

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

Mariana Brinati Altomar

Otimização da Conexão de Geração Eólica em Sistemas de Potência  
Considerando a Técnica de *Transmission Switching*

Juiz de Fora

2023

Mariana Brinati Altomar

Otimização da Conexão de Geração Eólica em Sistemas de Potência  
Considerando a Técnica de *Transmission Switching*

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: Prof. João Alberto Passos Filho

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Brinati Altomar, Mariana.

Otimização da Conexão de Geração Eólica em Sistemas de Potência  
Considerando a Técnica de *Transmission Switching* / Mariana Brinati  
Altomar. – 2023.

137 f. : il.

Orientador: João Alberto Passos Filho

Tese – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Fator de Distribuição de Transferência de Potência. 2. Fluxo de  
Potência Ótimo Linear. 3. Geração Eólica *Offshore*. 4. Máxima Penetração  
de Energia Eólica. 5. *Optimal Transmission Switching*. I. Passos Filho, João  
Alberto, orient. II. Título.

Mariana Brinati Altomar

Otimização da Conexão de Geração Eólica em Sistemas de Potência  
Considerando a Técnica de *Transmission Switching*

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 04 de Dezembro de 2023

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. - Orientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Bráulio César de Oliveira, D.Sc.  
Universidade Federal do Rio de Janeiro

---

Prof. Bruno Henriques Dias, D.Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Leonardo Willer Oliveira, D.Sc.  
Universidade Federal de Juiz de Fora

---

Prof. Wesley Peres, D.Sc.  
Universidade Federal de São João del-Rei

Juiz de Fora, 14/11/2023.

---



Documento assinado eletronicamente por **Joao Alberto Passos Filho, Coordenador(a)**, em 04/12/2023, às 18:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Bráulio César de Oliveira, Usuário Externo**, em 04/12/2023, às 18:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Professor(a)**, em 04/12/2023, às 18:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Wesley Peres, Usuário Externo**, em 04/12/2023, às 20:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 04/12/2023, às 23:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf ([www2.ufjf.br/SEI](http://www2.ufjf.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1575864** e o código CRC **F2DF31DE**.

---

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela oportunidade do eterno aprendizado e evolução. Por ter me colocado nesta existência no caminho de tantas pessoas incríveis.

Agradeço aos meus pais, Eduardo e Vera, pelo apoio incondicional desde a decisão pelo curso de Engenharia Elétrica e em todos os momentos turbulentos do caminho até aqui. Vocês são a minha maior inspiração. Ao meu irmão, Matheus, pelas conversas que me distraíam e acalmavam, mas também me despertavam ideias e soluções importantes para o desenvolvimento deste trabalho. A compreensão de vocês nos momentos de maior frustração foram essenciais para a conclusão de mais essa etapa.

Ao meu namorado, Vitor, pela paciência e companheirismo durante todo o período de pós-graduação, por enxugar as lágrimas de desapontamento, mas principalmente por nunca me deixar acreditar que não tinha capacidade de finalizar esse projeto.

Agradeço ao meu orientador João Alberto pelo companheirismo de dez anos, por compartilhar seus conhecimentos, pela paciência nos dias difíceis e por acreditar em mim quando eu mesma já não acreditava.

Agradeço à toda a minha família que apoiou a minha escolha e acreditou no meu potencial, em especial ao meu avô Dâmaso, meu eterno professor, que me inspira todos os dias a continuar neste caminho. Seu amor pela academia é contagiante, e me acompanha em cada nova sala de aula.

Agradeço aos amigos de UFJF, em especial ao Diogo, João Paulo, Igor, Camile e Davi pelo companheirismo de anos, pelas discussões que me mantiveram motivada e contribuíram para a finalização dessa tese. Por mais distantes que estejamos, espero que nossa amizade sempre encontre um tempo para jogar conversa fora tomando sorvete.

Agradeço aos meus amigos, em especial a Ana Beatriz, Suzana, Flávia e Bernardo pelos momentos de descontração e pelos ombros amigos que ouviram tantos desabafos. À amiga Luci, pelo incentivo na busca pelo autoconhecimento e pelo carinho e paciência em me guiar nesse projeto chamado vida.

Agradeço aos amigos de UNIFAA, Reinaldo, Bárbara, Evandro, José Eduardo, Galba e Polliana pela confiança no meu trabalho, pelas noites na estrada, e pelo companheirismo, mesmo quando o nível de cortisol estava nas alturas.

Agradeço a todos os professores que me formaram a profissional de hoje, em especial ao Professor José Luiz por todo apoio e carinho, desde os primeiros períodos da graduação. Agradeço aos membros da banca, Professores Bráulio, Bruno, Leonardo e Wesley por todas as contribuições feitas a este trabalho.

A todos que diretamente ou indiretamente contribuíram para a concretização deste sonho, minha eterna gratidão.

“You’ll fight with a passion, and you’ll never stop, because you know it gets better and your story is yet to be told.”

Adam Young

## RESUMO

O crescimento contínuo do investimento em energia eólica nos últimos anos fez o Brasil se destacar no ranking mundial que mede a capacidade instalada deste tipo de geração. Estudos recentes estão sendo focados em Parques Eólicos *Offshore* (PEO). Considerando a instalação de novos PEO em locais pré-definidos por estudos de vento, a determinação dos melhores pontos de conexão dos PEO à rede do sistema *onshore* requer uma análise abrangente, que leva em consideração as restrições técnicas, econômicas e ambientais. Neste trabalho são propostas três metodologias cujo objetivo é maximizar a utilização da energia eólica firme determinando o ponto ideal da conexão de parques eólicos (PE), *offshore* ou não, em um Sistema Elétrico de Potência (SEP), considerando as perdas elétricas do sistema de transmissão existente, assim como os limites de linhas de transmissão e multi cenários de cargas. A primeira metodologia é baseada na técnica de *Optimal Transmission Switching* (OTS) e visa a conexão ótima de um PEO a um sistema *onshore*, combinação de temas que não foi muito explorada na literatura. Essa metodologia considera uma lista de linhas de transmissão candidatas à conexão da geração eólica. Também é levado em consideração o critério de segurança  $N-1$ . A segunda metodologia considera uma nova formulação dos Fatores de Distribuição de Transferência de Potência (FDTP). Normalmente, os FDTP são calculados com base no fato de que todo o desbalanço de potência em uma barra do sistema será absorvido por sua barra de referência. Porém, uma contribuição deste trabalho é a proposição de uma nova formulação do FDTP para realizar uma análise mais realista da operação de um sistema, desenvolvida com base na metodologia de Fluxo de Potência Linear (FPL) e nos fatores de participação dos geradores convencionais. Nesta metodologia diferentes PE podem ser conectados ao sistema, simultaneamente. Os resultados são comparados aos obtidos pela formulação original de FDTP para determinar os benefícios da nova abordagem. A terceira metodologia é uma combinação das outras duas, de forma a aproveitar as vantagens de ambas. Um PEO é conectado através de uma única conexão dentre um grupo de linhas candidatas. São feitas análises considerando as variações diárias da demanda através de patamares de carga e também o critério de segurança  $N-1$ . As metodologias foram implementadas utilizando Python 3 e foram avaliadas considerando os Sistemas 6-Barras, 11-Barras, Teste de Confiabilidade do IEEE e IEEE 118-Barras. Os resultados apresentados validam e demonstram a eficácia das técnicas propostas.

Palavras-chave: Fator de Distribuição de Transferência de Potência. Fluxo de Potência Linear. Fluxo de Potência Ótimo Linear. Geração Eólica *Offshore*. Máxima Penetração de Energia Eólica. *Optimal Transmission Switching*. Perdas Elétricas.



## ABSTRACT

The continuous growth of investment in wind energy in recent years has made Brazil stand out in the world ranking that measures the installed capacity of this type of generation. Recent studies are focusing on Offshore Wind Farms (OWFs). Considering the installation of new OWFs in locations pre-defined by wind studies, determining the best connection points for OWF to the onshore system grid requires a comprehensive analysis that takes into account technical, economic and environmental restrictions. In this work, three methodologies are proposed whose objective is to maximize the use of firm wind energy by determining the ideal connection point for wind farms (WFs), offshore or not, in an Electrical Power System (EPS), taking into account the electrical losses of the existing transmission system, as well as the limits of transmission lines and multiple load scenarios. The first methodology is based on the Optimal Transmission Switching (OTS) technique and aims to optimally connect an OWF to an onshore system, a topic that has not been explored much in the literature. This methodology considers a list of candidate transmission lines for connecting the wind generation. The  $N-1$  security criterion is also accounted for. The second methodology considers a new formulation of the Power Transfer Distribution Factors (PTDF). Usually, PTDFs are calculated based on the fact that the system's reference bus will absorb any power imbalance. However, one of the contributions of this work is the proposal of a new PTDF formulation to carry out a more realistic analysis of a system's operation, developed based on the Linear Power Flow (LPF) methodology and the conventional generators' participation factors. Different WFs can be connected to the system simultaneously. The results are compared to those obtained by the original PTDF formulation to determine the benefits of the new approach. The third methodology is a combination of the other two to take advantage of both. An OWF is connected via a single connection from a group of candidate lines. Analyses are carried out considering the daily variations in demand through load levels and the  $N-1$  security criterion. The proposed methodologies were implemented using Python 3 and were evaluated considering the 6-Bus, 11-Bus, IEEE Reliability Test and IEEE 118-Bus systems. The results presented validate and demonstrate the effectiveness of the proposed techniques.

Keywords: Electrical Losses. Linear Optimal Power Flow. Linear Power Flow. Maximum Penetration of Wind Energy. Offshore Wind Energy. Optimal Transmission Switching. Power Transfer Distribution Factors.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	– Histórico do desenvolvimento eólico no mundo (a) instalações existentes (b) novas instalações . . . . .	19
Figura 2	– Ranking mundial de capacidade instalada acumulada e nova de energia eólica em 2022 . . . . .	20
Figura 3	– Velocidade do vento a 100 m – Base ERA5 . . . . .	21
Figura 4	– Contabilização de referências por tipo . . . . .	39
Figura 5	– Contabilização de referências por ano . . . . .	39
Figura 6	– Contabilização das principais palavras-chave das referências apresentadas	40
Figura 7	– Fluxograma do algoritmo proposto por referência . . . . .	44
Figura 8	– Fluxograma do algoritmo proposto utilizando OTS . . . . .	45
Figura 9	– Esquema da metodologia proposta utilizando OTS . . . . .	49
Figura 10	– Fluxograma do algoritmo proposto utilizando OTS considerando critério $N-1$ . . . . .	52
Figura 11	– Diagrama unifilar Sistema 3-Barras . . . . .	60
Figura 12	– Representação do objetivo proposto . . . . .	62
Figura 13	– Fluxograma do algoritmo proposto utilizando o NFDTP . . . . .	63
Figura 14	– Fluxograma da metodologia proposta combinada de OTS e NFDTP . . . . .	68
Figura 15	– Artificio do <i>link</i> de baixa impedância . . . . .	69
Figura 16	– Exemplo ilustrativo de uma curva de carga diária . . . . .	72
Figura 17	– Exemplo ilustrativo de patamares de carga . . . . .	73
Figura 18	– Fluxograma do algoritmo proposto utilizando OTS e NFDTP considerando critério $N-1$ . . . . .	74
Figura 19	– Diagrama unifilar do Sistema 11-Barras - Metodologia OTS . . . . .	78
Figura 20	– Diagrama unifilar do Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE - Metodologia OTS . . . . .	79
Figura 21	– Evolução dos níveis de geração ativa do sistema de acordo com a penetração eólica . . . . .	85
Figura 22	– Diagrama unifilar do Sistema 6-Barras - Metodologia OTS . . . . .	86
Figura 23	– Diagrama unifilar do Sistema 11-Barras - Metodologia FDTP . . . . .	89
Figura 24	– Diagrama unifilar do Sistema IEEE 118-Barras - Metodologia FDTP . . . . .	91
Figura 25	– Diagrama unifilar do Sistema IEEE 118-Barras - Metodologia combinada de OTS e NFDTP . . . . .	96
Figura 26	– Comparação do Fluxo de Potência Ativa nas linhas do Sistema 11-Barras - Metodologias OTS e Combinada . . . . .	98
Figura 27	– Comparação da Geração de Potência Ativa nas barras do Sistema 11-Barras - Metodologias OTS e Combinada . . . . .	99

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Horários de divisão de patamares de carga . . . . .	72
Tabela 2 – Capacidade alocada (MW) e perdas ativas do sistema (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 11-Barras - Custos de investimento de linhas iguais . . . . .	81
Tabela 3 – Capacidade alocada (MW) e perdas ativas do sistema (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 11-Barras - Custos de investimento de linha: 7-12 \$1 e 9-12 \$2 . . . . .	82
Tabela 4 – Capacidade alocada (MW) e perdas ativas do sistema (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 11-Barras - Custos de investimento de linha: 7-12 \$2 e 9-12 \$1 . . . . .	83
Tabela 5 – Capacidade alocada (MW) e perdas ativas do sistema (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE . . . . .	84
Tabela 6 – Novos limites de transmissão, Sistema Teste de Confiabilidade IEEE . . . . .	84
Tabela 7 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 6-Barras - Custos de investimentos das linhas iguais . . . . .	87
Tabela 8 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 6-Barras - Custos de investimento das linhas diferentes . . . . .	88
Tabela 9 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento das linhas diferentes - Limites originais . . . . .	89
Tabela 10 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento das linhas diferentes - Limite 1-5 (85MW) . . . . .	90
Tabela 11 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento das linhas diferentes - Limites modificados . . . . .	90
Tabela 12 – Capacidade eólica (MW) para cada nível de penetração e barra candidata, Sistema 11-Barras considerando NFDTP . . . . .	92
Tabela 13 – Capacidade eólica (MW) para cada nível de penetração e barra candidata, Sistema IEEE 118-Barras considerando NFDTP . . . . .	93
Tabela 14 – Capacidade eólica (MW) para cada nível de penetração e barra candidata, Sistema 11-Barras considerando os FDTP originais . . . . .	93
Tabela 15 – Fluxos de potência nas linhas do Sistema 11-Barras (MW) considerando FDTP novos e originais . . . . .	94

Tabela 16 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 11 Barras - Custos de investimento de linha: 7-13 \$2 e 9-13 \$1	97
Tabela 17 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento de linha: 6-26 \$1 e 10-26 \$2	100
Tabela 18 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema IEEE 118 Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1	101
Tabela 19 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento de linha: 6-26 \$1 e 10-26 \$2	103
Tabela 20 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração, linha candidata e patamar de carga, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento de linha: 6-26 \$1 e 10-26 \$2	104
Tabela 21 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema IEEE 118 Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1	105
Tabela 22 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração, linha candidata e patamar de carga, Sistema IEEE 118-Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1	106
Tabela 23 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento de linha: 6-26 \$1 e 10-26 \$2 - Limites modificados	107
Tabela 24 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema IEEE 118-Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1	108
Tabela 25 – Conjuntos de linhas para análise de contingência - Sistema IEEE 118-Barras	108
Tabela 26 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema IEEE 118-Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1	109
Tabela 27 – Resumo dos resultados das metodologias propostas	110
Tabela 28 – Resumo dos resultados da metodologia de NFDTP proposta	111
Tabela 29 – Resumo dos resultados da metodologia combinada OTS+NFDTP proposta	111
Tabela 30 – Tempo computacional das metodologias propostas (em segundos)	112
Tabela 31 – Dados de Barra - Sistema 6-Barras	124
Tabela 32 – Dados de Gerador - Sistema 6-Barras	124
Tabela 33 – Dados de Linha - Sistema 6-Barras	125
Tabela 34 – Dados de Barra - Sistema 11-Barras	125
Tabela 35 – Dados de Gerador - Sistema 11-Barras	125

Tabela 36 – Dados de Linha - Sistema 11-Barras . . . . .	126
Tabela 37 – Dados de Barra - Sistema Teste de Confiabilidade . . . . .	127
Tabela 38 – Dados de Gerador - Sistema Teste de Confiabilidade . . . . .	127
Tabela 39 – Dados de Linha - Sistema Teste de Confiabilidade . . . . .	128
Tabela 40 – Dados de Barra - Sistema IEEE 118-Barras . . . . .	130
Tabela 41 – Dados de Gerador - Sistema IEEE 118-Barras . . . . .	133
Tabela 42 – Dados de Linha - Sistema IEEE 118-Barras . . . . .	133

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CVXOPT	<i>Python Software for Convex Optimization</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDIR	Fator de Distribuição de Interrupção de Rede
FDP	Função Densidade de Probabilidade
FDT	Fator de Distribuição Topológica
FDTP	Fator de Distribuição de Transferência de Potência
FP	Fluxo de Potência
FPCC	Fluxo de Potência em Corrente Contínua
FPL	Fluxo de Potência Linear
FPNL	Fluxo de Potência Não Linear
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPOL	Fluxo de Potência Ótimo Linear
FPONL	Fluxo de Potência Ótimo Não Linear
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente
IDE	<i>Integrated Development Environment</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NFDTP	Novo Fator de Distribuição de Transferência de Potência
NSGA II	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSR	Otimização Sazonal de Rede
OTS	<i>Optimal Transmission Switching</i>
OWF	<i>Offshore Wind Farm</i>
PE	Parque Eólico
PEM	<i>Point Estimation Method</i>
PEO	Parque Eólico <i>Offshore</i>
P2P	<i>Peer-to-Peer</i>
PET	Planejamento da Expansão da Transmissão
PETA	Planejamento da Expansão da Transmissão Adaptável
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
PNLIM	Programação Não Linear Inteira Mista
PTDF	<i>Power Transfer Distribution Factor</i>
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TS	<i>Transmission Switching</i>
WF	<i>Wind Farm</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\in$	Pertence
$\Omega$	Conjunto de barras
$nbarras$	Número de barras do sistema
$n_{ger}$	Número de geradores do sistema
$N$	Conjunto de barras do sistema
$G$	Conjunto de geradores do sistema
$K$	Conjunto de linhas do sistema
$D$	Conjunto de cargas do sistema
$\theta_n$	Fase da tensão da barra $n$
$\theta_n^{min}$	Fase mínima da tensão da barra $n$
$\theta_n^{max}$	Fase máxima da tensão da barra $n$
$P_{ng}$	Potência ativa gerada na barra $n$
$P_{ng}^{min}$	Potência ativa mínima gerada na barra $n$
$P_{ng}^{max}$	Potência ativa máxima gerada na barra $n$
$P_{PEO}^{max}$	Potência ativa máxima gerada pelo gerador eólico
$P_{nd}$	Potência ativa demandada na barra $n$
$P_{nk}$	Fluxo ativo na linha $k$
$P_{nk}^{min}$	Fluxo ativo mínimo na linha $k$
$P_{nk}^{max}$	Fluxo ativo máximo na linha $k$
$z_k$	Estado operativo da linha $k$
$B_k$	Susceptância da linha $k$
$j$	Número máximo de linhas abertas da rede de transmissão
$C_{ng}$	Custo de geração do gerador na barra $n$
$M$	Constante de alto valor
$c_{km}$	Custo de investimento de construção da linha $km$
$\phi_{km,rs}$	FDIR na linha $km$ dada contingência na linha $rs$
$P_{km}^{OTS}$	Fluxo ativo na linha $km$ resultado do modelo OTS
$\theta_k^{OTS}$	Fase da tensão da barra $k$ resultado do modelo OTS
$\eta$	Fator multiplicativo
$P_{km}^C$	Fluxo ativo na linha $km$ em dada contingência C
$\theta_{km}$	Diferença angular entre as tensões das barras $k$ e $m$
$P_{perdas}$	Perdas ativas nas linhas
$g_{km}$	Condutância da linha $km$
$\theta_{km}^{h-1}$	Valor de $\theta_{km}$ obtido na iteração anterior
$C_k$	Capacidade de geração de um parque eólico
$\lambda_k$	Fator de capacidade do parque eólico
$D_{tot}$	Carga média do sistema
$\delta$	Meta de penetração de energia eólica
$\mathbf{P}$	Vetor de injeções de potência ativa
$\mathbf{B}'$	Matriz de admitância nodal

$\theta$	Vetor de ângulos de tensão
$P_G$	Vetor de geração ativa
$P_L$	Vetor de carga
$\rho$	Fator de participação de geradores
$x_{km}$	Reatância da linha $km$
$\alpha_{jk}$	Fator de distribuição de transferência de potência
$X$	Inverso da matriz de admitância nodal
$f$	Fluxo de potência ativa nas linhas
$f^0$	fluxo de potência ativa nas linhas para o caso base
$\Delta P$	Variação de potência ativa injetada
$\phi_{ki}$	Fator de proporcionalidade de captação de geração do gerador $k$ dada uma variação na barra $i$
$A$	Matriz de incidência barra/linha
$\beta$	Novo fator de distribuição de transferência de potência
$L_j$	Capacidade térmica da linha $j$
$\gamma_j$	Fluxo de potência ativa do caso base na linha $j$
$\Gamma$	Matriz diagonal de susceptância de linha



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>18</b>
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	18
1.2	OBJETIVOS . . . . .	22
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS . . . . .	22
1.4	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO . . . . .	24
1.5	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO . . . . .	24
1.6	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO . . . . .	25
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .</b>	<b>26</b>
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	26
2.2	FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR . . . . .	27
2.3	MÁXIMA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA . . . . .	28
2.4	<i>OPTIMAL TRANSMISSION SWITCHING</i> . . . . .	29
<b>2.4.1</b>	<b>OTS em Sistemas com Geração Eólica . . . . .</b>	<b>31</b>
2.5	FATORES DE DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA . . . . .	33
2.6	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO . . . . .	35
<b>2.6.1</b>	<b>Planejamento da Expansão em Sistemas com Geração Eólica . . . . .</b>	<b>35</b>
<b>2.6.2</b>	<b>Planejamento da Expansão com <i>Transmission Switching</i> . . . . .</b>	<b>37</b>
<b>2.6.3</b>	<b>Planejamento da Expansão com <i>Transmission Switching</i> em Sistemas com Geração Eólica . . . . .</b>	<b>38</b>
2.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	38
<b>3</b>	<b>CONEXÃO ÓTIMA DE UM PARQUE EÓLICO <i>OFFSHORE</i> CONSIDERANDO <i>OPTIMAL TRANSMISSION SWITCHING</i> . . . . .</b>	<b>41</b>
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	41
3.2	<i>OPTIMAL TRANSMISSION SWITCHING</i> . . . . .	41
3.3	CONEXÃO ÓTIMA DE UM PARQUE EÓLICO <i>OFFSHORE</i> . . . . .	43
3.4	CONEXÃO ÓTIMA DE UM PEO CONSIDERANDO OTS . . . . .	45
<b>3.4.1</b>	<b>Fluxo de Potência Ótimo com Perdas e sem Penetração Eólica (Etapa 1) . . . . .</b>	<b>46</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Incremento da Meta de Penetração Eólica (Etapa 2) . . . . .</b>	<b>48</b>
<b>3.4.3</b>	<b><i>Optimal Transmission Switching</i> (Etapa 3) . . . . .</b>	<b>48</b>
<b>3.4.4</b>	<b>Fluxo de Potência Ótimo com Perdas (Etapa 4) . . . . .</b>	<b>51</b>
3.5	CONEXÃO ÓTIMA DE UM PEO CONSIDERANDO OTS E CRITÉRIO DE SEGURANÇA <i>N-1</i> . . . . .	51
<b>3.5.1</b>	<b>Análise de Contingências (Etapa 4) . . . . .</b>	<b>51</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Construção de restrições de segurança (Etapa 5) . . . . .</b>	<b>53</b>
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	54

<b>4</b>	<b>UMA NOVA ABORDAGEM DO FATOR DE DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA LINEAR . . . . .</b>	<b>55</b>
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	55
4.2	FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR . . . . .	55
4.3	FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR - FORMULAÇÃO ALTERNATIVA	56
4.4	FATORES DE DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA	58
4.4.1	<b>Formulação Original . . . . .</b>	<b>58</b>
4.4.2	<b>Nova Abordagem Proposta . . . . .</b>	<b>59</b>
4.4.3	<b>Exemplo Tutorial . . . . .</b>	<b>60</b>
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	61
<b>5</b>	<b>CONEXÃO ÓTIMA DE UM PARQUE EÓLICO CONSIDERANDO FDTP . . . . .</b>	<b>62</b>
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	62
5.2	MAXIMIZANDO A CONEXÃO DE ENERGIA EÓLICA FIRME USANDO O NFDTP . . . . .	62
5.2.1	<b>Fluxo de Potência Ótimo Linear (Etapa 1) . . . . .</b>	<b>64</b>
5.2.2	<b>Incremento da Meta de Geração (Etapa 2) . . . . .</b>	<b>64</b>
5.2.3	<b>Formulação das Restrições de Segurança (Etapa 3) . . . . .</b>	<b>64</b>
5.2.4	<b>Teste de Viabilidade de Conexão Eólica (Etapa 4) . . . . .</b>	<b>64</b>
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	65
<b>6</b>	<b>CONEXÃO ÓTIMA DE UM PARQUE EÓLICO CONSIDERANDO OPTIMAL TRANSMISSION SWITCHING E OS NOVOS FATORES DE DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA . . . . .</b>	<b>66</b>
6.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	66
6.2	METODOLOGIA COMBINADA DE OTS E NFDTP . . . . .	66
6.2.1	<b>Fluxo de Potência Ótimo Linear (Etapa 1) . . . . .</b>	<b>67</b>
6.2.2	<b>Incremento da produção de energia eólica (Etapa 2) . . . . .</b>	<b>67</b>
6.2.3	<b>Otimização: OTS e NFDTP (Etapa 3) . . . . .</b>	<b>68</b>
6.3	INCLUSÃO DE PATAMARES DE CARGA . . . . .	71
6.4	INCLUSÃO DO CRITÉRIO DE SEGURANÇA <i>N-1</i> . . . . .	73
6.5	FORMULAÇÃO FINAL . . . . .	75
6.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	76
<b>7</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>77</b>
7.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	77
7.2	ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS . . . . .	77
7.2.1	<b>Sistemas Teste . . . . .</b>	<b>77</b>
7.2.2	<b>Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica . . . . .</b>	<b>80</b>

7.3	ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS E CRITÉRIO DE SEGURANÇA <i>N-1</i> . . . . .	83
7.3.1	<b>Sistemas Teste</b> . . . . .	83
7.3.2	<b>Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica</b> . . . . .	84
7.4	ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM FDTP . . . . .	88
7.4.1	<b>Sistemas Teste</b> . . . . .	88
7.4.2	<b>Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica</b> . . . . .	92
7.4.3	<b>Comparando as Metodologias FDTP</b> . . . . .	93
7.5	ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS E NFDTP . . . . .	94
7.5.1	<b>Sistemas Teste</b> . . . . .	95
7.5.2	<b>Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica</b> . . . . .	97
7.6	ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS, NFDTP E PATAMARES DE CARGA . . . . .	101
7.6.1	<b>Sistemas Teste</b> . . . . .	102
7.6.2	<b>Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica</b> . . . . .	102
7.7	ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS, NFDTP, PATAMARES DE CARGA E CRITÉRIO DE SEGURANÇA <i>N-1</i> . . . . .	104
7.7.1	<b>Sistemas Teste</b> . . . . .	105
7.7.2	<b>Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica</b> . . . . .	106
7.8	RESUMO DE RESULTADOS . . . . .	109
7.9	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	112
8	<b>CONCLUSÕES</b> . . . . .	114
8.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS . . . . .	114
8.2	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	116
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	117
	<b>APÊNDICE A – Dados dos sistemas</b> . . . . .	124
.1	SISTEMA 6-BARRAS . . . . .	124
.2	SISTEMA 11-BARRAS . . . . .	124
.3	SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE IEEE . . . . .	126
.4	SISTEMA IEEE 118-BARRAS . . . . .	129

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Considerando o contexto atual de crescentes preocupações ambientais, o setor elétrico tem um papel muito importante para que as metas de emissão de gases do Acordo de Paris sejam cumpridas. Nos últimos anos fontes de energia renováveis, como solar e eólica, têm recebido muitos investimentos e vêm substituindo antigas fontes de energia baseadas principalmente em combustíveis fósseis. A parcela de energia renovável na matriz elétrica mundial cresce a cada ano e pode chegar a dois terços do total da energia produzida até 2040 [1].

