

A etapa 18 atualiza A_{in} e r_{in} como descrito nas equações 2.33 e 2.34.

$$A_{in}^t = \alpha_{in}^t A_{in}^{t-1} \quad (2.33)$$

$$r_{in}^t = 1 - A_{in}^t \quad (2.34)$$

Onde α_{in} é calculado de acordo com último movimento do morcego "in". Se morcego "in" (fonte) se move em direção ao ponto ótimo atual (receptor), α_{in}^t é dado por (2.35), caso contrário, é dado por (2.36).

$$\alpha_{in}^t = \left(\frac{r_{in}^{t-1}}{2} \right)^{\frac{1}{0.25t_{max}}} \quad (2.35)$$

$$\alpha_{in}^t = \left(\frac{A_{in}^{t-1}}{2} \right)^{\frac{1}{0.25t_{max}}} \quad (2.36)$$

O movimento relativo entre o morcego "in" e o receptor é dado por Δv , dado em (2.37). Um valor positivo de Δv significa uma aproximação entre a fonte e o receptor, estabelecendo A_{in} e r_{in} com uma relação proporcional a r_{in} . Assim, a amplitude sonora é atualizada com a taxa de emissão de pulso, indicando que o receptor está próximo, de acordo com as premissas do algoritmo proposto por Yang e He (2013). Caso contrário, um valor negativo de Δv significa um movimento na direção oposta ao receptor e a amplitude é atualizada através de seu valor anterior, também de acordo com as premissas do algoritmo proposto por Yang e He (2013).

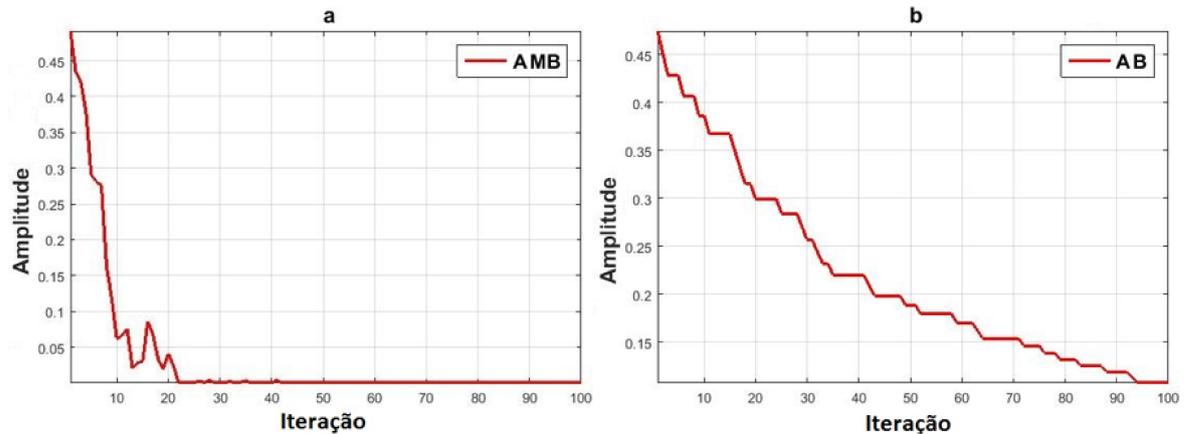
$$\Delta v = v^* - v_{in} \quad (2.37)$$

Portanto, o AMB proposto é capaz de obter as informações de aproximação ou afastamento entre a fonte e o receptor, ajustando a atualização das taxas A_{in} e r_{in} de acordo com este movimento relativo.

Para ilustrar como a modificação proposta impacta na convergência do método, as figuras 9 e 10 apresentam os caminhos de convergência para o AMB e o algoritmo proposto por Meng et al. (2015) (AB).

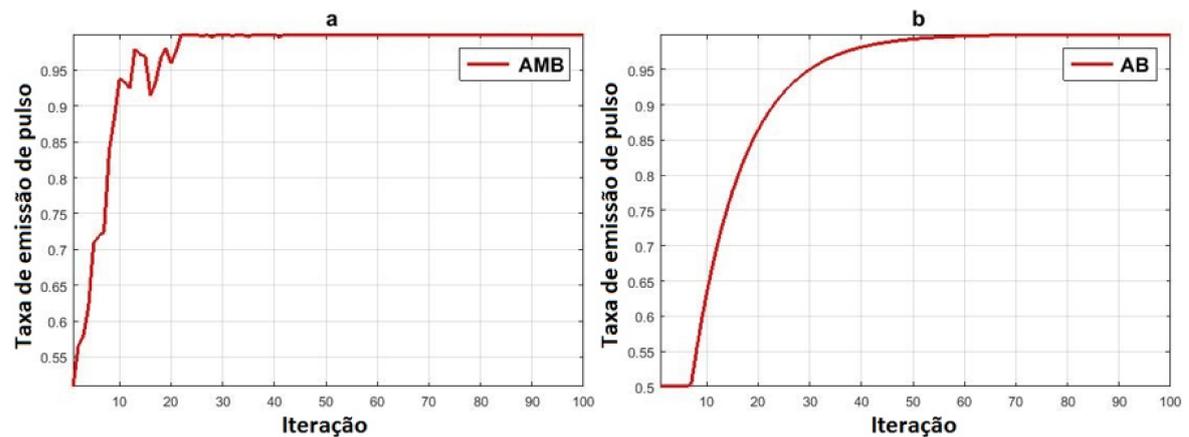
Em Meng et al. (2015), A_{in} e r_{in} recebem os valores iniciais "1" e "0", respectivamente. Posteriormente, A_{in} diminui e r_{in} aumenta ao longo das iterações e convergem para "0" e "1", respectivamente, consistindo na premissa do algoritmo.

Figura 9 – Amplitude de pulso sonoro: (a) AMB e (b) AB.



Fonte: (OLIVEIRA et al., 2018)

Figura 10 – Taxa de emissão de pulso sonoro: (a) AMB e (b) AB.



Fonte: (OLIVEIRA et al., 2018)

A principal contribuição das modificações propostas, consiste na convergência mais veloz das taxas do AMB quando confrontadas ao algoritmo AB, configurando um avanço no processo de busca, como visto nas figuras 9 e 10, o que torna o AMB mais eficiente.

Apesar da rápida convergência, o algoritmo AMB evita a situação de estagnação em pontos ótimos locais, devido à ação realizada na etapa 10, que promove um melhor equilíbrio entre pesquisa local e global nas etapas 11 e 12, através da geração de A_{in} e r_{in} em cada iteração. Como resultado, essa ação aumenta a exploração global do espaço de busca.

Em resumo, as modificações propostas neste trabalho para o algoritmo AB consistem nos procedimentos das etapas 10, 16 e 18, bem como a atualização de α_{in} feita em (2.35) e (2.36), que impacta a atualização de A_{in} e r_{in} em (2.33) e (2.34).

Observe que um ganho muito importante do AMB consiste em reduzir o número de parâmetros pré-estabelecidos para um, isto é, apenas o tamanho da população (η) deve ser

predefinido no AMB, que é uma vantagem sobre várias técnicas meta-heurísticas propostas na literatura. É importante justificar que essa consideração não se faz prejudicial ao lidar com sistemas de diferentes características, a medida que a criação do Passo 10 funciona como garantia, caso as taxas A_{in} e r_{in} não sejam atualizadas de modo satisfatório, culminando em estagnação local, esse sorteio efetuado para as taxas descritas anteriormente funciona como uma perturbação, que tem como consequência a maior exploração do espaço de busca.

2.5.2 Abordagem heurística CC-CA

A Abordagem Heurística CC-CA (HCCCA) para resolver o planejamento da expansão da transmissão e o fornecimento de energia reativa procura combinar as vantagens do modelo de fluxo de potência CC na resolução do problema do PET com a formulação de fluxo de potência ótimo CA. Desta forma, busca-se garantir que o plano de expansão final obtido seja viável mesmo sob as restrições do modelo de rede CA.

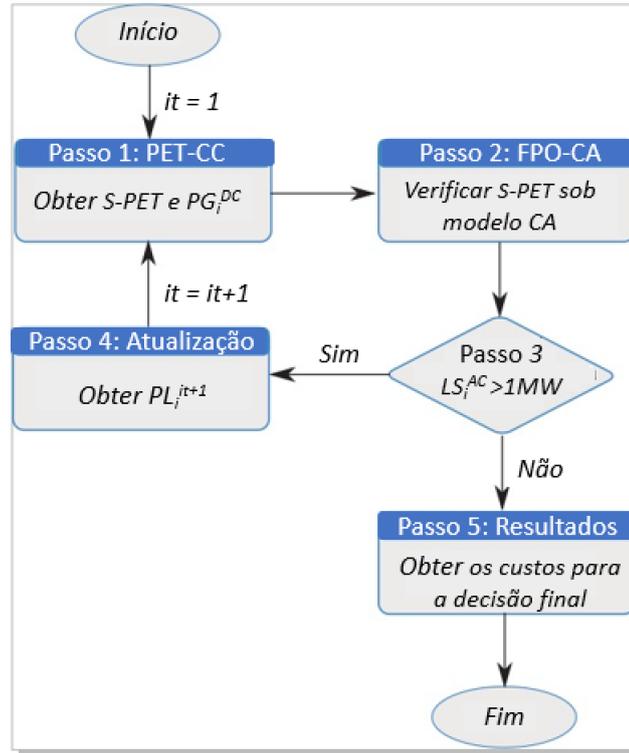
O modelo de fluxo de potência CC (PET-CC) define o melhor plano de expansão, juntamente com o estabelecimento de um perfil de geração como referência. Em seguida, o fluxo de potência ótimo CA (FPO-CA) é aplicado, com a finalidade de obter um ponto de operação que acomode melhor a decisão de expansão dada pelo PET-CC. Para obtenção desse ponto de operação com a rede CA, é efetuado o mínimo desvio entre os despachos de geração de potência ativa entre os modelos de rede CC e CA. Portanto, tal abordagem é caracterizada como uma ferramenta de Programação Linear - Não Linear Sucessiva, em que os modelos de fluxo de potência CC e CA são resolvidos de maneira independente e interativa, tendo em vista que fornecem informações importantes um para o outro no sentido de melhorar o processo de busca para obter a melhor decisão de investimento em linhas de transmissão bem como o investimento em potência reativa.

O fluxograma da abordagem proposta é apresentado na Figura 11 e os passos são descritos a seguir.

Passo-1: Neste passo, são utilizados os modelos de PET-CC formulados nas seções 2.1, 2.2 ou 2.3, para resolver o problema do PET. Esse passo consiste na etapa de investimento do problema, resultando em um plano de expansão ótimo como solução (S-PET). No entanto a demanda ativa para essa etapa é dada pelo parâmetro PD_i^{it} em cada barramento " i ". Na primeira iteração ($it = 1$), o PD_i^{it} é a demanda ativa original no barramento " i " (PD_i), para as demais iterações a demanda ativa é atualizada. O Algoritmo Híbrido Eficiente (EHA), exposto na Seção 2.5, é usado para resolver o PET-CC.

Passo-2: O FPO-CA é executado para verificar se o plano de expansão encontrado no Passo 1 é apropriado para operar sob modelo CA, mediante demanda original (PD_i), sem resultar em corte de carga (LS_i^{CA}). Para isso, o FPO-CA procura obter um ponto de

Figura 11 – Fluxograma da Abordagem Heurística CC-CA proposta.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

operação, onde haja o mínimo desvio entre os despachos de geração ativa obtidos pelo PET-CC e FPO-CA, respectivamente, PG_i^{CC} e PG_i^{CA} . A formulação do FPO-CA é fornecida e explicada a seguir em (2.38) até (2.46).

$$FOBCA = \text{Min} \sum_{i \in Z} (\rho_d SD_i) + \sum_{i \in B} (\rho_f QF_i) + \sum_{i \in B} (\rho_s LS_i^{CA}) \quad (2.38)$$

sujeito a:

$$PG_i^{CA} + LS_i^{CA} - \sum_{ij \in E} p_{ij}^{CA} - \sum_{ij \in D} p_{ij}^{CA} = PD_i - PW_i, \forall i \in (B \cup Z) \quad (2.39)$$

$$QG_i + QF_i - \sum_{ij \in E} q_{ij}^{CA} - \sum_{ij \in D} q_{ij}^{CA} = QD_i, \forall i \in (B \cup Z) \quad (2.40)$$

$$p_{ij}^{CA} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}), \forall i \in (B \cup Z), ij \in D, E \quad (2.41)$$

$$q_{ij}^{CA} = -V_i^2 (b_{ij} + b_{ij}^{sh}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}), \forall i \in (B \cup Z), ij \in D, E \quad (2.42)$$

$$PG_i^{min} \leq PG_i^{CA} \leq PG_i^{max}, \forall i \in Z \quad (2.43)$$

$$QG_i^{min} \leq QG_i \leq QG_i^{max}, \forall i \in Z \quad (2.44)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}, \forall i \in B, Z \quad (2.45)$$

$$|s_{ij}^{CA}| \leq s_{ij}^{max}, \forall ij \in D, E \quad (2.46)$$

A função objetivo (FOB_{CA}), dada pela Equação (2.38), é composta por três termos:

- (i) O primeiro termo representa o mínimo desvio quadrático, descrito pela Equação (2.47). Assim, o primeiro termo procura fazer com que PG_i^{CA} seja o mais próximo possível de PG_i^{CC} , com objetivo de fornecer o mínimo desvio do ponto ótimo dado pelo PET-CC. Desta forma, é possível uma operação viável mesmo sob as restrições de rede não lineares. Além disso, a restrição (2.43) recebe: $PG_i^{min} = 0,95PG_i^{CC}$ e $PG_i^{max} = 1,05PG_i^{CC}$, para evitar desvio excessivo entre PG_i^{CA} e PG_i^{CC} .

$$SD_i = (PG_i^{CA} - PG_i^{CC})^2, \forall i \in Z \quad (2.47)$$

- (ii) O segundo termo da FOB_{CA} evita fontes reativas fictícias desnecessárias (QF_i). Tais fontes reativas fictícias são representadas por geradores fictícios de potência reativa alocados nas barras de carga do sistema. Essa parcela é adicionada na função objetivo, através da penalização em um alto custo fictício (ρ_f), para evitar divergências matemáticas no FPO-CA. Portanto, se QF_i for necessário para permitir a convergência do FPO-CA considerando os limites de tensão, o modelo minimizará esse recurso.
- (iii) O terceiro termo minimiza o corte de carga (LS_i^{CA}) que pode ser necessário para garantir a convergência do FPO-CA.

Na Equação (2.38), ρ_d , ρ_f e ρ_s são pesos aplicados ao primeiro, segundo e terceiro termos da FOB_{CA} , respectivamente. Esses pesos são definidos para dar a prioridade adequada às variáveis que se deseja otimizar ao considerar o PET junto com o planejamento de potência reativa, como $\rho_d > \rho_f \gg \rho_s$. Portanto, o peso mais importante está relacionado ao desvio da solução obtida pelo PET-CC, o que está de acordo com uma operação prática, ou seja, a solução final obtida pelo modelo de rede CA opera com o desvio mínimo do despacho programado obtido no modelo de rede CC (FU; WANG, 2007; HAZRA; SINHA, 2007).

O segundo peso mais relevante refere-se à potência reativa fictícia para sustentar a decisão de planejamento dada pelo PET-CC, com a finalidade de que a solução final, em modelo de rede CA, possa operar segundo as restrições físicas e operativas da rede, ou seja, que opere sem sobrecargas em linha ou níveis de tensão inadequados, visando evitar investimentos excessivos para apoiar o plano de expansão, o que pode afetar a relação custo-benefício e torná-lo pouco atraente.

Finalmente, o terceiro termo está relacionado ao corte de carga no modelo de rede CA. Pode-se enfatizar que esse corte de carga indica a condição operacional do sistema. Em outras palavras, se o corte de carga for maior que a tolerância, o sistema precisará de mais investimentos no sistema de transmissão, para que as linhas candidatas que foram consideradas como alternativa de expansão, possam gerar uma folga/margem nas linhas da topologia corrente (rede existente com a adição das linhas construídas) e comportem o fornecimento adequado em potência reativa.

As equações (2.39) e (2.40) representam o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente. Assim como as equações (2.41) e (2.42) são o fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão.

As equações (2.43) e (2.44) são os limites dos geradores. Os limites de magnitude de tensão são assegurados pela Equação (2.45). A Equação (2.46) representa o limite de fluxo de potência aparente nas linhas de transmissão de acordo com as capacidades.

Vale ressaltar que o Passo-2 consiste em um subproblema de operação, como visto na Subseção 2.4, no entanto, considera-se o modelo de rede CA. Neste caso, a fase de investimento foi resolvida e não consiste em uma variável, mas sim em um valor predefinido. Portanto, todas as linhas neste passo CA são tratadas como linhas existentes. Como consequência, o subproblema de operação consiste em um problema de programação não linear com apenas variáveis contínuas nas restrições de (2.39) até (2.46).

Passo-3: Verifica a ocorrência de corte de carga no FPO-CA. Portanto, se o corte de carga total for maior que uma tolerância (1 MW), o algoritmo proposto vai para o Passo-4. Caso contrário, vai para o Passo-5. É importante destacar que o valor de 1 MW de corte de carga é uma tolerância difundida na literatura (BINATO; PEREIRA; GRANVILLE, 2001).