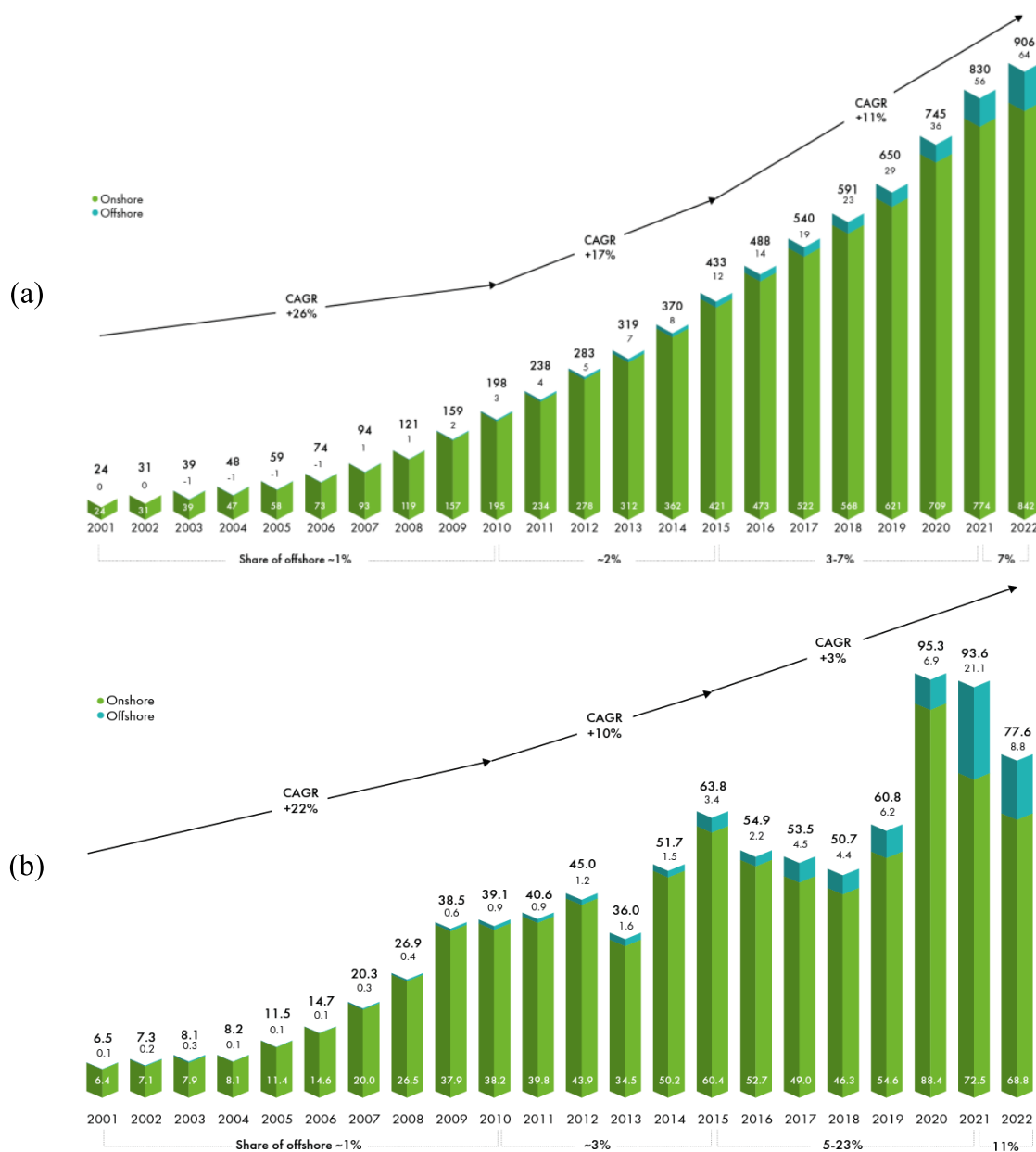
A energia eólica tem se evidenciado no cenário mundial e também de forma considerável no Brasil. A Figura 1 mostra o histórico do desenvolvimento da energia eólica no mundo. De acordo com dados de [2], reproduzidos na Figura 2, o Brasil se destaca entre os 10 primeiros países no mundo em níveis de capacidade instalada acumulada e nova.

Em 2006 a primeira usina eólica despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) entrou em operação, com 50 MW de potência. Desde então o número de usinas e a capacidade instalada nacional aumentou significativamente. No fim do ano de 2022, 904 usinas eólicas estavam em operação no Brasil, somando 25,63 GW de potência instalada, um crescimento de 18% em relação ao ano anterior [3]. Devido a esse crescimento muitos estudos estão sendo desenvolvidos para analisar os impactos da geração eólica conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) [1, 4].

Atualmente, toda a geração eólica no Brasil é produzida por parques *onshore*, localizados principalmente na região nordeste do país. Seguindo uma tendência mundial, alguns estudos estão sendo feitos com o intuito de expandir o aproveitamento eólico para regiões marítimas. Usinas *offshore* podem se beneficiar de ventos mais fortes e constantes e ainda assim se manterem próximas dos principais centros populacionais, localizados no litoral de muitos países [2, 5].

A Figura 3 mostra o perfil de vento médio em toda a área costeira do Brasil. Percebe-se que para futuras instalações *offshore* destacam-se três regiões de grande interesse: (i) margem do Rio Grande do Norte e Ceará, (ii) Rio Grande do Sul e Santa Catarina e (iii) Rio de Janeiro e Espírito Santo. Os Parques Eólicos *Offshore* ainda não se mostram uma opção competitiva em relação aos parques *onshore*, isso por conta dos elevados custos de investimento e operação. Porém, alguns fatores podem alterar essa competitividade no território brasileiro nos próximos anos. Entre eles estão: (i) a evolução da tecnologia *offshore* a nível mundial; (ii) os avanços legais e regulatórios no Brasil; (iii) a existência de investidores interessados nessa fonte de energia, entre outros [6].

Figura 1 - Histórico do desenvolvimento eólico no mundo (a) instalações existentes (b) novas instalações



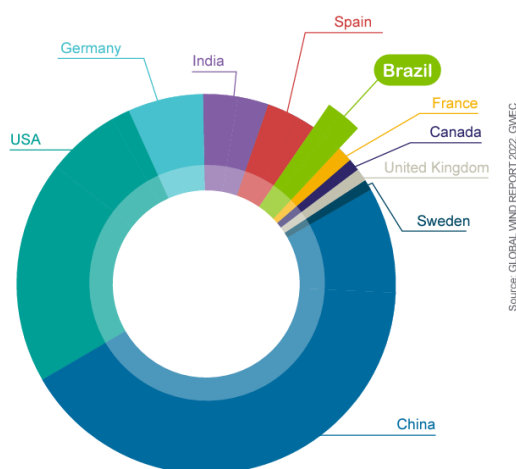
Fonte: Reproduzido de [2] (2023).

O Brasil ainda apresenta outras motivações para a utilização da energia eólica *offshore* como: extensa área costeira; rara probabilidade de ocorrência de eventos naturais como terremotos e furacões; empresas que detêm grande conhecimento sobre operações em águas profundas, como a Petrobras; e um setor de energia eólica cada vez mais representativo e competitivo no cenário nacional. Além disso, a geração de energia eólica *offshore* oferece uma considerável vantagem ao minimizar os impactos sobre a população

Figura 2 - Ranking mundial de capacidade instalada acumulada e nova de energia eólica em 2022

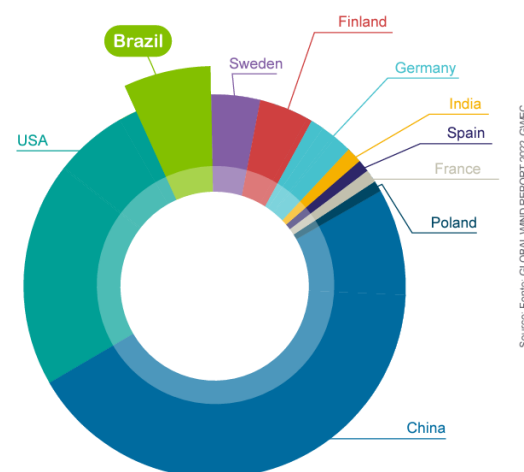
#### Top 10 cumulative capacity 2022

RANKING POSITION	COUNTRY	POWER (GW)
1	China	334,0
2	USA	144,2
3	Germany	59,0
4	India	41,9
5	Spain	29,8
6	<b>Brazil</b>	<b>25,6</b>
7	France	20,7
8	Canada	15,3
9	United Kingdom	14,6
10	Sweden	14,4



#### Top 10 new installed capacity 2022

RANKING POSITION	COUNTRY	POWER (GW)
1	China	32,6
2	USA	8,6
3	<b>Brazil</b>	<b>4,1</b>
4	Sweden	2,4
5	Finland	2,4
6	Germany	2,4
7	India	1,8
8	Spain	1,7
9	France	1,6
10	Poland	1,5



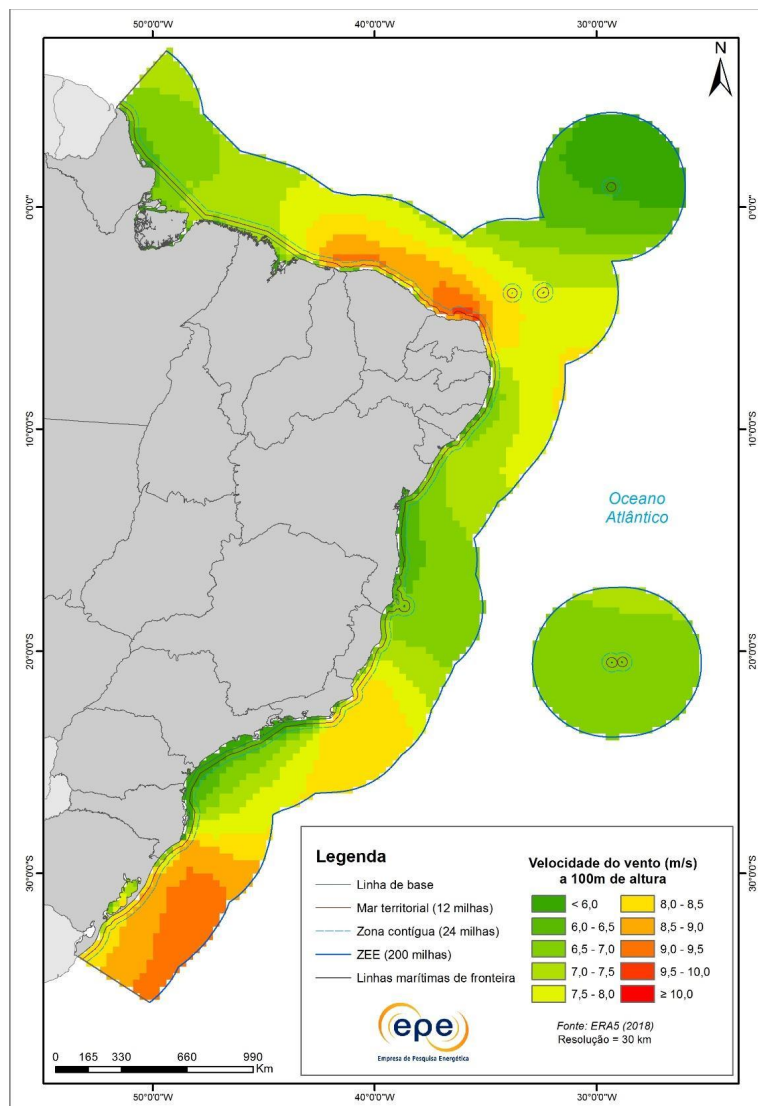
Fonte: Reproduzido de [3] (2023).

que reside nas proximidades dos empreendimentos *onshore*, especialmente os efeitos dos altos níveis de ruído gerados pela rotação das pás.

As primeiras iniciativas de se explorar o potencial eólico *offshore* na costa do Brasil já estão sendo tomadas. Atualmente existem mais de 70 projetos de complexos eólicos *offshore* com processos de licenciamento ambiental abertos no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (IBAMA), de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [7]. Todos os processos de licenciamento ambiental de eólicas *offshore* abertos no IBAMA até 14 de julho de 2023 podem ser encontrados na referência [8], com dados de potência total instalada e tipos de aerogeradores utilizados.

A energia gerada pelos futuros PEO brasileiros poderá ser distribuída pelo SIN, portanto investimentos no sistema de transmissão serão necessários para garantir uma

Figura 3 - Velocidade do vento a 100 m – Base ERA5



Fonte: Reproduzido de [4] (2023).

conexão segura dos PEO à rede existente. Frequentemente, os limites físicos e operacionais do sistema de transmissão podem reduzir a quantidade de energia utilizável do total oferecido em um sistema interconectado. Avaliando-se o potencial de geração *offshore*, muitas vezes esses custos se justificam quando considerado o cenário brasileiro.

A integração dos recursos de geração e transmissão pelo SIN permite que toda a carga do país seja atendida com segurança e economicidade. Porém os limites de intercâmbio entre diferentes regiões do SIN podem influenciar significativamente na capacidade de absorção da geração eólica [9]. Portanto, determinar as características dos geradores eólicos e da rede de transmissão que escoará sua produção ao resto do sistema são temas

de extrema importância.

Com base nisso, os principais temas deste estudo são a determinação da capacidade ótima dos Parques Eólicos *Offshore* e a forma de conexão destes com a rede principal. De acordo com [10], uma análise abrangente desses assuntos requer a consideração de um período prolongado de estudo, dos perfis de carga, das fontes de energia existentes, da infraestrutura das linhas de transmissão e das principais características associadas ao comportamento do vento da região em estudo.

## 1.2 OBJETIVOS

Considerando o crescimento dos investimentos em energia eólica no Brasil e no mundo, o principal objetivo deste trabalho é desenvolver metodologias para maximizar o nível de penetração de energia eólica firme determinando o(s) ponto(s) de conexão ideal(ais) de um Parque Eólico, *offshore* ou não, em um sistema de potência *onshore*. Um processo de otimização escolhe a(s) conexão(ões) dentre uma lista de linhas candidatas, conectando o PE a barras geograficamente próximas umas às outras em uma região litorânea.

Este trabalho não propõe a expansão da rede de transmissão original do sistema, apenas a construção da linha utilizada para a conexão do PEO. Com uma conexão de energia firme não existem restrições de geração eólica e caso a penetração de uma certa capacidade seja inviável, uma menor penetração de energia deve ser inicialmente aceita até que modificações na rede de transmissão sejam feitas.

Para que a análise seja a mais realista possível, as variações da demanda de potência são consideradas na formulação do problema, representadas por patamares de carga nas barras do sistema, assim como as restrições de capacidade da rede de transmissão e geradores convencionais, as perdas elétricas do sistema e o critério de segurança  $N-1$ .

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Neste trabalho propõe-se três metodologias a fim de atingir os objetivos citados anteriormente. Elas serão introduzidas nesta seção e descritas com detalhes em seguida.

A primeira metodologia é baseada em uma abordagem da técnica de *Optimal Transmission Switching*, apresentada por [11]. Além disso, a metodologia utiliza uma formulação linear do Fluxo de Potência que proporciona uma maior viabilidade computacional e produz uma resolução aproximada do problema, aceitável em algumas análises. O trabalho [12] serviu como referência para o desenvolvimento dessa metodologia, uma vez que aborda a conexão eólica ótima seguindo os parâmetros de estudo citados na Seção 1.2.

Esta metodologia considera o estudo da conexão de um PEO em que o local de construção do parque já é conhecido. O objetivo é determinar apenas uma linha dentre um conjunto de candidatas para fazer a conexão ótima do PEO ao sistema. A metodologia



será avaliada considerando um sistema exemplo 11-Barras [13] e o Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE, apresentado em [14].

A partir dessa formulação original, algumas modificações são feitas de forma a considerar a análise do critério de segurança  $N-1$ . Para avaliar o novo processo de otimização serão considerados o Sistema 6-Barras e o Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE.

A segunda metodologia é baseada em uma nova abordagem dos Fatores de Distribuição de Transferência de Potência (FDTP). O conjunto de FDTP normalmente é calculado considerando que todo o desbalanço causado por uma variação na injeção de potência em uma barra é absorvido pela barra de referência do sistema, como apresentado em [15]. Essa abordagem seria irrealista e, em vez disso, neste trabalho propõe-se uma Nova abordagem dos Fatores de Distribuição de Transferência de Potência (NFDTP), que considera os fatores de participação dos geradores convencionais para distribuir o desequilíbrio de energia de forma eficiente.

A referência [16] apresenta uma metodologia de otimização de penetração de energia eólica em um sistema considerando FDTP. Ela serviu de base para a segunda metodologia apresentada neste trabalho, com algumas modificações para acomodar o NFDTP.

Esta metodologia considera o estudo da conexão de PEs e o objetivo é determinar o local de construção destes. Neste caso os PEs são conectados diretamente às barras do sistema e mais de um parque pode estar conectado ao mesmo tempo, garantindo a máxima absorção eólica.

A metodologia será avaliada considerando o sistema exemplo de 11-Barras e o Sistema IEEE 118-Barras. Os resultados serão comparados aos obtidos com a formulação original do FDTP para comprovar os benefícios da nova abordagem.

Finalmente, a terceira metodologia é uma combinação das outras duas. Esta metodologia, assim como a primeira, considera o estudo da conexão de um PEO em que o local de construção já é conhecido. O objetivo é determinar apenas uma linha dentre as candidatas para fazer a conexão ótima do PEO ao sistema.

A metodologia será avaliada considerando um sistema exemplo 11-Barras [13], o Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE, apresentado em [14] e o Sistema IEEE-118 Barras [17].

A partir dessa formulação original, duas outras análises serão realizadas de forma a considerar as variações da demanda através da análise de patamares de carga, e a análise do critério de segurança  $N-1$ . Para avaliar o processo de otimização serão considerados o Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE e o Sistema IEEE 118-Barras.

## 1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As principais contribuições deste trabalho podem ser citadas como:

- A utilização da técnica de *Optimal Transmision Switching* para determinação do ponto ótimo de conexão de um Parque Eólico *Offshore* a um sistema, de forma a maximizar sua penetração, não é um tema amplamente explorado na literatura.
- Avaliação do critério de segurança  $N-1$  considerando a metodologia OTS de conexão eólica ótima.
- Nova abordagem do Fator de Distribuição de Transferência de Potência (NFDTP) considerando os fatores de participação dos geradores durante o processo de cálculo.
- Utilização da técnica de NFDTP para determinação do(s) ponto(s) ótimo(s) de conexão de Parque(s) Eólico(s) a um sistema.
- Com a formulação NFDTP é possível considerar que o desbalanço de potência ativa criado pela injeção de geração eólica a um sistema será absorvido por todos os geradores, de acordo com seus fatores de participação, sem necessidade da técnica de superposição.
- Nova metodologia que integra OTS e NFDTP usada para o problema de conexão ótima de geração eólica.

## 1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO

Os seguintes artigos foram publicados até o presente momento da elaboração deste trabalho:

- ALTOMAR, Mariana Brinati ; PASSOS FILHO, João Alberto ; VASCONCELOS, Leandro Almeida ; OLIVEIRA, Leonardo Willer de ; PEREIRA, José Luiz Rezende. Conexão Ótima de Parques Eólicos Offshore com Maximização da Capacidade Eólica Considerando Transmission Switching. In: VIII SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2020, Virtual (Santo André - SP).  
DOI: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2334>
- ALTOMAR, Mariana Brinati ; PASSOS FILHO, João Alberto. Maximizing wind power penetration through a new approach of the linear power transfer distribution factors. In: Electrical Engineering 104.3, 2022, 1821-1829.  
DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01422-2>
- ALTOMAR, Mariana Brinati ; PASSOS FILHO, João Alberto. Optimization of wind power connection in power systems considering transmission switching technique

and distribution factors. In: *Electric Power Systems Research* 224, 2023, 109716.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2023.109716>

## 1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Além deste Capítulo 1 de caráter introdutório, este trabalho está organizado como se segue: o Capítulo 2 mostra uma revisão da literatura sobre os principais conceitos associados a este trabalho.

O Capítulo 3 descreve a metodologia original de *Optimal Transmission Switching* e a sua correlação com este trabalho. Este capítulo também apresenta a metodologia proposta de conexão ótima de Parques Eólicos *Offshore* baseada em OTS.

O Capítulo 4 apresenta uma nova abordagem dos Fatores de Distribuição de Transferência de Potência.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia proposta de conexão ótima de Parques Eólicos com máxima penetração eólica considerando os NFDTP.

O Capítulo 6 apresenta a metodologia proposta de conexão ótima de Parques eólicos com máxima penetração eólica considerando uma combinação de OTS e NFDTP.

O Capítulo 7 mostra os resultados e discussões da aplicação das metodologias propostas em sistemas elétricos de pequeno, médio e grande porte.

O Capítulo 8 apresenta as principais conclusões acerca das metodologias propostas.

Por fim, todos os dados relativos aos sistemas utilizados neste trabalho são apresentados no Apêndice A.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo serão apresentadas as principais referências publicadas na literatura e relacionadas aos conceitos utilizados na elaboração deste trabalho. Esta revisão tem como objetivo conhecer as metodologias que tem sido aplicadas no estudo de conexão de geradores eólicos a um sistema e também criar uma base para a avaliação das metodologias propostas neste trabalho.

Uma das ferramentas mais utilizadas no planejamento e operação de Sistemas Elétricos de Potência é o Fluxo de Potência (FP), pois sua solução fornece informações valiosas para estudos de análise de regime permanente, como confiabilidade, estabilidade e análise de contingências do sistema. O problema de FP pode ter uma formulação linear ou não linear. A formulação não linear é mais condizente com a realidade, porém o Fluxo de Potência Linear é considerado uma aproximação aceitável em determinados estudos [18]. O FPL é utilizado no desenvolvimento deste trabalho, portanto, na Seção 2.2 é apresentada uma breve revisão de suas diferentes formulações encontradas na literatura.

O conceito de máxima penetração de geração eólica em um sistema de potência é apresentado na Seção 2.3. Esse tema é amplamente discutido na literatura e muitos estudos estão sendo desenvolvidos para analisar os impactos da geração eólica conectada ao Sistema Interligado Nacional [1, 4]. Portanto, a revisão apresentada se concentra nos estudos que serviram de referência para o desenvolvimento deste trabalho, destacando-se as técnicas de análise utilizadas e as restrições consideradas em cada estudo.

Em seguida, o conceito de *Optimal Transmission Switching* e a sua utilização como um método de mitigação de problemas de sobrecarga de linhas, redução de custos operacionais e segurança de um sistema são apresentados na Seção 2.4. Também é discutido os benefícios que a técnica pode trazer para sistemas de potência com inserção de geração eólica.

Os fatores de distribuição estabelecem relações de sensibilidade entre o Fluxo de Potência na rede e as injeções de potência nas barras e podem ser determinados a partir de uma formulação linear do problema de FP. Os fatores de distribuição são importantes para o desenvolvimento deste trabalho e, portanto, algumas referências são citadas na Seção 2.5 para apresentar a formulação linear original dos Fatores de Distribuição de Transferência de Potência (FDTP), que serviu de base para este estudo, e sua aplicação em problemas de planejamento e alocação de geração eólica.

O Planejamento da Expansão da Transmissão (PET) é um assunto frequentemente relacionado aos temas principais desta pesquisa. A associação do problema de PET com o método OTS na análise de sistemas com grande penetração de geração eólica é de grande

interesse para o desenvolvimento da metodologia apresentada neste trabalho. Portanto, uma revisão combinada destes temas é apresentada na Seção 2.6.

Por fim, uma análise geral das referências é apresentada, mostrando a atual importância dos estudos dos temas citados e a sua conexão com o trabalho desenvolvido nesta tese.

## 2.2 FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR

A solução do problema de FP determina o ponto de operação de um sistema, dado uma carga e nível de geração específicos, bem como a topologia e os parâmetros da rede [19]. As equações resolvidas pelo FP são não lineares e definem a potência ativa e reativa injetada em cada barra da rede do sistema [20].

É possível simplificar a formulação do problema de FP por meio de um modelo linear que garante resultados razoavelmente aproximados com menor esforço computacional. Esta simplificação é chamada de Fluxo de Potência Linear ou Fluxo de Potência CC (FPCC), mas este trabalho adotará a primeira terminologia.

O FPL é baseado no acoplamento entre potência ativa e ângulo das tensões nas barras e vale-se do fato que o Fluxo de Potência ativa em uma linha de transmissão é aproximadamente proporcional à abertura angular, fluindo dos maiores para os menores ângulos. Essa formulação apresenta melhores resultados quanto maior o nível de tensão do sistema em estudo. O FPL apresenta algumas vantagens, como facilidade de implementação, robustez e baixo esforço computacional e é bastante utilizado para estudos de Planejamento da Expansão da Transmissão e análise de segurança. Porém, a aplicação do modelo linear não substitui por completo os métodos não-lineares, uma vez que a análise pode ser limitada em situações que consideram os efeitos da tensão da rede, das condições de reativos e as variações de *tap* nos transformadores.

Várias aplicações de FPL podem ser encontradas na literatura, e [21] apresenta uma revisão abrangente e uma lista de aplicações desta abordagem. Em [18] e [22], os autores abordam os méritos dos modelos FPL usuais e apresentam uma representação das perdas elétricas no problema. A referência [22] aplica o FPL no contexto de análises de sistemas de energia em estado estacionário, e [18] se concentra em análises de múltiplas condições operacionais. Em [16] - [23], o FPL é usado em estudos de conexão de energia eólica. A inclusão de dispositivos de controle automático no FPL é discutida em [24]. A formulação FPL também é aplicada a algoritmos de otimização, por exemplo, em [25], os autores a aplicam na otimização de um sistema de distribuição com ênfase em uma aplicação em tempo real. Em [26], o FPL é usado na otimização do despacho de energia ativa. A metodologia FPL é revisada e comparada com a abordagem não linear em [27], considerando o problema de controle de *droop* de frequência.

### 2.3 MÁXIMA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Por afetar o Fluxo de Potência, assim como as condições de tensão de equipamentos do sistema, a integração de gerações eólicas ao sistema deve ser estudada. Quanto maior o número de parques eólicos conectados à rede, maior deverá ser a preocupação em criar requisitos e/ou procedimentos que permitam a integração segura, além de garantir a qualidade e continuidade do serviço prestado por grandes geradores.

Uma análise probabilística da operação do sistema é proposta em [23] para definir um modelo de programação linear para alocar de maneira ótima a capacidade eólica firme com base na qualidade dos recursos eólicos e na capacidade do sistema de transmissão. Este artigo apresenta um fluxo de carga sequencial em conjunto com uma abordagem de redundância de restrição de geometria computacional de programação linear para reduzir a considerável dimensionalidade do problema de otimização. O objetivo é minimizar um critério econômico de infraestrutura de turbinas eólicas (determina melhores regiões com recursos de vento), considerando inicialmente um valor específico de penetração de energia eólica viável. Porém, essa consideração não seria realista para a maioria dos sistemas atuais, que possuem objetivos significativos e limitações de transmissão.

De forma a aperfeiçoar e estender a metodologia de [23], a referência [16] propõe uma análise de metas incrementais de penetração de energia eólica aplicadas a partir de um nível inicial baixo até um limite, quando o problema de otimização se torna inviável. Desta forma é possível maximizar o potencial de geração eólica do sistema existente no curto prazo antes da análise de expansão da rede de transmissão.

Diferentemente dos artigos [16] e [23], a referência [28] descreve a pesquisa de um modelo ideal de alocação de capacidade eólica não firme, usando dados históricos do vento para modelar variações na geração eólica. O problema é modelado como programação linear em larga escala combinada com a metodologia de Decomposição de Benders [29, 30]. Uma análise de sensibilidade é realizada para diferentes perfis de vento, considerando diferentes preços de combustível e níveis de carga do cliente.

Os estudos citados serviram de referência para [10]. Neste artigo os autores apresentam uma metodologia baseada em Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) para determinar o ponto ideal de conexão de um PEO em um sistema. O algoritmo visa penetração máxima de energia eólica firme e perdas mínimas, considerando restrições de segurança relacionadas ao critério de contingência  $N-1$  e uma estratégia para reduzir o número de restrições no problema de otimização. O problema é formulado a partir de um Fluxo de Potência Ótimo Linear (FPOL) e a injeção eólica é incrementada gradualmente até que a penetração máxima seja obtida, respeitando o critério de segurança.

Todas as formulações apresentadas até agora se baseiam no Fluxo de Potência

Linearizado, porém [12] propõe uma metodologia que determina o ponto ótimo de conexão de um Parque Eólico *Offshore* e a máxima penetração de geração eólica viável no sistema, baseada no Fluxo de Potência Não Linear (FPNL). O algoritmo de otimização é dividido em duas etapas, ambas utilizando a programação não linear e apresenta uma abordagem da Decomposição de Benders para representar as restrições relativas ao critério de segurança  $N-1$ . Essa abordagem torna a análise de contingências menos custosa computacionalmente e a análise não linear contribui para se encontrar uma solução mais exata, considerando todos os fatores da rede.

Em [31], os autores apresentam uma nova metodologia para investimento integrado em redes de transmissão e parques eólicos, considerando a capacidade máxima permitida. As incertezas de carga e geração de energia eólica são representadas usando programação estocástica baseada em cenários, e o problema de investimento é formulado como um modelo de otimização em dois níveis.

#### 2.4 OPTIMAL TRANSMISSION SWITCHING

Tradicionalmente, os sistemas de transmissão apresentam redundâncias para garantir que os níveis de confiabilidade do fornecimento de energia do sistema sejam atingidos em todas as situações de contingências previstas pelo critério  $N-1$ . Porém, de acordo com os resultados obtidos por [11], essas redundâncias podem impactar no despacho econômico ótimo dos geradores e na operação do sistema, uma vez que uma linha construída para garantir a continuidade do serviço em caso de contingência pode não ser necessária em outros períodos.

Durante a operação de um sistema de potência a sua rede de transmissão é considerada estática com interrupções aleatórias. Alterações na topologia dos Sistemas Elétricos de Potência podem trazer benefícios à operação do mesmo, como melhora nos perfis de tensão e aumento da capacidade de transferência. A decisão de alterar a topologia do sistema fica a critério do seu operador. A metodologia de *Optimal Transmission Switching* [11] traz uma proposta de automatização dessa prática de modo a garantir um atendimento mais eficiente da demanda com otimização dos recursos disponíveis no sistema.

O problema é formulado como uma programação inteira-mista baseada no FPOL, utilizado para otimizar o despacho de geradores. O objetivo é avaliar os benefícios de redesenho do sistema, otimizando a topologia da rede de transmissão. As variáveis binárias representam o estado da linha de transmissão e a metodologia pode ser utilizada tanto no planejamento quanto na operação dos sistemas. Esse é um problema de curto prazo que determina a melhor configuração da rede para um determinado horário do dia. A metodologia foi testada inicialmente no sistema IEEE 118-Barras e apresentou uma redução de 25% nos custos de geração.

As alterações propostas pelo OTS devem ser cuidadosamente analisadas, uma vez que podem afetar na confiabilidade do sistema em casos de contingência. Em [32] os autores propõe uma análise dos impactos econômicos do *Transmission Switching* (TS) considerando o critério de segurança  $N-1$  na formulação do OTS, além da possibilidade de desconexão de geradores. A função objetivo foi alterada de forma a considerar o custo inicial dos geradores além da função de probabilidade de um elemento falhar. As restrições do sistema e as leis de Kirchhoff são satisfeitas para todas as situações (caso base e contingências). Um modelo de OTS com *unit commitment* que considera contingências é proposto em [33]. O objetivo é diminuir os custos do despacho de energia, co-otimizando as decisões de desligamento de elementos assim como o modelo de despacho do sistema.

Os algoritmos iniciais propostos para o OTS são baseados em modelos lineares da rede. Porém, as soluções geradas por esses modelos não tem garantia de viabilidade considerando fluxos de potência não linear. Além disso, soluções viáveis para a modelagem não linear podem não reduzir os custos de geração, como sugerido pela modelagem linear. As referências [34], [35] e [36] propõe uma forma de filtrar as soluções do modelo linearizado do OTS de forma a garantir a viabilidade em modelos não lineares.

Em [37] é proposta uma modelagem de OTS baseada em uma programação inteira mista cônica de segunda ordem, que permite a incorporação de restrições de segurança de tensão e potência reativa. Essa modelagem melhora a viabilidade das soluções em modelos não lineares.

Uma formulação de OTS baseada em Fluxo de Potência Ótimo Não Linear (FPONL) é proposta em [38]. O algoritmo realiza uma sequência de FPONL para determinar a sequência de linhas a serem removidas do sistema, uma a uma, até que não seja possível reduzir os custos de geração. Uma heurística simples é usada para acelerar a resolução, o que finalmente permite integração de perdas, potências reativas e tensões no problema.

O OTS utiliza o critério de mínimo custo total de geração para determinar as linhas de transmissão a serem abertas na rede. Porém, esse critério baseado em custo não é muito efetivo quando se considera um sistema com grande nível de geração hidráulica. Além disso, o OTS não considera as margens de estabilidade e a real flexibilidade do sistema. Em [39] os autores propõe um OTS estendido, incluindo: *(i)* a garantia de que a margem de carregamento seja mantida ou aprimorada; *(ii)* um critério de minimização geral que considera perdas ativas e o máximo carregamento; *(iii)* considera o desligamento de outros componentes do sistema, como compensadores série e *shunt*, e transformadores de *tap* variável. Todas essas variáveis podem tornar impraticável o tempo de resolução do OTS. Para resolver esse problema, duas heurísticas são propostas.

A referência [40] aplica a técnica de OTS no Sistema Interconectado do Paraguai, com o objetivo de reduzir os seus custos de operação. Como a reconfiguração da rede de transmissão é um problema combinatório, os autores propõem uma metodologia baseada



em algoritmos genéticos como estratégia de otimização.

#### 2.4.1 OTS em Sistemas com Geração Eólica

Devido à incerteza da geração eólica, altos níveis de penetração podem causar problemas na operação de um sistema elétrico. Uma das maiores preocupações é maximizar a utilização do vento garantindo a segurança e confiabilidade da rede. Alterações na rede de transmissão podem auxiliar em uma maior acomodação de geração intermitente em um sistema, reduzindo ou até mesmo evitando o corte dessa geração.

O artigo [41] propõe uma análise da utilização do OTS em um sistema com conexão de geração eólica. O objetivo é determinar o potencial do OTS em minimizar o custo de geração do sistema enquanto maximiza a utilização das fontes eólicas. Para este estudo, a energia eólica é considerada despachável e precisa atender a um nível mínimo de uso. O algoritmo é baseado em Programação Linear Inteira Mista (PLIM) e são usadas restrições de probabilidade para lidar com as incertezas do problema.

Um modelo de otimização estocástica para *unit commitment* com restrição de segurança que incorpora o OTS é apresentado em [42]. O OTS é utilizado para gerenciar a incerteza da geração eólica e falhas de equipamentos da rede. O modelo considera o FPONL para garantir uma resposta mais precisa. Embora o modelo estocástico com a ação do OTS baseada no FPONL seja de Programação Não Linear Inteira Mista, este estudo o transforma em um modelo linear por partes resolvido por Decomposição de Benders [29, 30]. Desta forma, a potência reativa e a tensão podem ser consideradas diretamente no modelo do Fluxo de Potência.

A referência [43] aborda um problema estocástico de *unit commitment* de segurança restrita com recursos de flexibilidade para gerenciar a incerteza da geração de energia eólica. São considerados os recursos tradicionais de flexibilidade, como as unidades térmicas com reservas rápidas e TS. Este artigo explora também o uso dos sistemas de resposta à demanda e armazenamento de energia em um esquema integrado. A solução do problema estocástico considerando todos esses recursos poderia se tornar intratável, especialmente para sistemas de grande escala. Por esse motivo, os autores propõem uma estratégia de decomposição acelerada, combinando Decomposição de Benders com uma nova heurística que faz uma pré-triagem das linhas candidatas para o OTS.

Modelos de otimização que combinam a tecnologia de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) e a técnica de *Transmission Switching* em uma estrutura de operação não são muito presentes na literatura. A referência [44] tem por objetivo propor um modelo de operação para a co-otimização de TS e SAE, a fim de estudar o impacto da alteração da rede de transmissão no desempenho dos SAE. Os resultados mostram que o uso da técnica de TS pode aumentar a capacidade dos SAE de reduzir o corte de energia renovável e otimizar a sua integração no sistema.

Um novo método estocástico do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) baseado em estimativa pontual/de ponto (*stochastic optimal power flow-based point estimation method - PEM*) é apresentado em [45] para modelar as incertezas da energia eólica e da carga no OTS. O algoritmo proposto é modelado como uma programação inteira mista cônica de segunda ordem para considerar a tensão da barra e a potência reativa.

Uma outra abordagem baseada em programação estocástica para problemas de *Transmission Switching* é apresentada em [46]. As incertezas da carga e geração eólica da rede também são consideradas, e são representadas por diferentes cenários. Essa nova abordagem é baseada no Fluxo de Potência Ótimo em Corrente Alternada (FPOCA) e a técnica de redução de cenários é adotada para conservar apenas os principais cenários na formulação da programação estocástica. Esse esquema foi projetado para programação e operação on-line e validado para o sistema sintético de 500 barras da Carolina do Sul (Estados Unidos).

A referência [47] utiliza a técnica de *Transmission Switching* em um modelo de programação do dia seguinte para evitar o problema de correntes de curto circuito excessivas causado pela conexão eólica no sistema. O modelo proposto é um problema de PLIM que minimiza o custo de operação do sistema e o custo de alterações da rede de transmissão. O critério de segurança  $N-1$  é considerado de forma a evitar o desligamento de muitas linhas do sistema.

Um modelo baseado em OTS e classificação dinâmica de linha é proposto por [48] para mitigar o problema de congestionamento de rede causado pela conexão de geração eólica. Uma estrutura de *unit commitment* estocástico em dois estágios é proposta para a implementação deste modelo, de forma a maximizar a acomodação da energia eólica. Uma análise abrangente é realizada para determinar o impacto do modelo no custo de operação do sistema, congestionamento da rede e restrição da geração eólica.

A referência [49] apresenta um modelo de despacho econômico dinâmico com OTS para sistemas com energia eólica integrada com objetivo de maximizar o consumo de energia eólica e reduzir os custos operacionais do sistema. Um algoritmo de dimensão descendente de pré-triagem é utilizado para determinar o conjunto de linhas que serão analisadas pelo OTS. O modelo é resolvido em duas etapas: pré-triagem da linha e despacho otimizado.

A maioria das pesquisas na literatura concentram-se apenas no benefício econômico das operações de *Transmission Switching* e não avaliam os impactos do OTS na confiabilidade geral da rede de transmissão. Os autores em [50] visam identificar as soluções de OTS para um sistema com penetração variável de energia renovável e avaliar sua confiabilidade. Foi proposto um novo índice de confiabilidade, chamado Probabilidade de Otimização Eólica e foi observada uma relação indireta entre os vários níveis de penetração de energia renovável e os índices de confiabilidade do sistema de energia.

Um modelo disjuntivo reduzido (*Reduced Disjunctive Model* - RDM) para o Planejamento da Expansão da Transmissão em um sistema de energia com conexão de energia eólica é proposto por [51]. As técnicas de *Unit Commitment* e *Optimal Transmission Switching* são aplicadas simultaneamente para melhorar a capacidade de acomodação da energia eólica. O problema proposto é formulado para determinar o plano de construção de novas linhas, o estado de comutação das linhas e o estado de operação das unidades. O Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE foi usado para ilustrar a viabilidade e a eficácia do modelo proposto.

Devido às incertezas e a intermitência da integração de geração eólica em grande escala, uma maior flexibilidade é exigida do sistema de potência, tanto pelo lado da geração, quanto no lado da rede, o que pode se tornar ainda mais complexo em uma rede de transmissão híbrida com alta tensão em correntes alternada e contínua (HVAC/HVDC). O trabalho [52] mostra como o *Transmission Switching* pode ajudar o HVDC a otimizar a distribuição do Fluxo de Potência e proporcionar maior flexibilidade, enquanto a otimização da potência de transmissão do HVDC e o TS podem reduzir bastante o custo operacional de todo o sistema.

O problema de OTS é amplamente utilizado no setor elétrico com fins preventivos e corretivos. Ele pode ser linearizado em programas lineares inteiros mistos por meio do método *big-M*. Nesses casos, os valores ideais de "M" podem influenciar de forma significativa na eficiência computacional. O modelo proposto em [53] busca reduzir efetivamente o tempo computacional ao encontrar um valor ideal de *big-M* que garante soluções de OTS, mantendo a estabilidade numérica.

## 2.5 FATORES DE DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA

A partir da formulação do FPL é possível estabelecer relações de sensibilidade entre o Fluxo de Potência na rede e as injeções de potência nas barras. Essas relações são chamadas de fatores de distribuição, e [54] apresenta e analisa alguns deles. No entanto, os mais utilizados são o Fator de Distribuição de Transferência de Potência (FDTP) e o Fator de Distribuição de Interrupção de Rede (FDIR). O principal interesse deste trabalho é o FDTP. Esses fatores podem ser determinados usando uma formulação de Fluxo de Potência Não Linear ou Linear. A estratégia não linear seria mais precisa, pois é uma linearização em torno de um determinado ponto de operação do sistema. Os FDTPs calculam as sensibilidades lineares no ponto de operação inicial e são derivados de uma matriz jacobiana de um Fluxo de Potência do ponto de operação. Em [55], os autores propõem um algoritmo capaz de determinar o custo da energia para redes de transmissão por meio de FDTP em corrente alternada (FDTP-AC). A análise do sistema em contingência é feita considerando a formulação não linear do Fluxo de Potência e os fatores de distribuição.

A abordagem linear é considerada menos precisa, uma vez que desconsidera a

potência reativa, as perdas ativas nas linhas e a parte real das impedâncias de linha ( $r_{km} = 0$ ). Em determinadas situações de operação dos sistemas, o tempo computacional da análise CA se torna proibitivo e os resultados obtidos pela análise linear se tornam vantajosos pela grande aproximação dos valores reais e menor esforço computacional [56].

Além disso, o FDTP linear apresenta uma significativa vantagem de depender apenas da topologia do sistema. Este trabalho enfoca a abordagem linear, e [15, 57, 58] apresentam sua formulação. Em [59], o FDTP linear foi comparado ao FDTP incremental para um sistema em um ponto operacional altamente carregado para avaliar a variação dos fatores de distribuição com o carregamento.

Em análises de operação e planejamento, a quantidade de dados a ser analisada pode ser muito grande e o seu manuseio se torna bastante complicado. Em [60], os autores discutem métodos de agregação de redes com base no Fluxo de Potência e em fatores de distribuição de transferência de energia. Levando em conta incertezas na previsão de vento e carga na agregação com FDTP, uma versão modificada do sistema de teste IEEE 30-Barras é utilizada para a validação dos métodos.

Os FDTP podem ser usados em otimizações com restrições de segurança de rede, uma vez que provaram ser um indicador útil para o gerenciamento de congestionamento. Em [61], os autores propõem um processo de equivalência para criar um sistema equivalente no qual os FDTP coincidam com os do sistema original. A referência [56] estudou a precisão dos FDTPs no Sistema Europeu, e [62] mediu os erros do FDTP em redes de pequeno e grande porte. A referência [16] apresenta uma aplicação do FPL em estudos de conexão de geração de energia eólica em um sistema de transmissão com restrição de segurança, considerando os FDTP. Em [63], os autores desenvolveram uma modificação do Fluxo de Potência que utiliza o potencial de recursos energéticos de um Parque Eólico para melhorar o amortecimento da dinâmica eletromecânica de um sistema de potência. Os FDTP são usados para identificar os conjuntos mais relevantes de pontos de ajuste de potência ativa e reativa, para reduzir o espaço de busca.

Os FDTPs também tem sido aplicados em áreas de estudos de mercado de energia. Os autores de [64] propõe um modelo de compensação do mercado de energia em tempo real com restrições de rede aprimoradas, considerando a correção do Fator de Distribuição de Transferência de Potência e a classificação dinâmica de linha. O objetivo é tentar mitigar problemas de segurança na rede causada por possíveis desvios introduzidos pela modelagem do Fluxo de Potência CC e pela classificação conservadora das linhas. A metodologia apresentada em [61] também pode ser aplicada a mercados de energia. Ela poderia ser usada para avaliar o impacto das estratégias de licitação no lucro das empresas de geração, considerando os limites da rede de transmissão e as variações nos preços dos combustíveis.

A crescente inserção de gerações renováveis distribuídas nos sistemas elétricos tem

permitido um papel mais ativo nos mercados de eletricidade para os prossumidores. Em [65], os autores propõem uma metodologia para a otimização das transações de energia *Peer-to-Peer* (P2P), considerando as características operativas da rede. Os Fatores de Distribuição Topológica (FDT) são utilizados para penalizar os pares responsáveis por violações de tensão e congestionamento da rede.

## 2.6 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Devido a sua característica intermitente, altas penetrações de energia eólica podem tornar o problema de Planejamento da Expansão da Transmissão bastante desafiador. Muitas vezes é necessário a construção de novas linhas para se manter o nível de segurança e confiabilidade do sistema em níveis normais e em contingência. Estudos que analisam o problema de planejamento em sistemas com penetração eólica são apresentados na Seção **2.6.1**.

A técnica de *Transmission Switching* pode ser utilizada para aumentar a flexibilidade do problema de planejamento da expansão da capacidade de transmissão e geração de um sistema. O OTS poderia melhorar o desempenho do modelo e reduzir o custo total do planejamento, adiando o investimento das unidades geradoras e linhas de transmissão candidatas. Algumas propostas de incorporação do OTS ao problema do planejamento da expansão são apresentadas na Seção **2.6.2**.

Os estudos da incorporação de OTS no problema de planejamento da expansão podem também ser aplicados à sistemas com conexão de geração eólica. Uma breve revisão desses estudos é apresentada na Seção **2.6.3**.

### 2.6.1 Planejamento da Expansão em Sistemas com Geração Eólica

A conexão de um Parque Eólico em uma área fraca da rede de transmissão pode acarretar limitações na capacidade de transmissão de um sistema de grande porte. Reforços na rede podem ser necessários para aumentar a capacidade do sistema de absorção de geração eólica. O impacto na confiabilidade de um sistema elétrico causado pela integração de energia eólica foi investigado em [66]. Uma análise de custo/mérito da confiabilidade foi feita para todas as alternativas de reforço, a fim de determinar o planejamento ideal que garante a absorção de uma grande quantidade de geração eólica, respeitando as restrições de transmissão. Uma abordagem sequencial da simulação de Monte Carlo foi usada, de forma a facilitar a modelagem de séries temporais de vento.

Uma abordagem probabilística do PET considerando as incertezas de carga e dos geradores eólicos é proposta em [67]. Simulações de Monte Carlo, juntamente com uma análise probabilística analítica do Fluxo de Potência calculam a Função Densidade de Probabilidade (FDP) da saída do gerador eólico. A partir disso, o planejamento ideal é

determinado por uma programação com restrições de probabilidade que inclui a FDP e o Fluxo de Potência probabilístico na sua formulação.

Tratando ainda da abordagem probabilística do PET em sistemas com geração eólica, um novo método multi-objetivo é proposto em [68]. O objetivo é determinar o plano ideal que reduz o impacto da produção eólica nos custos de congestionamento e de risco de um sistema. Uma combinação de simulações de Monte Carlo com o Método de Estimção de Pontos é utilizada para modelar a incerteza de cargas e geradores eólicos. A otimização é realizada por NSGA II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) de múltiplos objetivos. As soluções não dominantes são utilizadas por um método de tomada de decisão *Fuzzy* que determina o plano ideal de expansão.

No método de PET probabilístico proposto em [69], além das incertezas de carga e de energia eólica, são consideradas as taxas de interrupção forçada das linhas de transmissão e um limite superior de redução de carga é definido, a fim de encontrar soluções de transmissão que garantem o critério de segurança  $N-1$  com custo mínimo de investimento. O algoritmo de Decomposição de Benders, em conjunto com simulações de Monte Carlo, é usado para determinar o plano ideal de expansão. Um Fluxo de Potência Linear com perdas é empregado para a representação da rede.

Para aprimorar a análise de condições de contingências, uma nova metodologia de PET em dois estágios é proposta em [70]. O objetivo é minimizar os custos de investimentos e o corte de geração eólica, considerando o critério de segurança  $N-1$ . Cenários de carga e geração são criados através de um método probabilístico baseado em *cluster* para lidar com as incertezas do problema. Um FPO linear é utilizado para incorporar o corte de geração eólica e um Algoritmo Genético inteiro determina o plano ideal de expansão de transmissão.

Um modelo de Planejamento da Expansão da Transmissão Adaptável (PETA) é proposto em [71]. O algoritmo é dividido em duas etapas e utiliza regras de decisão lineares para reformular o modelo PETA como um problema de Programação Linear Inteira Mista, que considera as incertezas de carga e geração eólica futuras.

Um número limitado de dados históricos de vento pode desencadear decisões de expansão da transmissão ineficientes. Uma nova estrutura de geração de cenários orientada a dados é proposta em [72] para resolver o problema de PET. A estrutura consegue gerar cenários de carga e geração eólica que são importantes, mas que muitas vezes passam despercebidos. Uma modelagem de variáveis estocásticas de alta dimensão analisa as dependências interespaiais entre cargas e produção eólica em vários locais.

Em [73], o problema de PET é solucionado por uma estrutura de duas etapas de forma a garantir o atendimento da demanda com níveis de confiabilidade definidos e considerando a restrição da geração eólica durante o horizonte de planejamento.

De forma a avaliar os impactos da energia eólica intermitente no PET, um modelo

probabilístico baseado em cenários foi proposto em [74]. Em [75], o PET estático baseado em cenários é obtido por uma estrutura baseada na metodologia de decomposição de Benders. O processo considera perdas na rede de transmissão, o critério de segurança  $N-1$  e as incertezas da geração eólica. Ambas as referências [74, 75] utilizam o algoritmo *k-means* para agrupar séries históricas reais de vento para representar as incertezas da geração eólica.

### 2.6.2 Planejamento da Expansão com *Transmission Switching*

Em [76], o problema de planejamento da expansão é decomposto em um problema principal e em dois subproblemas. O problema principal utiliza o conjunto de candidatos previamente definido para investimentos adicionais de geração e capacidade de transmissão para encontrar o plano ideal, dado o horizonte de planejamento. Os subproblemas aplicam o OTS para aliviar qualquer violação do fluxo de transmissão e calculam o despacho ótimo das unidades geradoras. As contingências da rede de transmissão também são consideradas nos subproblemas. A abordagem proposta utiliza um critério determinístico para considerar contingências.

A probabilidade de interrupções e seus efeitos nos custos operacionais de um sistema são aspectos muitas vezes negligenciados no problema de planejamento da expansão. Um modelo estocástico de dois estágios que analisa a aleatoriedade nas contingências e seus efeitos no custo operacional é proposto em [77]. O trabalho introduz o conceito de *Transmission Switching* dependente de contingência para garantir o critério de segurança  $N-1$ . Além disso, uma metodologia de solução com uma técnica de filtragem também é proposta para superar a carga computacional.

O perfil de carga de um sistema pode apresentar diferentes padrões sazonais e a configuração ideal da rede pode ser muito diferente para diferentes períodos do horizonte de planejamento. Em [78], os autores propõem a incorporação da Otimização Sazonal de Rede (OSR) no modelo tradicional de planejamento. A OSR otimiza dinamicamente a rede para cada estação de cada época de planejamento. Dois modelos são propostos para investigar os benefícios da otimização do *status* de linhas existentes e de linhas existentes e novas, respectivamente.

Uma nova metodologia para solucionar o problema do Planejamento da Expansão da Transmissão em sistemas de energia elétrica é proposta em [79]. O objetivo é minimizar os custos de operação e investimento, levando em consideração mudanças na topologia através da técnica OTS, critério de segurança  $N-1$  e a máxima capacidade de transferência das linhas. Além disso, a metodologia não permite o racionamento da demanda.

### 2.6.3 Planejamento da Expansão com *Transmission Switching* em Sistemas com Geração Eólica

Para garantir a meta de produção eólica dinamarquesa, o artigo [80] examina a expansão ideal da rede de transmissão, minimizando os custos de investimento e operação do sistema. O método de OTS é utilizado para reduzir os efeitos de congestionamento na rede, permitindo a troca ativa das linhas de transmissão. Na fase de planejamento são considerados investimentos em novas linhas de transmissão de um conjunto candidato e em *switches* avançados que permitem a troca automática e frequente de linhas existentes e novas.

Um modelo não determinístico de planejamento, com uma formulação robusta adaptável min-max-min é apresentado em [81]. O planejamento de expansão da transmissão e armazenamento de energia em um sistema com parques eólicos integrados é feito em conjunto com o OTS. O modelo proposto identifica o plano ideal de expansão da transmissão, além da localização e dimensionamento ideais do sistema de armazenamento, suportando o pior cenário de incertezas de carga e produção eólica.

Um modelo estocástico baseado em cenários para acomodar a incerteza e a variabilidade da energia eólica é apresentado em [82]. O modelo incorpora o planejamento de geração, transmissão e potência reativa. Além disso, o *status* das unidades e o OTS são implementados para promover o consumo de energia eólica, reduzir o congestionamento da rede e obter uma topologia mais flexível. Uma programação cônica de segunda ordem baseada em FPO não linear relaxado é introduzida para que o fluxo reativo e as tensões fossem consideradas no problema.

O problema de planejamento também deve ser capaz de lidar com os problemas de aceleração/desaceleração de unidades térmicas causados pela variabilidade da energia eólica. Em [83] é proposto um novo modelo de planejamento da expansão de geração e transmissão considerando a capacidade de subida positiva e negativa de unidades convencionais e o critério de segurança  $N-1$ . O objetivo é minimizar o custo total, que consiste nos custos de investimento, combustível e de penalidade de redução de energia eólica. Para tornar o planejamento mais flexível são considerados a capacidade de ajuste das unidades e os estados de operação das unidades e linhas de transmissão (método OTS).

## 2.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo reuniu os principais trabalhos relacionados aos temas abordados neste trabalho: (i) Fluxo de Potência Linear; (ii) ótima conexão da geração eólica; (iii) *Optimal Transmission Switching*; (iv) Fatores de Distribuição de Transferência de Potência e (v) Planejamento da Expansão da Transmissão.

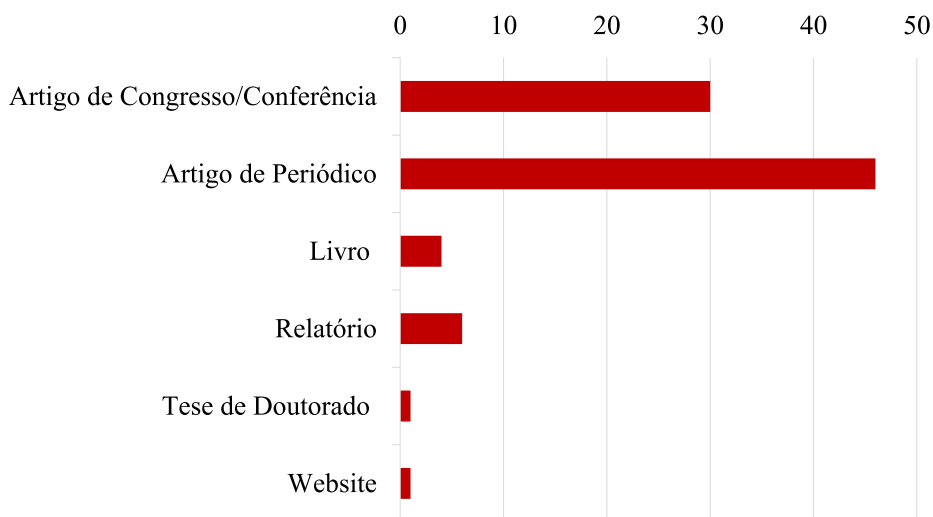
As metodologias e análises propostas em [11], [12], [16] e [39] são muito importantes



e serão a base para o desenvolvimento deste trabalho.

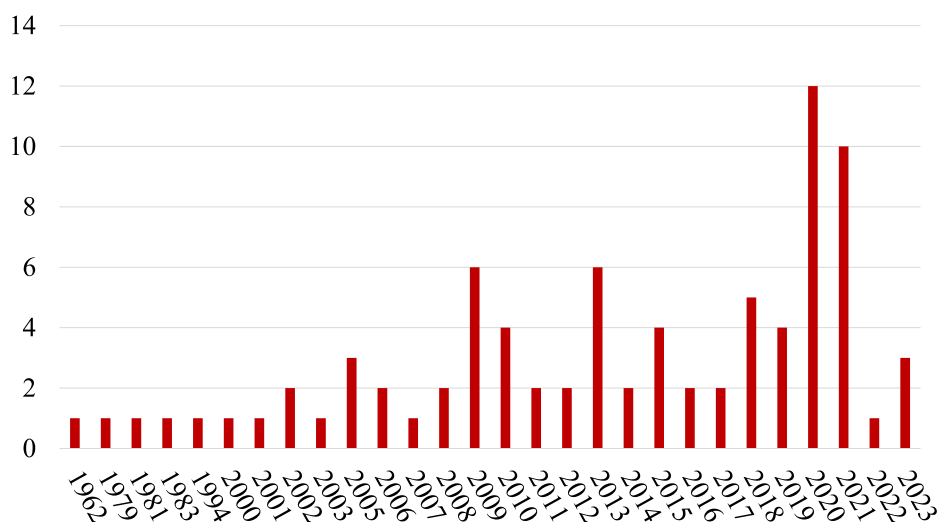
Os gráficos das Figuras 4 e 5 mostram o resumo dos tipos de produções, e seus respectivos anos de publicação, respectivamente, que foram utilizados na revisão bibliográfica deste capítulo e como referência para este trabalho. A Figura 6 apresenta uma nuvem de palavras, representando as palavras-chave mais utilizadas nas referências deste trabalho.