Passo-4: Este passo é executado quando ocorre corte de carga na execução do FPO-AC. Isto significa que o investimento em reforços do Passo-1 (Modelo CC) não foi suficiente para operação adequada no modelo de fluxo de potência CA e, portanto, o PET-CC deve ser executado novamente para melhorar a decisão de planejamento, com o objetivo de garantir a operação viável do sistema CA. Para tanto, o corte de carga LS_i^{CA} do Passo-3 é adicionado à respectiva demanda ativa original PD_i para uma nova execução do PET-CC. Esse procedimento heurístico resulta em uma nova decisão no PET-CC (linhas construídas e/ou despachos de geração ativa) considerando as informações do

FPO-CA. Em outras palavras, o PET-CC muda a decisão de investimento de maneira a acomodar a demanda ativa atualizada PD_i^{it} , o que reflete a necessidade de informações advindas do FPO-CA, o qual considera os perfis de tensão e de potência reativa.

Portanto, após a adequação da carga, conforme formulado na Equação (2.48), o contador de iterações é atualizado e o algoritmo proposto retorna ao Passo-1 para obter uma nova decisão de planejamento.

$$PD_i^{it+1} = PD_i^{it} + LS_i^{it}, \forall i \in B \quad (2.48)$$

Passo-5: Nesta etapa, a decisão de investimento em reforços de linha de transmissão do Passo-1 é viável, ou seja, não ocorre corte de carga superior à tolerância. Portanto, o FPO-CA é executado novamente para esta decisão, mas com custo real de fornecimento de potência reativa (ρ_f) na função objetivo de (2.38) (RAHMANI et al., 2010), em vez de um alto custo fictício como no Passo-2. O objetivo é obter custos reais para a decisão final de planejamento.

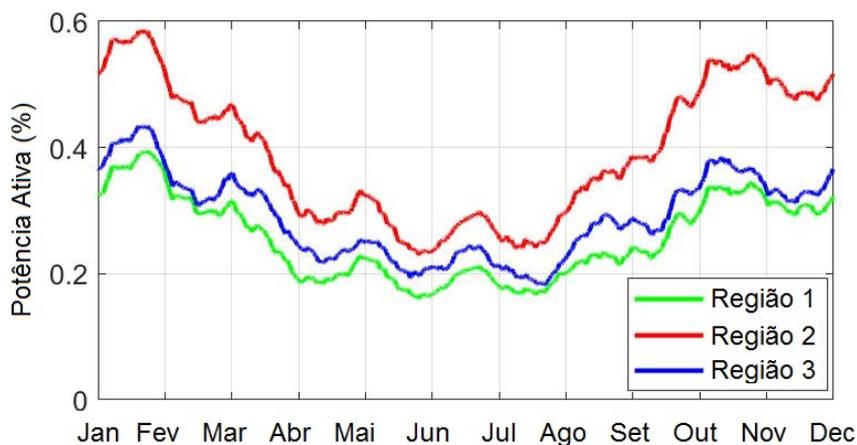
Observe que a abordagem HCCCA proposta não apresenta problemas de convergência, os quais são geralmente relatados na literatura. Isso se deve ao fato dos modelos de fluxo de potência CC e CA serem resolvidos separadamente, e a decisão de reforço em linhas de transmissão é dada pelo modelo CC, o que facilita essa decisão. Em resumo, os dois modelos são conectados pelo plano de expansão dos reforços em linhas de transmissão, pelo despacho ótimo de geração ativa do PET-CC para o FPO-CA e pelo corte de carga passado do FPO-CA para o PET-CC.

2.6 MODELO ESTOCÁSTICO PARA REPRESENTAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

Nesta tese representa-se o recurso de energia renovável através da inclusão de três parques eólicos de regiões distintas no problema de expansão da transmissão. Para incorporar as incertezas de curto prazo deste tipo de geração, que surgem do comportamento intermitente do vento, são utilizados dados históricos horários de cinco anos de geração de energia eólica (SILVA et al., 2012a). As séries históricas consideradas foram obtidas durante este mesmo período, o que possibilita extrair facilmente a correlação entre os dados utilizados para representar a distribuição espacial da fonte de energia. Uma média móvel mensal da potência ativa produzida pelos parques eólicos, representada em porcentagem das respectivas capacidades de geração é mostrada na Figura 12, durante um ano de operação, onde observa-se que há uma forte correlação entre as regiões.

Dado esta característica, as séries históricas de vento são agrupadas e convertidas em cenários de "K" usando o algoritmo *K-means*, como em (ASSIS et al., 2018). O algoritmo

Figura 12 – Média móvel mensal da curva de potência ativa da geração eólica.



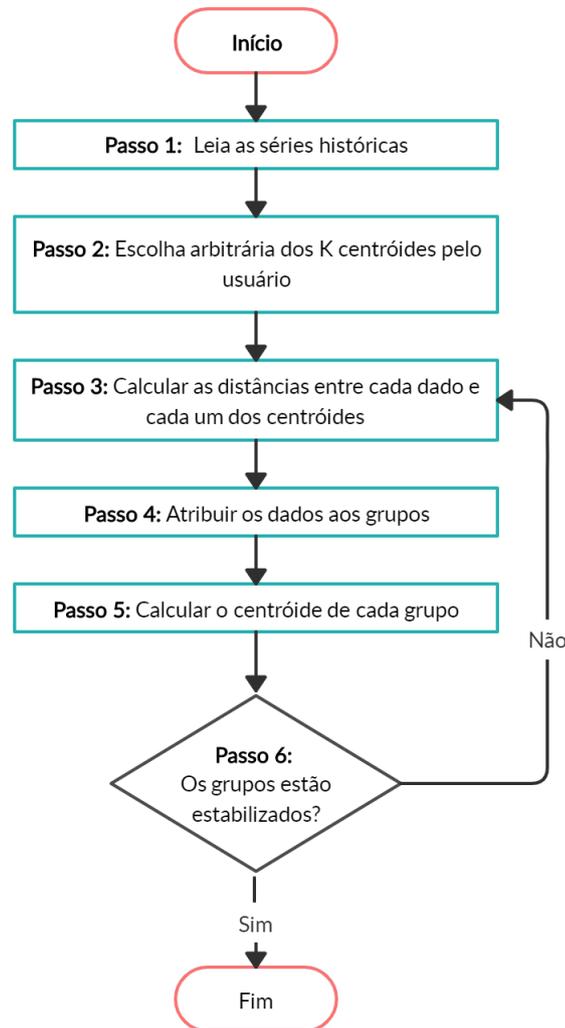
Fonte: Elaborado pela própria autora.

K-means visa minimizar a distância entre os dados selecionados para compor um *cluster* e o centróide, isto é, a média entre os dados em um *cluster*. Vale destacar que o número de *clusters* corresponde ao número de cenários de geração eólica. Assim, os centróides correspondem à potência ativa despachada pelos parques eólicos e a quantidade de dados agrupados em cada *cluster* à probabilidade de ocorrência do cenário. A Figura 13 apresenta o fluxograma do algoritmo *K-means* e cada passo é resumido a seguir.

- Passo 1:** Lê-se a série histórica de ventos, onde cada ponto do conjunto de dados é representado por um vetor tridimensional de três geradores de energia eólica correlacionados;
- Passo 2:** Para iniciar o *K-means*, insere-se o valor desejado de K valores da série para representar os centróides dos primeiros grupos;
- Passo 3:** Mede-se a distância euclidiana entre cada dado e cada centróide;
- Passo 4:** Atribui-se a um grupo os dados mais próximos de cada centróide;
- Passo 5:** Atualiza-se o centróide de cada grupo usando o valor médio dos dados atribuídos;
- Passo 6:** Verifica-se a convergência do *K-means*: se os dados de cada grupo estiverem estabilizados, finaliza-se o processo de armazenamento em cada *cluster*. Caso contrário, retorne ao Passo 3 e execute outra iteração.

A série histórica de capacidade de geração eólica é convertida em possíveis cenários de geração utilizando o método de classificação *K-means*. Cada um desses cenários tem uma probabilidade de ocorrência associada, como visto na Tabela 1. Assim, a solução do problema considera a característica estocástica das fontes renováveis.

Figura 13 – Fluxograma do algoritmo heurístico *K-means*.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

A utilização do algoritmo do *K-means* foi realizada através da *toolbox* do MATLAB[®], versão 2015. Esta *toolbox* requer como entrada de dados a série histórica de geração eólica e o número de *clusters* desejados. Como saída tem-se os valores dos cenários de geração eólica com as respectivas probabilidades de ocorrência, conforme mostra a Tabela 1.

O *K-means* é um algoritmo iterativo em que os grupos de dados são determinados por uma métrica. Para uma métrica ser considerada de qualidade é preciso atender aos conceitos de alta homogeneidade interna e alta separação (heterogeneidade externa). Isto quer dizer que os elementos de um determinado conjunto de dados devem ser mutuamente similares e, preferencialmente, muito diferentes dos elementos de outros conjuntos. No entanto, esse processo pode apresentar eventual problema, que está relacionado com a homogeneidade e/ou o fato de ignorar a boa separação entre os *clusters*. Isto pode causar uma má separação dos conjuntos no caso de uma má inicialização dos centróides, inicialização esta que é feita de forma

arbitrária no início da execução. Portanto de maneira empírica, mas com objetivo de preservar a qualidade da métrica do algoritmo e dos resultados, foi realizada a definição do valor de $K = 20$. Essa escolha tem como objetivo evitar possivelmente que um número pequeno demais possa causar a junção de dois *clusters* naturais, enquanto que um número grande demais possa fazer com que um *clusters* natural seja quebrado artificialmente em dois (LINDEN, 2009).

Tabela 1 – Cenários da capacidade de produção de energia dos três Parques Eólicos (*Wind Farm - WF*) com as respectivas probabilidades de ocorrência.

Cenário	WF_1 (pu)	WF_2 (pu)	WF_3 (pu)	ρ_w (%)
01	0,0506	0,0662	0,0621	19,51
02	0,0916	0,1852	0,0844	10,39
03	0,0726	0,1103	0,2163	6,85
04	0,1477	0,3202	0,1003	6,75
05	0,1436	0,2904	0,2587	6,40
06	0,2262	0,4167	0,4003	5,06
07	0,2171	0,4890	0,1456	4,66
08	0,3083	0,5829	0,3171	4,43
09	0,3712	0,6071	0,5145	4,40
10	0,5664	0,8096	0,5742	3,82
11	0,4922	0,7260	0,3686	3,58
12	0,3304	0,3711	0,1953	3,17
13	0,8865	0,9863	0,9272	3,09
14	0,1068	0,1896	0,4346	3,08
15	0,6338	0,8866	0,8310	3,00
16	0,4267	0,6989	0,7246	2,97
17	0,4469	0,6341	0,1616	2,84
18	0,7962	0,9397	0,6345	2,42
19	0,2618	0,4255	0,6435	2,06
20	0,7358	0,8853	0,2829	1,51

Fonte: Elaborado pela própria autora.

3 TESTES E RESULTADOS

O resultados das metodologias propostas de resolução do PET serão apresentadas nas subseções deste capítulo. Na Seção 3.1 são demonstrados os resultados obtidos para a metodologia proposta AHE. Já na Seção 3.2 são apresentados os resultados obtidos para a Abordagem Heurística CC-CA.

Todas as simulações foram realizadas utilizando um PC core I7 com 2,1 GHz e todos os algoritmos foram implementados na plataforma MATLAB[®], versão 2015.

Neste capítulo três sistemas são usados para avaliar as metodologias propostas para o PET: o sistema Garver (*Garver System* - GS), o sistema teste IEEE 24-Barras e o sistema Sul equivalente do Brasil, que é um sistema de grande porte e complexo devido a existência de barras isoladas (ilhas).

O sistema Garver (1970) é composto por 6 barrass, 6 linhas existentes na topologia base e 3 geradores de potência ativa. Existem 15 ramos de expansão, um número máximo de 3 linhas por ramo e uma carga esperada de 760 MW. Este sistema, mesmo sendo de pequeno porte já é capaz de mostrar as principais dificuldades para resolver o problema do PET, devido à existência de barras ilhadas e um total de 4^{15} opções de planos de expansão para o planejamento.

O sistema IEEE 24-Barras (SILVA; FREIRE; HONÓRIO, 2016) tem 38 linhas existentes, 10 geradores, 41 ramos candidatos para expansão, onde cada um pode receber no máximo três reforços, e a demanda total é de 8550 MW. A dificuldade de obter a solução ideal é devido às inúmeras opções de expansão de linhas (4^{41}), o que torna impossível o procedimento de busca exaustiva.

O sistema Sul equivalente do Brasil (SILVA; FREIRE; HONÓRIO, 2016) é formado por 46 barras, sendo 11 isoladas do sistema, 66 linhas existentes na topologia base, 12 geradores, 79 ramos candidatos para expansão, com no máximo três reforços por ramo, e uma carga esperada de 6.880 MW. A dificuldade de obtenção da solução ótima, assim como no caso anterior, é devido às inúmeras opções de expansão de linhas (4^{79}), o que novamente torna impossível o procedimento de busca exaustiva. Pode-se destacar que o sistema Sul equivalente brasileiro apresenta grandes dificuldades a serem enfrentadas para resolução do PET, devido à presença de um considerável número de barras isoladas.

Os Apêndices A e B apresentam os dados dos sistemas utilizados nas simulações.

3.1 RESULTADOS DO ALGORITMO HÍBRIDO EFICIENTE

Os sistemas utilizados para avaliar a metodologia proposta AHE para solucionar o PET são: o Garver (GARVER, 1970), IEEE 24-Barras (SILVA; FREIRE; HONÓRIO, 2016) e o sistema Sul equivalente do Brasil (SILVA; FREIRE; HONÓRIO, 2016).

Todas as linhas existentes, uma a uma, são consideradas na análise das contingências para os sistemas testados. Sob cada contingência, a flexibilidade é considerada para a operação do sistema através de uma sobrecarga admissível de até 10% em cada linha.

A Tabela 2 apresenta os cenários de carga e as probabilidades de ocorrência, considerada na simulação de todos os sistemas e foram obtidos por Alizadeh-Mousavi e Zima-Bočkarjova (2016), como uma porcentagem da carga de pico correspondente.

Tabela 2 – Cenários de Carga

% do pico de carga	1	0,76	0,65	0,54
Probabilidade	0,0138	0,2356	0,3886	0,3620

Fonte: Elaborado pela própria autora.

As análises propostas buscam mostrar os impactos de representar perdas, restrições de segurança e cenários de carga no problema do PET. Para cada sistema, os seguintes Casos de Simulação (CS) são executados.

- CS-A:** PET considerando somente as perdas elétricas nas linhas de transmissão, sem contingência e sem cenários de carga (considera somente a carga pesada com probabilidade 100%).
- CS-B:** PET considerando as perdas elétricas nas linhas de transmissão e as contingências, porém sem considerar os cenários de carga (considera somente a carga pesada com probabilidade 100%).
- CS-C:** PET considerando as perdas elétricas nas linhas de transmissão, contingências e cenários de carga conforme Tabela 2.
- CS-D:** PET sem considerar perdas elétricas nas linhas de transmissão, contingência e cenários de carga.

Nas Análises CS-A, CS-B e CS-D, um total de 100 simulações do AMB proposto são realizadas para avaliar a robustez na obtenção de soluções de boa qualidade, e o tamanho da população de indivíduos virtuais é 100 evoluindo ao longo de 100 gerações.

Para a Análise CS-C, o tamanho da população virtual é reduzido devido ao maior esforço computacional requerido por esta análise. São adotados 50 indivíduos evoluindo ao longo de 30 gerações e o número de simulações é 100,

Para cada estudo de caso, apresenta-se o melhor resultado obtido, juntamente com os melhores encontrados na literatura, exceto no caso CS-C, no qual não foram encontrados resultados na literatura para comparação.

Vale ressaltar que, para CS-C, espera-se um menor número de reforços no planejamento ótimo, implicando, portanto, em um custo menor que em CS-A e CS-B. Isso ocorre porque as cargas não operam no valor de pico o tempo todo em CS-C, uma vez que as cargas são representadas por cenários e as probabilidades de ocorrência.

3.1.1 Resultados para o sistema Garver

O PET para este sistema possui 405 variáveis, das quais 45 são inteiras (OLIVEIRA et al., 2018). Este PET pode ser resolvido adequadamente através da AHE proposto. Inicialmente, o algoritmo REB proposto é aplicado para encontrar um espaço de busca reduzido.

A Tabela 3 mostra a primeira rodada de cálculo de $SI1_{ij}$ e $SI2_{ij}$ no caso de CS-A apenas para os maiores valores dos índices. Para $SI1_{ij}$, a linha ‘2-6’ tem o valor mais alto, então é escolhida como o primeiro reforço. Por outro lado, para $SI2_{ij}$, os valores das linhas ‘2-6’ e ‘4-6’ são os mesmos. Neste caso, o algoritmo escolhe como segundo reforço a opção que é diferente da anterior, ou seja, a linha ‘4-6’ é a segunda a ser construída, visando melhorar o conjunto de planos obtidos com uma maior diversidade.

Tabela 3 – Primeiro cálculo do $SI1_{ij}$ e $SI2_{ij}$, Sistema Garver

Ramos	2-6	4-6	3-5	1-6
$SI1_{ij}$	975449,92	958706,58	646485,97	445091,20
$SI2_{ij}$	234,73	2344,73	1457,12	1034,44

Fonte: Elaborado pela própria autora.

A Tabela 4 resume os planos obtidos para cada índice, equações 2.30 e 2.31, no caso CS-A. Quando $SI1_{ij}$ é usado, seis linhas de transmissão são adicionadas, e o custo de investimento é igual a 160,00 M\$, como mostrado na segunda linha da Tabela 4, onde duas linhas são adicionadas a cada um dos ramos indicados.