Figura 4 - Contabilização de referências por tipo



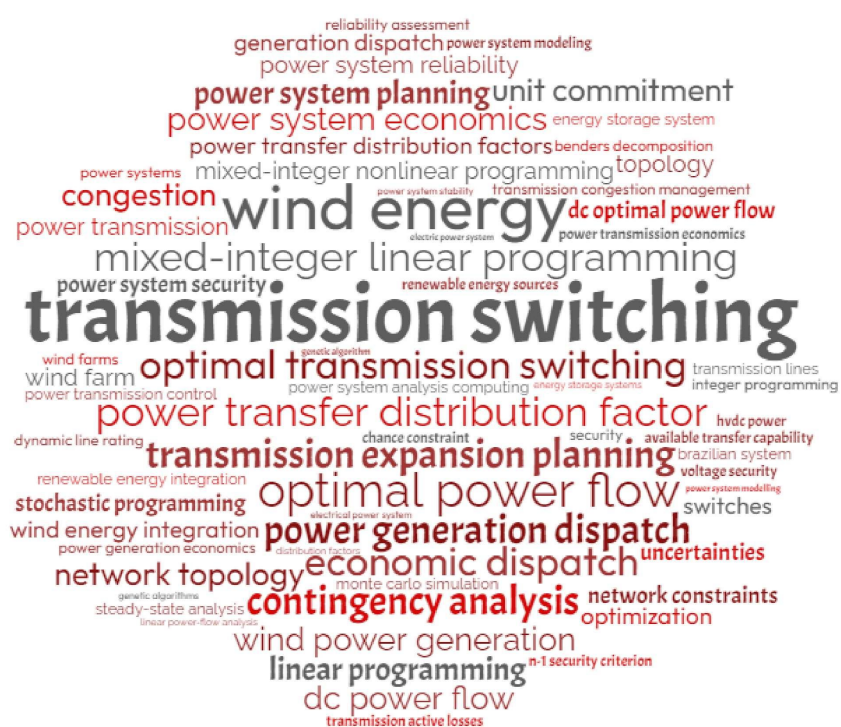
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Figura 5 - Contabilização de referências por ano



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Figura 6 - Contabilização das principais palavras-chave das referências apresentadas



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

### 3 CONEXÃO ÓTIMA DE UM PARQUE EÓLICO *OFFSHORE* CONSIDERANDO *OPTIMAL TRANSMISSION SWITCHING*

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo deste capítulo é apresentar a metodologia desenvolvida de conexão ótima de um Parque Eólico *Offshore*, com maximização da capacidade eólica considerando a técnica de *Optimal Transmission Switching*. Na Seção 3.2 será apresentada a metodologia original de OTS desenvolvida por [11]. A Seção 3.3 apresenta a metodologia de conexão eólica *offshore* desenvolvida por [12] que serviu de base para este estudo. Na Seção 3.4 será apresentada a metodologia proposta para a integração das duas formulações anteriores. A Seção 3.5 trás uma modificação da metodologia proposta de forma a considerar o critério de segurança  $N-1$ .

#### 3.2 *OPTIMAL TRANSMISSION SWITCHING*

Tradicionalmente, a rede de transmissão de um sistema é considerada estática e possui algumas redundâncias para garantir o fornecimento de energia em casos de contingência. No entanto, é possível considerar que alterações na topologia da rede dos sistemas podem melhorar os perfis de tensão ou aumentar a capacidade de intercâmbio de Fluxo de Potência.

Em sistemas regulamentados, existem instruções que permitem o operador alterar o despacho dos geradores para minimizar os custos de operação. De acordo com [11], é reconhecido que alguns operadores informalmente também adotam a técnica de alteração da rede para obter pontos de operação com menores custos.

Em [11] os autores propõe uma metodologia para automatizar esta prática de forma a atender eficientemente a demanda do sistema, otimizando a rede de transmissão além do despacho dos geradores. Essa metodologia também pode apresentar uma solução para o problema da expansão da transmissão, uma vez que o uso mais eficiente da rede pode atender a uma demanda maior de energia.

O problema a ser resolvido é o despacho do sistema de forma mais econômica, alterando-se a rede de transmissão, para atender dada demanda do sistema. A carga é conhecida e as alterações são temporárias. O objetivo não é planejar novas linhas, nem atender aos critérios probabilísticos de longo prazo, mas sim determinar uma topologia ideal da rede dadas condições reais de operação.

A análise de custo de operação feita pela metodologia não requer um sistema de mercado específico, apenas considera que o operador do sistema utiliza uma técnica de Fluxo de Potência Ótimo para determinar seu ponto de operação.

O OTS é formulado como um problema de Programação Linear Inteira Mista com

base no Fluxo de Potência Ótimo Linear. As variáveis inteiras representam o estado de operação das linhas de transmissão. A cada linha é associada uma variável binária  $z_k$  que indica se ela está incluída no sistema (chave da linha de transmissão fechada,  $z_k = 1$ ) ou não (chave da linha de transmissão aberta,  $z_k = 0$ ). Para a solução do problema de PLIM, é utilizada a técnica de solução CPLEX.

A formulação do OTS é dada por:

$$\min \sum_{G_k} C_{gk} P_{gk}$$

s.a

$$\theta_k^{min} \leq \theta_k \leq \theta_k^{max}, \forall k \in K \quad (3.1)$$

$$P_{gk}^{min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{max}, \forall g \in G \quad (3.2)$$

$$P_{km}^{min} z_{km} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max} z_{km}, \forall km \in L \quad (3.3)$$

$$\sum_{G_k} P_{gk} + \sum_{L_k} P_{km} = \sum_{D_k} P_{dk}, \forall k \in K \quad (3.4)$$

$$B_{km} \theta_{km} - P_{km} + (1 - z_{km})M \geq 0, \forall km \in L \quad (3.5)$$

$$B_{km} \theta_{km} - P_{km} - (1 - z_{km})M \leq 0, \forall km \in L \quad (3.6)$$

$$\sum_{L_k} (1 - z_{km}) \leq j, \forall km \in L \quad (3.7)$$

onde o objetivo é o mínimo custo de geração,  $K$  representa o conjunto das barras,  $L$  das linhas,  $G$  dos geradores e  $D$  das cargas.  $G_k$ ,  $L_k$  e  $D_k$  representam os geradores, as linhas e as cargas conectadas à barra  $k$ , respectivamente.  $C_{gk}$  representa o custo de geração do gerador na barra  $k$ ;  $P_{gk}$  a potência ativa gerada na barra  $k$ ;  $B_{km}$  a susceptância da linha  $km$  que conecta as barras  $k$  e  $m$ ;  $\theta_{km}$  a diferença angular de tensão entre as barras  $k$  e  $m$ ;  $P_{dk}$  a carga conectada à barra  $k$ ;  $P_{km}^{max}$  o Fluxo de Potência máximo através da linha  $km$ ;  $\theta_k^{min}$  e  $\theta_k^{max}$  o ângulo mínimo e máximo de tensão da barra  $k$ ;  $P_{gk}^{min}$  e  $P_{gk}^{max}$  a geração mínima e máxima de potência ativa na barra  $k$ , respectivamente;  $j$  é o número máximo de linhas abertas da rede de transmissão.

A restrição (3.1) limita o ângulo de tensão nas barras do sistema. No artigo original que propõe a metodologia OTS foram considerados limites de  $\pm 0,6rad$  ( $\pm 34,38^\circ$ ). A geração ativa é limitada por (3.2). Os limites de fluxo de potência nas linhas estão representados pelas equações (3.3), (3.5) e (3.6). O balanço de potência do sistema está na restrição (3.4). A restrição (3.7) limita a quantidade máxima de linhas do sistema que podem ser alteradas.

Quando uma linha é retirada de operação, o seu Fluxo de Potência deve ser zero. Esse resultado é obtido multiplicando os limites de fluxo de uma linha com possibilidade de desligamento pela variável binária, como mostrado na equação (3.3). Porém, considerando a formulação linear do cálculo do fluxo de potência em uma linha apresentado na equação

(3.8), o fluxo zero em uma linha resulta em uma diferença angular também igual a zero ( $\theta_{km} = 0$ ). Desta forma, o desligamento de uma linha pode impactar no fluxo de outras linhas que compartilhem uma extremidade com ela.

$$B_{km}\theta_{km} - P_{km} = 0 \quad (3.8)$$

Para solucionar este problema, a equação (3.8) é substituída pelas restrições (3.5) e (3.6), onde  $M$  é um número grande, com valor maior ou igual ao de  $B_{km}\theta_{km}$ . Desta forma, quando  $z_{km} = 1$ , o valor de  $M$  não tem efeito e as equações (3.5) e (3.6) se tornam a original (3.8). Porém, quando  $z_{km} = 0$ , o valor de  $M$  garante que ambas as equações sejam satisfeitas, garantindo que o valor de  $\theta_{km}$  seja diferente de zero.

### 3.3 CONEXÃO ÓTIMA DE UM PARQUE EÓLICO *OFFSHORE*

O objetivo principal da metodologia apresentada por [12] é determinar o ponto ótimo de conexão de um PEO em um sistema de potência *onshore* de forma a maximizar a capacidade de geração eólica. A metodologia utiliza um processo de otimização dividido em duas etapas, ambas baseadas no FPNL, e considera a decomposição matemática de Benders para representar as restrições de segurança (critério  $N-1$ ).

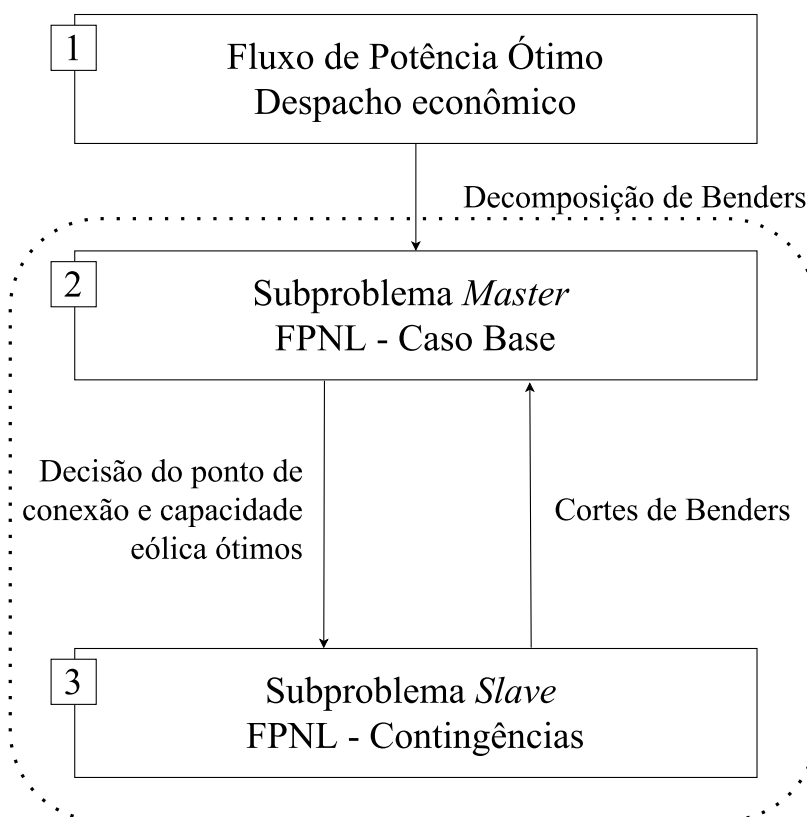
A abordagem não linear é utilizada para garantir uma representação mais realista do problema, uma vez que considera aspectos do problema não contemplados na formulação linear, como o Fluxo de Potência reativa e variações de *tap* nos transformadores. O PEO pode ser conectado ao sistema através de uma lista de linhas candidatas, cada uma com sua respectiva chave de operação.

O método de decomposição de Benders é utilizado para dividir o problema original em dois subproblemas menores, mantendo um fluxo de informações entre eles. Dessa forma, o número de variáveis analisadas simultaneamente é menor, o que pode impactar no esforço computacional para a resolução do problema. Os dois subproblemas são chamados de *Master* e *Slave* (Mestre e Escravo, respectivamente). A Figura 7 apresenta o fluxograma do algoritmo proposto por [12].

Inicialmente é realizado um despacho econômico do sistema, desconsiderando a conexão eólica, para garantir o seu descongestionamento e gerar uma boa solução inicial para os subproblemas (Etapa 1).

O subproblema *Master* (Etapa 2) está relacionado ao caso base de operação do sistema. A formulação é baseada no FPNL e determina o melhor ponto de conexão de um PEO de forma a maximizar a capacidade de geração eólica ao mesmo tempo em que garante uma operação viável para qualquer contingência única. As variáveis da Etapa 2 são o nível de penetração eólica, a capacidade eólica do PEO e o *status* das chaves das linhas candidatas à conexão.

Figura 7 - Fluxograma do algoritmo proposto por [12]



Fonte: Reproduzido de [12] (2020).

O subproblema *Slave* (Etapa 3) está relacionado às contingências do critério de segurança  $N-1$ . Considerando a decisão de conexão da Etapa 2, uma formulação não linear é solucionada para cada contingência individual de forma a verificar a viabilidade de operação do sistema. Caso alguma contingência seja violada, um corte de Benders é gerado e inserido na formulação da Etapa 2.

A conexão e a capacidade eólica ótimas são dadas após um processo iterativo entre os subproblemas *Master* e *Slave*, de forma a garantir a operação do sistema em que todas as contingências sejam atendidas. As formulações matemáticas de cada etapa podem ser encontradas na referência [12].

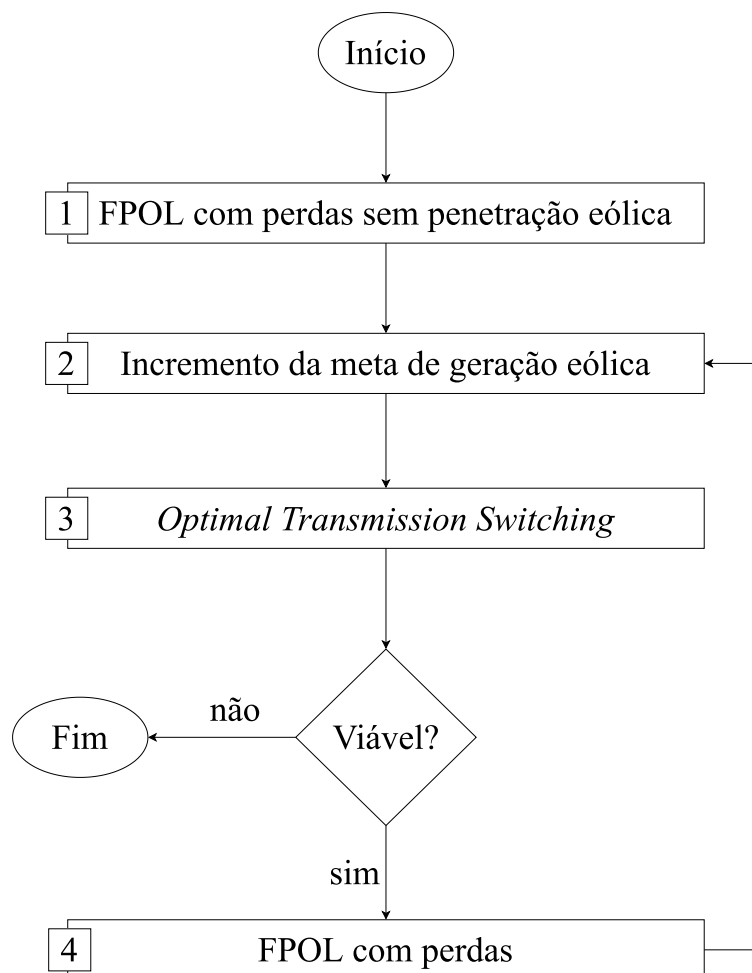
Os dois subproblemas serviram de referência para o desenvolvimento da metodologia apresentada a seguir. O subproblema *Master* se relaciona com a técnica OTS e determina o ponto ótimo de conexão eólica. O subproblema *Slave* se relaciona com o processo de análise e prevenção de contingências.

### 3.4 CONEXÃO ÓTIMA DE UM PEO CONSIDERANDO OTS

A metodologia apresentada nesta seção se baseia na metodologia de [12], mas propõe uma formulação completamente linear do problema de conexão eólica ótima, considerando que a técnica OTS é fundamentada no FPOL.

Conforme especificado anteriormente, este trabalho considera uma conexão de geração eólica firme, o que significa que não se observa cortes na geração devido a violações operacionais do sistema. Portanto, é necessário um estudo de viabilidade para verificar se a conexão de energia eólica causará algum congestionamento na rede de transmissão.

Figura 8 - Fluxograma do algoritmo proposto utilizando OTS



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Para isso, considere o sistema *onshore* inicialmente sem violações e que a conexão da geração eólica deve preservar essa condição. A penetração de energia eólica é então inicializada com uma meta baixa, e o problema de otimização avaliará a viabilidade.

Enquanto o problema for viável, a penetração eólica será aumentada em pequenos passos discretos até o sistema atingir uma violação.

O fluxograma da Figura 8 mostra a metodologia proposta. O algoritmo foi desenvolvido em Python 3, usando a plataforma Anaconda e a IDE Spyder. Também foi utilizado pacote de software gratuito para otimização convexa CVXOPT e o *solver* de programação linear GLPK (método CPLEX).

Na Etapa 1, um Fluxo de Potência Ótimo Linearizado, apresentado por [21], testa a viabilidade do sistema para o caso base, sem penetração de geração eólica. O FPOL determina o nível de geração convencional e despachável no sistema, visando minimizar a geração de potência ativa do sistema. Em seguida, uma meta inicial de penetração eólica é definida na Etapa 2.

Os resultados de geração e perdas da Etapa 1 são usados como dados de entrada para o modelo OTS na Etapa 3, exceto a geração da barra de referência do sistema, que é considerada uma variável de decisão. Nessa etapa, apenas as linhas candidatas à conexão serão analisadas, ou seja, não haverá alteração nas conexões de rede originais do sistema. O OTS tem como objetivo determinar a linha de conexão ideal para o PEO garantindo o menor custo de investimento e a máxima utilização da energia eólica, considerando o nível atual de penetração.

Se a solução for viável, é feita uma avaliação na Etapa 4 para verificar o novo ponto de operação do sistema, dada a linha de transmissão selecionada pelo OTS. O FPOL avaliará o novo despacho de geradores convencionais com base na topologia do novo sistema.

A meta de penetração eólica é acrescida de um pequeno passo e o processo é repetido até a Etapa 3 se tornar inviável. Nesse ponto, o último valor de penetração eólica é considerado o máximo admissível pelo sistema, e o ponto de conexão é ideal para o PEO.

A seguir, cada etapa da metodologia será discutida em detalhes.

### 3.4.1 Fluxo de Potência Ótimo com Perdas e sem Penetração Eólica (Etapa 1)

Para realizar as análises de *Transmission Switching*, é necessário ter informações sobre o despacho dos geradores convencionais e as perdas de fluxo ativo na linha. Portanto, esta primeira etapa visa garantir a viabilidade da operação do sistema no caso base e fornecer dados de inicialização para a etapa seguinte.

O FPOL é modelado como um programa linear, cujo objetivo é minimizar o custo de geração e as variáveis de decisão são o despacho dos geradores e os ângulos das barras. A formulação é dada por:



$$\begin{aligned} \min \sum_G C_{gk} P_{gk} \\ \text{s.a.} \end{aligned}$$

$$\sum_{G_k} P_{gk} + \sum_{L_k} B_{km} \theta_{km} = \sum_{D_k} P_{dk} \quad , \forall k \in K, km \in L \quad (3.9)$$

$$B_{km} \theta_{km} \leq P_{km}^{max} \quad , \forall km \in L \quad (3.10)$$

$$- B_{km} \theta_{km} \leq P_{km}^{max} \quad , \forall km \in L \quad (3.11)$$

$$\theta_k^{min} \leq \theta_k \leq \theta_k^{max} \quad , \forall k \in K \quad (3.12)$$

$$P_{gk}^{min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{max} \quad , \forall g \in G \quad (3.13)$$

As perdas ativas no sistema de transmissão são incluídas no FPOL de acordo com a metodologia introduzida por [84]. Uma abordagem iterativa é usada onde linearizações sucessivas são feitas para aproximar as perdas quadráticas. Os ângulos de fase das tensões nas barras determinados pelo Fluxo de Potência Linear (3.9)-(3.13) são utilizados para computar os valores de perdas nas linhas do sistema como apresentado em (3.14).

$$P_{perdas_{km}} = g_{km} (\theta_{km})^2 \quad , \forall km \in L \quad (3.14)$$

onde  $P_{perdas_{km}}$  é a perda do ramo  $km$  e  $g_{km}$  é a condutância do ramo  $km$ .

Para a primeira iteração os valores das perdas nas linhas são comparados com uma estimativa inicial, posteriormente a comparação é feita entre iterações consecutivas. Caso a diferença dos valores de perda seja superior a uma tolerância preestabelecida uma restrição é adicionada ao FPL (3.9)-(3.13). A cada iteração, uma nova aproximação tangente à curva de perdas quadráticas é calculada para as linhas do sistema, e os cortes adicionados ao problema FPOL são formulados como:

$$P_{perdas_{km}} - 2g_{km}(\theta_{km}^{h-1})(\theta_{km}^h) \geq -g_{km}(\theta_{km}^{h-1})^2 \quad , \forall km \in L \quad (3.15)$$

onde  $\theta_{km}^{h-1}$  indica o valor de  $\theta_{km}$  obtido na iteração anterior, e  $\theta_{km}^h$  indica o valor a ser obtido na iteração atual. As perdas agora são consideradas variáveis do problema e também precisam ser incluídas no balanço de potência do sistema. As perdas são divididas igualmente entre as barras terminais da linha. Portanto, a nova formulação de (3.9) é dada por:

$$\sum_{G_k} P_{gk} + \sum_{L_k} B_{km} \theta_{km} = \sum_{D_k} P_{dk} + \sum_{L_k} P_{perdas_{km}}/2 \quad , \forall k \in K, km \in L \quad (3.16)$$

O ponto operativo encontrado nesta etapa será utilizado como ponto de partida para o *Optimal Transmission Switching* na Etapa 3. As perdas ativas nas linhas e o nível

de geração em todas as barras, exceto a de referência, são fixados nos valores encontrados nesta etapa. Apenas a geração da barra de referência será considerada como variável do problema de otimização, de forma a fechar o balanço de potência após a inserção da geração eólica no sistema.

### 3.4.2 Incremento da Meta de Penetração Eólica (Etapa 2)

Após a verificação da viabilidade na Etapa 1, a geração eólica é inserida no problema. A meta de penetração da energia eólica,  $\delta$ , é definida como uma porcentagem da carga total do sistema. Inicialmente é adotado um valor pequeno de 1% e então a meta é acrescida em pequenos passos discretos de  $\Delta\delta = 1\%$  até que o processo seja inviável. Em seguida, o passo é reduzido para  $\Delta\delta = 0,1\%$  para encontrar o nível máximo de penetração. Portanto, a conexão ideal do PEO e a capacidade máxima de energia eólica firme são os resultados do último nível de penetração possível.

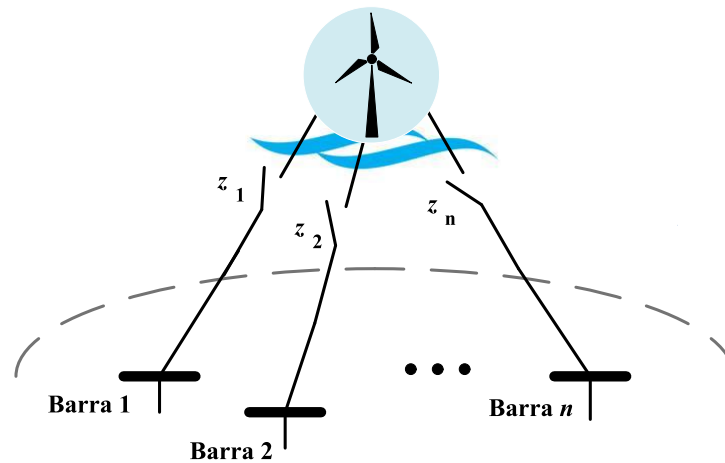
### 3.4.3 *Optimal Transmission Switching* (Etapa 3)

Na abordagem proposta, o OTS é modelado como um problema de PLIM e é usado para determinar o ponto de conexão do Parque Eólico *Offshore* que torna possível o nível de penetração da energia eólica com o menor custo de investimento para a linha de conexão. Para isso, algumas modificações são feitas no método OTS desenvolvido por [11] e apresentado anteriormente na Seção 3.2.

Neste estudo, apenas as linhas candidatas que poderiam conectar o Parque Eólico ao sistema tem possibilidade de alteração e o sistema original permanece intacto. O OTS visa escolher entre algumas linhas candidatas geograficamente próximas umas das outras dentro de uma determinada região, conectadas ou não por uma possibilidade  $n$  de chaves  $z_n$ . A Figura 9 ilustra essa situação. A nova formulação é dada por:

$$\begin{aligned} & \min \sum C_{km} z_{km} \\ & \text{s.a.} \\ & \theta_k^{min} \leq \theta_k \leq \theta_k^{max}, \forall k \in K \quad (3.17) \\ & P_{gk}^{min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{max}, \forall g \in K_{ref} \quad (3.18) \\ & 0 \leq C_k \lambda_k \leq P_{PEO}^{max}, \forall k \in K_{PEO} \quad (3.19) \\ & P_{km}^{min} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max}, \forall km \in L \quad (3.20) \\ & P_{km}^{min} z_{km} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max} z_{km}, \forall km \in L_{PEO} \quad (3.21) \\ & -C_k \lambda_k + \sum_{L_k} P_{km} = -\sum_{D_k} P_{dk} - \sum_{L_k} P_{perdas_{km}/2}, \forall k \in K_{PEO}, km \in L \quad (3.22) \\ & -\sum_{G_k} P_{gk} + \sum_{L_k} P_{km} = -\sum_{D_k} P_{dk} - \sum_{L_k} P_{perdas_{km}/2}, \forall k \in K_{ref}, km \in L \quad (3.23) \\ & \sum_{L_k} P_{km} = \sum_{G_k} P_{gk} - \sum_{D_k} P_{dk} - \sum_{L_k} P_{perdas_{km}/2}, \forall k \in K, km \in L \quad (3.24) \\ & B_{km} \theta_{km} - P_{km} = 0, \forall km \in L \quad (3.25) \\ & B_{km} \theta_{km} - P_{km} + (1 - z_{km}) M \geq 0, \forall km \in L_{PEO} \quad (3.26) \\ & B_{km} \theta_{km} - P_{km} - (1 - z_{km}) M \leq 0, \forall km \in L_{PEO} \quad (3.27) \\ & \sum_m (1 - z_{km}) = j, \forall km \in L_{PEO} \quad (3.28) \\ & C_k \lambda_k = D_{tot} \delta, \forall k \in K_{PEO} \quad (3.29) \end{aligned}$$

Figura 9 - Esquema da metodologia proposta utilizando OTS



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

onde  $K_{PEO}$  representa a barra de conexão do PEO,  $K_{ref}$  a barra de referência do sistema e  $L_{PEO}$  o conjunto de linhas candidatas à conexão;  $C_k$  e  $\lambda_k$  representam a

capacidade e o fator de capacidade do PEO, respectivamente;  $P_{PEO}^{max}$  o máximo de energia eólica gerada pelo PEO;  $j$  é o número de linhas candidatas abertas, ou seja, o número de linhas candidatas possíveis menos uma (linha de conexão);  $D_{tot}$  é a demanda total do sistema e  $c_{km}$  é o custo de investimento para a linha candidata entre as barras  $k$  e  $m$ .

O custo total de investimento para a linha de conexão eólica é minimizado, sujeito às restrições operacionais do sistema e às leis de Kirchhoff. Os limites para as restrições de ângulo de tensão nas barras (3.17) são  $\pm\pi$ . As equações (3.18) e (3.19) representam os limites inferior e superior de geração para geradores convencionais e Parque Eólico, respectivamente.

Os limites para os elementos de transmissão são apresentados nas equações (3.20) e (3.21), em que a última está associado às linhas candidatas para conectar o PEO ao sistema.  $z_{km}$  é a variável binária que representa se a linha  $km$  está incluída no sistema ( $z_{km} = 1$ , a chave nessa linha está fechada) ou não ( $z_{km} = 0$ , a chave está aberta). As capacidades da linha em (3.21) são multiplicadas por  $z_{km}$ , portanto, sua  $P_{km}$  é zero quando a linha não é escolhida para conectar o PEO ao sistema.

As equações (3.22), (3.23) e (3.24) descrevem a restrição de balanço de potência para cada barra; (3.22) está associada à barra de conexão do PEO, (3.23) à barra de referência e (3.24) às outras barras do sistema. Como mencionado anteriormente, nesta etapa apenas a geração ativa na barra de referência é considerada como variável do problema. Os valores de perdas ativas nas linhas e da geração das demais barras do sistema são fixadas nos valores encontrados na Etapa 1.

As leis de Kirchhoff são incorporadas nas restrições (3.25), (3.26) e (3.27). Quando uma linha está aberta, não há energia fluindo através dela, mas a formulação (3.25) pode limitar o fluxo de energia a zero em todas as linhas que compartilham o terminal com ela. As equações (3.26) e (3.27) são uma modificação de (3.25) para contornar essa situação e são aplicadas apenas às linhas candidatas.  $M$  é um número grande, maior ou igual a  $B_{km}\theta_{km}$ . Quando  $z_{km} = 1$ , o valor de  $M$  não importa e as equações (3.26) e (3.27) se tornam a original (3.25). Quando  $z_{km} = 0$ , o valor de  $M$  garante que ambas as equações sejam satisfeitas, independentemente da diferença de ângulo.

A restrição (3.28) determina o número de linhas candidatas que serão ligadas ao sistema (neste caso, apenas uma). A restrição (3.29) garante que a capacidade de geração eólica será suficiente para atender ao nível de penetração em estudo. A saída do modelo OTS (3.17) - (3.29) é a linha que conecta melhor o PEO ao sistema, considerando a meta de geração da energia eólica. O resultado garante que essa meta seja alcançada e nenhuma linha seja sobrecarregada.

### 3.4.4 Fluxo de Potência Ótimo com Perdas (Etapa 4)

Esta etapa segue a mesma formulação do FPOL descrita na Etapa 1. A única diferença é que agora a penetração eólica é considerada como resultado da Etapa 3. Para considerar a energia eólica no sistema, a equação do balanço de potência (3.9) é modificada na barra à qual o Parque Eólico está conectado, onde a geração eólica será descontada diretamente da carga da barra. A nova formulação é dada por:

$$\sum_{G_k} P_{gk} + \sum_{L_k} B_{km} \theta_{km} = \sum_{D_k} P_{dk} + \sum_{L_k} P_{perdas_{km}}/2 - C_k \lambda_k \quad , \forall k \in K, km \in L \quad (3.30)$$

## 3.5 CONEXÃO ÓTIMA DE UM PEO CONSIDERANDO OTS E CRITÉRIO DE SEGURANÇA N-1

De forma a incluir a análise do critério de segurança N-1 na solução do problema de conexão eólica ótima, a metodologia apresentada na Seção 3.4 precisa de algumas modificações. O fluxograma da Figura 10 apresenta essas modificações. Novamente o algoritmo foi desenvolvido em Python 3, usando a plataforma Anaconda e a IDE Spyder. Também foi utilizado pacote de software gratuito para otimização convexa CVXOPT e o *solver* de programação linear GLPK (método CPLEX).

As Etapas 1, 2 e 3 são as mesmas apresentadas nas Seções **3.4.1**, **3.4.2** e **3.4.3**, respectivamente. Na nova Etapa 4 a nova configuração do sistema, determinada pelo modelo OTS, será avaliada para o critério de segurança N-1, considerando contingências de linha. Caso haja alguma violação dos limites de transferências de potência em alguma contingência no sistema, restrições de segurança deverão ser adicionadas ao modelo OTS (Etapa 5). As etapas adicionais são apresentadas com mais detalhes a seguir.

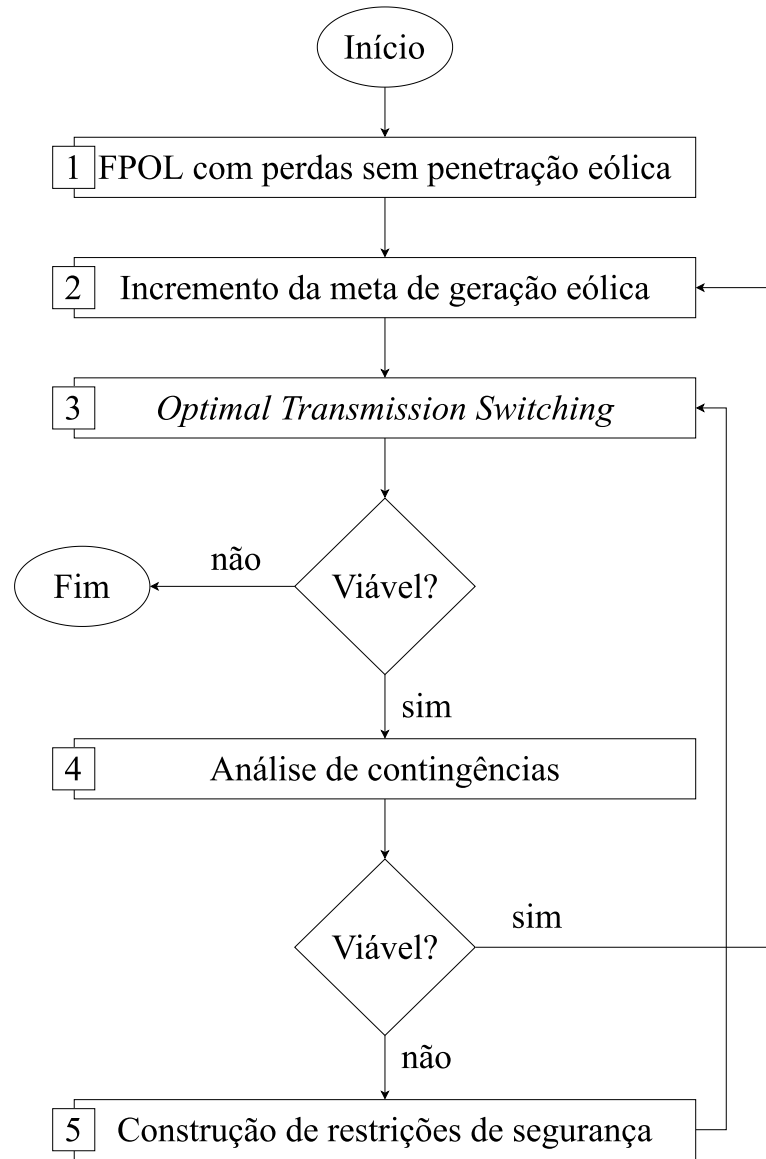
O problema se encerra quando um dado nível de penetração eólica não é viável para nenhuma das opções candidatas antes da análise de contingências, ou porque todas as conexões disponíveis causam algum tipo de violação na rede de transmissão quando o sistema entra em contingência.

### 3.5.1 Análise de Contingências (Etapa 4)

O modelo OTS da Etapa 3 determina a melhor linha para a conexão do PEO e a nova configuração é submetida à análise de contingências, seguindo o critério de segurança N-1. Neste estudo serão consideradas apenas contingências de linhas de transmissão. Para isso serão utilizados os Fatores de Distribuição para Interrupção da Rede. Esses fatores representam a variação do Fluxo de Potência em uma linha do sistema causado pela variação na reatância de outra linha. Os FDIR são representados por  $\phi$  e são calculados como:

$$\phi_{km,rs} = -\frac{x_{rs}[X_{kr} - X_{ks} - X_{mr} + X_{ms}]}{x_{km}[\Delta x_{rs} + X_{rr} - X_{rs} - X_{sr} + X_{ss}]} \quad , \forall km, rs \in L \quad (3.31)$$

Figura 10 - Fluxograma do algoritmo proposto utilizando OTS considerando critério  $N-1$



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

onde  $rs$  representa a linha em contingência e  $km$  a linha onde o impacto da contingência está sendo analisado. Além disso,  $x_{rs}$  é a reatância da linha de transmissão  $rs$  e  $X = B'^{-1}$ , ou seja, é o inverso da matriz de admitância nodal. O novo fluxo na linha  $km$  é dado por:

$$P_{km} = P_{km}^{OTS} + \phi_{km,rs} \frac{(\theta_r^{OTS} - \theta_s^{OTS})}{x_{rs}}, \forall km, rs \in L \quad (3.32)$$

onde  $P_{km}^{OTS}$  é o fluxo na linha  $km$  e  $\theta_r^{OTS}$  e  $\theta_s^{OTS}$  são os ângulos de fase de tensão para as barras  $r$  e  $s$ , respectivamente, obtidos pelo modelo OTS na Etapa 3.

Os novos fluxos nas linhas do sistema são comparados com os seus respectivos limites de transmissão. Caso nenhuma violação de fluxo ocorra, o algoritmo retorna à Etapa 2, e um novo índice de penetração será analisado. Caso algum fluxo exceda o limite em dada contingência, restrições de segurança serão adicionadas ao problema na próxima etapa.

### 3.5.2 Construção de restrições de segurança (Etapa 5)

Para garantir que a conexão da geração eólica não viole os limites de transmissão do sistema, até mesmo em situações de contingência, restrições de segurança são adicionadas ao modelo OTS. Usualmente os limites de linha em pós contingência são maiores do que os limites normais no sistema e, portanto, as restrições de segurança consideram um fator multiplicativo ( $\eta$ ) nos limites das linhas. Portanto, as restrições adicionadas ao problema são dadas por:

$$-\eta P_{km}^{max} \leq P_{km}^C \leq \eta P_{km}^{max}, \forall km \in L \quad (3.33)$$

onde  $P_{km}^C$  é o fluxo na linha  $km$  pós contingência. Considerando uma contingência na linha  $rs$ , os fluxos pós contingências são calculados como:

$$P_{km}^C = \frac{(\theta_k - \theta_m)}{x_{km}} + \phi_{km,rs} \frac{(\theta_r - \theta_s)}{x_{rs}}, \forall km, rs \in L \quad (3.34)$$

Adicionar as restrições (3.33) para todos os possíveis casos de contingência criaria um problema computacional bem grande e custoso. De forma a limitar a quantidade de restrições, apenas os casos de violação encontrados na Etapa 4 são adicionados ao problema. Uma vez adicionada, a restrição de segurança permanece na formulação do OTS para os níveis de penetração seguintes, até que o sistema não tenha mais capacidade de absorver a penetração da geração eólica sem violações de fluxo de potência ativa em suas linhas. Com isso, a formulação completa do modelo OTS (Etapa 3), com a inclusão da restrição (3.48), é dada por:

$$\min \sum C_{km} z_{km}$$

s.a

$$\theta_k^{min} \leq \theta_k \leq \theta_k^{max}, \forall k \in K \quad (3.35)$$

$$P_{gk}^{min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{max}, \forall g \in K_{ref} \quad (3.36)$$

$$0 \leq C_k \lambda_k \leq P_{PEO}^{max}, \forall k \in K_{PEO} \quad (3.37)$$

$$P_{km}^{min} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max}, \forall km \in L \quad (3.38)$$

$$P_{km}^{min} z_{km} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max} z_{km}, \forall km \in L_{PEO} \quad (3.39)$$

$$-C_k \lambda_k + \sum_{L_k} P_{km} = -\sum_{D_k} P_{dk} - \sum_{L_k} P_{perdas_{km}/2}, \forall k \in K_{PEO}, km \in L \quad (3.40)$$

$$-\sum_{G_k} P_{gk} + \sum_{L_k} P_{km} = -\sum_{D_k} P_{dk} - \sum_{L_k} P_{perdas_{km}/2}, \forall k \in K_{ref}, km \in L \quad (3.41)$$

$$\sum_{L_k} P_{km} = \sum_{G_k} P_{gk} - \sum_{D_k} P_{dk} - \sum_{L_k} P_{perdas_{km}/2}, \forall k \in K, km \in L \quad (3.42)$$

$$B_{km} \theta_{km} - P_{km} = 0, \forall km \in L \quad (3.43)$$

$$B_{km} \theta_{km} - P_{km} + (1 - z_{km})M \geq 0, \forall km \in L_{PEO} \quad (3.44)$$

$$B_{km} \theta_{km} - P_{km} - (1 - z_{km})M \leq 0, \forall km \in L_{PEO} \quad (3.45)$$

$$\sum_m (1 - z_{km}) = j, \forall km \in L_{PEO} \quad (3.46)$$

$$C_k \lambda_k = D_{tot} \delta, \forall k \in K_{PEO} \quad (3.47)$$

$$-\eta P_{km}^{max} \leq \frac{(\theta_k - \theta_m)}{x_{km}} + \phi_{km,rs} \frac{(\theta_r - \theta_s)}{x_{rs}} \leq \eta P_{km}^{max}, \forall km, rs \in L \quad (3.48)$$

### 3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve por objetivo apresentar a metodologia desenvolvida de conexão ótima de um Parque Eólico *Offshore* considerando *Optimal Transmission Switching*, com maximização da capacidade eólica e minimização do custo de investimento. Para tanto, foram apresentadas inicialmente a metodologia de OTS desenvolvida por [11] e a metodologia de conexão eólica *offshore* desenvolvida por [12] que serviram de base para este estudo. Em seguida foi apresentada a metodologia proposta que integra as duas formulações anteriores. Por fim, a metodologia proposta foi modificada de forma a considerar o critério de segurança *N-1*.



## 4 UMA NOVA ABORDAGEM DO FATOR DE DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA LINEAR

### 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo serão discutidos o Fluxo de Potência Linear e o Fator de Distribuição de Transferência de Potência. Inicialmente é apresentada na Seção 4.2 uma breve revisão da formulação original do FPL e na Seção 4.3 a formulação alternativa utilizada neste trabalho. Em seguida, a formulação original dos FDTP é discutida e a nova abordagem é apresentada na Seção 4.4. Nesta última seção um sistema exemplo tutorial 3-Barras é utilizado para demonstrar a validade da nova abordagem.

### 4.2 FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR

Quando um sistema opera em regime permanente pode-se dizer que a relação entre a potência ativa e as aberturas angulares é do mesmo tipo da existente entre a corrente e a queda de tensão em um circuito CC. Desta forma, é possível considerar algumas simplificações em relação à modelagem do problema de fluxo de potência, garantindo um menor custo computacional e uma precisão aceitável em muitas aplicações. Esta formulação é chamada de Fluxo de Potência Linear ou Linearizado e apresenta melhores resultados quanto maior o nível de tensão em análise [85].

O modelo de FPL não considera os valores de potência reativa e magnitudes de tensões nas barras. Considera-se também que os transformadores de *tap* variáveis operam em sua posição nominal e não são contemplados na formulação. A primeira simplificação da modelagem linear é a não representação de perdas ativas nas linhas, ou seja, a resistência série da linha é nula. Considerando o fluxo de potência ativa em uma linha, tem-se, portanto:

$$P_{km} = -P_{mk} = -V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (4.1)$$

onde  $P_{km}$  indica o fluxo ativo entre as barras  $k$  e  $m$ ;  $P_{mk}$  indica o fluxo inverso de  $m$  para  $k$ ;  $b_{km}$  a susceptância da linha  $km$  e  $\theta_{km}$  a diferença angular entre as barras  $k$  e  $m$ .

Além disso, os módulos de tensão são considerados iguais a 1,0 p.u., a diferença entre os ângulos de tensão de duas barras conectadas é considerada pequena, de forma que  $\text{sen}(\theta_{km}) \approx \theta_{km}$ . Como a resistência da linha é nula ( $r_{km} = 0$ ), pode-se simplificar o cálculo de  $b_{km}$  como:

$$b_{km} \approx -\frac{1}{x_{km}} \quad (4.2)$$

onde  $x_{km}$  é a reatância da linha  $km$ . O fluxo de potência ativa em uma linha pode

ser resumido na equação 4.3

$$P_{km} = x_{km}^{-1} \theta_{km} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (4.3)$$

A equação 4.3 pode ser descrita de forma matricial como mostrado em (4.4).

$$\mathbf{P} = \mathbf{B}'\boldsymbol{\theta}, \quad (4.4)$$

onde  $\mathbf{P}$  é o vetor de injeções de potência ativa,  $\boldsymbol{\theta}$  é o vetor de ângulos de tensão e  $\mathbf{B}'$  é a matriz de admitância nodal, cujos elementos são calculados como:

$$B'_{km} = -x_{km}^{-1} \quad (4.5)$$

$$B'_{kk} = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \quad (4.6)$$

A matriz de admitância nodal  $\mathbf{B}'$  é singular, pois a soma da potência injetada em qualquer barra é nula, uma vez que as perdas ativas são desconsideradas. Para resolver esta situação, a linha e a coluna são retiradas do sistema de equações (4.4) na posição de uma barra que será chamada de barra de referência. Esta barra terá ângulo de tensão zero ( $\theta_k = 0$ ) e assim a dimensão da matriz  $\mathbf{B}'$  será de  $(nbarras-1) \times (nbarras-1)$ , onde  $nbarras$  é o número de barras do sistema.

### 4.3 FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR - FORMULAÇÃO ALTERNATIVA

Esta seção apresenta uma formulação alternativa do fluxo de potência linear, com os valores de geração e carga considerados de forma explícita.

Para que as gerações de potência ativa sejam consideradas como variáveis do problema, as injeções de potência ativa nas barras serão substituídas pela diferença entre suas respectivas gerações e cargas. Desta forma, o sistema linear apresentado em (4.4) pode ser reorganizado e expresso por (4.7).

$$\mathbf{P}_G - \mathbf{P}_L = \mathbf{B}'\boldsymbol{\theta}, \quad (4.7)$$

onde  $\mathbf{P}_G$  é o vetor de geração ativo e  $\mathbf{P}_L$  é o vetor de carga.

O sistema linear apresentado em (4.7) pode ser reorganizado e expresso pela forma matricial (4.8).

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{P}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}a' & \mathbf{B}b' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{P}_G \end{bmatrix}, \quad (4.8)$$

onde  $\mathbf{B}a'$  é a matriz de admitância nodal  $\mathbf{B}'$ , porém contabiliza todas as barras do sistema e  $\mathbf{B}b'$  indica a localização dos geradores. A dimensão da matriz  $\mathbf{B}a'$  é  $nbarras \times nbarras$ , e  $\mathbf{B}b'$  é  $nbarras \times nger$ , considerando  $nbarras$  e  $nger$  o número de barras e geradores do sistema, respectivamente. Na formulação original do FPL, a matriz  $\mathbf{B}'$  tem dimensão

$(nbarras-1) \times (nbarras-1)$ , porém todas as barras são consideradas para a matriz  $Ba'$ , uma vez que esta nova formulação extingue a singularidade inicial.

De acordo com essa formulação, o desbalanço de potência ativa do sistema é absorvido por sua barra de referência, o que não atende às condições reais de operação. Para que o problema tenha um resultado mais condizente com a realidade, os fatores de participação dos geradores do sistema são incluídos na formulação pela equação (4.9).

$$P_{G_{(ng-1)}} - \rho_{(ng-1)ng} P_{G_{ng}} = 0 \quad (4.9)$$

O parâmetro  $\rho_{(ng-1)ng}$  em (4.9) representa a relação do fator de participação entre dois geradores subsequentes, e eles são determinados a partir dos fatores de participação individuais de cada máquina. Esses fatores de participação geralmente são baseados na capacidade máxima dos geradores, conforme mostrado em (4.10).

$$\rho_{(ng-1)ng} = \frac{\rho_{(ng-1)}}{\rho_{ng}} = \frac{P_{G_{(ng-1)}}^{max}}{P_{G_{ng}}^{max}} \quad (4.10)$$

Finalmente, uma última restrição deve ser incluída para garantir que o sistema de equações seja possível e determinado, ou seja, que o número de equações seja igual ao de variáveis no sistema linear. Esta restrição indicará a barra de referência do sistema e representará a sua referência angular. Considere a equação de balanço de potência em uma barra qualquer do sistema:

$$P_{Gk} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{\theta_{km}}{x_{km}} - P_{Lk} = 0, \quad (4.11)$$

onde  $\Omega_k$  é o conjunto de todas as barras conectadas à barra  $k$ . Considerando a barra  $k$  como a referência angular do sistema, seu ângulo de tensão deverá ser zero ( $\theta_k = 0$ ), o que resume o valor da diferença angular entre as barras a apenas ângulo de  $\theta_m$ . Além disso, para garantir que toda a geração esteja escoando pelas linhas conectada à barra, deve-se considerar como referência uma barra do sistema que não possua carga conectada à ela.

Considerando essas simplificações, (4.12) é adicionada ao sistema de equações para garantir a viabilidade da solução e a referência angular do sistema.

$$P_{Gk} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{\theta_m}{x_{km}} = 0, \quad (4.12)$$

Assim, o Fluxo de Potência Linear pode ser expresso em forma matricial, conforme mostrado em (4.13).

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{P}_L \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Ba' & | & Bb' \\ Bc' & | & Bd' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{P}_G \end{bmatrix}, \quad (4.13)$$

onde  $Bc'$  e  $Bd'$  representam as relações estabelecidas por (4.9) e (4.12). A matriz  $Bc'$  tem dimensões  $(ng_{er}) \times (nbarras)$  e a matriz  $Bd'$   $(ng_{er}) \times (ng_{er})$ .

#### 4.4 FATORES DE DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA

Fatores de Distribuição representam relações de sensibilidade entre variáveis de rede como, por exemplo, transferência de energia e queda de linha. O foco principal para o desenvolvimento da metodologia proposta é o Fator de Distribuição de Transferência de Potência, que analisa o impacto causado no fluxo de uma linha da rede devido à variação da injeção de potência ativa em uma das barras do sistema.

##### 4.4.1 Formulação Original

A matriz  $\alpha$  é uma matriz de sensibilidade calculada a partir do modelo de Fluxo de Potência Linearizado, em que a barra de referência compensa toda a variação na injeção de potência ativa do sistema e os demais geradores permanecem fixos [20]. O impacto que uma mudança de geração/carga na barra  $k$  causa no Fluxo de Potência na linha  $j$  é designado por  $\alpha_{kj}$ , mostrado em (4.14).

$$\alpha_{jk} = \frac{X_{jk}^{de} - X_{jk}^{para}}{x_j}, \quad (4.14)$$

onde  $x_j$  é a reatância da linha de transmissão  $j$  e  $X = B'^{-1}$ , ou seja, é o inverso da matriz de admitância nodal. Além disso,  $X_{jk}^{de}$  e  $X_{jk}^{para}$  são os valores de  $X$  para as barras *de* e *para* da linha  $j$ , respectivamente.

Na matriz  $\alpha$ , não há coluna correspondente à barra de referência. Esses fatores são assumidos como zero, uma vez que no FPL qualquer variação na potência injetada na barra de referência é absorvida por si mesma e não causa variação no Fluxo de Potência das linhas.

O fator  $\alpha$  é usado para calcular o novo Fluxo de Potência nas linhas  $j$  do sistema, como segue:

$$f_j = f_j^0 + \alpha_{jk} \Delta P_k, \quad (4.15)$$

onde  $f_j^0$  é o Fluxo de Potência na linha  $j$  no caso base, e  $\Delta P_k$  é a variação da potência ativa injetada na barra  $k$ .

A variação na barra  $k$  também pode ser compensada pelos geradores em todo o sistema, portanto, todos os geradores do sistema contribuirão para a absorção do desbalanço de potência para uma abordagem mais realista. De acordo com [20], é possível usar a superposição para calcular os efeitos de mais de um gerador captando a mudança de geração. A proporção de aumento de geração é determinada pelo fator de proporcionalidade de captação de geração dos geradores do sistema, que geralmente são calculados com base em sua classificação máxima, conforme mostrado em (4.16).

$$\rho_{ki} = \frac{P_k^{max}}{\sum_{G, g \neq i} P_g^{max}}, \quad (4.16)$$

onde  $\rho_{ki}$  é o fator de proporcionalidade de captação de geração do gerador  $k$  dada uma variação na barra  $i$  e  $G$  é o conjunto de todos os geradores.

Assumindo que todos os geradores do sistema irão captar a variação de geração, o novo fluxo de energia nas linhas é dado por:

$$f_j = f_j^0 + \alpha_{jk}\Delta P_k - \sum_{G, k \neq i} \alpha_{ji}\rho_{ki}\Delta P_i, \quad (4.17)$$

#### 4.4.2 Nova Abordagem Proposta

Neste trabalho é proposta uma nova análise de sensibilidade (NFDTP), baseada no Fluxo de Potência Linear que já considera os fatores de participação dos geradores do sistema em sua formulação, conforme apresentado na Seção 4.3.

De acordo com a segunda Lei de Kirchhoff, os fluxos de potência da linha de uma rede de sistema podem ser descritos como

$$\mathbf{f} = \Gamma[A^T]\boldsymbol{\theta}, \quad (4.18)$$

onde  $A$  é a matriz de incidência barra/linha,  $\mathbf{f}$  é o vetor dos fluxos de potência nas linhas e  $\Gamma$  é a matriz diagonal de susceptância de linha.

Reescrevendo (4.13):

$$-\mathbf{P}_L = Ba'\boldsymbol{\theta} + Bb'\mathbf{P}_G \quad (4.19)$$

$$0 = Bc'\boldsymbol{\theta} + Bd'\mathbf{P}_G \quad (4.20)$$

De (4.20), é possível isolar o vetor de geração como:

$$\mathbf{P}_G = -Bc'\boldsymbol{\theta}[Bd']^{-1} \quad (4.21)$$

Substituindo (4.21) em (4.19):

$$\boldsymbol{\theta} = -\mathbf{P}_L[Ba' - Bb'Bd'^{-1}Bc']^{-1} \quad (4.22)$$

De (4.18) e (4.22), tem-se:

$$\mathbf{f} = \beta\mathbf{P}_L, \quad (4.23)$$

onde  $\beta$  é a matriz de sensibilidade para o NFDTP, e é descrito como

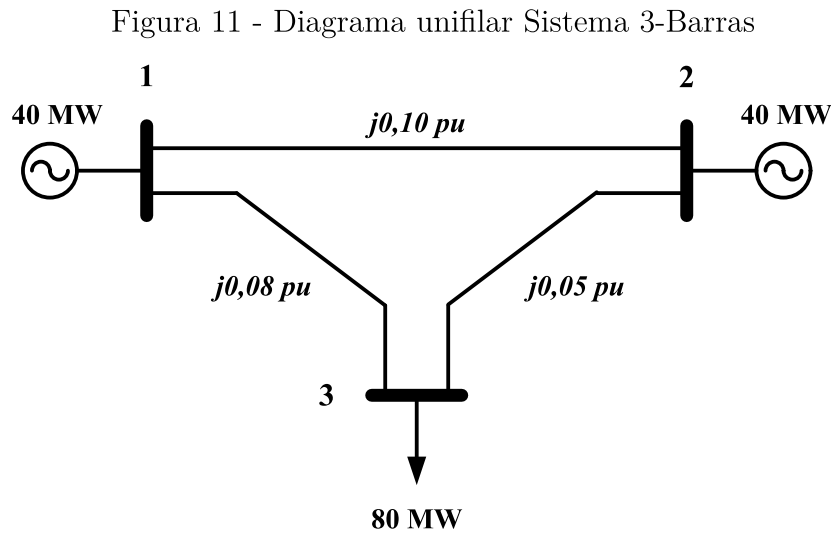
$$\beta = -\Gamma[A^T][Ba' - Bb'Bd'^{-1}Bc']^{-1} \quad (4.24)$$

Observe que  $\beta$  depende apenas da topologia do sistema e dos fatores de participação dos geradores. O novo Fluxo de Potência em uma linha pode ser calculado alterando  $\alpha$  por  $\beta$  em (4.15).

$$f_j = f_j^0 + \beta_{jk}\Delta P_k \quad (4.25)$$

### 4.4.3 Exemplo Tutorial

Para ilustrar como funciona o NFDTP, considere o sistema 3-Barras apresentado na Figura 11. A barra de referência é a de número 1. O Fluxo de Potência nas linhas é dado por  $f_{1-2} = 5,2$  MW;  $f_{1-3} = 34,8$  MW e  $f_{2-3} = 45,2$  MW. Os fatores de participação dos geradores são  $\rho_1 = \rho_2 = 0,5$ .