Tabela 4 – Planos por $SI1$ e $SI2$, Sistema Garver

Ramos	2-6	4-6	2-3	3-5	Custo-FOB (M\$)
Linhas por $SI1_{ij}$	2	2	0	2	160,00
Linhas por $SI2_{ij}$	1	3	1	2	180,00

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Embora o plano proposto pelo índice $SI2_{ij}$ seja mais caro do que para o $SI1_{ij}$, o segundo adiciona um ramo importante, ‘2-3’. Assim, os dois planos têm informações interessantes capazes de reduzir o espaço de busca para a aplicação do AMB, conforme descrito a seguir.

- (i) Espaço de busca reduzido: Composto pela união dos ramos apontadas por $SI1_{ij}$ e $SI2_{ij}$. Nesse caso, o conjunto de união das ramificações é dado por $U = \{ '2-3', '2-6', '3-5' \text{ e } '4-6' \}$. Portanto, o espaço de busca é reduzido de 15 opções, como no problema original, para as quatro opções do conjunto U . Deve ser enfatizado que até três reforços podem ser construídos por ramificação. Os espaços de busca reduzidos para CS-B e CS-C são os mesmos obtidos para CS-A, neste sistema.
- (ii) Geração de uma população inicial para o AMB: Cada indivíduo tem um número de linhas de expansão dadas por uma pequena variação em torno do número obtido por $SI1_{ij}$ ou $SI2_{ij}$. Como a solução de $SI1_{ij}$ apresenta o menor valor de custo de investimento, ele é escolhida para definir o tamanho do indivíduo. Assim, todos os indivíduos do AMB propõem novas linhas a serem construídas em torno de seis. No presente trabalho, uma variação de quatro linhas é usada, essa escolha foi feita de maneira arbitrária, mas preservando a qualidade dos resultados obtidos, conforme baseado na referencia (OLIVEIRA et al., 2018). Assim, todos os indivíduos são gerados aleatoriamente e tem o somatório de reforços contidos no intervalo de $'6 - 4 = 2'$ e $'6 + 4 = 10'$.

A Tabela 5 apresenta o espaço de busca reduzido para os casos CS-A e CS-D obtidos através do algoritmo REB.

Tabela 5 – Espaço de busca reduzido para o Sistema Garver

CS	Ramos
A	2-3; 2-6; 3-5; 4-6
D	2-6; 3-5; 4-6

Fonte: Elaborado pela própria autora.

A partir das informações anteriores fornecidas pelo REB, o AMB é utilizado para definir o PET onde os resultados são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – As melhores soluções obtidas pelo AHE. Sistema Garver

CS	Ramos	Custo (M\$)	Tempo (min)
A	3(4-6), 1(2-3), 1(3-5)	130,00	3,45
B	3(4-6), 2(2-3), 1(3-5)	150,00	4,35
C	1(2-6), 2(3-5)	70,00	13,18
D	3(4-6), 1(3-5)	110,00	3,11

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Por exemplo, a melhor solução de CS-A determina três linhas no ramo '4-6' e uma linha em cada uma das ramificações '2-3' e '3-5', com um custo total de 130,00 M\$ relacionado à FOB_{CC}^1 da Equação 2.10. Em todos os CS, não há corte de carga no sistema.

O AMB proposto alcança a melhor solução para CS-A em 100% das rodadas; enquanto isso, o algoritmo AB com efeito *Doppler* da literatura (MENG et al., 2015) fornece a melhor solução, por exemplo, em apenas 19% das rodadas e gasta em torno de 8,50 minutos, o que demonstra a efetividade das modificações propostas.

Os tempos de simulação da Tabela 6 consistem nos valores médios obtidos em todas as execuções para cada CS.

Para CS-C, verifica-se um menor número de linhas no planejamento ótimo, quando comparado à CS-A e CS-B, devido ao aspecto descrito anteriormente sobre a probabilidade de ocorrência da carga de pico. Além disso, CS-D também fornece um número relativamente pequeno de reforços pois não considera as perdas elétricas, os critérios de segurança e cenários de carga.

Outras simulações foram realizadas sem considerar a redução do espaço de busca obtido pelo REB. O AMB proposto também consegue obter as melhores soluções sem o REB para este sistema, porém com maior esforço computacional.

A Tabela 7 apresenta os resultados encontrados na literatura nas mesmas condições dos casos CS-A, CS-B e CS-D. Das tabelas 6 e 7, pode-se observar que os resultados do AHE proposto correspondem às melhores soluções da literatura para os casos CS-A e CS-D. Para o caso CS-B, o AHE proposto atinge uma solução melhor que a alcançada na literatura específica.

Tabela 7 – Os resultados da literatura para o sistema Garver

Ref	CS-A		CS-B		CS-D	
	Ramos	Custo (M\$)	Ramos	Custo (M\$)	Ramos	Custo (M\$)
Oliveira et al. (2005)	3(4-6), 1(2-3), 1(3-5)	130,00	--	--	--	--
Alguacil, Motto e Conejo (2003)	2(4-6), 2(2-6), 1(3-5)	140,00	--	--	--	--
Asadamongkol e Eua-arporn (2009)	--	--	3(4-6), 1(2-6), 2(3-5)	170,00	--	--
Poubel et al. (2017)	--	--	2(4-6), 1(2-3), 2(3-5), 2(2-6)	180,00	--	--
Mendonça et al. (2016)	--	--	--	--	3(4-6), 1(3-5)	110,00

Fonte: Elaborado pela própria autora.

3.1.2 Resultados para o sistema IEEE 24-barras

O PET para o sistema IEEE 24-Barras possui 8939 variáveis, das quais 123 são inteiras. Com o objetivo de reduzir o espaço de busca, o AHE começa a partir do REB proposto, levando ao conjunto reduzido de reforços candidatos mostrado na Tabela 8. Para este sistema, o espaço de busca para o caso CS-D é o mesmo do caso CS-A, assim como o caso CS-C é o mesmo do caso CS-B.

Tabela 8 – Espaço de busca reduzido para o sistema IEEE 24-Barras

CS's	Ramos
A e D	1-5, 3-24, 4-9, 6-10, 7-8, 11-13, 10-12, 12-13, 14-16, 15-24, 16-17
B e C	1-2, 1-5, 3-24, 4-9, 2-4, 6-10, 7-8, 10-12, 12-13, 12-23, 15-21, 14-16, 15-24

Fonte: Elaborado pela própria autora.

As melhores soluções obtidas para o sistema teste IEEE 24-Barras, através do AHE proposto, são apresentadas na Tabela 9 com o custo total relacionado a FOB_{CC}^1 (2.10), enquanto a Tabela 10 apresenta os resultados correspondentes da literatura, quando disponíveis.

A partir da comparação entre os resultados das tabelas 9 e 10, pode-se observar que a abordagem proposta alcança melhores soluções do que a literatura para os casos CS-A e CS-B, e se compara à literatura para CS-D, mostrando a eficácia do AHE proposto.

Tabela 9 – As melhores soluções obtidas pelo AHE, sistema IEEE 24-Barras

CS	Ramos	Custo (M\$)	Tempo (min)
A	1(6-10), 2(7-8), 1(14-16), 1(10-12), 1(16-17)	188,00	10,60
B	1(1-5), 1(4-9), 1(3-24), 2(6-10), 1(10-12), 1(15-24), 1(12-13), 2(7-8), 1(14-16), 1(16-17)	441,00	12,75
C	1(3-24), 1(10-12), 1(6-10), 1(15-24), 2(7-8), 1(14-23)	306,00	18,78
D	1(6-10), 2(7-8), 1(14-16), 1(10-12)	152,00	9,48

Fonte: Elaborado pela própria autora.

A melhor solução para CS-A foi encontrada em 7% das execuções do algoritmo AB (MENG et al., 2015), gastando em torno de 14,50 minutos, enquanto o AMB proposto alcança a melhor solução em todas as execuções, o que mostra a eficácia das melhorias propostas.

3.1.3 Resultados para o sistema sul equivalente brasileiro

Para o sistema Sul equivalente Brasileiro, o PET envolve 27693 variáveis, das quais 273 são inteiras. Além disso, existem muitos barramentos desconectados, que trazem mais complexidade para resolver esse problema de planejamento da transmissão de energia.

Iniciando o AHE proposto com REB, o espaço de busca reduzido é alcançado como apresentado na Tabela 11. O CS-D tem os mesmos reforços candidatos de CS-A, e o CS-C tem os mesmos reforços candidatos de CS-B.

As tabelas 12 e 13 apresentam os resultados para o sistema Sul equivalente do Brasil obtidos pelo AHE proposto e pela literatura, respectivamente. Novamente, a abordagem proposta apresenta melhores resultados que a literatura para todos os casos de simulação que possuem

Tabela 10 – Os resultados da literatura para o sistema IEEE 24-Barras

Ref.	CS-A		CS-B		CS-D	
	Ramos	Custo (M\$)	Ramos	Custo (M\$)	Ramos	Custo (M\$)
Alguacil, Motto e Conejo (2003)	1(1-5), 1(3-24), 1(4-9), 1(6-8), 1(6-10), 1(7-8), 1(9-12), 1(10-12), 1(12-13), 1(12-23), 1(14-16), 1(15-16), 1(15-24), 1(16-17), 1(17-18), 1(18-21), 1(19-20), 1(20-23)	507,70	--	--	--	--
Silva, Freire e Honório (2016)	--	--	1(1-2), 1(1-5), 1(2-4), 1(3-24), 2(6-10), 3(7-8), 1(10-11), 1(11-13), 1(15-24), 1(20-23), 1(13-14), 1(14-23)	554,00	--	--
Rathore et al. (2014)	--	--	--	--	1(6-10), 2(7-8), 1(10-12), 1(14-16)	152,00

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 11 – Redutor do espaço de busca para o sistema Sul equivalente Brasileiro

CS's	Ramos
A e D	12-14, 13-20, 18-20, 20-23, 18-19, 20-21, 42-43, 46-10, 5-11, 4-11, 28-41, 46-6, 21-25, 31-32, 46-3, 24-25, 40-41, 5-6, 2-3
B e C	2-5, 12-14, 18-20, 20-23, 19-21, 18-19, 20-21, 32-43, 42-44, 42-43, 46-10, 46-3, 16-28, 5-11, 4-11, 28-41, 28-30, 46-6, 21-25, 25-32, 31-32, 46-11, 41-43, 40-45, 15-16, 24-15, 29-30, 40-41, 2-3, 5-6, 9-10

Fonte: Elaborado pela própria autora.

referência na literatura para comparação. Pode-se destacar que o tempo computacional gasto pelo algoritmo proposto não é proibitivo para o PET, pois consiste em uma aplicação offline.

Tabela 12 – As melhores soluções obtidas para o sistema Sul equivalente Brasileiro

CS	Ramos	Custo (M\$)	Tempo (min)
A	1(12-14), 1(42-43), 1(18-20), 1(46-6), 1(20-23), 2(5-6), 3(20-21)	89,18	26,53
B	2(12-14), 1(42-43), 2(2-5), 1(46-6), 2(20-21), 1(19-21), 1(18-20), 1(24-25), 2(5-6), 1(5-11), 2(21-25)	153,10	28,36
C	1(2-5), 1(42-43), 3(20-21), 1(46-6), 1(20-23), 3(5-6)	82,10	102,46
D	1(46-6), 1(20-23), 2(20-21), 1(42-43), 1(46-6), 1(13-20), 2(5-6)	70,289	22,17

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 13 – Os resultados da literatura para o sistema Sul equivalente Brasileiro

Ref.	CS-A		CS-B		CS-D	
	Ramos	Custo (M\$)	Ramos	Custo (M\$)	Ramos	Custo (M\$)
Rider et al. (2007)	1(19-25), 1(24-25), 1(20-21), 1(42-43), 1(46-6), 1(31-32), 2(5-6)	101,69	--	--	--	--
Silva, Freire e Honório (2016)	--	--	1(12-14), 1(2-5), 2(20-23), 3(31-32), 1(32-43), 1(42-44), 3(5-6), 3(42-43), 2(46-6), 1(19-21), 1(24-34), 1(44-45)	231,95	--	--
Alguacil, Motto e Conejo (2003)	--	--	--	--	1(46-6), 1(20-23), 2(20-21), 1(42-43), 1(46-6), 1(13-20), 2(5-6), 2(2-5)	72,87

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Para o caso CS-A, o algoritmo AB (MENG et al., 2015) atinge a melhor solução em apenas 2% das rodadas, gastando em torno de 34,50 minutos, enquanto o AMB proposto alcança

a melhor solução em 52% das rodadas . Assim, a modificação proposta também é efetiva para este sistema real de teste.

3.2 RESULTADOS PARA A ABORDAGEM HEURÍSTICA CC-CA

Quatro sistemas são utilizados para avaliar a metodologia proposta para o PET:

- (i) O conhecido sistema Garver (GS) com os dados padrão, conforme descrito na referência (GARVER, 1970);
- (ii) O sistema Garver Modificado (MGS) proposto em (RAHMANI et al., 2010);
- (iii) O conhecido sistema IEEE 24-Barras (RTS-79) com os dados padrão, conforme descrito na referência (ROMERO et al., 2005);
- (iv) O sistema IEEE 24-Barras modificado (MRTS-79) proposto em (RIDER; GARCIA; ROMERO, 2007).

Diferentes Casos de Simulação (CS) são realizados, a fim de oferecer ao planejador diferentes opções para cotejamento.

CS-A: com o MGS, o qual considera o relaxamento de 20% na capacidade das linhas de transmissão;

CS-B: com o GS, que considera os dados originais, ou seja, sem opção de relaxamento das linhas;

CS-C: com o MRTS-79, o qual considera o relaxamento de 50% na capacidade das linhas de transmissão;

CS-D: com o RTS-79, no entanto será considerado um relaxamento na capacidade das linhas de transmissão de apenas 10%;

CS-E: com o RTS-79, com o relaxamento na capacidade das linhas de transmissão de apenas 10% e também considera a inserção de 3 unidades de geradores eólicos.

CS-F: com o RTS-79, que considera os dados originais e também considera a inserção de 3 unidades de geradores eólicos.

Para CS-A e CS-C, é possível comparar os resultados com a literatura especializada. Embora os outros CS não tenham estudos semelhantes na literatura para comparação, eles podem ser usados como referência para trabalhos futuros. Em todos os estudos de caso, o desvio máximo permitido entre a geração de potência ativa dos modelos de fluxo de potência CC

(PG_i^{CC}) e CA (PG_i^{CA}) é de 5 %, já os limites mínimo e máximo de tensão nodal são 0,95 e 1,05 pu, respectivamente. As soluções para do PET-CC usando o algoritmo híbrido eficiente obtém planos de expansão finais que operam sem corte de carga (LS_i^{CC}) no modelo de fluxo de potência CC.

Os custos utilizados para onerar a potência reativa oriunda do FPO-CA são calculados usando a mesma métrica e valores da referência (RAHMANI et al., 2010), como segue:

- Para os sistemas da Garver, os custos fixos e variáveis são 100 \$ e 300 \$/MVar, respectivamente;
- Para os sistemas de teste IEEE 24-Barras, o valor fixo é igual a 1000 \$, e o custo variável é de 3000 \$/MVar.

Para incluir as unidades eólicas nos casos CS-E e CS-F, algumas considerações foram efetuadas.

Cada unidade eólica tem um peso de 10% da carga total do sistema. Em relação ao sistema IEEE 24 barras que corresponde a um valor de 855 MW. No entanto, esse valor é obtido apenas quando a unidade geradora fornece a capacidade máxima.

O valor total de inserção da geração eólica no sistema é obtido através de uma média ponderada dos valores obtidos para cada um dos cenários considerados. A equação 3.1, em particular, demonstra a formulação da média ponderada feita para cada uma das regiões de geração eólica, que leva em consideração as probabilidades de ocorrência de cada cenário de vento (ρ_w) para obter o valor de geração eólica final ($PW_{i,w}$) no barramento ("i") escolhido para alocação da unidade eólica.

$$PW_i = \left(\frac{10\% \sum_{i \in B} (PD_i)}{\sum_{w \in S} (\rho_w)} \right) * (\rho_w * PW_{i,w}^{CC}) \quad (3.1)$$

Portanto, a quantidade de geração eólica adicionada ao sistema corresponde a 801,35 MW, que é obtida pela soma dos valores médios gerados pelas três turbinas, conforme mostrado na Tabela 14. O cálculo realizado para atingir esses valores usa a Equação 3.1 e os dados das colunas 1 (WF_1) e 4 (ρ_w) da Tabela 1. Este processo de computação será mostrado abaixo para a região de vento número um. Os cálculos para as regiões de vento 2 e 3 são análogos.

$$PW_i = (855/100) * [(0,0506 * 19,51) + (0,0916 * 10,39) + (0,0726 * 6,85) + (0,1477 * 6,75) + (0,1436 * 6,40) + (0,2262 * 5,06) + (0,2171 * 4,66) + (0,3083 * 4,43) + (0,3712 * 4,40) + (0,5664 * 3,82) + (0,4922 * 3,58) + (0,3304 * 3,17) + (0,8865 * 3,09) + (0,1068 * 3,08) + (0,6338 * 3,00) + (0,4267 * 2,97) + (0,4469 * 2,84) + (0,7962 * 2,42) + (0,2618 * 2,06) + (0,7358 * 1,51)]$$

$$PW_i = 8,55 * [(0,99) + (0,95) + (0,50) + (1,00) + (0,92) + (1,14) + (1,01) + (1,37) + (1,63) + (2,16) + (1,76) + (1,05) + (2,74) + (0,33) + (1,90) + (1,27) + (1,27) + (1,93) + (0,54) + (1,11)]$$

$$PW_i = 8,55 * (25,57) = \mathbf{218,62 \text{ MW}}$$

Tabela 14 – Média ponderada da geração eólica para cada turbina.