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

A matriz de sensibilidade  $\beta$  é calculada como:

$$\beta = - \left( \begin{bmatrix} 10 & 0 & 0 \\ 0 & 12,5 & 0 \\ 0 & 0 & 20 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}^T \right) \left( \begin{bmatrix} 22,5 & -10 & -12,5 \\ -10 & 30 & -20 \\ -12,5 & -20 & 32,5 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 10 & 12,5 \end{bmatrix} \right)^{-1}$$

$$\beta = \begin{bmatrix} 0,2826 & -0,2826 & -0,0652 \\ 0,2174 & -0,2174 & -0,4348 \\ -0,2174 & 0,2174 & -0,5652 \end{bmatrix}$$

As linhas da matriz  $\beta$  estão associadas com os fluxos nas linhas 1-2, 1-3 e 2-3, nesta ordem, e as colunas estão associadas com variações das potências ativas injetadas nas barras 1, 2 e 3, nesta ordem. Os elementos de  $\beta$  podem ser usados para determinar as variações do Fluxo de Potência dada uma mudança nas injeções de potência. Por exemplo, se a carga na barra 3 for aumentada em 10%, o novo fluxo na linha 1-3 é calculado como:

$$\begin{aligned} f_{1-3}^{new} &= f_{1-3}^{base} + \beta_{1-3,3} * \Delta P_3 = \\ &= 0,3478 + (-0,4348) * (-0,08) = \\ &= 0,3478 + 0,0348 = 0,3826pu = 38,26MW \end{aligned}$$

A análise original da redistribuição do deslocamento de carga é utilizada para validar o NFDTP proposto. A matriz  $\alpha$  para o Sistema 3-Barras é dada por

$$\alpha = \begin{bmatrix} -0,5652 & -0,3478 \\ -0,4348 & -0,6522 \\ 0,4348 & -0,3478 \end{bmatrix}$$

As linhas da matriz  $\alpha$  estão associadas com os fluxos nas linhas 1-2, 1-3 e 2-3, nesta ordem, e as colunas estão associadas com variações das potências ativas injetadas nas barras 2 e 3, nesta ordem. Não há fatores para variações na barra de referência, neste caso representada pela barra 1. O novo Fluxo de Potência na linha 1-3, considerando o cálculo da equação (4.17) e que ambos os geradores irão captar a variação igualmente ( $\phi_{1,3} = \phi_{2,3} = 0,5$ ), é

$$\begin{aligned} f_{1-3}^{new} &= f_{1-3}^{base} + \alpha_{1-3,3} * \Delta P_3 - \alpha_{1-3,2} * \phi_{2,3} \Delta P_3 \\ &= 0,3478 + (-0,6522) * (-0,08) - (-0,4348) * (0,5) * (-0,08) = \\ &= 0,3478 + 0,0522 - 0,0174 = 0,3826pu = 38,26MW \end{aligned}$$

Assim, os resultados da abordagem proposta são validados.

#### 4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como objetivo revisar as formulações do FPL e dos FDTP, além de apresentar a nova abordagem proposta para os fatores de distribuição. Os NFDTP foram testados em um sistema exemplo 3-Barras. Como visto pelos resultados para este sistema, a metodologia dos NFDTP pode ser utilizada para uma análise mais eficiente e realista do impacto causado por uma variação da injeção de potência ativa de um sistema. Por considerar os fatores de participação dos geradores na formulação inicial dos FDTP, a nova abordagem pode trazer vantagens computacionais para sistemas de grande porte.

## 5 CONEXÃO ÓTIMA DE UM PARQUE EÓLICO CONSIDERANDO FDTP

### 5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

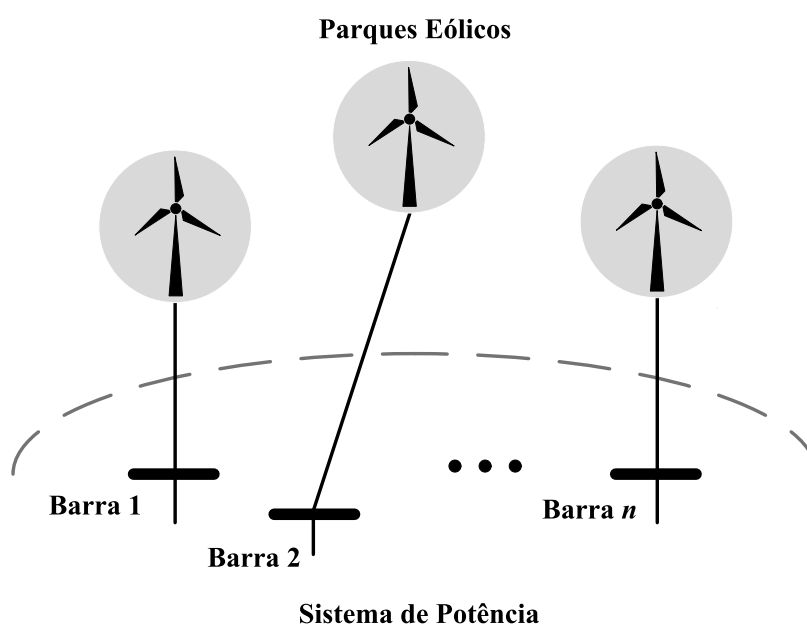
Este capítulo apresenta a segunda metodologia proposta para análise do ponto de conexão ótima de um PE ao sistema de potência. Essa metodologia é uma versão simplificada da apresentada por [16] e leva em consideração os NFDTP apresentados no capítulo anterior.

### 5.2 MAXIMIZANDO A CONEXÃO DE ENERGIA EÓLICA FIRME USANDO O NFDTP

Como mencionado anteriormente, [16] usa um FPL para maximizar a penetração da energia eólica em um sistema. A Figura 12 mostra uma representação do problema. Cada PE candidato é conectado a uma barra diferente e mais de um PE pode ser conectado ao mesmo tempo de forma a obter a maior penetração eólica possível.

A metodologia visa determinar a maior capacidade dos parques eólicos que podem ser conectados dentro do sistema. Ela considera metas de penetração eólica incrementais aplicadas a partir de um nível inicial inferior até que o modelo de otimização se torne inviável.

Figura 12 - Representação do objetivo proposto



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

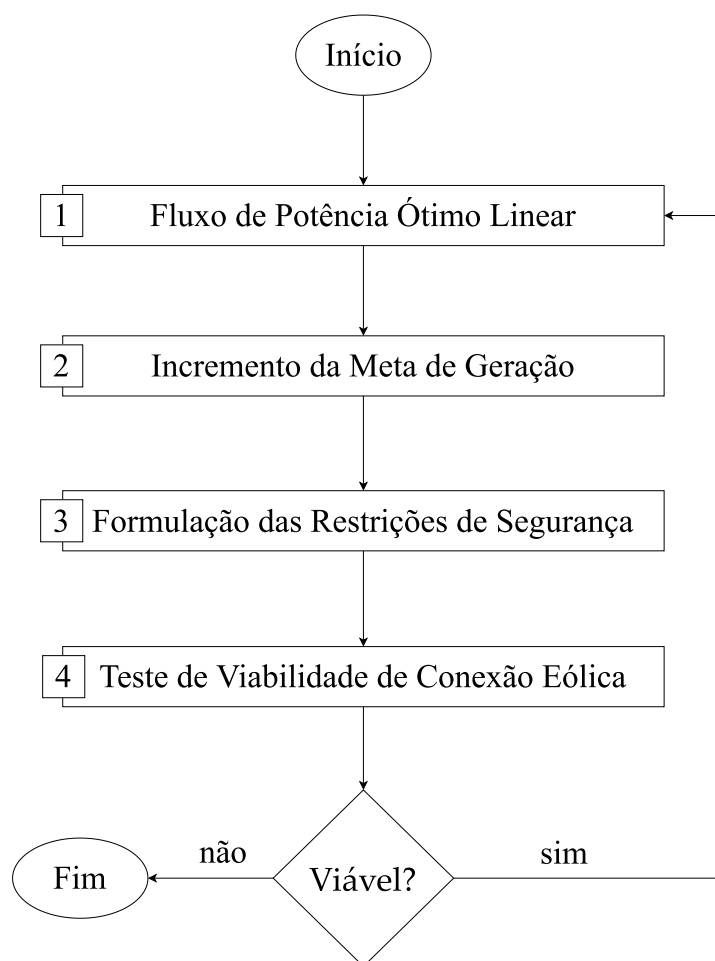


O sistema é inicialmente assumido não congestionado e, a penetração da energia eólica deve preservar essa situação. Sabe-se que a conexão de novos geradores eólicos impactará os fluxos da rede, não só por sua injeção de potência, mas também pelo consequente deslocamento da geração convencional.

Aplicando o princípio de superposição ao FPL é possível determinar as variações no Fluxo de Potência da linha devido à conexão de uma usina eólica utilizando os NFDTP. Um conjunto de restrições de segurança é adicionado ao modelo de otimização para garantir que as alocações de energia eólica não sobrecarreguem a rede do sistema.

O fluxograma da Figura 13 apresenta as etapas para maximizar a conexão eólica com base na metodologia proposta por [16]. Cada etapa será descrita com mais detalhes a seguir.

Figura 13 - Fluxograma do algoritmo proposto utilizando o NFDTP



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

### 5.2.1 Fluxo de Potência Ótimo Linear (Etapa 1)

Inicialmente, considerando que não há conexão ao Parque Eólico, é realizado um Fluxo de Potência Ótimo Linear para determinar os despachos ótimos das usinas convencionais e o Fluxo de Potência nas linhas da rede. O FPOL é baseado na formulação básica dada por (3.9)-(3.13) e é otimizado para minimizar os custos totais de geração do sistema. Para este caso não são consideradas as perdas ativas na rede de transmissão. Os fatores de participação dos geradores do sistema são calculados com base no resultado do FPOL.

### 5.2.2 Incremento da Meta de Geração (Etapa 2)

Nesta etapa, o conjunto de barras candidatas para a conexão do PEO e a meta de penetração inicial são estabelecidos. Novamente a penetração inicial é de 1% da carga total e o passo de incremento da meta de geração eólica é de 1%, podendo ser reduzido posteriormente para 0,1%.

### 5.2.3 Formulação das Restrições de Segurança (Etapa 3)

Os FDTP são calculados usando a nova abordagem apresentada anteriormente (Seção 4.4.2). As restrições de segurança (5.1) tem objetivo de garantir que nenhuma das capacidades térmicas de linha seja sobrecarregada em ambas as direções de fluxo.

$$-L_j \leq \sum_k \beta_{jk} C_k \lambda_k + \gamma_j \leq L_j, \forall k \in K_{PEO}, j \in L \quad (5.1)$$

onde  $C_k$  representa a capacidade do Parque Eólico na barra  $k$ ,  $L_j$  a capacidade térmica da linha  $j$  e  $\gamma_j$  o fluxo do caso base na linha  $j$  dado pela Etapa 1.

### 5.2.4 Teste de Viabilidade de Conexão Eólica (Etapa 4)

As capacidades ótimas para cada um dos PE candidatos são as variáveis do Teste de Viabilidade. São consideradas variáveis contínuas e não negativas. Neste caso, mais de um PE pode ser conectado ao sistema em cada nível de penetração, de forma a maximizar o aproveitamento eólico. O problema de otimização é formulado como:

$$\min \sum_k C_k$$

s.a

$$\sum_k C_k \lambda_k = D^{AVG} \delta, \forall k \in K_{PEO} \quad (5.2)$$

$$\sum_k \beta_{jk} C_k \lambda_k - (L_j - \gamma_j) \leq 0, \forall k \in K_{PEO}, j \in L \quad (5.3)$$

$$\sum_k -\beta_{kj} C_k \lambda_k - (L_j + \gamma_j) \leq 0, \forall k \in K_{PEO}, j \in L \quad (5.4)$$

onde  $\lambda_k$  é o fator de capacidade do Parque Eólico,  $\delta$  é a meta de penetração eólica e  $D^{AVG}$  é a carga média do sistema. As inequações (5.3) e (5.4) representam as restrições de segurança apresentadas em (5.1). A restrição (5.2) garante que a capacidade de geração eólica será suficiente para atender ao nível de penetração em estudo.

Os resultados desta etapa são as capacidades eólicas firmes otimizadas que garantem a segurança da rede e o equilíbrio de energia dada a meta de penetração. Este processo é repetido da Etapa 2 à Etapa 4 até que uma meta seja inviável.

### 5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve por objetivo apresentar a metodologia proposta que incorpora a nova abordagem dos FDTP, apresentada no Capítulo 4, com uma versão simplificada da metodologia de conexão ótima de PE à sistema de potência proposta por [16].

## 6 CONEXÃO ÓTIMA DE UM PARQUE EÓLICO CONSIDERANDO OPTIMAL TRANSMISSION SWITCHING E OS NOVOS FATORES DE DISTRIBUIÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DE POTÊNCIA

### 6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta a nova metodologia proposta que combina a técnica de *Optimal Transmission Switching* com os novos Fatores de Distribuição de Transferência de Potência. São indicados os pontos principais e as vantagens de cada metodologia apresentada e como elas se integram para formar a nova metodologia proposta.

### 6.2 METODOLOGIA COMBINADA DE OTS E NFDTP

A metodologia baseada em OTS e apresentada no Capítulo 3 determina a máxima penetração de uma geração eólica para um sistema de potência, considerando uma lista de linhas de transmissão candidatas, que conectam a barra do PE às barras do sistema geograficamente próximas entre si. Neste caso, considera-se que estudos de vento foram conduzidos, e o local de construção do PE ou PEO é conhecido. Dessa forma, o objetivo da otimização é determinar, entre a lista de opções candidatas, apenas uma linha de conexão para transportar a geração eólica ao sistema considerando que nenhuma alteração é feita na rede de transmissão original. Uma vantagem dessa metodologia é justamente a consideração dos limites térmicos das linhas candidatas para acomodar a penetração de geração eólica.

O OTS utiliza de Programação Linear Inteira Mista, onde a variável inteira  $z$  indica se uma linha candidata está ligada, quando  $z = 1$ , ou desligada, quando  $z = 0$ . A penetração eólica é inicialmente considerada baixa, e por um processo iterativo, é incrementada em pequenos passos pré-definidos até atingir o nível máximo permitido pelo sistema. A potência ativa injetada por cada gerador convencional permanece constante, exceto para o gerador de referência, ou seja, a cada iteração o nível de penetração eólica é absorvido apenas em um único ponto. Em todo o processo os limites de Fluxo de Potência nas linhas são considerados.

Já a metodologia baseada no NFDTP apresentada no Capítulo 5 considera que mais um PE pode estar conectado ao mesmo tempo, garantindo a máxima penetração de geração eólica ao sistema. Para este caso, não são consideradas novas linhas de transmissão, uma vez que a conexão do PE é feita diretamente em barras do sistema original.

Novamente a penetração eólica é incrementada em pequenos passos dentro de um processo iterativo e o limite térmico das linhas é considerado. Porém, com o uso dos NFDTP é possível agora distribuir o excesso de geração causado pelo PE por todos os geradores convencionais do sistema, de acordo com seus fatores de participação. Essa é a

principal vantagem dessa metodologia.

Verifica-se que cada técnica apresenta suas vantagens. Além das já citadas anteriormente, o OTS permite obter informações relativas ao limite de absorção de geração eólica através dos parâmetros físicos das linhas de transmissão candidatas à ligação. O NPTDF também pode informar sobre o comportamento do sistema original para diferentes níveis de penetração de energia eólica, com baixo custo operacional, pois esta técnica não depende do princípio da superposição.

Considerando estes fatores, uma terceira metodologia é proposta neste trabalho a partir de uma combinação das outras duas apresentadas anteriormente, um esforço para tirar proveito de cada uma delas e criar uma forma robusta de análise da conexão eólica em sistemas de potência. Algumas modificações precisaram ser efetuadas para que a combinação das duas metodologias se tornasse eficiente, uma vez que eram considerados padrões de conexões diferentes, além da consideração de perdas ativas no sistema.

O fluxograma da Figura 14 apresenta as etapas da metodologia proposta e será descrito em detalhes a seguir. O algoritmo proposto foi implementado em Python 3, usando a plataforma Anaconda e a IDE Spyder. Também foi utilizado pacote de software gratuito para otimização convexa CVXOPT e o *solver* de programação linear GLPK (método CPLEX).

### 6.2.1 Fluxo de Potência Ótimo Linear (Etapa 1)

O FPOL empregado nesta formulação é o mesmo apresentado na Seção 3.4.1, mas houve uma modificação na função objetivo. A metodologia procura minimizar o custo de geração do sistema, considerando os limites de geração nos barramentos e fluxo nas linhas e desconsiderando as perdas ativas. A cada gerador é associado um custo de geração independente de outras características do gerador.

Na tentativa de representar os custos de operação de forma mais precisa, o custo de cada gerador passa a ser calculado com base em um polinômio de segundo grau e na potência máxima de cada gerador, conforme apresentado em (6.1).

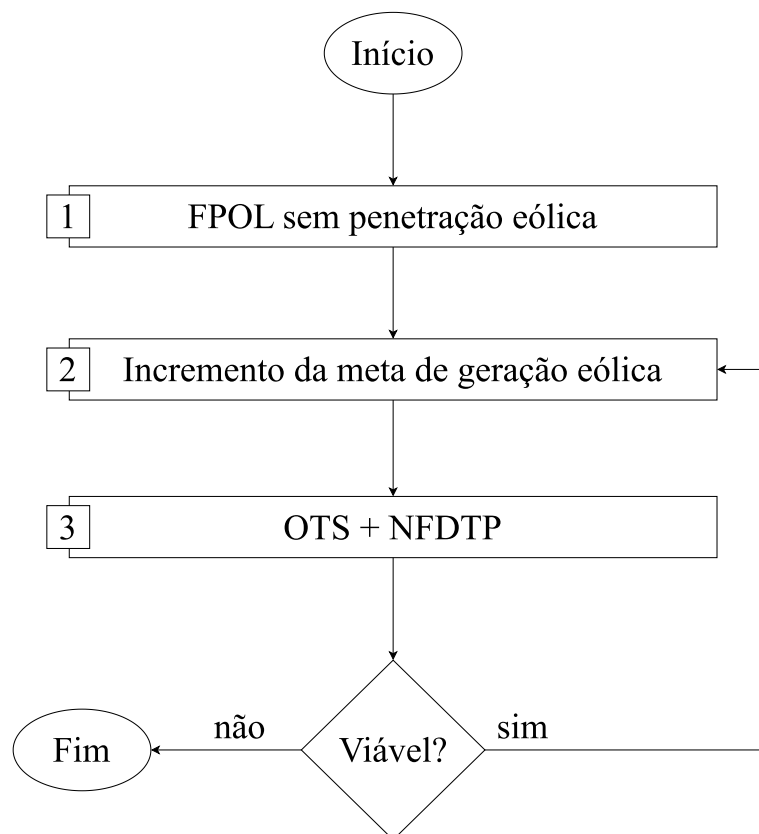
$$c_k = a * P_{max}^2 + b * P_{max} + c \quad (6.1)$$

Este passo tem como objetivo calcular os fluxos de potência nas linhas do sistema e os níveis de geração nos barramentos antes da ligação do Parque Eólico. Os valores dos fluxos funcionarão como ponto de partida para a análise na etapa de otimização (Etapa 3).

### 6.2.2 Incremento da produção de energia eólica (Etapa 2)

Como mencionado anteriormente, a meta de penetração da produção eólica é incrementado num processo iterativo. A meta inicial de penetração é de 1% da carga

Figura 14 - Fluxograma da metodologia proposta combinada de OTS e NFDTP



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

total do sistema. Este valor é incrementado em passos de 1% até o problema se tornar inviável. Neste momento, o passo é reduzido para 0,1% para determinar a penetração máxima possível de geração eólica.

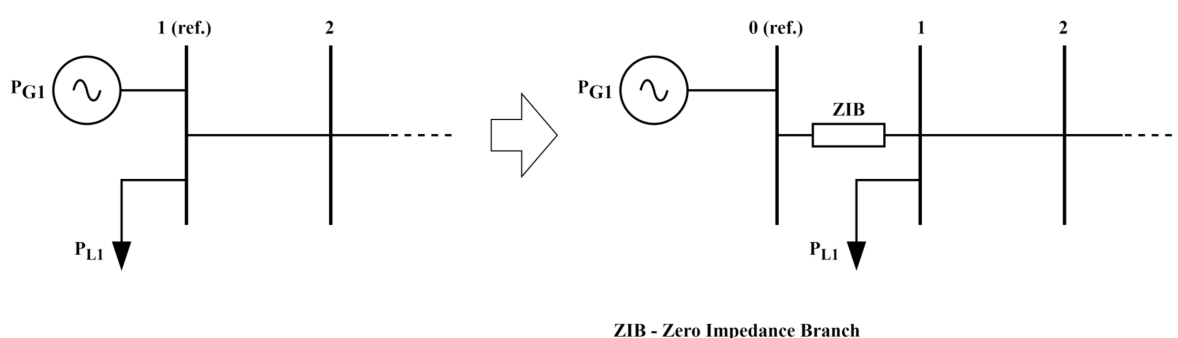
### 6.2.3 Otimização: OTS e NFDTP (Etapa 3)

Antes de detalhar o processo de otimização, é necessário fazer algumas considerações sobre o NFDTP e a PLIM utilizada.

Os fatores  $\beta$  utilizam a formulação apresentada Seção 4.4.2. Uma vez que estes fatores dependem da topologia do sistema, é determinado um conjunto deles (matriz de sensibilidade) para cada linha candidata à ligação eólica, dado que cada linha candidata gera uma topologia diferente para o sistema. Durante o processo de otimização, os fatores  $\beta$  serão acompanhados pela variável de escolha da linha de ligação  $z$  para garantir que será utilizado o conjunto correto de fatores.

Esta formulação dos fatores de distribuição assume que o barramento de referência do sistema não possui cargas conectadas a ele. O artifício do *link* de baixa impedância será utilizado para cobrir os casos em que esta condição não é válida. Em outras palavras, o barramento de referência original é substituído por dois barramentos: (i) um que mantém as conexões com o sistema original e a conexão da carga; (ii) um conectado ao primeiro por uma linha de transmissão de baixa impedância que mantém a conexão da geração e será a nova referência do sistema, conforme representado na Figura 15.

Figura 15 - Artifício do *link* de baixa impedância



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Uma vez que a formulação é baseada na técnica OTS, as variáveis inteiras precisam ser definidas. As variáveis inteiras na otimização  $z$  estão relacionadas com as linhas candidatas de conexão da geração eólica. Quando  $z = 1$ , a linha está ativa, o que implica que foi selecionada para fazer a ligação. Quando  $z = 0$ , a linha candidata está desativada. Esta variável segue o NFDTP e os fluxos de potência das linhas candidatas.

A formulação é uma modificação da apresentada em (3.17)-(3.29). Neste caso não são consideradas as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão.

$$\min \sum C_{km} z_{km}$$

*s.a*

$$P_{km}^{min} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max}, \forall km \in L \quad (6.2)$$

$$P_{km}^{min} z_{km} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max} z_{km}, \forall km \in CL \quad (6.3)$$

$$P_{gk}^{min} \leq P_{gk} \leq P_{gk}^{max}, \forall gk \in G \quad (6.4)$$

$$P_{km} - \sum \beta_{km-j} C_j \lambda_j z_j = \gamma_{km}, \forall km \in L \quad (6.5)$$

$$\sum_{L_k} P_{km} = C_j \lambda_j, \forall k \in WK \quad (6.6)$$

$$- \sum_{G_k} P_{gk} + \sum_{L_k} P_{km} = - \sum_{K_k} P_{dk}, \forall k \in K \quad (6.7)$$

$$\sum (1 - z_{km}) = j \quad (6.8)$$

As restrições (6.2), (6.3) e (6.4) representam os limites de Fluxo de Potência para o sistema original e linhas candidatas e os limites de geração convencional, respectivamente. A equação (6.5) determina o novo Fluxo de Potência em cada linha do sistema, considerando os NFDTP e o fluxo inicial do caso base ( $\gamma_{km}$ ). As equações (6.6) e (6.7) fazem o balanço de potência no barramento de geração eólica e nos outros barramentos do sistema, respectivamente. A equação (6.8) determina o número de linhas candidatas que podem ser ligadas ao mesmo tempo. Neste trabalho, apenas uma ligação é considerada.

Percebe-se que essa formulação é bem mais simplificada do que a original. As restrições (3.17) e (3.25) foram retiradas da formulação, uma vez que os ângulos de tensão nos barramentos não são mais considerados variáveis do problema. Como eles não são considerados, não existe mais o problema de um Fluxo de Potência nulo em uma linha impactar o fluxo em uma linha que compartilha um nó com a primeira. Portanto, as equações (3.26) e (3.27) também não são necessárias.

Os valores de metas de penetração de geração eólica já são automaticamente incluídos nas equações (6.5) e (6.6), portanto a restrição (3.29) pode ser descartada.

Como uma nova barra é criada para a conexão do PEO, pode-se garantir que ela não possui carga. Dessa forma, a restrição (3.22) pode ser simplificada na forma da restrição (6.6). Além disso, todos os geradores serão responsáveis por absorver o excesso de geração injetado pelo PEO, portanto as restrições (3.23) e (3.24) são substituída por uma única restrição (6.7).

Quando o problema de otimização é viável para um determinado nível de penetração da geração eólica, o algoritmo regressa à Etapa 2 para um novo incremento de penetração. Este processo é repetido até que o problema se torne inviável.



A metodologia proposta é resolvida por PLIM. Para tal, é utilizada a biblioteca de otimização CVXOPT e a função de programação inteira ILP. Quanto maior o sistema analisado, maior o número de variáveis a serem determinadas pela metodologia. Este fato, aliado a uma possível limitação causada pelas variáveis inteiras pode muitas vezes levar a uma não conversão do problema. A função ILP não permite alterações dos seus parâmetros padrões, o que dificulta ainda mais o processo de convergência para sistemas de grande porte. Como uma forma de criar espaço viável para a convergência do problema, são inseridas variáveis de folga nas restrições de balanço de potência do sistema (equação 6.7).

Essas variáveis devem ser não negativas, ou seja, maiores ou iguais a zero. Para que a sua inclusão no problema não altere o resultado esperado da metodologia, elas devem ser o mais próximas de zero possíveis. Para isso, elas são penalizadas na função objetivo com um custo de \$10.

### 6.3 INCLUSÃO DE PATAMARES DE CARGA

Para que a análise da linha de conexão ótima para um PEO reflita o comportamento mais próximo do real de um sistema de potência, é necessário considerar as variações que afetam suas cargas. Dessa forma, uma extensão da metodologia combinada de OTS e NFDTP pode ser feita, considerando os perfis de carga nas barras do sistema.

Existem diversas formas de se representar a variação da carga em um dado período de tempo, porém este trabalho considera a representação por patamares de carga. São considerados três patamares representando situações de carga leve, média e pesada. Cada patamar é determinado a partir de uma porcentagem da carga total original do caso base.

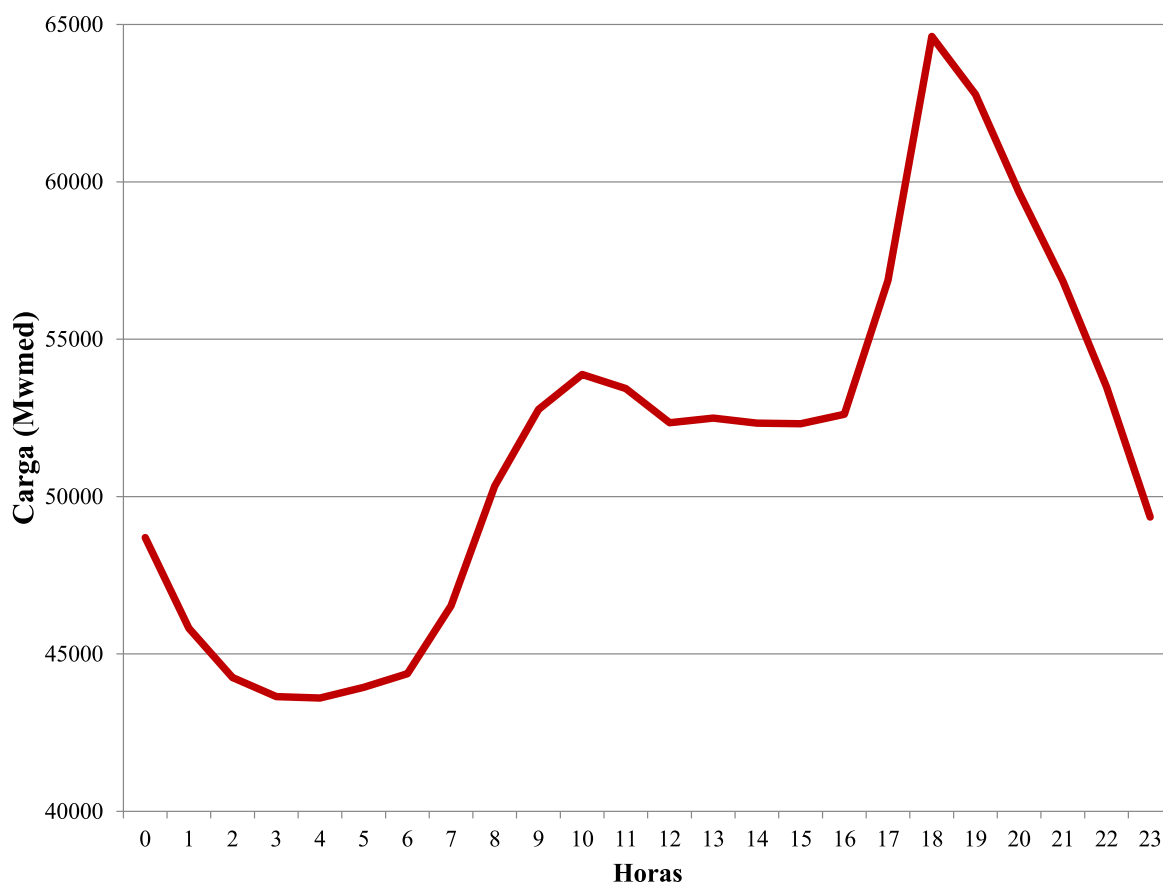
Considerando uma curva de carga como a apresentada na Figura 16, podemos perceber as variações ao longo do dia. Seguindo os intervalos para patamares de carga indicados na Tabela 1, pode-se determinar os níveis de porcentagem que comparam os patamares, considerando que a carga pesada seria o valor máximo. Assim é possível normalizar os patamares em função do patamar pesado e encontrar os valores correspondentes aos patamares leve e médio de carga.