PW_i 1 (MW)	PW_i 2 (MW)	PW_i 3 (MW)
218,62	334,75	247,98

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Essas turbinas eólicas PW_i1 , PW_i2 e PW_i3 mostradas na Tabela 14 são alocadas nas barras 15, 10 e 1, respectivamente. A escolha das barras 1 e 15 foi feita após o estudo de Paula et al. (2020). No entanto, no caso do gerador eólico localizado na barra 10, a escolha foi feita porque esse barramento é o mais carregado no sistema.

A abordagem proposta foi implementada no ambiente MATLAB[®], versão 2015. Os tempos de CPU referem-se a um processador AMD RyzenTM 5 2400G com 3,6 GHz de velocidade de *clock*. Tanto o PET-CC quanto o FPO-CA são resolvidos pelo método Primal-Dual de Pontos Interiores. O PET-CC foi resolvido utilizando a *toolbox linprog*, enquanto que o FPO-CA foi resolvido através da *toolbox fmincon*. Todas essas ferramentas de otimização são fornecidas pelo *software* MATLAB[®]. É importante ressaltar que existem dificuldades associadas à convergência do FPO-AC, no entanto através do HCCCA é possível um bom condicionamento dos valores iniciais das variáveis. Isso é possível pois os valores de geração são dados pelo PET-CC, bem como a topologia corrente da rede elétrica (linhas existentes mais as candidatas expandidas). Outra importante consideração é que as tensões são variáveis controladas que tem seu valor fixado em 1,05 pu para as barras de geração. O limite mínimo de tensão foi considerado igual a 0,95 pu para as barras de carga. Os valores dos ângulos de fase da tensão são todos inicializados em zero.

3.2.1 CS-A: Sistema Garver modificado (MGS)

O MGS (RAHMANI et al., 2010) contempla um aumento de 20% na capacidade das linhas de transmissão e a resistência dessas linhas é de cerca de 10% da respectiva reatância. Neste CS-A pretende-se realizar um tutorial, em que as etapas do fluxograma da Figura 11 serão descritas detalhadamente.

Na primeira iteração, o Passo 1 é executado e o primeiro PET é obtido. Os resultados estão nas tabelas 15 e 16. A Tabela 15 apresenta as novas linhas de transmissão do PET alocadas na primeira coluna e o custo de investimento correspondente de 110 milhões de dólares (M\$)

está disposto na segunda coluna. A Tabela 16 apresenta os despachos dos geradores de potência ativa (PG_i^{CC}).

Tabela 15 – CS-A: Reforços na primeira iteração do PET-CC.

S-PET	Custo do S-PET (M\$)
1 (2-6), 2 (4-6), 1 (3-5)	110

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 16 – CS-A: Despachos dos geradores na primeira iteração do PET-CC.

Barra	PG_i^{CC} (MW)
1	146,580
3	339,92
6	288,04

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Em seguida o FPO-CA é executado para acomodar o plano de expansão obtido no PET-CC ao modelo de fluxo de potência em rede CA. A Tabela 17 apresenta os resultados do FPO-CA para os barramentos de carga do sistema, como segue: corte de carga, fonte de alimentação reativa fictícia, magnitude das tensões nodais, e ângulo de fase. Pode-se identificar que as magnitudes de tensão estão dentro dos limites. Como esperado, a decisão do modelo de fluxo de potência CC não é suficiente para uma operação em modelo de fluxo de potência CA sem que haja corte de carga e/ou fonte de alimentação reativa fictícia.

Tabela 17 – CS-A: Resultados nas barras de carga da primeira iteração do FPO-CA.

Barra	LS_i^{CA} (MW)	QF_i (MVar)	V_i (pu)	θ_i (°)
2	4,44	21,26	0,95	-4,70
4	0	14,14	0,95	-1,03
5	5,70	22,03	0,97	-4,70

Fonte: Elaborado pela própria autora.

A Tabela 18 apresenta os resultados de geração na primeira iteração do Passo 2, envolvendo o despacho de potência ativa gerada (PG_i^{CA}), o mínimo desvio quadrático (SD_i), que está dentro da faixa de 5 % para todos os barramentos, a potência reativa gerada QG_i , bem como as tensões em magnitude e ângulo de fase.

Como o somatório de corte de carga nas barras da Tabela 17 é maior que 1 MW, o algoritmo vai para o Passo 4 e atualiza a carga nas barras onde ocorreu o corte de carga, ou seja,

Tabela 18 – CS-A: Resultados de geração na primeira iteração do FPO-CA.

Barra	PG_i^{CA} (MW)	SD_i (%)	QG_i (MVar)	V_i (pu)	θ_i (°)
1	145,00	1,08	48,00	1,00	0
3	335,98	1,16	101,00	1,00	6,52
6	284,35	1,28	114,45	1,05	13,62

Fonte: Elaborado pela própria autora.

as barras '2' e '5'. Assim, conforme formulado na Eq. (2.48), a carga nas barras '2' e '5' são atualizadas para 244,44 MW (240 + 4,44) e 245,70 MW (240 + 5,70), respectivamente.

A partir desta nova carga adicionada ao modelo CC, o Passo 1 é executado novamente para obter um novo plano de expansão do sistema de transmissão de energia ou até mesmo um novo redespacho das unidades geradoras.

O plano de expansão encontrado na segunda iteração do PET-CC é o mesmo da primeira iteração, mostrado na Tabela 15, porém o despacho dos geradores PG_i^{CC} é alterado para os novos valores, assim é possível acomodar o incremento de carga, conforme mostrado na Tabela 19.

Tabela 19 – CS-A: Despachos dos geradores na segunda iteração do PET-CC.

Barra	PG_i^{CC} (MW)
1	147,71
3	344,02
6	293,48

Fonte: Elaborado pela própria autora.

As tabelas 20 e 21 apresentam os resultados obtidos na segunda iteração do FPO-CA (Etapa 2), considerando o novo redespacho obtido na segunda iteração do PET-DC. Na Tabela 20, é possível observar que há um corte de carga maior que 1 MW no barramento '5'. Assim, o algoritmo vai para a Etapa 4 e a carga no barramento '5' é aumentada para 247,30 MW (245,70 + 1,60), para uma nova execução da Etapa 1 na próxima iteração. Observe na Tabela 21 que o desvio de geração (SD_i) e as tensões estão dentro dos limites.

Na terceira iteração, o plano de expansão continua sendo o mesmo da iteração anterior, no entanto existem alterações nos despachos dos geradores, conforme mostrado na Tabela 22. Já os resultados das tabelas 23 e 24 são referentes ao Passo 2, FPO-CA. Conforme demonstrado na Tabela 23, o corte de carga CA (LS_i^{CA}) é inexistente e, portanto, o algoritmo proposto converge. A partir daí, o investimento no fornecimento de potência reativa nos barramentos '2' e '5' para a decisão final deve ser obtido na Etapa 5.

A Tabela 25 apresenta os resultados finais do HCCCA proposto e do trabalho apresentado

Tabela 20 – CS-A: Resultados nas barras de carga da segunda iteração do FPO-CA.

Barra	LS_i^{CA} (MW)	QF_i (MVar)	V_i (pu)	θ_i (°)
2	0	22,82	0,95	-4,74
4	0	0	0,95	-0,76
5	1,60	23,72	0,97	-4,85

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 21 – CS-A: Resultados de geração da segunda iteração do FPO-CA.

Barra	PG_i^{CA} (MW)	SD_i (%)	QG_i (MVar)	V_i (pu)	θ_i (°)
1	145,72	1,35	48,00	1,00	0
3	339,49	1,32	101,00	1,02	6,54
6	289,16	1,74	115,83	1,05	14,07

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 22 – CS-A: Despachos dos geradores na terceira iteração do PET-CC.

Barra	PG_i^{CC} (MW)
1	148,00
3	345,00
6	294,00

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 23 – CS-A: Resultados nas barras de carga da terceira iteração do FPO-CA.

Barra	LS_i^{CA} (MW)	QF_i (MVar)	V_i (pu)	θ_i (°)
2	0	23,05	0,95	-4,72
4	0	0	0,95	-0,72
5	0	24,00	0,97	-4,90

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 24 – CS-A: Resultados de geração na terceira iteração do FPO-CA.

Barra	PG_i^{CA} (MW)	SD_i (%)	QG_i (MVar)	V_i (pu)	θ_i (°)
1	145,90	1,42	48,00	1,00	0
3	340,33	1,35	101,00	1,02	6,55
6	289,53	1,52	115,96	1,05	14,13

Fonte: Elaborado pela própria autora.

por Rahmani et al. (2010) para comparação. Pode-se observar que a abordagem proposta determina um plano de expansão diferente, com o mesmo custo de investimento (110 M\$), porém com menos investimento no fornecimento de potência reativa. A solução em (RAHMANI et al., 2010) requer maior fonte de alimentação reativa pois foi obtida diretamente da resolução do PET considerando o modelo de rede CA, o que pode acarretar em uma solução local. O custo total da potência reativa está representado na última coluna da Tabela 25. Esse custo é obtido adicionando uma parcela fixa de instalação por barramento a uma parcela variável de acordo com a quantidade de potência reativa injetada. O custo fixo por barramento é igual a 100 \$, resultando em um total de 200 \$ como custo fixo de instalação relacionado aos barramentos '2' e '5'. Além disso, o valor variável da parcela é 300 \$ por MVar, portanto, o valor dessa parcela é equivalente a 14115 \$ ($300 * 47,05$). Assim, o valor final do custo real da potência reativa é dado pela soma dessas duas parcelas finais em MVar ($200 + 14115$) e corresponde a 14315 MVar.

Tabela 25 – Comparação com a literatura para o sistema Garver Modificado.

Método	S-PET	Custo do S-PET (M\$)	QFi (MVar)	Custo de QFi (10^3 \$)
HCCCA	1 (2-6), 2 (4-6), 3-5	110	47,05	14,315
Rahmani et al. (2010)	2 (2-6), 1 (4-6), 3-5	110	49,82	15,150

Fonte: Elaborado pela própria autora.

3.2.2 CS-B: Sistema Garver (GS)

Esse caso de simulação é realizado usando os dados do Sistema Garver (GS), que considera os limites originais das linhas de transmissão, ou seja, não há relaxamento da capacidade das linhas de transmissão. Sob essas condições, o algoritmo HCCCA converge em duas iterações.

A Tabela 26 fornece as decisões de investimento em linhas de transmissão do PET-CC, relacionado a cada iteração. Na primeira iteração, o PET-CC fornece um plano de expansão com o custo de investimento igual a 130 M\$, o qual sob as restrições do modelo de fluxo de potência CA não é viável sem um corte de carga de 13,48 MW no barramento '2'. Além disso, na quinta coluna, observa-se a quantidade de suporte de potência reativa por barramento, o que significa que 6,82 MVar são alocados no barramento '2' e 21,52 MVar no barramento 5. A sexta coluna mostra o valor do custo relacionado ao investimento em potência reativa.

Na segunda iteração, uma nova execução do PET-CC é realizada com a carga aumentada de 13,48 MW no barramento '2'. Como resultado, a decisão do PET-CC adiciona duas linhas '2-6' e mais uma linha '4-6' ao plano de investimento, removendo a linha '2-3'. Conseqüentemente, o custo do investimento é aumentado para 140 M\$. Este novo plano de expansão é testado no modelo CA através do algoritmo OPF-CA que resulta em um plano viável sob as restrições do modelo de fluxo de potência CA, pois o corte de carga resultante é menor que 1 MW.

Além disso, pode-se salientar que o suporte de potência reativa total diminui de 28,34 MVar para 25,68 MVar, sendo este último valor a quantidade suficiente para garantir o perfil de tensão dentro dos limites desejado. Assim como o corte de carga sob as restrições da rede CA diminui de 13,48 MW para 0,37 MW, levando à convergência do processo.

Tabela 26 – CS-B: Resultados do HCCCA.

Iteração	S-PET	Custo do S-PET (M\$)	(LS_i^{CA}) (MW)	(QF_i) (MVar)	Custo de QF_i (10^3 \$)
1	3 (4-6),	130	13,48 (2)	6,82 (2),	14,54
	2 (2-3),			21,52 (5)	
	3-5				
2	2 (2-6),	140	0,37 (5)	4,27 (2),	8,00
	2 (4-6),			16,72 (4),	
	3-5			4,69 (5)	

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Como resultados para a última iteração do HCCCA, a Tabela 27 mostra os despachos dos geradores e o desvio mínimo de geração (SD_i). Já a Tabela 28 apresenta o perfil de tensão contido no limite especificado e o ângulo de fase para todos os barramentos do sistema.

Tabela 27 – CS-B: resultados da potência gerada na última iteração.

Barra	PG_i^{CC} (MW)	PG_i^{CA} (MW)	SD_i (%)	QG_i (MVar)
1	150,00	146,40	2,40	90,34
3	293,33	282,71	3,62	104,21
6	378,50	371,01	1,98	87,43

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 28 – CS-B: resultados de estado da rede para a última iteração do FPO-CA.

Barra	V_i (pu)	θ_i (°)	Barra	V_i (pu)	θ_i (°)
1	1,05	0	4	0,95	1,25
2	0,95	0,22	5	0,97	-5,72
3	1,05	4,43	6	1,05	15,67

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Embora os resultados encontrados no CS-C para o sistema Garver (GS) levem a um custo de investimento mais alto que aquele encontrado para o CS-A, os resultados obtidos para esse caso simulado são mais realistas porque as linhas podem suportar o fluxo de potência ativa e reativa sem relaxamento da capacidade das linhas.

3.2.3 CS-C: Sistema IEEE 24-barras modificado (MRTS-79)

Para fins de comparação, este caso é feito com o sistema IEEE 24-Barras Modificado proposto na referência (RIDER; GARCIA; ROMERO, 2007), que considera as capacidades das linhas de transmissão aumentadas em 50%.

A solução final obtida pela abordagem HCCCA proposta é encontrada na quarta iteração. Os resultados da Tabela 29 apontam a decisão do PET-CC, que consiste no plano de expansão e o custo de investimento das linhas. O corte de carga CA (LS_iCA) total é igual a 321,28 MW na primeira iteração e é reduzido para 0,63 MW na quarta iteração, levando a convergência do processo. Por outro lado, a quarta coluna mostra o suporte de potência reativa necessário durante o processo iterativo. Na última iteração, o custo total em suporte de potência reativa é igual a 2,33 M\$, que é significativamente inferior ao custo do PET. Embora as iterações 2, 3 e 4 tenham o mesmo plano de expansão, o corte de carga e o suporte de potência reativa são diferentes para acomodar as restrições do modelo de fluxo de potência CA. Portanto, o principal problema deste sistema está relacionado ao suporte de potência reativa tendo em vista que as capacidades das linhas de transmissão foram relaxadas.

A Tabela 30 mostra o mínimo desvio da geração entre os despachos CC e CA. Os geradores nas barras 6 e 14 são compensadores síncronos.

A Tabela 31 apresenta os resultados do estado da rede. Observa-se que todos os valores de tensão também se encontram dentro dos limites.

A eficácia da abordagem proposta pode ser verificada na Tabela 32, que mostra a comparação entre os resultados do HCCCA proposto e da referência (RIDER; GARCIA; ROMERO, 2007). Embora a decisão de planejamento da expansão (ou seja, novas linhas) seja a mesma, a abordagem proposta determina uma quantidade menor de suporte de potência reativa. Isso ocorre porque a abordagem HCCCA proposta resolve o PET-CC e o FPO-CA de maneira independente, porém iterativamente, o que permite um processo de busca em uma região convexa e, assim, existe uma melhora na decisão final, pois evita-se a convergência prematura nos ótimos locais.

3.2.4 CS-D: Sistema IEEE 24-barras - análise 1

Esse caso simulado considera a capacidade das linhas de transmissão aumentada em 10% em relação ao sistema IEEE de 24-Barras tradicional proposto na referência (ROMERO et al., 2005).

A Tabela 33 mostra a solução HCCCA durante as quatro iterações necessárias para convergência, em que o corte de carga total sob as restrições da rede CA é: 175,18 MW na iteração número 1, 39,27 MW na iteração número 2, 65,83 MW na terceira iteração e zero na quarta e última iteração. Nota-se um comportamento interessante em relação ao corte de carga nesse caso simulado, tal variável não segue a tendência decrescente em todas as iterações, como comumente ocorre. Observe que da segunda para a terceira iteração o corte de carga aumenta, de

Tabela 29 – SC-C: Resultados do HCCCA.

Iteração	S-PET	Custo do S-PET (M\$)	(LS_i^{CA}) (MW)	(QF_i) (MVar)	Custo de QF_i (M\$)
1	6-10, 14-16	70	47,30 (3) 139,74 (4) 38,71 (5) 86,56 (8)	158,11 (3), 96,39 (4), 29,66 (5), 10144 (8), 191,90 (9), 54,54 (10) 58,57 (11) 115,86 (12) 4,73 (19) 71,49 (24)	2,66
2	6-10, 14-16, 7-8	86	28,02 (3)	159,65 (3), 80,13 (4), 33,26 (5), 29,30 (8), 153,33 (9), 70,37 (10) 46,13 (11) 122,51 (12) 70,80 (24)	2,30
2	6-10, 14-16, 7-8	86	14,61 (3)	166,14 (3), 80,57 (4), 33,87 (5), 29,52 (8), 154,24 (9), 71,78 (10) 46,73 (11) 125,51 (12) 74,01 (24)	2,36
4	6-10, 14-16, 7-8	86	0,63 (3)	188,20 (3), 88,20 (4), 170,22 (9), 85,10 (10), 143,27 (12), 98,44 (24)	2,33

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 30 – CS-C: resultados da potência gerada na última iteração.

Barra	PG_i^{CC} (MW)	PG_i^{CA} (MW)	SD_i (%)	QG_i (MVar)
1	569,62	547,70	3,85	158,04
2	567,52	547,33	3,56	97,47
6	0	0	0	-80,29
7	799,90	760,39	4,94	287,31
13	1608,10	1527,70	5,00	616,21
14	0	0	0	568,39
15	634,20	602,49	5,00	330,00
16	457,66	434,78	5,00	240,00
18	930,74	884,20	5,00	356,50
21	1163,00	1104,85	5,00	206,61
22	576,15	547,34	5,00	-180,00
23	1959,90	1874,73	4,35	353,20

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 31 – CS-C: Resultados do estado da rede para a última iteração do FPO-CA.

Barra	V_i (pu)	θ_i (°)	Barra	V_i (pu)	θ_i (°)
1	1,05	0	13	1,05	33,84
2	1,05	0,07	14	1,05	24,87
3	0,95	-4,04	15	1,02	35,13
4	0,98	-8,24	16	1,03	34,17
5	0,96	-8,20	17	1,03	42,17
6	0,95	-12,27	18	1,05	44,47
7	1,05	-5,96	19	1,00	35,68
8	0,96	-11,71	20	1,02	42,89
9	0,95	-0,76	21	1,05	47,42
10	0,96	-6,34	22	0,97	58,72
11	0,97	18,73	23	1,05	23,82
12	0,95	21,57	24	0,96	20,97

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 32 – Comparação com a literatura para o IEEE 24-Barras.

Método	S-PET	Custo do S-PET (M\$)	QF_i (MVar)	Custo de QF_i (M\$)
HCCCA	6-10, 14-16, 7-8	86	773,42	2,33
Rider, Garcia e Romero (2007)	6-10, 14-16, 7-8	86	848,98	2,55

Fonte: Elaborado pela própria autora.

39,27 MW para 65,83 MW. Isso é devido, possivelmente, à má escolha das linhas expandidas na etapa do PET-CC. Veja que as linhas importantes '1-5', '3-24' e '15-24', não foram construídas na iteração 3, resultando em um aumento do corte de carga no FPO-CA. O FPO-CA atua como um "mensageiro", retornando essa informação ao PET-CC, e tais linhas importantes voltam a ser construídas na quarta e última iteração.

Além disso, o suporte de potência reativa apresentado na quinta coluna está espalhado por vários barramentos do sistema durante o processo iterativo.

Pode-se observar que a medida que o investimento em linhas de transmissão aumenta para eliminar o corte de carga CA, o suporte total de potência reativa tende a se reduzir, como observa-se na última iteração em apenas três barramentos (3, 4 e 9), levando a um custo total de suporte de potência reativa reduzido, como visto na última linha desta tabela.

Análogo ao demonstrado nos estudos de casos anteriores, a Tabela 37 mostra o desvio mínimo entre os despachos dos geradores de potência ativa CC e CA. Em seguida, a Tabela 38 mostra o estado da rede após a convergência, onde observa-se que o perfil de tensão varia entre os limites.

3.2.5 CS-E: Sistema IEEE 24-barras - análise 2

Este caso simulado considera a capacidade das linhas de transmissão aumentada em 10% em relação ao sistema IEEE 24 barras proposto na referência (ROMERO et al., 2005). Além disso, três geradores de energia eólica estão incluídos nas barras 1, 10 e 15, conforme apresentado na Tabela 1.

A Tabela 36 mostra a solução HCCCA nas quatro iterações necessárias, em que o somatório de corte de carga total sob as restrições da rede CA é: 192,88 MW na iteração número 1, 42,31 MW na iteração 2, 10,14 MW na terceira iteração e zero na quarta e última iteração. Além disso, o suporte de potência reativa apresentado na quinta coluna está espalhado por vários barramentos do sistema durante o processo iterativo.

Ao confrontar os resultados deste caso simulado com o anterior, em que não existe a consideração da inserção das 3 unidades eólicas, observa-se que a inserção da eólica foi extremamente benéfica ao sistema, haja visto que o custo de investimento em linhas foi inferior. Isso é devido principalmente a possibilidade de atender localmente a demanda na barra de carga (barra 10), onde uma das unidades eólicas foi alocada.

A Tabela 37 mostra o desvio mínimo entre os despachos de potência ativa CC e CA, já a Tabela 38 mostra o estado do sistema após a convergência, onde pode-se observar que o perfil de tensão varia entre os limites.

Tabela 33 – CS-D: Resultados HCCCA.

Iteração	S-PET	Custo do S-PET (M\$)	(LS_i^{CA}) (MW)	(QF_i) (MVAr)	Custo de QF_i (M\$)
1	1-5, 6-10, 2 (7-8) 11-13	136	127,81 (3), 36,33 (4), 11,04 (9)	103,66 (3), 47,09 (4), 4,78 (5), 9,74 (8), 87,42 (9), 15,81 (10), 14,60 (11), 25,12 (12), 45,18 (24)	1,07
2	3-24, 6-10, 2 (7-8), 10-12, 11-13	214	39,27 (3)	100,33 (3), 52,30 (4), 12,48 (5), 11,48 (8), 196,55 (9), 27,07 (10), 17,43 (11), 30,96 (12), 7,23 (19), 8,72 (20), 63,16 (24),	1,59
3	2 (6-10), 2 (7-8), 10-11, 14-16, 16-17, 11-13	270	65,83 (3)	155,50 (3), 41,17 (4), 5,58 (5), 7,36 (8), 71,22 (9), 13,01 (10), 12,23 (11), 21,71 (12), 8,34 (19), 12,31 (20), 70,63 (24)	1,27
4	1-5, 3-24, 6-10, 2 (7-8), 15-24, 11-13	258	0	113,89 (3), 57,72 (4), 107,63 (9)	0,84

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 34 – CS-D: Resultados da potência gerada na última iteração.

Barra	PG_i^{CC} (MW)	PG_i^{CA} (MW)	SD_i (%)	QG_i (MVar)
1	574,88	563,12	2,05	177,73
2	575,00	565,38	1,67	110,17
6	0	0	0	-103,28
7	899,82	879,29	2,28	272,73
13	1758,39	1725,33	1,88	602,61
14	0	0	0	420,87
15	617,00	586,15	5,00	330,00
16	397,86	377,97	5,00	240,00
18	924,04	877,84	5,00	294,99
21	1137,88	1082,58	4,86	93,31
22	450,94	428,39	5,00	-28,61
23	1724,30	1680,38	2,55	308,97

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 35 – CS-D: Resultados do estado da rede para a última iteração do FPO-CA.

Barra	V_i (pu)	θ_i (°)	Barra	V_i (pu)	θ_i (°)
1	1,05	0	13	1,05	25,43
2	1,05	0,15	14	1,05	13,22
3	0,95	0,70	15	1,02	24,04
4	0,96	-8,39	16	1,03	24,56
5	0,99	-5,34	17	1,04	31,15
6	0,95	-12,49	18	1,05	33,12
7	1,05	-0,72	19	1,00	25,48
8	0,99	-5,84	20	1,02	32,17
9	0,95	-1,37	21	1,05	35,77
10	0,96	-6,75	22	1,05	43,26
11	1,00	14,97	23	1,05	37,82
12	0,95	15,93	24	0,96	15,61

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 36 – CS-E: Resultados do HCCCA.

Iteração	S-PET	Custo do S-PET (M\$)	(LS_i^{CA}) (MW)	(QF_i) (MVA _r)	Custo de QF_i (M\$)
1	2 (1-2), 1-5, 6-10, 2 (7-8)	76	115,27 (3), 16,81 (4), 60,20 (6)	102,37 (3), 54,27 (4), 7,33 (8), 79,58 (9), 17,58 (11), 17,77 (12), 9,74 (14), 40,13 (24)	0,99
2	6-10, 2 (7-8), 14-16	102	11,90 (3) 30,41 (6)	142,21 (3), 63,18 (4), 7,99 (8), 91,49 (9), 19,53 (11), 21,57 (12), 8,25 (14), 3,95 (19), 5,14 (20)	1,09
3	1-5, 2 (6-10), 2 (7-8), 14-16	140	10,14	146,89 (3), 64,57 (4), 116,08 (9), 21,94 (11), 23,33 (12), 60,62 (24)	1,34
4	1-3, 2 (6-10), 2 (7-8), 14-16	173	0	124,98 (3), 66,49 (4), 102,25 (9), 57,65 (24),	1,06

Fonte: Elaborado pela própria autora.

3.2.6 CS-F: Sistema IEEE 24-barras - análise 3

O último caso de simulação considera a capacidade das linhas de transmissão originais (ROMERO et al., 2005), ou seja, sem considerar aumentos de capacidade. Além disso, três geradores de energia eólica estão incluídos nas barras 1, 10 e 15, conforme apresentado na Tabela 1. Observe que as condições deste caso de simulação não foram encontradas na literatura para comparação, mas podem ser usadas como referência para outros trabalhos.

A Tabela 39 mostra a solução do HCCCA durante as quatro iterações necessárias para a convergência, em que o corte de carga total sob as restrições do modelo de fluxo de potência CA é: 218,69 MW na iteração 1: 64,70 MW; na iteração 2: 25,25 MW na terceira iteração e zero na quarta e última iteração. Além disso, a fonte de potência reativa é apresentada na quinta

Tabela 37 – CS-E: Resultados da potência gerada na última iteração.

Barra	PG_i^{CC} (MW)	PG_i^{CA} (MW)	SD_i (%)	QG_i (MVar)
1*	787,60	748,22	5,00	240,00
2	540,02	513,02	5,00	-98,30
6	0	0	0	-180,75
7	894,23	849,52	5,00	230,93
10*	334,75	318,01	5,00	0
13	1518,68	1460,60	3,82	490,31
14	0	0	0	4,76
15*	582,89	553,75	5,00	330,00
16	436,66	414,83	5,00	240,00
18	1105,01	1049,76	5,00	369,33
21	713,17	677,51	5,00	231,83
22	514,74	489,00	5,00	-180,00
23	1731,58	1675,83	3,22	335,28

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 38 – CS-E: Resultados do estado da rede para a última iteração do FPO-CA.

Barra	V_i (pu)	θ_i (°)	Barra	V_i (pu)	θ_i (°)
1	1,04	-20,04	13	1,05	0
2	1,02	-20,20	14	0,97	-11,53
3	0,95	-31,02	15	1,02	-4,22
4	0,95	-32,52	16	1,01	-4,11
5	1,00	-28,51	17	1,03	2,37
6	1,05	-31,00	18	1,05	4,10
7	1,05	-25,53	19	0,99	-2,55
8	1,00	-30,39	20	1,01	4,80
9	0,95	-28,23	21	1,05	5,42
10	1,05	-27,44	22	0,98	16,20
11	0,98	-13,46	23	1,05	10,76
12	0,98	-9,55	24	0,98	-13,99

Fonte: Elaborado pela própria autora.

coluna e é alocada em vários barramentos do sistema durante o processo iterativo. No entanto, à medida que o investimento na expansão das linhas de transmissão aumenta para eliminar o corte de carga CA, observa-se uma tendência do custo do suporte de potência reativa diminuir.

É possível observar ao longo das iterações que as linhas 1-3, 1-5, 1-8, 6-10 e 20-23 foram construídas para acomodar a geração eólica localizada nas barras 1, 10 e 15. Algumas dessas linhas geralmente não aparecem no planejamento da transmissão sem a consideração geração eólica. Em outras palavras, o HCCCA proposto modificou o planejamento da transmissão de forma a possibilitar o transporte de potência fornecido pelos parques eólicos.

A Figura 14 mostra as linhas candidatas construídas para conectar adequadamente os geradores eólicos alocados nas barras 1, 10 e 15. Essas linhas são destacadas nesta figura como linhas tracejadas.

A Tabela 40 demonstra o mínimo desvio entre os despachos dos geradores em rede CC e CA, já a Tabela 41 demonstra o estado da rede após convergência do HCCCA, juntamente aos perfis de tensão que se encontram dentro dos limites.

Para explorar melhor o comportamento do método, as figuras 15 e 16 mostram os resultados da abordagem HCCCA durante o processo iterativo. A Figura 15 ilustra o custo do investimento em linhas de transmissão, que tem uma tendência crescente para reduzir o corte de carga sob restrições de rede CA. Como consequência, o suporte de potência reativa para operar adequadamente em rede CA é minimizado, conforme demonstrado na Figura 16.

Uma outra análise é realizada com o caso CS-F, que consiste em avaliar os fluxos de potência ativa nas linhas após a convergência do PET-CC.

As tabelas 42 e 43 mostram os fluxos de potência ativa nas 10 linhas mais carregadas correspondentes à primeira e última iteração do PET-CC, respectivamente. A primeira coluna dessas tabelas mostra a linha em análise, o valor do fluxo na linha está localizado na segunda coluna, já o limite de fluxo da linha localiza-se na terceira coluna e finalmente, a coluna 4 mostra o carregamento percentual da linha.

Na Tabela 42 observa-se que as linhas mais carregadas estão bastante próximas de 100%. Este resultado é um indicativo de que o sistema de transmissão está com pouca margem para acomodar os fluxos de potência ativa e reativa da rede CA. Por esta razão, o algoritmo HCCCA apresenta corte de carga CA (LS_i^{CA}) e injeção de potência reativa fictícia (QF_i) na primeira iteração do FPO-CA.

Já a Tabela 43 mostra os resultados para os fluxos de potência ativa correspondente à última iteração do PET-CC para 10 linhas mais carregadas. Pode-se observar que este planejamento resultou em uma margem apropriada, suficiente para acomodar os fluxos de potência ativa e reativa correspondentes à rede CA. Este aspecto observado mostra a eficiência da metodologia HCCCA proposta.

Tabela 39 – CS-F: Resultados do HCCCA.

Iteração	S-PET	Custo do S-PET (M\$)	(LS_i^{CA}) (MW)	(QF_i) (MVar)	Custo de QF_i (M\$)
1	6-10, 2 (7-8), 14-16	102	93,09 (3), 125,60 (6),	109,25 (3), 58,63 (4), 4,53 (5), 7,95 (8), 86,59 (9), 18,21 (11), 19,70 (12), 7,51 (14), 43,61 (24)	1,07
2	1-5, 2 (6-10), 2 (7-8), 14-16, 20-23	170	45,47 (3) 15,99 (4) 3,24 (6)	125,24 (3), 63,86 (4), 10,57 (8), 115,43 (9), 25,67 (11), 26,87 (12), 50,45 (24)	1,26
3	1-5, 2 (6-10), 2 (7-8), 1-8, 14-23,	207	25,25 (3)	144,30 (3), 63,42 (4), 9,21 (8), 117,57 (9), 29,50 (11), 27,73 (12), 3,45 (17), 5,98 (19), 1,96 (20), 68,81 (24)	1,42
4	1-3, 1-5, 2 (6-10), 2 (7-8), 14-16, 20-23	225	0	98,09 (3), 69,05 (4), 10,73 (8) 119,38 (9) 29,28 (11) 28,13 (12) 3,40 (17) 5,69 (19) 47,88 (24)	1,24

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 40 – CS-F: Resultados da potência gerada na última iteração.

Barra	PG_i^{CC} (MW)	PG_i^{CA} (MW)	SD_i (%)	QG_i (MVar)
1*	821,39	789,31	3,91	351,52
2	573,75	545,06	5,00	-65,19
6	0	0	0	-150,88
7	89214	854,50	4,22	270,35
10*	334,75	318,01	5,00	-309,96
13	1354,78	1302,24	3,88	538,71
14	0	0	0	16,81
15*	396,45	376,63	5,00	416,27
16	451,52	428,94	5,00	474,10
18	1113,97	1068,78	4,06	303,60
21	667,64	634,26	5,00	198,91
22	566,77	538,43	5,00	-233,32
23	1953,14	1906,32	2,40	306,98

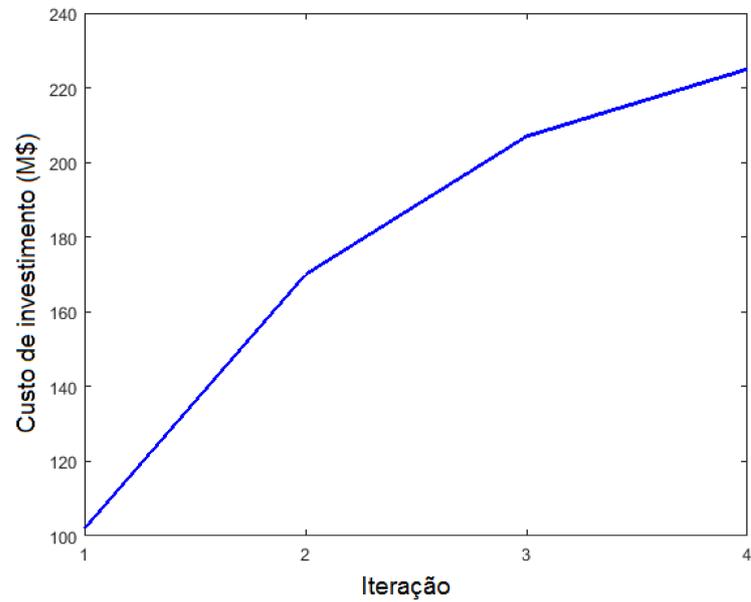
Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 41 – CS-F: Resultados do estado da rede para a última iteração do FPO-CA.