Como uma simplificação será utilizada neste trabalho a proporção apresentada na Figura 17 de 30, 60 e 100% da carga total do sistema para representar os patamares leve, médio e pesado, respectivamente.

O objetivo continua sendo o de determinar uma única linha de conexão para o PEO de forma a maximizar a penetração da geração eólica, porém será necessário que essa conexão seja ótima para todos os patamares de carga considerados ao mesmo tempo.

A formulação é a mesma apresentada nas equações (6.2)-(6.8), porém cada patamar de carga terá associado um conjunto de variáveis próprio. Isso significa que a otimização

Figura 16 - Exemplo ilustrativo de uma curva de carga diária



Fonte: Elaborado pelo autor, dados retirados de [86] (2023).

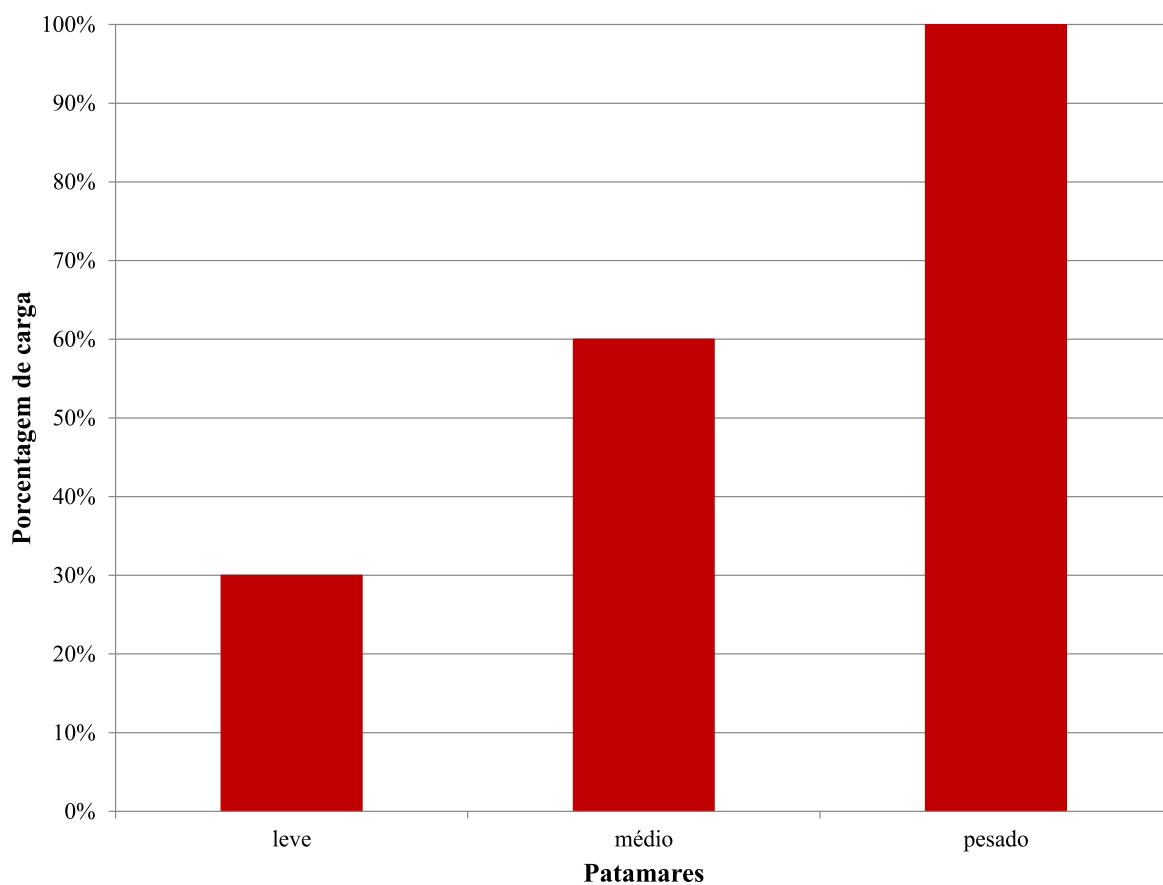
Tabela 1 – Horários de divisão de patamares de carga

Patamar de Carga	Sem horário de Verão		Com horário de Verão	
	2 <sup>a</sup> feira-Sáb	Dom/Feriado	2 <sup>a</sup> feira-Sáb	Dom/Feriado
Leve	00h às 07h	00h às 17h 22h às 24h	00h às 07h	00h às 18h 23h às 24h
Média	07h às 18h 21h às 24h	17h às 22h	07h às 19h 22h às 24h	18h às 23h
Pesada	18h às 21h	-	19h às 22h	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

terá de encontrar um nível de geração para cada gerador convencional, assim como um Fluxo de Potência em cada linha, em cada patamar de carga analisado. As únicas variáveis

Figura 17 - Exemplo ilustrativo de patamares de carga



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

que não se alteram com a variação do patamar de carga são os fluxos de potência nas linhas candidatas e a variável inteira de seleção  $z$ .

O nível de penetração continua sendo uma porcentagem da carga total do sistema, porém como vários patamares podem ser considerados, a penetração será calculada em relação ao valor da carga total do último patamar (carga pesada).

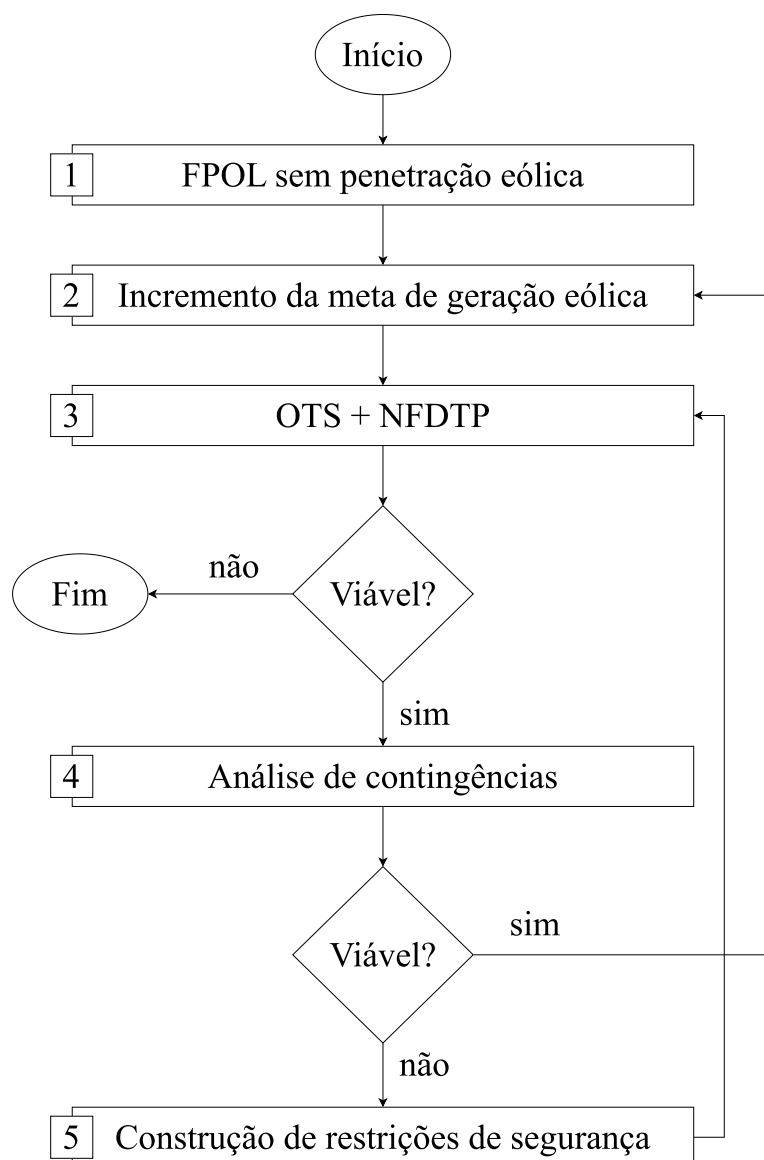
No momento em que um nível de penetração eólica não é viável para um ou mais patamares de carga, o problema encerra. Isso pode acontecer devido a violações nos limites térmicos das linhas, ou porque o nível de penetração eólica ultrapassou o valor total da carga de um determinado patamar.

#### 6.4 INCLUSÃO DO CRITÉRIO DE SEGURANÇA $N-1$

A análise do critério de segurança  $N-1$  é interessante para determinar o comportamento do sistema de potência quando alguma falha interrompe o seu funcionamento normal.

Para este trabalho, serão consideradas apenas contingências de linhas de transmissão. O fluxograma da metodologia com as modificações necessárias para acomodar a análise do critério de segurança é apresentado na Figura 18.

Figura 18 - Fluxograma do algoritmo proposto utilizando OTS e NFDTP considerando critério  $N-1$



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

As etapas de análise de contingência (Etapa 4) e a formulação das restrições de segurança (Etapa 5) foram previamente descritas nas Seções 3.5.1 e 3.5.2, respectivamente. Porém essa análise precisa ser levemente modificada, uma vez que neste momento os patamares de carga estão sendo considerados.

A Etapa 4 de análise de contingência será realizada para cada patamar de carga

individualmente. Caso o algoritmo encontre qualquer violação, uma restrição de segurança será adicionada para aquela situação específica, ou seja, a nova restrição envolverá apenas o fluxo nas linhas do patamar em análise.

Além da modificação para acomodar os patamares de carga, a equação (3.48) precisa ser reescrita, uma vez que a nova formulação não utiliza os ângulos das tensões nos barramentos como variáveis. A equação (6.9) a seguir mostra sua nova formulação.

$$-\eta P_{km}^{max} \leq P_{km} + \phi_{km,rs} P_{rs} \leq \eta P_{km}^{max}, \forall km, rs \in L \quad (6.9)$$

Onde  $P_{km}$  é o novo fluxo calculado na linha  $km$ , e  $P_{rs}$  é o fluxo na linha em contingência no caso base.

Uma vez analisadas todas as contingências e acrescentadas as novas restrições de segurança, o processo de otimização encontrará um novo ponto de operação viável, modificando a linha candidata escolhida anteriormente. Caso o nível de penetração em análise não seja viável para nenhuma outra linha candidata o problema encerra. Caso ele seja possível, uma nova análise de contingências é realizada.

Caso novas violações sejam detectadas, novas restrições de segurança serão adicionadas e o problema será avaliado mais um vez. O programa se encerra quando nenhuma conexão candidata permitir o dado nível de penetração eólica ou a viabilidade do critério  $N-1$ .

## 6.5 FORMULAÇÃO FINAL

A formulação completa considerando a metodologia combinada de OTS e NFDTP, assim como a análise de patamares de carga e critério de segurança  $N-1$  é apresentada a seguir, onde  $P$  é o conjunto de patamares de carga considerados.

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum c_{km} z_{km} \\ \text{s.a} \quad & \end{aligned}$$

$$P_{km,p}^{min} \leq P_{km,p} \leq P_{km,p}^{max}, \forall km \in L, p \in P \quad (6.10)$$

$$P_{km}^{min} z_{km} \leq P_{km} \leq P_{km}^{max} z_{km}, \forall km \in CL \quad (6.11)$$

$$P_{gk,p}^{min} \leq P_{gk,p} \leq P_{gk,p}^{max}, \forall gk \in G, p \in P \quad (6.12)$$

$$P_{km,p} - \sum \beta_{km-j} C_j \lambda_j z_j = \gamma_{km,p}, \forall km \in L, p \in P \quad (6.13)$$

$$\sum_{L_k} P_{km} = C_j \lambda_j, \forall k \in WK, p \in P \quad (6.14)$$

$$-\sum_{G_k} P_{gk,p} + \sum_{L_k} P_{km,p} = -\sum_{K_k} P_{dk,p}, \forall k \in K, p \in P \quad (6.15)$$

$$\sum (1 - z_{km}) = j \quad (6.16)$$

$$-\eta P_{km,p}^{max} \leq P_{km,p} + \phi_{km,rs} P_{rs,p} \leq \eta P_{km,p}^{max}, \forall km, rs \in L, p \in P \quad (6.17)$$

## 6.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada a metodologia combinada de OTS e NFDTP para determinação da melhor linha de conexão para um Parque Eólico *Offshore*. Além disso foram apresentadas modificações que podem ser adicionadas a esta metodologia de forma a considerar os diversos cenários de demanda através de patamares de carga além das restrições do critérios de segurança  $N-1$ .

## 7 RESULTADOS

### 7.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Esse capítulo apresenta os resultados obtidos pelas metodologias de conexão eólica ótima a sistemas de potência apresentadas anteriormente. Os sistemas utilizados para teste e validação das metodologias são o Sistema 6-Barras, Sistema 11-Barras, Sistema Teste de Confiabilidade IEEE (24-Barras) e o Sistema IEEE 118-Barras. Os dados de todos os sistemas são apresentados no Apêndice A. A Seção 7.2 apresenta os resultados para a metodologia com o *Optimal Transmission Switching*. Os resultados para a metodologia OTS com critério de segurança  $N-1$  estão na Seção 7.3. A Seção 7.4 apresenta os resultados para a metodologia com os Novos Fatores de Distribuição de Transferência de Potência. Os resultados da metodologia combinada de OTS e NFDTP estão na Seção 7.5, a análise com patamares de carga na Seção 7.6 e a análise com critério de segurança  $N-1$  na Seção 7.7. Todos os resultados apresentados neste capítulo foram comprovados em análises dos sistemas feitas no programa de análise de redes (ANAREDE), do CEPEL.

### 7.2 ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS

Esta seção apresenta os resultados obtidos aplicando a metodologia proposta na Seção 3.4 para a conexão ótima de um PEO com penetração máxima da energia eólica utilizando OTS em dois diferentes sistemas: Sistema 11-Barras [13] e o Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE [14].

Estudos recentes usando a metodologia de reanálise atmosférica ERA5 [87] mostraram que o fator de capacidade dos Parques Eólicos *Offshore* no Brasil pode variar entre 25 e 35%, dependendo da região do país onde o PEO está localizado. Para que este estudo se aproxime da realidade brasileira, o fator de capacidade  $\lambda_k$  adotado em todas as análises é de 30%.

Em ambos os sistemas, duas linhas candidatas para a conexão eólica ao sistema *onshore* são selecionados. O algoritmo foi desenvolvido em Python 3, utilizando a plataforma Anaconda e o IDE Spyder. O FPOL e a otimização foram resolvidos pelo pacote de software livre CVXOPT e o *solver* de programação linear GLPK (método CPLEX). Para a análise de PLIM foi utilizada a função ILP.

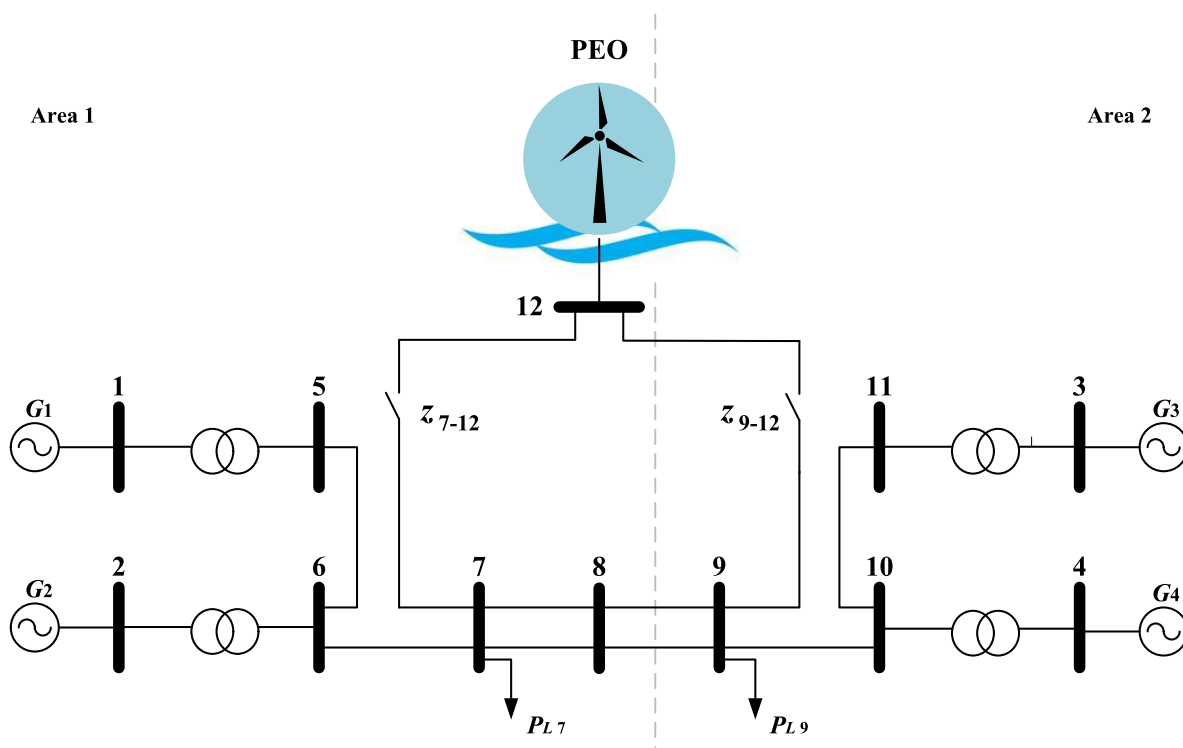
#### 7.2.1 Sistemas Teste

O Sistema 11-Barras [13] possui quatro geradores (barras 1, 2, 3 e 4) e duas barras de carga (barras 7 e 9). A capacidade total de geração convencional é de 3.019,1 MW e as cargas somam 2.734 MW. O diagrama unifilar do sistema é mostrado na Figura 19.

Os limites térmicos das linhas de rede foram determinados por um cenário sem energia eólica, ao mesmo tempo que fornecem alguma capacidade extra para conexão eólica subsequente. A capacidade de Fluxo de Potência das linhas é apresentada na Tabela 36, no Apêndice A. Dois potenciais locais de conexão da geração eólica estão disponíveis nas Barras 7 e 9. Esses pontos de conexão já foram explorados anteriormente em outros trabalhos na literatura [10].

Para representar o PEO, a barra 12 é adicionada ao sistema. Ela é conectada ao sistema através de duas linhas candidatas: 7-12 e 9-12, com resistência e reatância iguais a 0,001 p.u. e 0,0166 p.u., respectivamente. Inicialmente os limites dessas linhas são considerados de 500 MW.

Figura 19 - Diagrama unifilar do Sistema 11-Barras [13] - Metodologia OTS



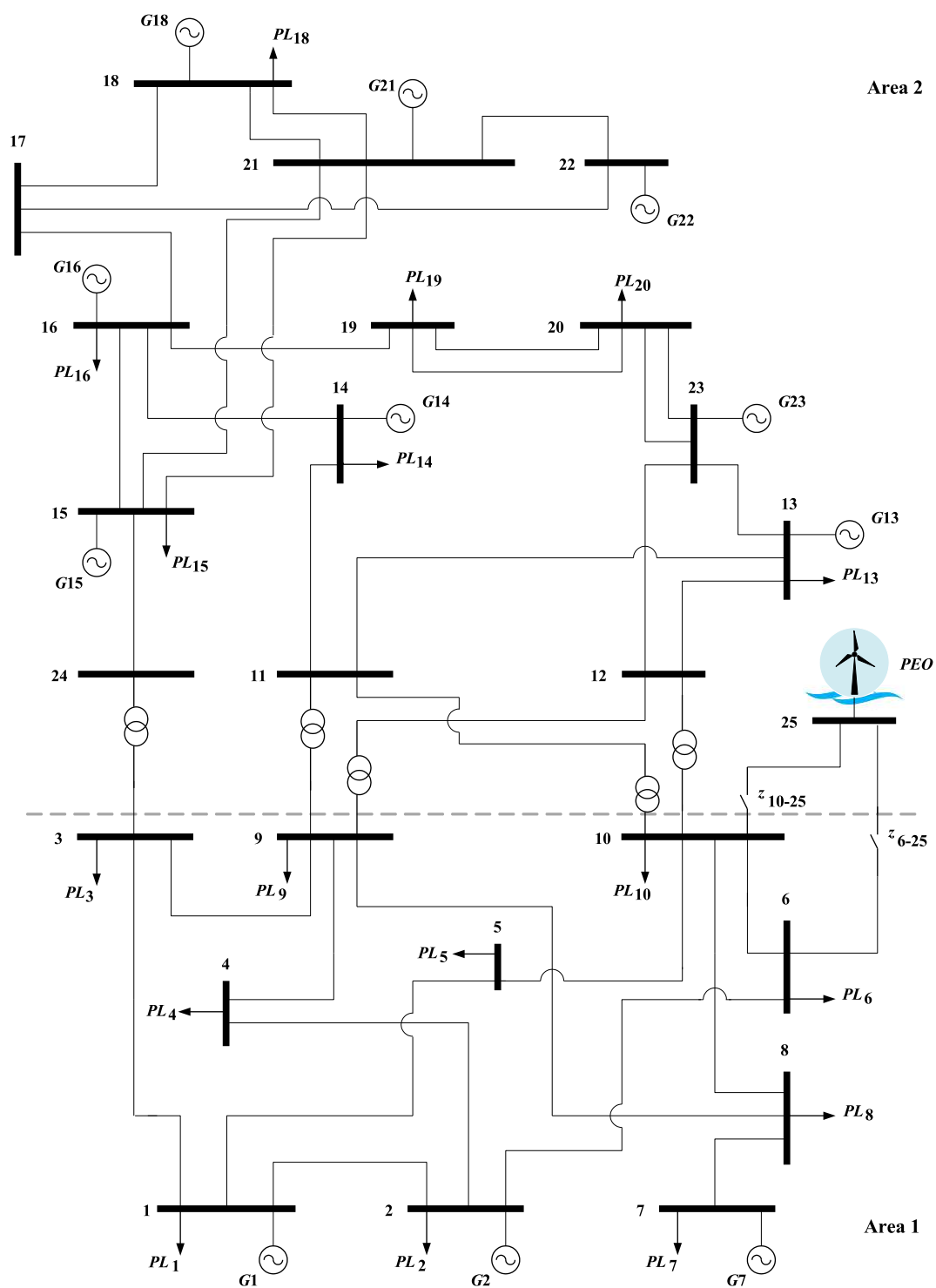
Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

O Sistema Teste de Confiabilidade IEEE [14] é mostrado na Figura 20. Esse sistema possui 24 barras, sendo 10 delas barras de geração. A carga total demandada pelo sistema é de 2850 MW e a capacidade máxima de geração é de 2999 MW. Os dados do sistema são apresentados no Apêndice A.

Para representar o PEO, a barra 25 é adicionada ao sistema. A análise da conexão ideal com a penetração máxima da energia eólica é realizada considerando duas linhas



Figura 20 - Diagrama unifilar do Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE [14] - Metodologia OTS



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

candidatas: 6-25 e 10-25, com reatância e resistência iguais a 0,0023 p.u. e 0,0839 p.u., respectivamente. Essas conexões já foram previamente exploradas na literatura, e os resultados obtidos em [88] serão empregados como ponto de referência para a comparação com os resultados gerados pela metodologia proposta de OTS.

Os limites das linhas de transmissão candidatas não foram considerados, de forma a garantir a máxima penetração eólica. O fator de capacidade  $\lambda_k$  do Parque Eólico *Offshore* adotado foi de 30%.

### 7.2.2 Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica

Como mencionado anteriormente, a meta inicial de penetração da energia eólica é considerada como 1% da carga total. A penetração é aumentada em pequenos passos de 1% até que a meta torne o problema inviável. A partir disso, incrementos de penetração de 0,1% são realizados para encontrar a penetração máxima de energia eólica que respeita a capacidade de transmissão do sistema.

Inicialmente para o Sistema 11-Barras, considerando os custos de investimentos das linhas candidatas iguais, a meta de penetração de 19% não é viável. Portanto, incrementos de 0,1% são feitos a partir do nível de 18% (492,12 MW) e a maior capacidade de energia eólica permitida é de 18,20%. Níveis maiores de penetração não são viáveis devido aos limites das linhas que conectam o PEO ao sistema (500 MW).

A Tabela 2 mostra os valores da capacidade alocada de energia eólica  $C_k$  para alguns níveis de penetração, cada ponto de conexão candidato e as perdas correspondentes do sistema. Apesar da porcentagem de penetração ser calculada em função da potência ativa de carga total, os valores apresentados em todas as tabelas de resultados estão relacionados à capacidade alocada eólica, considerando o fator de capacidade dos parques de 30%. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais clara a observação dos resultados mais importantes.

Para garantir o processo de otimização da conexão eólica dois testes foram realizados com custos de investimentos diferentes para as linhas candidatas. Para o primeiro teste foram considerados custos de \$1 para a linha 7-12 e \$2 para a linha 9-12. Para o segundo teste os custos foram de \$2 para a linha 7-12 e \$1 para a linha 9-12. Os resultados dos testes são apresentados nas Tabelas 3 e 4, respectivamente.

O nível máximo de penetração eólica é o mesmo para todos os casos, visto que o que limita a penetração é o limite de transmissão da linha de conexão. Porém, para custos de investimentos diferentes, a alocação eólica não é a mesma do caso inicial.

No primeiro teste, a linha 7-12 foi selecionada para todos os níveis de penetração visto que esta era a conexão de menor custo. O mesmo ocorreu para o segundo teste, onde a linha 9-12 foi selecionada. Dessa forma, pode-se perceber que a metodologia seleciona a linha de menor custo de acordo com a sua função objetivo, sempre garantindo que as

Tabela 2 – Capacidade alocada (MW) e perdas ativas do sistema (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 11-Barras [13] - Custos de investimento de linhas iguais

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)		Perdas do Sistema (MW)
	$C_{7-12}$	$C_{9-12}$	
0,00	0,00	0,00	80,56
1,00	91,13	0,00	82,05
2,00	182,27	0,00	83,93
⋮	⋮	⋮	⋮
12,00	1093,60	0,00	124,67
13,00	1184,73	0,00	130,97
14,00	0,00	1275,87	82,39
15,00	0,00	1367,00	82,43
⋮	⋮	⋮	⋮
18,00	0,00	1640,40	82,61
18,10	0,00	1649,51	82,53
18,20	0,00	1658,63	82,45
18,30	<i>inviável</i>		-

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

limitações do sistema sejam atendidas.

O Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE é o segundo sistema analisado. Considerando as linhas candidatas com custos de investimento de construção iguais, a meta de 45% de penetração eólica não é viável. Mesmo modificando os incrementos de penetração para 0,1%, o máximo de energia eólica que pode ser absorvida pelo sistema é de 44% da carga total. Uma penetração de energia eólica superior a 44% causa uma violação do limite da linha de transmissão 6-10. Nesse ponto, a linha candidata selecionada para conectar o PEO ao sistema é a linha 10-25.

A Tabela 5 mostra os valores da capacidade alocada de energia eólica  $C_k$  para alguns níveis de penetração, cada ponto de conexão candidato e as perdas correspondentes do sistema. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais clara a observação dos resultados mais importantes. Para confirmar os resultados, o sistema foi testado para cada conexão individualmente, ou seja, apenas a conexão 6-25 ou a 10-25 foi considerada. A máxima penetração suportada pela linha 6-25 foi de 12% e pela linha 10-25 foi a mesma obtida anteriormente.