Barra	V_i (pu)	θ_i (°)	Barra	V_i (pu)	θ_i (°)
1	1,05	-19,37	13	1,05	0
2	1,03	-19,31	14	0,99	-10,35
3	0,95	-30,27	15	1,04	-4,60
4	0,96	-31,49	16	1,04	-3,28
5	0,99	-24,60	17	1,03	2,91
6	0,96	-30,03	18	1,05	4,47
7	1,05	-24,79	19	1,01	0,18
8	0,99	-29,63	20	1,03	9,02
9	0,95	-27,22	21	1,05	5,47
10	0,95	-25,73	22	0,95	18,10
11	0,97	-12,28	23	1,05	13,54
12	0,96	-8,05	24	0,99	-13,78

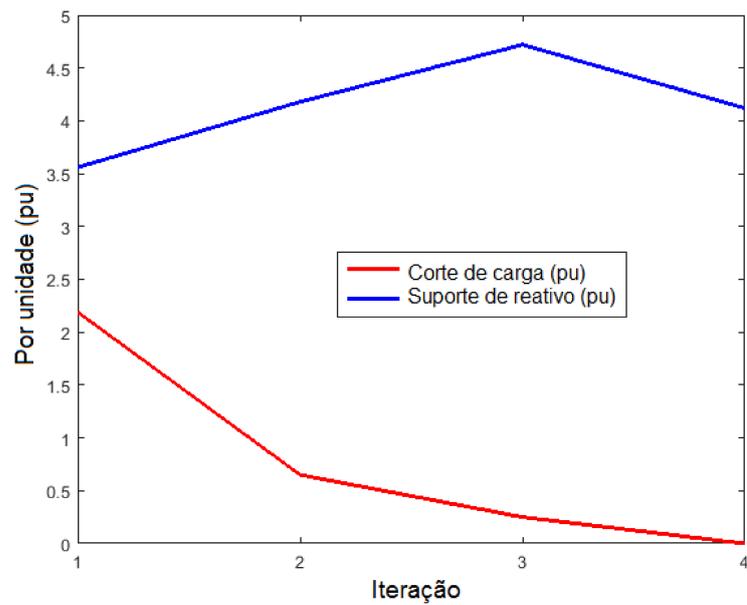
Fonte: Elaborado pela própria autora.

Figura 15 – CS-F: Custo de investimento ao longo das iterações do HCCCA.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Figura 16 – CS-F: Corte de carga total e suporte de reativo ao longo das iterações do HCCCA.



Fonte: Elaborado pela própria autora.

Tabela 42 – Fluxos de potência ativa em rede CC da primeira iteração do HCCCA nas linhas mais carregadas do sistema.

Linhas	p_{ij}^{CC} (MW)	p_{ij}^{max} (MW)	Carregamento da linha (%)
1-5	173,65	175	99,23
11-13	492,04	500	98,41
3-24	393,56	400	98,39
20-23	473,39	500	94,68
7-8	164,63	175	94,07
16-17	462,48	500	92,50
9-12	369,37	400	92,34
6-10	157,39	175	88,94
2-4	156,82	175	89,61
10-12	349,34	400	88,33

Fonte: Elaborado pela própria autora.

O aumento da margem de carregamento observada na Tabela 43 resultou em um investimento mínimo no aporte de potência reativa do sistema.

Tabela 43 – Fluxos de potência ativa em rede CC da última iteração do HCCCA nas linhas mais carregadas do sistema.

Linhas	p_{ij}^{CC} (MW)	p_{ij}^{max} (MW)	Carregamento da linha (%)
2-4	168,52	175	96,29
11-13	473,04	500	94,66
9-12	352,66	400	88,16
3-24	351,81	400	87,95
16-17	436,74	500	87,35
7-8	149,51	175	85,43
10-12	324,32	400	81,08
12-13	370,72	500	74,14
15-24	360,16	500	72,03
1-5	122,87	175	70,21

Fonte: Elaborado pela própria autora.

4 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

4.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou três algoritmos desenvolvidos para resolução do problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (PET). O trabalho incluiu os seguintes aspectos relevantes ao planejamento:

- As incertezas relativas à geração de energia eólica que foram tratadas através do método de clusterização;
- As incertezas da demanda que foram tratadas por probabilidade de ocorrência;
- O critério de segurança "N-1" que foi representado por contingências no sistema de transmissão existente;
- O planejamento do suporte de potência reativa (PSPR) resultando no uso do modelo de rede de corrente alternada (modelo CA).

Os algoritmos desenvolvidos podem ser descritos como:

- Algoritmo modificado da meta-heurística dos morcegos (MBA) que propôs a inclusão do efeito doppler resultando em um método eficiente com apenas um parâmetro de ajuste;
- Algoritmo de redução do espaço de busca (REB) que melhorou o desempenho da meta-heurística proposta mesmo com a inclusão das incertezas;
- Algoritmo para solução simultânea do PET e do PSPR através do uso combinado da rede CC e da rede CA, evitando problemas de convergência.

Dos resultados obtidos através das simulações com os sistemas Garver, IEEE-24 e Sul brasileiro, vários pontos podem ser destacados:

- O MBA foi capaz de encontrar 100% da solução ótima para a maioria dos casos simulados, representando uma melhoria substancial quando comparado com a convencional meta-heurística dos morcegos;
- A técnica REB proposta foi eficiente para ajudar o MBA a encontrar a solução com maior rapidez e eficiência. Sem a REB o MBA encontra a solução ótima mas com elevado tempo computacional e redução da porcentagem de sucesso para cerca de 50%;
- Em alguns casos simulados, a técnica proposta MBA associada à técnica REB encontraram resultados melhores que a literatura, mostrando a eficiência dos modelos propostos;

- A consideração das probabilidades de nível de carga reduz o investimento tendo em vista que a probabilidade de ocorrência de carga pesada é bastante reduzida indicando a necessidade de menos investimento em transmissão;
- A inserção de geração eólica no planejamento do sistema de transmissão altera o conjunto de linhas a serem construídas a fim de acomodar a geração do parque eólico;
- Quando o parque eólico está localizado no centro de carga ocorre redução substancial de investimento em linha tendo em vista a redução do fluxo de potência ativa nas linhas de interligação com os sistema de geração;
- A inclusão do planejamento de potência reativa requer o uso do modelo de rede CA resultando em um sistema que pode apresentar dificuldades de convergência tendo em vista a falta de linhas durante o processo iterativo;
- O método proposto para solução do planejamento da transmissão e da potência reativa mostrou-se eficiente tendo em vista que os problemas são resolvidos de maneira interativa, no entanto conservam as individualidades. Ou seja, a solução do sistema CA ocorre depois que as linhas são construídas, assim evita-se os problemas de convergência;
- O corte de carga observado no sistema CA devido a falta de linhas de transmissão foi eficiente para sinalizar para o PET a necessidade de construção de novas linhas;
- O replanejamento da transmissão baseado no corte de carga CA foi eficaz para resolver o problema de corte de carga e obter o valor do suporte de potência reativa necessários para manter o nível de tensão dentro dos limites desejados;
- O PET e o PSPR foram suficientes para manter os desvios de geração ativa entre os modelos CC e CA dentro do limite especificado de 5%;
- Os resultados encontrados com o PET e o PSPR foram comparados com a literatura apresentando valor reduzido de investimento;
- Outros caso simulados não apresentam resultados similares na literatura. No entanto, eles podem ser usados para futuras comparações com outras técnicas;
- O PET associado ao PSPR não necessita de relaxamento de limites das linhas para obtenção dos planejamentos.

Finalmente, deve-se destacar que a separação do problema global de planejamento em três métodos de solução distintos permitiu a solução do problema complexo de maneira eficiente tendo em vista que cada fator complicador foi representado por cada método, sendo: Incertezas foram representadas no PET que usa o modelo CC, potência reativa foi representada no PSPR que usa o modelo CA e a solução do problema inteiro foi realizado pelo MBA que necessita de

ajuste de apenas do número de indivíduos e de geração. Portanto, este conjunto de algoritmos resultou em um eficiente método para tratamento simultâneo do planejamento de linhas de transmissão e de potência reativa.

4.2 TRABALHOS FUTUROS

Através da experiência adquirida durante este trabalho, vários tópicos de pesquisa são identificados para continuidade e melhorias, tais como:

- Inclusão do critério de segurança "N-1" na abordagem Híbrida CC-CA a fim de verificar a influência no planejamento de potência reativa;
- Simulações utilizando sistemas de maior porte com centenas de barras e linhas candidatas, sempre incluindo geração eólica e o critério de segurança "N-1"
- Simulações utilizando a inserção da energia eólica através da consideração do fator de potência diferente do unitário;
- Estender todos os algoritmos para comportar análise dinâmica de investimento, ou seja, definir quando a linha deve entrar em operação;
- Outra possível inclusão no PET consiste na inovação da classificação dinâmica da linha, ou seja, representação da capacidade das linhas de transmissão de variar dinamicamente de acordo com as condições climáticas, o que implica na capacidade térmica da linha ser maior devido ao resfriamento proporcionado, que ocorre quando existe uma situação de vento favorável ou uma condição climática de baixa temperatura (IRENA, 2020).
- Ainda como trabalhos futuros, é possível avaliar a inserção da inovação correspondente a consideração de linhas de transmissão virtuais, que tecnicamente consiste na consideração de um sistema de armazenamento de energia nas extremidades da região congestionada do sistema. Assim, em momentos de carga reduzida, os sistemas de armazenamento seriam carregados, para posteriormente, serem acionados em momentos de carga pesada (RINGO", 2020; MEDIA", 2020).

REFERÊNCIAS

- ADMINISTRATION, U. E. I. *Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2015*. 2015. Acesso em: 06 mai. 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm>.
- AGHAEI, J. et al. Generation and transmission expansion planning: Milp-based probabilistic model. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 4, p. 1592–1601, 2014.
- AGUADO, J. A. et al. Planning long-term network expansion in electric energy systems in multi-area settings. In: *Handbook of Networks in Power Systems I*. [S.l.]: Springer, 2012. p. 367–393.
- AKBARI, T.; RAHIMI-KIAN, A.; BINA, M. T. Security-constrained transmission expansion planning: A stochastic multi-objective approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 43, n. 1, p. 444–453, 2012.
- ALGUACIL, N.; MOTTO, A. L.; CONEJO, A. J. Transmission expansion planning: A mixed-integer lp approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 18, n. 3, p. 1070–1077, 2003.
- ALIZADEH, B.; JADID, S. A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 65, p. 408–418, 2015.
- ALIZADEH-MOUSAVI, O.; ZIMA-BOČKARJOVA, M. Efficient benders cuts for transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 131, p. 275–284, 2016.
- ASADAMONGKOL, S.; EUA-ARPORN, B. Transmission system expansion planning with consideration of n-1 security constraints. In: IEEE. *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, 2009. ECTI-CON 2009. 6th International Conference on*. [S.l.], 2009. v. 1, p. 218–221.
- ASADAMONGKOL, S.; EUA-ARPORN, B. Transmission expansion planning with ac model based on generalized benders decomposition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 47, p. 402–407, 2013.
- ASSIS, F. A. et al. Transmission expansion planning with wind sources based on constructive metaheuristics. In: *2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. In Portuguese.
- BINATO, S.; PEREIRA, M. V. F.; GRANVILLE, S. A new benders decomposition approach to solve power transmission network design problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 16, n. 2, p. 235–240, 2001.
- BLANCO G.A., O. F. Stochastic optimization – seeing the optimal for the uncertain. *InTech, Ch. Optimal Decision-Making under Uncertainty – Application to Power Transmission Investments Page 476*, p. 476, 2011.
- BUSTAMANTE-CEDENO, E.; ARORA, S. Stochastic and minimum regret formulations for transmission network expansion planning under uncertainties. *Journal of the Operational Research Society*, Taylor & Francis, v. 59, n. 11, p. 1547–1556, 2008.

CEDEÑO, E. B.; ARORA, S. Performance comparison of transmission network expansion planning under deterministic and uncertain conditions. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 33, n. 7, p. 1288–1295, 2011.

CHAMORRO, J. M. et al. Market-based valuation of transmission network expansion. a heuristic application in gb. *Energy*, Elsevier, v. 44, n. 1, p. 302–320, 2012.

CORBUS, D. et al. Eastern wind integration and transmission study. *NREL* (<http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/46505.pdf>), CP-550-46505, v. 13, p. 1–8, 2010.

CORREA-FLOREZ, C. A.; SALCEDO, A. S.; MARULANDA, G. Reduced scenario methodology for treating uncertainty in transmission expansion with large wind power penetration. In: IEEE. *2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)*. [S.l.], 2016. p. 1–7.

CORTES-CARMONA, M.; PALMA-BEHNKE, R.; MOYA, O. Transmission network expansion planning by a hybrid simulated annealing algorithm. In: IEEE. *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*. [S.l.], 2009. p. 1–7.

DELGADO, D.; CLARO, J. Transmission network expansion planning under demand uncertainty and risk aversion. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 44, n. 1, p. 696–702, 2013.

DENG, S.-J.; JOHNSON, B.; SOGOMONIAN, A. Exotic electricity options and the valuation of electricity generation and transmission assets. *Decision Support Systems*, Elsevier, v. 30, n. 3, p. 383–392, 2001.

DEWANI, B.; DAIGAVANE, M.; ZADGAONKAR, A. A review of various computational intelligence techniques for transmission network expansion planning. In: IEEE. *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. [S.l.], 2012. p. 1–5.

DODU, J.; MERLIN, A. Dynamic model for long-term expansion planning studies of power transmission systems: the ortie model. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 3, n. 1, p. 2–16, 1981.

ENTSO-E. *EWIS-List of grid reinforcement projects identified and/or confirmed in EWIS project*. 2010. Disponível em: <<http://www.wind-integration.eu/downloads/library/EWIS-Grid-Reinforcement-Projects.pdf>>.

EPE, E. de P. E. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. 2019. Acesso em: 20 set. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>.

EPE, E. de P. E. *Programa de Expansão da Transmissão (PET)/Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP)*. 2019. Acesso em: 20 set. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/>>.

EPE, E. de P. E. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. 2020. Acesso em: 02 jan. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE,%202029.pdf>>.

FARRAG, M. A.; ALI, K. M.; OMRAN, S. Ac load flow based model for transmission expansion planning. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 171, p. 26–35, 2019.

FOROUD, A. A. et al. A multi-objective framework for dynamic transmission expansion planning in competitive electricity market. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 32, n. 8, p. 861–872, 2010.

FOUNDATION, E. C. *Roadmap 2050 Practical Guide to a Prosperous, Low Carbon Europe*. 2019. <<https://www.roadmap2050.eu/>>. Acesso em: 18 nov. 2019.

FREIRE, M. d. R. *Algoritmo Evolutivo adaptativo via Multioperadores aplicado ao planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, 2016.

FU, X.; WANG, X. Unified preventive control approach considering voltage instability and thermal overload. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 1, n. 6, p. 864–871, 2007.

GALLEGO, L. A.; GARCÉS, L. P.; CONTRERAS, J. Optimal placement of series capacitive compensation in transmission network expansion planning. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer, v. 31, n. 1, p. 165–176, 2020.

GALLEGO, R. et al. Parallel simulated annealing applied to long term transmission network expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 12, n. 1, p. 181–188, 1997.

GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R. Comparative studies on nonconvex optimization methods for transmission network expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 13, n. 3, p. 822–828, 1998.

GARVER, L. L. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 7, p. 1688–1697, 1970.

GOLDBARG, M. C.; LUNA, H. P. L. *Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos*. [S.l.]: Elsevier, 2005.

GOMES, P. V.; SARAIVA, J. T. State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 111, p. 411–424, 2019.

GOMES, P. V. et al. Impact of decision-making models in transmission expansion planning considering large shares of renewable energy sources. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 174, p. 105852, 2019.

HAZRA, J.; SINHA, A. K. Congestion management using multiobjective particle swarm optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 22, n. 4, p. 1726–1734, 2007.

HEMMATI, R.; HOOSHMAND, R.-A.; KHODABAKHSHIAN, A. State-of-the-art of transmission expansion planning: Comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 23, p. 312–319, 2013.

IRENA. *10 Years: Progress to Action*. 2020. <<https://www.irena.org/publications>>. Acesso em: 21 abr. 2019.

JABR, R. A. Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 4, p. 4558–4567, 2013.

- JR, R. A. F. C.; HOFFMANN, A. S. Environmental licensing for transmission systems and electricity sector planning in Brazil. *Energy Policy*, Elsevier, v. 132, p. 1155–1162, 2019.
- JUNIOR, I. S. *Planejamento Estático Da Expansão De Sistemas De Transmissão Utilizando Um Novo Algoritmo Heurístico Construtivo*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Juiz de Fora-UFJF, Juiz de Fora, 2003.
- KALTENBACH, J.-c.; PESCHON, J.; GEHRIG, E. A mathematical optimization technique for the expansion of electric power transmission systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 1, p. 113–119, 1970.
- KISHORE, T.; SINGAL, S. Optimal economic planning of power transmission lines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 39, p. 949–974, 2014.
- KONSTANTELOS, I.; STRBAC, G. Valuation of flexible transmission investment options under uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 30, n. 2, p. 1047–1055, 2015.
- LATORRE, G. et al. Classification of publications and models on transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 18, n. 2, p. 938–946, 2003.
- LINDEN, R. Técnicas de agrupamento. *Revista de Sistemas de Informação da FSMA*, v. 4, n. 4, p. 18–36, 2009.
- LIU, L. et al. Multi-objective multi-stage transmission network expansion planning considering life cycle cost and risk value under uncertainties. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Wiley Online Library, v. 23, n. 3, p. 438–450, 2013.
- LOUREIRO, M. V. et al. Renewable integration through transmission network expansion planning under uncertainty. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 165, p. 45–52, 2018.
- MAGHOULI, P. et al. A scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 26, n. 1, p. 470–478, 2011.
- MANSO, L. et al. Transmission expansion planning including unreliability costs. *Proceedings of Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Istanbul, Turkey*, p. 28–33, 2012.
- MANSO, L. et al. Planejamento da expansão da transmissão sob incertezas internas e externas. *XX SNPTEE, vol. GPL/026, Recife, Pernambuco*, 2009.
- MEDIA", G. *Can Distributed Energy Resources Get Paid to Serve as 'Virtual Transmission Lines'?* 2020. Acesso em: 16 Set. 2019. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/articles/read/can-distributed-energy-resources-virtual-transmission-lines>>.
- MELODI, A.; MOMOH, J.; ADEYANJU, O. Nigerian 330 kv 38-bus transmission network 10-year expansion planning under probabilistic load forecasts. *Electrical Engineering*, Springer, v. 100, n. 4, p. 2717–2724, 2018.
- MENDONÇA, I. M. et al. Static expansion planning of electric power transmission systems using sensitivity indice. In: IEEE. *PowerTech, 2017 IEEE Manchester*. [S.l.], 2017. p. 1–5.
- MENDONÇA, I. M. de et al. Identification of relevant routes for static expansion planning of electric power transmission systems. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 140, p. 769–775, 2016.

MENG, X.-B. et al. A novel bat algorithm with habitat selection and doppler effect in echoes for optimization. *Expert Systems with Applications*, Elsevier, v. 42, n. 17-18, p. 6350–6364, 2015.

MONTICELLI, A. et al. Interactive transmission network planning using a least-effort criterion. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 10, p. 3919–3925, 1982.

MORAES, C. et al. *A Hybrid Bat-Inspired Algorithm for Power Transmission Expansion Planning on a Practical Brazilian Network*. Singapore: Springer, 2019. (Applied Nature-Inspired Computing: Algorithms and Case Studies. Springer Tracts in Nature-Inspired Computing). 71–95. ISBN 978-981-13-9263-4.

MORAES, C. A. *Heurística construtiva e otimização bioinspirada aplicadas à expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Juiz de Fora–UFJF, Juiz de Fora, 2015.

MORAES, C. A. et al. Wind generation impact in transmission expansion planning. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer, v. 31, n. 1, p. 247–256, 2020.

MUNOZ, F. D. et al. An engineering-economic approach to transmission planning under market and regulatory uncertainties: Wecc case study. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 1, p. 307–317, 2014.

MUNOZ, F. D.; WATSON, J.-P.; HOBBS, B. F. Optimizing your options: Extracting the full economic value of transmission when planning under uncertainty. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 28, n. 5, p. 26–38, 2015.

NADIRA, R. et al. Transmission planning in the presence of uncertainties. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*. [S.l.], 2003. v. 1, p. 289–294.

NEUFVILLE, R. D.; SCHOLTES, S. *Flexibility in engineering design*. [S.l.]: MIT Press, 2011.

OLIVEIRA, E. D. et al. Efficient hybrid algorithm for transmission expansion planning. *Electrical Engineering*, Springer, p. 1–13, 2018.

OLIVEIRA, E. J. de et al. Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 20, n. 3, p. 1616–1621, 2005.

OLIVEIRA, L. E. de et al. Dynamic and static transmission network expansion planning via harmony search and branch & bound on a hybrid algorithm. In: SPRINGER. *Portuguese Conference on Artificial Intelligence*. [S.l.], 2017. p. 271–282.

ORFANOS, G.; GEORGILAKIS, P.; HATZIARGYRIOU, N. A recursive harmony search algorithm for security constrained transmission expansion planning. In: IEEE. *2013 IEEE Grenoble Conference*. [S.l.], 2013. p. 1–6.

PAULA, A. N. de. *Planejamento dinâmico da transmissão considerando o custo da confiabilidade*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, 2017.

PAULA, A. N. de et al. Robust static transmission expansion planning considering contingency and wind power generation. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Jan 2020. ISSN 2195-3899.

PEREIRA, M. V.; PINTO, L. M. Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 2, p. 381–389, 1985.

PERTL, M. et al. Transient stability improvement: a review and comparison of conventional and renewable-based techniques for preventive and emergency control. *Electrical Engineering*, Springer, v. 100, n. 3, p. 1701–1718, 2018.

PETTURITI, D.; VANTAGGI, B. Conditional submodular choquet expected values and conditional coherent risk measures. *International Journal of Approximate Reasoning*, Elsevier, v. 113, p. 14–38, 2019.

POUBEL, R. et al. Tree searching heuristic algorithm for multi-stage transmission planning considering security constraints via genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 142, p. 290–297, 2017.

POUBEL, R. P. B. et al. A coupled model to multistage transmission expansion planning. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, Springer, v. 26, n. 3, p. 272–282, 2015.

PRINGLES, R.; OLSINA, F.; GARCÉS, F. Designing regulatory frameworks for merchant transmission investments by real options analysis. *Energy Policy*, Elsevier, v. 67, p. 272–280, 2014.

PRINGLES, R.; OLSINA, F.; GARCÉS, F. Real option valuation of power transmission investments by stochastic simulation. *Energy Economics*, Elsevier, v. 47, p. 215–226, 2015.

RAHMANI, M. et al. Efficient method for ac transmission network expansion planning. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 80, n. 9, p. 1056–1064, 2010.

RAJAGOPAL, R. et al. Risk-limiting dispatch for integrating renewable power. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 44, n. 1, p. 615–628, 2013.

RATHORE, C. et al. Improved-mosquitoes-behaviour based (i-mox) evolutionary algorithm in transmission network expansion planning. In: IEEE. *Control, Instrumentation, Energy and Communication (CIEC), 2014 International Conference on*. [S.l.], 2014. p. 538–543.

RATHORE, C.; ROY, R. A novel modified gbmo algorithm based static transmission network expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 62, p. 519–531, 2014.

RATHORE, C. et al. Mosquitoes-behaviour based (mox) evolutionary algorithm in static transmission network expansion planning. In: IEEE. *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*. [S.l.], 2013. p. 1006–1011.

RATHORE, C. et al. Artificial bee colony algorithm based static transmission expansion planning. In: IEEE. *2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability*. [S.l.], 2013. p. 1126–1131.

RESENDE, A. S. *Particle swarm optimization aplicada ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2014.

- REZENDE, L. S. *Planejamento da expansão de sistemas de transmissão: avaliação de metaheurísticas e critérios de segurança*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), 2011.
- RIDER, M.; GARCIA, A.; ROMERO, R. Power system transmission network expansion planning using ac model. *IET Generation, Transmission & Distribution*, IET, v. 1, n. 5, p. 731–742, 2007.
- RIDER, M. J. et al. Heuristic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning. In: IEEE. *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*. [S.l.], 2007. p. 1–7.
- RIGHETTO, E. Desenvolvimento de técnicas eficientes de programação linear na utilização de metaheurísticas para o problema de planejamento da expansão de sistemas de transmissão. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2010.
- RINGO", F. U. R. *French utility RTE'S RINGO ("Virtual power line")*. 2020. Acesso em: 16 Set. 2019. Disponível em: <<https://energystorageforum.com/news/energy-storage/french-utility-rtes-ringo-virtual-power-line-will-come-online-in-2020>>.
- ROCHA, M. C. D.; SARAIVA, J. T. A multiyear dynamic transmission expansion planning model using a discrete based epso approach. *Electric power systems research*, Elsevier, v. 93, p. 83–92, 2012.
- ROMERO, R.; GALLEGO, R.; MONTICELLI, A. Transmission system expansion planning by simulated annealing. In: IEEE. *Proceedings of Power Industry Computer Applications Conference*. [S.l.], 1995. p. 278–283.
- ROMERO, R.; MONTICELLI, A. Planejamento a longo prazo da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica. *Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira*, 1999.
- ROMERO, R. et al. Constructive heuristic algorithm for the dc model in network transmission expansion planning. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, IET, v. 152, n. 2, p. 277–282, 2005.
- SAVAGE, S. November the flaw of averages. *Harvard Business Review*, 2002.
- SILVA, A. L. D. et al. Performance comparison of metaheuristics to solve the multi-stage transmission expansion planning problem. *IET generation, transmission & distribution*, IET, v. 5, n. 3, p. 360–367, 2011.
- SILVA, A. M. L. da; FREIRE, M. R.; HONÓRIO, L. M. Transmission expansion planning optimization by adaptive multi-operator evolutionary algorithms. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 133, p. 173–181, 2016.
- SILVA, A. M. L. da et al. Chronological power flow for planning transmission systems considering intermittent sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 4, p. 2314–2322, Nov 2012.
- SILVA, A. M. L. da et al. Chronological power flow for planning transmission systems considering intermittent sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 27, n. 4, p. 2314–2322, 2012.

SILVA, A. M. L. da; REZENDE, L. S.; MANSO, L. A. F. Transmission expansion planning: A methodology to include security criteria and uncertainties using optimization techniques. In: *Innovations in Power Systems Reliability*. [S.l.]: Springer, 2011. p. 191–220.

SILVA, A. M. L. da et al. Evolution strategies to transmission expansion planning considering unreliability costs. In: IEEE. *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. [S.l.], 2006. p. 1–7.

SILVA, I. d. J. et al. Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 21, n. 4, p. 1565–1573, 2006.

TORRES, S. P.; CASTRO, C. A. Parallel particle swarm optimization applied to the static transmission expansion planning problem. In: IEEE. *2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*. [S.l.], 2012. p. 1–6.

TORRES, S. P.; CASTRO, C. A. Specialized differential evolution technique to solve the alternating current model based transmission expansion planning problem. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 68, p. 243–251, 2015.

VILLASANA, R.; GARVER, L.; SALON, S. Transmission network planning using linear programming. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 2, p. 349–356, 1985.

WANG, T.; NEUFVILLE, R. D. Building real options into physical systems with stochastic mixed-integer programming. Massachusetts Institute of Technology. Engineering Systems Division, 2005.

WEIJDE, A. H. van der; HOBBS, B. F. The economics of planning electricity transmission to accommodate renewables: Using two-stage optimisation to evaluate flexibility and the cost of disregarding uncertainty. *Energy Economics*, Elsevier, v. 34, n. 6, p. 2089–2101, 2012.

WEN, J. et al. Transmission network expansion planning considering uncertainties in loads and renewable energy resources. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, CSEE, v. 1, n. 1, p. 78–85, 2015.

WINTER, W. European wind integration study (ewis). In: *14. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 25.

YAGER, R. R. Refined expected value decision rules. *Information Fusion*, Elsevier, v. 42, p. 174–178, 2018.

YANG, X.-S.; HE, X. Bat algorithm: literature review and applications. *International Journal of Bio-inspired computation*, Inderscience Publishers Ltd, v. 5, n. 3, p. 141–149, 2013.

YOU, S. et al. Co-optimizing generation and transmission expansion with wind power in large-scale power grids—implementation in the us eastern interconnection. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 133, p. 209–218, 2016.

ZHANG, H. et al. A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 27, n. 2, p. 1125–1133, 2012.

APÊNDICE A – *Dados dos sistemas no modelo CC*

Sistema Garver de 6 barras

Dados de Barra							
Barra #	Geração [MW]		Carga [MW]	Barra #	Geração [MW]		Carga [MW]
	Máxima	Nível Ger.			Máxima	Nível Ger.	
1	150	50	80	4	0	0	160
2	0	0	240	5	0	0	240
3	360	165	40	6	600	545	0

Dados de Ramos									
De-Para	n ⁰	Reat. [pu]	f̄ [MW]	Custo [10 ³ US\$]	De-Para	n ⁰	Reat. [pu]	f̄ [MW]	Custo [10 ³ US\$]
1-2	1	0,40	100	40	2-6	0	0,30	100	30
1-3	0	0,38	100	38	3-4	0	0,59	82	59
1-4	1	0,60	80	60	3-5	1	0,20	100	20
1-5	1	0,20	100	20	3-6	0	0,48	100	48
1-6	0	0,68	70	68	4-5	0	0,63	75	63
2-3	1	0,20	100	20	4-6	0	0,30	100	30
2-4	1	0,40	100	40	5-6	0	0,61	78	61
2-5	0	0,31	100	31					

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Sistema IEEE 24-barras

Dados de Barra					
Barra #	Geração [MW]	Carga [MW]	Barra #	Geração [MW]	Carga [MW]
01	576	324	13	1773	795
02	576	291	14	0	582
03	0	540	15	645	951
04	0	222	16	465	300
05	0	213	17	0	0
06	0	408	18	1200	999
07	900	375	19	0	543
08	0	523	20	0	384
09	0	525	21	1200	0
10	0	585	22	900	0
11	0	0	23	1980	0
12	0	0	24	0	0

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dados de Ramos

De-Para	n ⁰	Reat. [pu]	f [MW]	Custo [10 ⁶ US\$]	De-Para	n ⁰	Reat. [pu]	f [MW]	Custo [10 ⁶ US\$]
01-02	1	0,0139	175	3	13-23	1	0,0865	500	120
01-03	1	0,2112	175	55	14-16	1	0,0389	500	54
01-05	1	0,0845	175	22	15-16	1	0,0173	500	24
02-04	1	0,1267	175	33	15-21	2	0,0490	500	68
02-06	1	0,1920	175	50	15-24	1	0,0519	500	72
03-09	1	0,1190	175	31	16-17	1	0,0259	500	36
03-24	1	0,0839	400	50	16-19	1	0,0231	500	32
04-09	1	0,1037	175	27	17-18	1	0,0144	500	20
05-10	1	0,0883	175	23	17-22	1	0,1053	500	146
06-10	1	0,0605	175	16	18-21	2	0,0259	500	36
07-08	1	0,0614	175	16	19-20	2	0,0396	500	55
08-09	1	0,1651	175	43	20-23	2	0,0216	500	30
08-10	1	0,1651	175	43	21-22	1	0,0678	500	94
09-11	1	0,0839	400	50	01-08	0	0,1344	500	35
09-12	1	0,0839	400	50	02-08	0	0,1267	500	33
10-11	1	0,0839	400	50	06-07	0	0,1920	500	50
10-12	1	0,0839	400	50	13-14	0	0,0447	500	62
11-13	1	0,0476	500	66	14-23	0	0,0620	500	86
11-14	1	0,0418	500	58	16-23	0	0,0822	500	114
12-13	1	0,0476	500	66	19-23	0	0,0606	500	84
12-23	1	0,0966	500	134					

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Sistema sul equivalente 46 barras

Dados de Barra

Barra #	Geração [MW]		Carga [MW]	Barra #	Geração [MW]		Carga [MW]
	Máxima	Nível Ger.			Máxima	Nível Ger.	
01	0,0	0,0	0,0	27	220,0	54,0	0,0
02	0,0	0,0	443,1	28	800,0	730,0	0,0
04	0,0	0,0	300,7	31	700,0	310,0	0,0
05	0,0	0,0	238,0	32	500,0	450,0	0,0
08	0,0	0,0	72,2	33	0,0	0,0	229,1
12	0,0	0,0	511,9	34	748,0	221,0	0,0
13	0,0	0,0	185,8	35	0,0	0,0	216,0
14	1257,0	944,0	0,0	36	0,0	0,0	90,1
16	2000,0	1366,0	0,0	37	300,0	212,0	0,0
17	1050,0	1000,0	0,0	38	0,0	0,0	216,0
19	1670,0	773,0	0,0	39	600,0	221,0	0,0
20	0,0	0,0	1091,2	40	0,0	0,0	262,1
22	0,0	0,0	81,9	42	0,0	0,0	1607,9
23	0,0	0,0	458,1	44	0,0	0,0	79,1
24	0,0	0,0	478,2	45	0,0	0,0	86,7
26	0,0	0,0	231,9	46	700,0	599,0	0,0

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dados de Ramos

De-Para	n^0	Reat. [pu]	f [MW]	Custo [10 ⁶ US\$]	De-Para	n^0	Reat. [pu]	f [MW]	Custo [10 ⁶ US\$]
01-07	1	0,0616	270	4,349	44-45	1	0,1864	200	11,924
01-02	2	0,1065	270	7,076	19-32	1	0,0195	1800	23,423
04-09	1	0,0924	270	6,217	46-19	1	0,0222	1800	26,365
05-09	1	0,1173	270	7,732	46-16	1	0,0203	1800	24,319
05-08	1	0,1132	270	7,480	18-19	1	0,0125	600	8,178
07-08	1	0,1023	270	6,823	20-21	1	0,0125	600	8,178
04-05	2	0,0566	270	4,046	42-43	1	0,0125	600	8,178
02-05	2	0,0324	270	2,581	02-04	0	0,0882	270	5,965
08-13	1	0,1348	240	8,793	14-15	0	0,0374	270	2,884
09-14	2	0,1756	220	11,267	46-10	0	0,0081	2000	10,889
12-14	2	0,0740	270	5,106	04-11	0	0,2246	240	14,247
14-18	2	0,1514	240	9,803	05-11	0	0,0915	270	6,167
13-18	1	0,1805	220	11,570	46-06	0	0,0128	2000	16,005
13-20	1	0,1073	270	7,126	46-03	0	0,0203	1800	24,319
18-20	1	0,1997	200	12,732	16-28	0	0,0222	1800	26,365
19-21	1	0,0278	1500	32,632	16-32	0	0,0311	1400	36,213
16-17	1	0,0078	2000	10,505	17-32	0	0,0232	1700	27,516
17-19	1	0,0061	2000	8,715	19-25	0	0,0325	1400	37,748
14-26	1	0,1614	220	10,409	21-25	0	0,0174	2000	21,121
14-22	1	0,0840	270	5,712	25-32	0	0,0319	1400	37,109
22-26	1	0,0790	270	5,409	31-32	0	0,0046	2000	7,052
20-23	2	0,0932	270	6,268	28-31	0	0,0053	2000	7,819
23-24	2	0,0774	270	5,308	28-30	0	0,0058	2000	8,331
26-27	2	0,0832	270	5,662	27-29	0	0,0998	270	6,672
24-34	1	0,1647	220	10,611	26-29	0	0,0541	270	3,894
24-33	1	0,1448	240	9,399	28-41	0	0,0339	1300	39,283
33-34	1	0,1265	270	8,288	28-43	0	0,0406	1200	46,701
27-36	1	0,0915	270	6,167	31-41	0	0,0278	1500	32,632
27-38	2	0,2080	200	13,237	32-41	0	0,0309	1400	35,957
36-37	1	0,1057	270	7,025	41-43	0	0,0139	2000	17,284
34-35	2	0,0491	270	3,591	40-45	0	0,2205	180	13,994
35-38	1	0,1980	200	12,631	15-16	0	0,0125	600	8,178
37-39	1	0,0283	270	2,329	46-11	0	0,0125	600	8,178
37-40	1	0,1281	270	8,389	24-25	0	0,0125	600	8,178
37-42	1	0,2105	200	13,388	29-30	0	0,0125	600	8,178
39-42	3	0,2030	200	12,934	40-41	0	0,0125	600	8,178
40-42	1	0,0932	270	6,268	02-03	0	0,0125	600	8,178
38-42	3	0,0907	270	6,116	05-06	0	0,0125	600	8,178
32-43	1	0,0309	1400	35,957	09-10	0	0,0125	600	8,178
42-44	1	0,1206	270	7,934					

Fonte: Elaborado pela própria autora.

APÊNDICE B – Dados dos sistemas no modelo CA

Sistema Garver de 6 barras

Dados de Barra							
Barra	Tipo	P_D	Q_D	P_G^{max}	P_G^{min}	Q_G^{max}	Q_G^{min}
		MW	MVAr	MW	MW	MVAr	MVAr
1	V θ	80	16	160	0	48	-10
2	PQ	240	48	–	–	–	–
3	PV	40	8	370	0	101	-10
4	PQ	160	32	–	–	–	–
5	PQ	240	48	–	–	–	–
6	PV	0	0	610	0	183	-10

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dados de Ramos								
Barra	Barra	r_{ij}	x_{ij}	b_{ij}^{sh}	S_{ij}^{max}	c_{ij}	n_{ij}^0	n_{ij}^{max}
De	Para	pu	pu	pu	MVA	US\$		
1	2	0,040	0,400	0,00	120	40	1	5
1	3	0,038	0,380	0,00	120	38	0	5
1	4	0,060	0,600	0,00	100	60	1	5
1	5	0,020	0,200	0,00	120	20	1	5
1	6	0,068	0,680	0,00	90	68	0	5
2	3	0,020	0,200	0,00	120	20	1	5
2	4	0,040	0,400	0,00	120	40	1	5
2	5	0,031	0,310	0,00	120	31	0	5
2	6	0,030	0,300	0,00	120	30	0	5
3	4	0,059	0,590	0,00	102	59	0	5
3	5	0,020	0,200	0,00	120	20	1	5
3	6	0,048	0,480	0,00	120	48	0	5
4	5	0,063	0,630	0,00	95	63	0	5
4	6	0,030	0,300	0,00	120	30	0	5
5	6	0,061	0,610	0,00	98	61	0	5

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Sistema IEEE 24-barras

Dados de Barra							
Barra	Tipo	P_D MW	Q_D MVA _r	P_G^{max} MW	P_G^{min} MW	Q_G^{max} MVA _r	Q_G^{min} MVA _r
1	V θ	324,0	66,0	576,0	0,0	240,0	-150,0
2	PV	291,0	60,0	576,0	0,0	240,0	-150,0
3	PQ	540,0	111,0	–	–	–	–
4	PQ	222,0	45,0	–	–	–	–
5	PQ	213,0	42,0	–	–	–	–
6	PV	408,0	84,0	–	–	0,0	-300,0
7	PV	375,0	75,0	900,0	0,0	540,0	0,0
8	PQ	513,0	105,0	–	–	–	–
9	PQ	525,0	108,0	–	–	–	–
10	PQ	585,0	120,0	–	–	–	–
11	PQ	0,0	0,0	–	–	–	–
12	PQ	0,0	0,0	–	–	–	–
13	PV	795,0	162,0	1773,0	0,0	720,0	0,0
14	PV	582,0	117,0	–	–	600,0	-150,0
15	PV	951,0	192,0	645,0	0,0	330,0	-150,0
16	PV	300,0	60,0	465,0	0,0	240,0	-150,0
17	PQ	0,0	0,0	–	–	–	–
18	PV	999,0	204,0	1200,0	0,0	600,0	-150,0
19	PQ	543,0	111,0	–	–	–	–
20	PQ	384,0	78,0	–	–	–	–
21	PV	0,0	0,0	1200,0	0,0	600,0	-150,0
22	PV	0,0	0,0	900,0	0,0	288,0	-180,0
23	PV	0,0	0,0	1980,0	0,0	930,0	-375,0
24	PQ	0,0	0,0	–	–	–	–

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dados de Ramos

Barra De	Barra Para	r_{ij} pu	x_{ij} pu	b_{ij}^{sh} pu	S_{ij}^{max} MVA	C_{ij} $\times 10^6$ US\$	n_{ij}^0	n_{ij}^{max}
1	2	0,0026	0,0139	0,4611	200,0	3	1	3
1	3	0,0546	0,2112	0,0572	220,0	55	1	3
1	5	0,0218	0,0845	0,0229	220,0	22	1	3
1	8	0,0348	0,1344	0,0000	220,0	35	0	3
2	4	0,0328	0,1267	0,0343	220,0	33	1	3
2	6	0,0497	0,1920	0,0520	220,0	50	1	3
2	8	0,0328	0,1267	0,0000	220,0	33	0	3
3	9	0,0308	0,1190	0,0322	220,0	31	1	3
3	24	0,0023	0,0839	0,0000	600,0	50	1	3
4	9	0,0268	0,1037	0,0281	220,0	27	1	3
5	10	0,0228	0,0883	0,0239	220,0	23	1	3
6	7	0,0497	0,1920	0,0000	220,0	50	0	3
6	10	0,0139	0,0605	2,4590	200,0	16	1	3
7	8	0,0159	0,0614	0,0166	220,0	16	1	3
8	9	0,0427	0,1651	0,0447	220,0	43	1	3
8	10	0,0427	0,1651	0,0447	220,0	43	1	3
9	11	0,0023	0,0839	0,0000	600,0	50	1	3
9	12	0,0023	0,0839	0,0000	600,0	50	1	3
10	11	0,0023	0,0839	0,0000	600,0	50	1	3
10	12	0,0023	0,0839	0,0000	600,0	50	1	3
11	13	0,0061	0,0476	0,0999	625,0	66	1	3
11	14	0,0054	0,0418	0,0879	625,0	58	1	3
12	13	0,0061	0,0476	0,0999	625,0	66	1	3
12	23	0,0124	0,0966	0,2030	625,0	134	1	3
13	14	0,0057	0,0447	0,0000	625,0	62	0	3
13	23	0,0111	0,0865	0,1818	625,0	120	1	3
14	16	0,0050	0,0389	0,0818	625,0	54	1	3
14	23	0,0080	0,0620	0,0000	625,0	86	0	3
15	16	0,0022	0,0173	0,0364	625,0	24	1	3
15	21	0,0063	0,0490	0,1030	625,0	68	2	3
15	24	0,0067	0,0519	0,1091	625,0	72	1	3
16	17	0,0033	0,0259	0,0545	625,0	36	1	3
16	19	0,0030	0,0231	0,0485	625,0	32	1	3
16	23	0,0105	0,0822	0,0000	625,0	114	0	3
17	18	0,0018	0,0144	0,0303	625,0	20	1	3
17	22	0,0135	0,1053	0,2212	625,0	146	1	3
18	21	0,0033	0,0259	0,0545	625,0	36	2	3
19	20	0,0051	0,0396	0,0833	625,0	55	2	3
19	23	0,0078	0,0606	0,0000	625,0	84	0	3
20	23	0,0028	0,0216	0,0455	625,0	30	2	3
21	22	0,0087	0,0678	0,1424	625,0	94	1	3

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Sistema sul equivalente 46 barras

Dados de Barra							
Barra	Tipo	P_D	Q_D	P_G^{max}	P_G^{min}	Q_G^{max}	Q_G^{min}
		MW	MVAr	MW	MW	MVAr	MVAr
1	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
2	PQ	443,1	66,5	-	-	-	-
3	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
4	PQ	300,7	45,1	-	-	-	-
5	PQ	238,0	35,7	-	-	-	-
6	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
7	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
8	PQ	72,2	10,8	-	-	-	-
9	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
10	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
11	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
12	PQ	511,9	76,8	-	-	-	-
13	PQ	185,8	27,9	-	-	-	-
14	V θ	0,0	0,0	2000,0	0,0	600,0	-200,0
15	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
16	PV	0,0	0,0	2000,0	0,0	600,0	-200,0
17	PV	0,0	0,0	1050,0	0,0	315,0	-105,0
18	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
19	PV	0,0	0,0	1670,0	0,0	501,0	-167,0
20	PQ	1091,2	163,7	-	-	-	-
21	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
22	PQ	81,9	12,3	-	-	-	-
23	PQ	458,1	68,7	-	-	-	-
24	PQ	478,2	71,7	-	-	-	-
25	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
26	PQ	231,9	34,8	-	-	-	-
27	PV	0,0	0,0	220,0	0,0	66,0	-22,0
28	PV	0,0	0,0	800,0	0,0	240,0	-80,0
29	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
30	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
31	PV	0,0	0,0	700,0	0,0	210,0	-70,0
32	PV	0,0	0,0	500,0	0,0	150,0	-50,0
33	PQ	229,1	34,4	-	-	-	-
34	PV	0,0	0,0	748,0	0,0	224,4	-74,8
35	PQ	216,0	32,4	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dados de Barra (continuação)

Barra	Tipo	P_D	Q_D	P_G^{max}	P_G^{min}	Q_G^{max}	Q_G^{min}
		MW	MVAr	MW	MW	MVAr	MVAr
36	PQ	90,1	13,5	-	-	-	-
37	PV	0,0	0,0	300,0	0,0	90,0	-30,0
38	PQ	216,0	32,4	-	-	-	-
39	PV	0,0	0,0	600,0	0,0	180,0	-60,0
40	PQ	262,1	39,3	-	-	-	-
41	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
42	PQ	1607,9	241,2	-	-	-	-
43	PQ	0,0	0,0	-	-	-	-
44	PQ	79,1	11,9	-	-	-	-
45	PQ	86,7	13,0	-	-	-	-
46	PV	0,0	0,0	700,0	0,0	210,0	-70,0

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dados de Ramos

Barra De	Barra Para	r_{ij}	x_{ij}	b_{ij}^{sh}	S_{ij}^{max}	c_{ij}	n_{ij}^0	n_{ij}^{max}
		pu	pu	pu	MVA	US\$		
1	7	0,0060	0,0616	0,0006	324,0	4349,0	1	5
1	2	0,0104	0,1065	0,0011	324,0	7076,0	2	5
4	9	0,0091	0,0924	0,0009	324,0	6217,0	1	5
5	9	0,0115	0,1173	0,0012	324,0	7732,0	1	5
5	8	0,0111	0,1132	0,0011	324,0	7480,0	1	5
7	8	0,0100	0,1023	0,0010	324,0	6823,0	1	5
4	5	0,0056	0,0566	0,0006	324,0	4046,0	2	5
2	5	0,0032	0,0324	0,0003	324,0	2581,0	2	5
8	13	0,0132	0,1348	0,0013	288,0	8793,0	1	5
9	14	0,0172	0,1756	0,0018	264,0	11267,0	2	5
12	14	0,0072	0,0740	0,0007	324,0	5106,0	2	5
14	18	0,0149	0,1514	0,0015	288,0	9803,0	2	5
13	18	0,0177	0,1805	0,0018	264,0	11570,0	1	5
13	20	0,0105	0,1073	0,0011	324,0	7126,0	1	5
18	20	0,0196	0,1997	0,0020	240,0	12732,0	1	5
19	21	0,0010	0,0278	0,0003	1800,0	32632,0	1	5
16	17	0,0003	0,0078	0,0001	2400,0	10505,0	1	5
17	19	0,0002	0,0061	0,0001	2400,0	8715,0	1	5
14	26	0,0158	0,1614	0,0016	264,0	10409,0	1	5
14	22	0,0083	0,0840	0,0008	324,0	5712,0	1	5
22	26	0,0078	0,0790	0,0008	324,0	5409,0	1	5
20	23	0,0092	0,0932	0,0009	324,0	6268,0	2	5
23	24	0,0076	0,0774	0,0008	324,0	5308,0	2	5
26	27	0,0081	0,0832	0,0008	324,0	5662,0	2	5

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dados de Ramos (continuação)

Barra De	Barra Para	r_{ij} pu	x_{ij} pu	b_{ij}^{sh} pu	S_{ij}^{max} MVA	c_{ij} US\$	n_{ij}^0	n_{ij}^{max}
24	34	0,0162	0,1647	0,0016	264,0	10611,0	1	5
24	33	0,0142	0,1448	0,0014	288,0	9399,0	1	5
33	34	0,0124	0,1265	0,0013	324,0	8288,0	1	5
27	36	0,0089	0,0915	0,0009	324,0	6167,0	1	5
27	38	0,0204	0,2080	0,0021	240,0	13237,0	2	5
36	37	0,0104	0,1057	0,0011	324,0	7025,0	1	5
34	35	0,0048	0,0491	0,0005	324,0	3591,0	2	5
35	38	0,0194	0,1980	0,0020	240,0	12631,0	1	5
37	39	0,0028	0,0283	0,0003	324,0	2329,0	1	5
37	40	0,0125	0,1281	0,0013	324,0	8389,0	1	5
37	42	0,0206	0,2105	0,0021	240,0	13388,0	1	5
39	42	0,0199	0,2030	0,0020	240,0	12934,0	3	5
40	42	0,0092	0,0932	0,0009	324,0	6268,0	1	5
38	42	0,0089	0,0907	0,0009	324,0	6116,0	3	5
32	43	0,0010	0,0309	0,0003	1680,0	35957,0	1	5
42	44	0,0118	0,1206	0,0012	324,0	7934,0	1	5
44	45	0,0182	0,1864	0,0019	240,0	11924,0	1	5
19	32	0,0007	0,0195	0,0002	2160,0	23423,0	1	5
46	19	0,0008	0,0222	0,0002	2160,0	26365,0	1	5
46	16	0,0007	0,0203	0,0002	2160,0	24319,0	1	5
18	19	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	1	5
20	21	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	1	5
42	43	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	1	5
2	4	0,0086	0,0882	0,0009	324,0	5965,0	0	5
14	15	0,0037	0,0374	0,0004	324,0	2884,0	0	5
46	10	0,0003	0,0081	0,0001	2400,0	10889,0	0	5
4	11	0,0220	0,2246	0,0022	288,0	14247,0	0	5
5	11	0,0089	0,0915	0,0009	324,0	6167,0	0	5
46	6	0,0004	0,0128	0,0001	2400,0	16005,0	0	5
46	3	0,0007	0,0203	0,0002	2160,0	24319,0	0	5
16	28	0,0008	0,0222	0,0002	2160,0	26365,0	0	5
16	32	0,0010	0,0311	0,0003	1680,0	36213,0	0	5
17	32	0,0008	0,0232	0,0002	2040,0	27516,0	0	5
19	25	0,0011	0,0325	0,0003	1680,0	37748,0	0	5
21	25	0,0006	0,0174	0,0002	2400,0	21121,0	0	5
25	32	0,0011	0,0319	0,0003	1680,0	37109,0	0	5
31	32	0,0001	0,0046	0,0000	2400,0	7052,0	0	5
28	31	0,0002	0,0053	0,0001	2400,0	7819,0	0	5
28	30	0,0002	0,0058	0,0001	2400,0	8331,0	0	5
27	29	0,0098	0,0998	0,0010	324,0	6672,0	0	5

Fonte: Elaborado pela própria autora.

Dados de Ramos (continuação)

Barra De	Barra Para	r_{ij} pu	x_{ij} pu	b_{ij}^{sh} pu	S_{ij}^{max} MVA	c_{ij} US\$	n_{ij}^0	n_{ij}^{max}
26	29	0,0053	0,0541	0,0005	324,0	3894,0	0	5
28	41	0,0012	0,0339	0,0003	1560,0	39283,0	0	5
28	43	0,0014	0,0406	0,0004	1440,0	46701,0	0	5
31	41	0,0010	0,0278	0,0003	1800,0	32632,0	0	5
32	41	0,0010	0,0309	0,0003	1680,0	35957,0	0	5
41	43	0,0005	0,0139	0,0001	2400,0	17284,0	0	5
40	45	0,0216	0,2205	0,0022	216,0	13994,0	0	5
15	16	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	0	5
46	11	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	0	5
24	25	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	0	5
29	30	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	0	5
40	41	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	0	5
2	3	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	0	5
5	6	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	0	5
9	10	0,0000	0,0125	0,0001	720,0	8178,0	0	5

Fonte: Elaborado pela própria autora.