Através da Tabela 5 é perceptível que para penetrações eólicas de até 12% a barra ótima de conexão determinada é a Barra 6, coerentemente com os resultados mostrados. Maiores níveis de penetração só são suportados pela Barra 10.

Tabela 3 – Capacidade alocada (MW) e perdas ativas do sistema (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 11-Barras [13] - Custos de investimento de linha: 7-12 \$1 e 9-12 \$2

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)		Perdas do Sistema (MW)
	$C_{7-12}$	$C_{9-12}$	
0,00	0,00	0,00	80,56
1,00	91,13	0,00	82,05
2,00	182,27	0,00	83,93
⋮	⋮	⋮	⋮
12,00	1093,60	0,00	124,67
13,00	1184,73	0,00	130,97
14,00	1275,87	0,00	137,68
15,00	1367,00	0,00	144,81
⋮	⋮	⋮	⋮
18,00	1640,40	0,00	163,68
18,10	1649,51	0,00	164,21
18,20	1658,63	0,00	164,73
18,30	<i>inviável</i>		-

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

A Figura 21 mostra o comportamento dos geradores de acordo com a penetração eólica. A cada nível de penetração eólica um redespacho é feito pelo FPOL da Etapa 4, o que causa uma diversidade na resposta dos geradores. Percebe-se que os geradores nas barras 18, 21 e 22 apresentam maior redução de geração e que os geradores da área 1 não sofreram nenhuma alteração. Esta área contém quase metade da carga total do sistema e menos de 20% da capacidade de geração ativa.

Para validar a metodologia, os resultados foram comparados aos obtidos pela Metodologia *Affine* apresentada em [88]. Os resultados podem ser comparados apenas qualitativamente, dado que na referência citada o Fluxo de Potência considerado é não linear e o PEO é conectado ao sistema através de um link de baixa impedância, ou seja, não considera uma linha de transmissão entre o sistema original e o PEO.

A metodologia *Affine* indica que até 10% de penetração eólica, a conexão na Barra 6 é ótima. A partir deste ponto a Barra 10 passa a ser a melhor opção. Esses resultados são compatíveis com os obtidos por este trabalho, validando assim a metodologia.

Tabela 4 – Capacidade alocada (MW) e perdas ativas do sistema (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 11-Barras [13] - Custos de investimento de linha: 7-12 \$2 e 9-12 \$1

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)		Perdas do Sistema (MW)
	$C_{7-12}$	$C_{9-12}$	
0,00	0,00	0,00	80,56
1,00	0,00	91,13	80,32
2,00	0,00	182,27	80,64
⋮	⋮	⋮	⋮
12,00	0,00	1093,60	82,54
13,00	0,00	1184,73	82,43
14,00	0,00	1275,87	82,39
15,00	0,00	1367,00	82,43
⋮	⋮	⋮	⋮
18,00	0,00	1640,40	82,61
18,10	0,00	1649,51	82,53
18,20	0,00	1658,63	82,45
18,30	<i>inviável</i>		-

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

### 7.3 ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS E CRITÉRIO DE SEGURANÇA $N-1$

Esta seção apresenta os resultados obtidos aplicando a metodologia proposta na Seção 3.5 para a conexão ótima de um PEO com penetração máxima da energia eólica utilizando OTS e considerando o critério de segurança  $N-1$  em dois diferentes sistemas: Sistema 6-Barras e o Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE [14].

#### 7.3.1 Sistemas Teste

O sistema 6-Barras possui três geradores (barras 1, 2 e 3) e três barras de carga (barras 4, 5 e 6). A capacidade total de geração convencional é de 310 MW e as cargas somam 210 MW. O diagrama unifilar do sistema é mostrado na Figura 22.

A capacidade de transmissão das linhas é apresentada na Tabela 33 no Apêndice A. Os geradores convencionais são considerados com o mesmo custo de geração. Dois potenciais locais de conexão da geração eólica estão disponíveis nas Barras 4 e 5.

Para representar o PEO, a barra 7 é adicionada ao sistema. Ela é conectada ao sistema através de duas linhas candidatas: 4-7 e 5-7, com resistência e reatância iguais a 0,10 p.u. e 0,30 p.u., respectivamente. Inicialmente os limites dessas linhas são considerados de 60 MW. O fator de capacidade  $\lambda_k$  do Parque Eólico *Offshore* adotado foi

Tabela 5 – Capacidade alocada (MW) e perdas ativas do sistema (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE [14]

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)		Perdas do Sistema (MW)
	$C_{6-25}$	$C_{10-25}$	
0,00	0,00	0,00	39,59
1,00	95,00	0,00	35,54
2,00	190,00	0,00	31,97
⋮	⋮	⋮	⋮
11,00	1045,00	0,00	32,36
12,00	1140,00	0,00	33,49
13,00	0,00	1235,00	29,67
14,00	0,00	1330,00	30,07
⋮	⋮	⋮	⋮
42,00	0,00	3990,00	108,18
43,00	0,00	4085,50	112,24
44,00	0,00	4180,00	116,48
44,10	<i>inviável</i>		-

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

de 30%.

O Sistema de Teste de Confiabilidade é o mesmo apresentado anteriormente na Seção 7.2.1. Visto que o objetivo é testar a metodologia com restrições de segurança, alguns limites de transmissão foram alterados para garantir violações no sistema em contingência. Os novos limites são mostrados na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Novos limites de transmissão, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE [14]

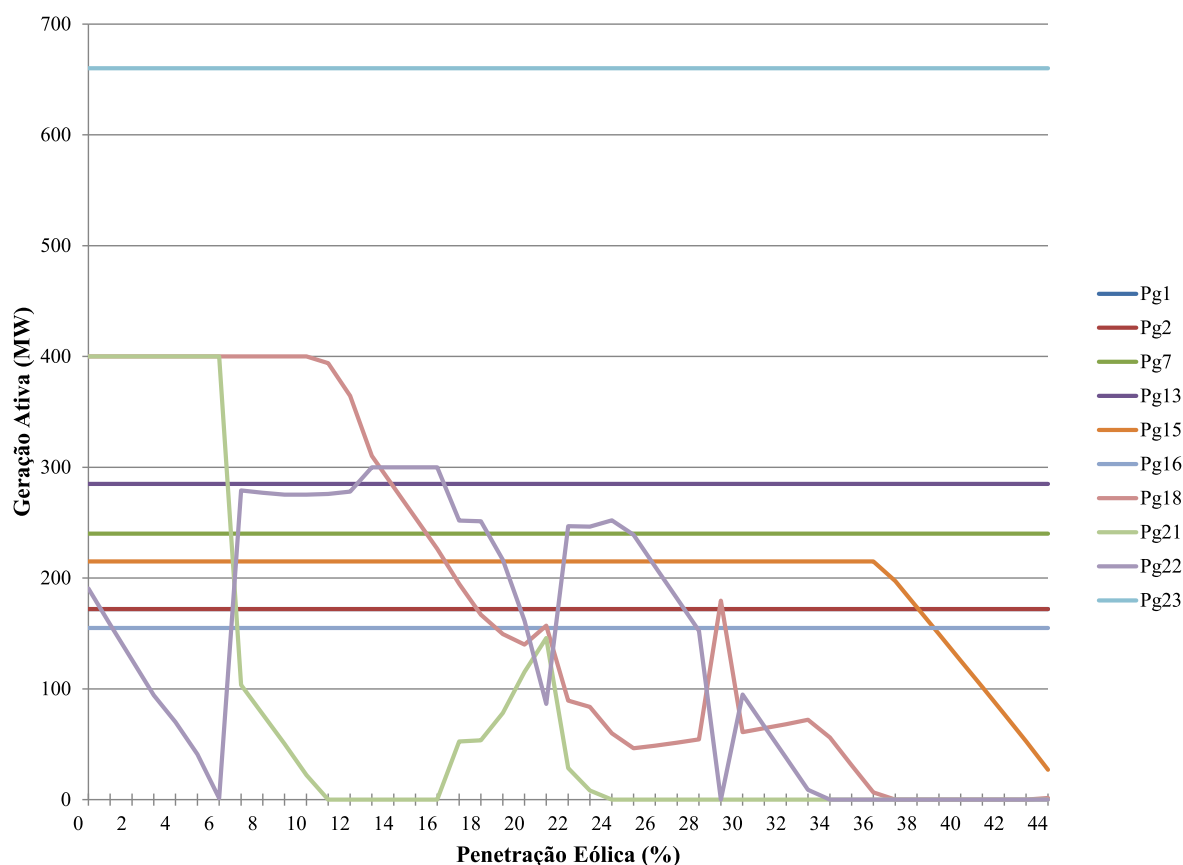
Linhas	Limite de fluxo na linha (MW)
1-5	85
2-6	110
15-24	305

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

### 7.3.2 Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica

Inicialmente para o Sistema 6-Barras foram considerados os custos de investimento das linhas candidatas iguais. O nível de penetração eólica de 29% é inviável. Após reduzir o incremento de penetração para 0,1%, o máximo de penetração absorvido pelo sistema é de 28,5%. Qualquer nível maior do que esse causa uma violação do limite de transmissão

Figura 21 - Evolução dos níveis de geração ativa do sistema de acordo com a penetração eólica



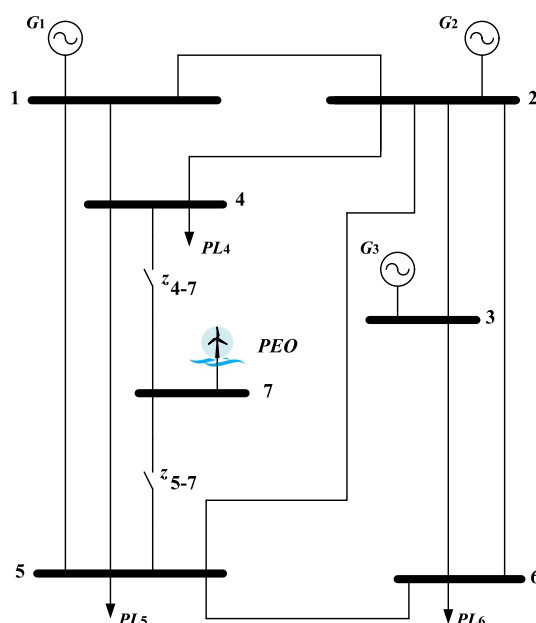
Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

das linhas candidatas à conexão eólica (60 MW). A Tabela 7 apresenta os valores de capacidade eólica alocada  $C_k$  para os níveis de penetração, o ponto de conexão determinado e o status em contingência. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais clara a observação dos resultados mais importantes.

Para este caso não há nenhuma violação dos limites de transmissão em contingências. O processo de otimização seleciona a linha 4-7 em todos os níveis de penetração eólica possíveis. Como os custos das linhas candidatas são os mesmos e as duas conexões são possíveis para os níveis de penetração apresentados, o processo apenas escolhe uma linha e se mantém com ela até o final.

De forma a testar o funcionamento da etapa de otimização do problema, os custos de investimento das linhas candidatas são modificados. É considerado um custo de \$2 para a construção da linha 4-7 e um custo de \$1 para a linha 5-7. Novamente o máximo de penetração eólica absorvido é de 28,5% da carga total, devido à limitação da capacidade de transmissão. A Tabela 8 apresenta os valores de capacidade eólica alocada  $C_k$  para

Figura 22 - Diagrama unifilar do Sistema 6-Barras - Metodologia OTS



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

alguns níveis de penetração, o ponto de conexão determinado e o status em contingência.

Como esperado o processo de otimização seleciona inicialmente a linha de menor custo (5-7), porém após a análise em contingências determina-se que a penetração de 1% não é viável para esta conexão. Uma contingência na linha 2-4 causa uma violação na linha 1-4. Portanto, o processo retorna à Etapa 3 e seleciona uma nova linha de conexão (4-7) que é viável para as contingências em análise.

A mesma violação de contingência se repete para uma penetração de 2% e por isso o otimizador já determina a linha de conexão 4-7 como ótima para este caso. Para penetrações maiores, a linha de menor custo não mais apresenta violações de limite de transmissão e portanto é a linha de conexão selecionada. O gerador da barra de referência (Barra 1) é o único a absorver o excesso de geração causado pela penetração eólica, e quanto maior essa penetração, menor o fluxo nas linhas que conectam a barra de referência ao sistema. Portanto, existe uma maior margem de transmissão nessas linhas para o caso de ocorrência de contingências.

Considere agora o Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE [14]. Os custos de investimento das linhas candidatas à conexão eólica são de \$1 para a linha 6-25 e \$2 para a linha 10-25. Inicialmente foram considerados os limites de linha apresentados na Tabela 39 no Apêndice A. A Tabela 9 apresenta a capacidade eólica alocada para cada nível de penetração e o status em contingência.



Tabela 7 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 6-Barras - Custos de investimentos das linhas iguais

$\delta(\%)$	Capacidade Alocada (MW)		Violação em contingência
	$C_{4-7}$	$C_{5-7}$	
1,00	7,00	0,00	não
2,00	14,00	0,00	não
3,00	21,00	0,00	não
⋮	⋮	⋮	⋮
15,00	105,00	0,00	não
16,00	112,00	0,00	não
⋮	⋮	⋮	⋮
28,30	198,10	0,00	não
28,40	198,80	0,00	não
28,50	199,50	0,00	não
28,60	<i>inviável</i>		-

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Como esperado a linha selecionada pela otimização é a de menor custo (6-25). Níveis de penetração superiores à 10% não são viáveis devido a limitações na rede de transmissão. Percebe-se que nenhum nível de penetração eólica apresenta violações em contingência. Para que a metodologia de análise do critério de segurança  $N-1$  possa ser testada, algumas modificações nos limites das linhas foram feitas.

Inicialmente apenas o limite da linha 1-5 foi alterado de 175 MW para 85 MW. A Tabela 10 apresenta os resultados de capacidade eólica alocada para cada nível de penetração e o status em contingência. Percebe-se que para o nível de penetração de 7%, a conexão pela linha 6-25 não é viável. Para este caso, uma contingência da linha 6-10 causa uma violação na linha 1-5. A mesma violação ocorre para os níveis seguintes de penetração eólica até o máximo de penetração de 10%, mas para todos os casos a conexão pela linha 10-25 é viável.

Um segundo teste foi realizado para avaliar o processo de otimização. Desta vez os limites das linhas foram alterados de acordo com a Tabela 6 e os resultados de alocação eólica são apresentados na Tabela 11. Novamente o nível de penetração de 7% não é viável para a linha de conexão 6-25 em contingências, porém ele também não é viável para a linha de conexão 10-25. Desta forma, o máximo de penetração permitido é de 6%, visto que qualquer penetração maior do que esta causa violações dos limites da rede de transmissão em caso de contingências.

Portanto, é possível concluir que o condicionamento inicial do sistema influencia a metodologia na escolha da linha candidata, assim como impacta no nível máximo de

Tabela 8 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 6-Barras - Custos de investimento das linhas diferentes

$\delta(\%)$	Capacidade Alocada (MW)		Violação em contingência
	$C_{4-7}$	$C_{5-7}$	
1,00	0,00	7,00	sim
1,00	7,00	0,00	não
2,00	14,00	0,00	não
3,00	0,00	21,00	não
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
15,00	0,00	105,00	não
16,00	0,00	112,00	não
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
28,30	0,00	198,10	não
28,40	0,00	198,80	não
28,50	0,00	199,50	não
28,60		<i>inviável</i>	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

capacidade eólica instalada viável.

#### 7.4 ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM FDTP

A metodologia apresentada na Seção 5.2 é aplicada aos sistemas 11-Barras [13] e IEEE 118-Barras [17] de forma a comparar o comportamento das formulações de FDTP proposta e original.

Em ambos os sistemas, duas barras candidatas para a conexão eólica são selecionadas. Ambos os PE têm um fator de capacidade de 30%. O algoritmo foi desenvolvido em Python 3, utilizando a plataforma Anaconda e o IDE Spyder. O FPOL e a otimização foram resolvidos pelo pacote de software livre CVXOPT e o *solver* de programação linear GLPK (método CPLEX).

##### 7.4.1 Sistemas Teste

O Sistema 11-Barras utilizado aqui é o mesmo já apresentado anteriormente. Porém para esta metodologia nenhuma barra é acrescentada e as conexões eólicas são feitas diretamente nas barras candidatas, como ilustrado na Figura 23. As barras 7 e 9 são consideradas como possíveis conexões.

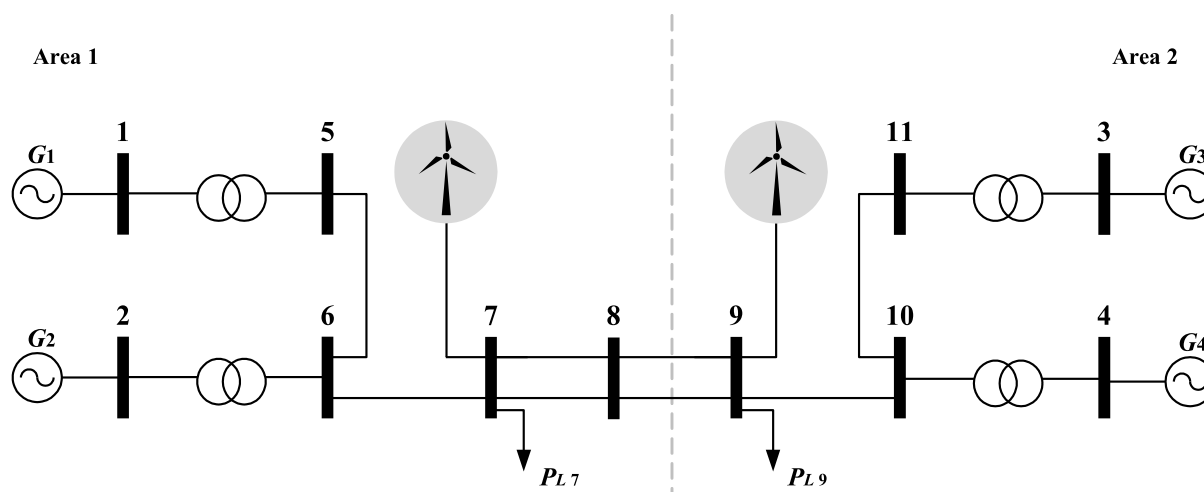
O Sistema IEEE 118-Barras [17] possui 186 linhas e 19 geradores convencionais. A capacidade total de geração convencional é de 6.466,2 MW, e as cargas somam 4.242 MW.

Tabela 9 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE [14] - Custos de investimento das linhas diferentes - Limites originais

$\delta(\%)$	Capacidade Alocada (MW)		Violação em contingência
	$C_{6-25}$	$C_{10-25}$	
1,00	95,00	0,00	não
2,00	190,00	0,00	não
3,00	285,00	0,00	não
4,00	380,00	0,00	não
5,00	475,00	0,00	não
6,00	570,00	0,00	não
7,00	665,00	0,00	não
8,00	760,00	0,00	não
9,00	855,00	0,00	não
10,00	950,00	0,00	não
10,10	<i>inviável</i>		-

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Figura 23 - Diagrama unifilar do Sistema 11-Barras [13] - Metodologia FDTP



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

O diagrama unifilar do sistema é mostrado na Figura 24.

Os dados do sistema e também os custos de geração dos geradores convencionais utilizados foram apresentados em [89] e são reproduzidos no Apêndice A. Os limites térmicos das linhas foram modificados para criar mais congestionamento e proporcionar violações para a análise de contingências. O novo limite é de 220 MW para todas as linhas,

Tabela 10 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE [14] - Custos de investimento das linhas diferentes - Limite 1-5 (85MW)

$\delta(\%)$	Capacidade Alocada (MW)		Violação em contingência
	$C_{6-25}$	$C_{10-25}$	
1,00	95,00	0,00	não
2,00	190,00	0,00	não
3,00	285,00	0,00	não
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
7,00	665,00	0,00	sim
7,00	0,00	665,00	não
8,00	0,00	760,00	não
9,00	0,00	855,00	não
10,00	0,00	950,00	não
10,10	<i>inviável</i>		-

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

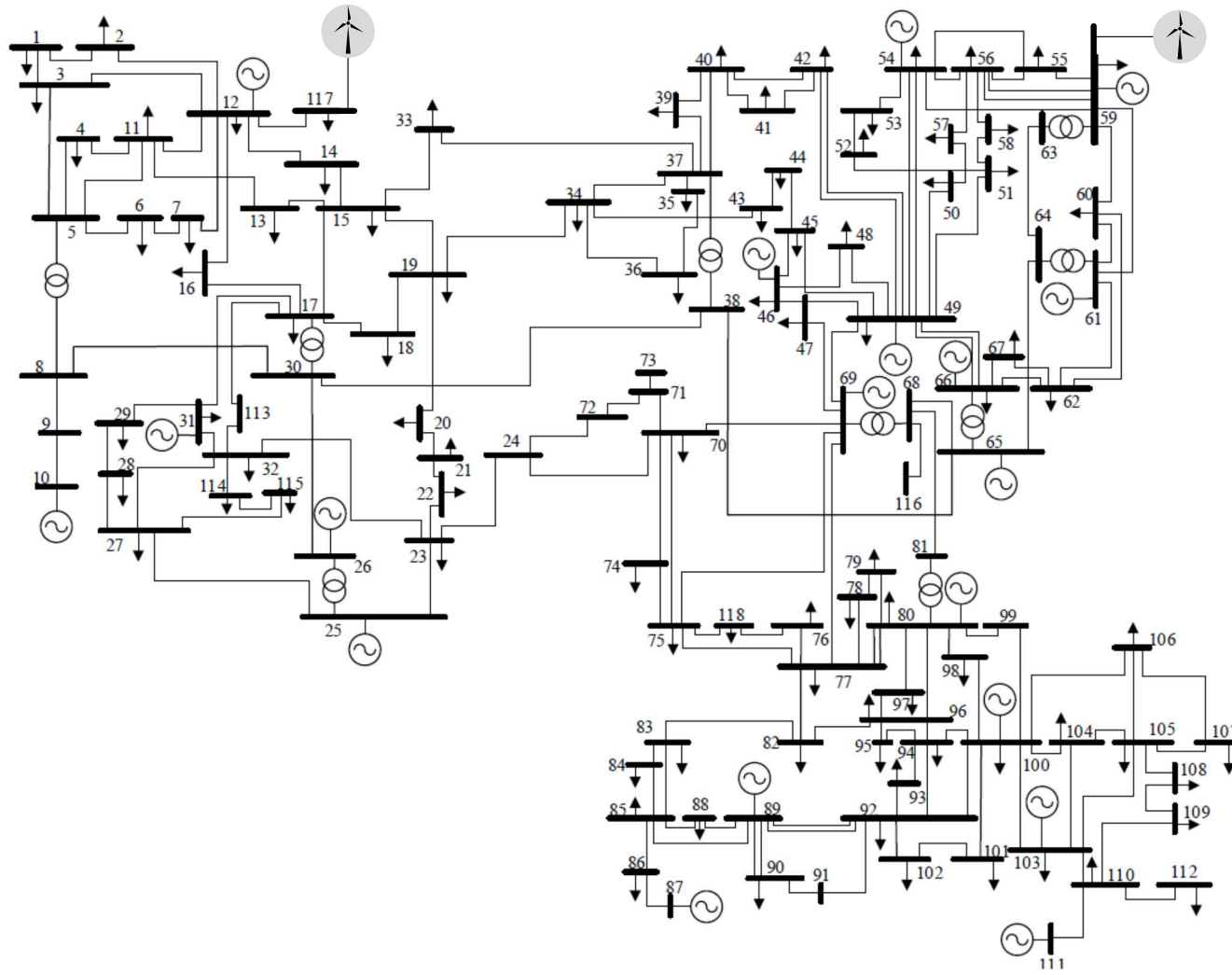
Tabela 11 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE [14] - Custos de investimento das linhas diferentes - Limites modificados

$\delta(\%)$	Capacidade Alocada (MW)		Violação em contingência
	$C_{6-25}$	$C_{10-25}$	
1,00	95,00	0,00	não
2,00	190,00	0,00	não
3,00	285,00	0,00	não
4,00	380,00	0,00	não
5,00	475,00	0,00	não
6,00	570,00	0,00	não
7,00	665,00	0,00	sim
7,00	0,00	665,00	sim

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

exceto para as linhas 12 e 15 (500 MW), linha 13 (400 MW) e linhas 85, 114, 117 a 119 (130 MW). Dois locais potenciais de geração eólica estão disponíveis nas barras 59 e 117.

Figura 24 - Diagrama unifilar do Sistema IEEE 118-Barras [17] - Metodologia FDTP



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

### 7.4.2 Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica

A meta de penetração da energia eólica é inicialmente definida como 1% e é atualizada em incrementos de 1% até que um nível seja considerado inviável. A Tabela 12 mostra o progresso das alocações otimizadas da capacidade eólica firme em cada nível de penetração para o Sistema 11-Barras. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais clara a observação dos resultados mais importantes.

Tabela 12 – Capacidade eólica (MW) para cada nível de penetração e barra candidata, Sistema 11-Barras considerando NFDTP

$\delta(\%)$	Capacidade Eólica (MW)	
	Barra 7	Barra 9
1,00	91,13	0,00
2,00	182,27	0,00
⋮	⋮	⋮
35,00	3189,67	0,00
36,00	0,00	3280,80
⋮	⋮	⋮
50,00	0,00	4556,67
51,00	17,00	4630,80
⋮	⋮	⋮
70,00	967,00	5412,33
71,00	<i>inviável</i>	

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

A metodologia de otimização estima a meta de 70% como o nível de penetração de energia eólica firme maximizado. Qualquer nível maior de penetração eólica causa uma violação do fluxo de energia da linha 4-10. De todas as linhas que conectam os geradores ao sistema, esta é a de menor capacidade de transmissão. Como todos os geradores estão compensando o balanço de energia, faz sentido que a linha com o limite mais baixo seja a primeira violada.

Até a meta de penetração de 50%, apenas um PEO estava gerando, mas para penetrações mais altas, os dois locais estão operando. Isso mostra o benefício de considerar todos os potenciais locais de conexão eólica no modelo de otimização.

A Tabela 13 mostra o progresso das alocações otimizadas de capacidade eólica firme em cada nível de penetração para o Sistema IEEE 118-Barras.

A barra 117 tem uma carga de 20 MW e só está conectada à barra 12 por meio de uma linha com Fluxo de Potência máximo de 220 MW. Assim, a potência eólica máxima de conexão a esta barra deve ser de 240 MW, o que é comprovado pelos resultados da

Tabela 13 – Capacidade eólica (MW) para cada nível de penetração e barra candidata, Sistema IEEE 118-Barras considerando NFDTP

$\delta(\%)$	Capacidade Eólica (MW)	
	Barra 59	Barra 117
1,00	0,00	141,40
2,00	42,80	240,00
3,00	184,20	240,00
4,00	325,60	240,00
5,00	467,00	240,00
6,00		<i>inviável</i>

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 13. Embora as conexões da barra 59 permitam que ela absorva 1.817 MW, uma penetração superior a 5% causa uma violação na linha 64-65.

### 7.4.3 Comparando as Metodologias FDTP

Para entender melhor a diferença entre analisar a conexão da energia eólica com o NFDTP, ao contrário do FDTP original, os resultados de ambas as metodologias são comparados. A Tabela 14 mostra a conexão ótima do PEO para cada nível de penetração no Sistema 11-Barras.

Tabela 14 – Capacidade eólica (MW) para cada nível de penetração e barra candidata, Sistema 11-Barras considerando os FDTP originais

$\delta(\%)$	Capacidade Eólica (MW)	
	Barra 7	Barra 9
1,00	91,13	0,00
2,00	182,27	0,00
⋮	⋮	⋮
15,00	1367,00	0,00
16,00	0,00	1458,13
⋮	⋮	⋮
27,00	0,00	2460,60
28,00	18,73	2533,00
⋮	⋮	⋮
30,00	201,00	2533,00
31,00		<i>inviável</i>

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Para a metodologia FDTP original, a capacidade máxima de geração eólica absorvida pelo sistema é de 30% da carga total, com os dois parques operando juntos. Qualquer

penetração maior causa uma violação da capacidade de transmissão nas linhas 1-5 e 5-6.

A Tabela 15 compara o Fluxo de Potência em cada linha de transmissão do sistema, considerando ambas as abordagens FDTP com 30% de penetração da energia eólica. É possível notar que, para o NFDTP, o fluxo das linhas possui uma margem maior até o limite de capacidade do que o FDTP original. Assim, a distribuição do desbalanço de potência permite que o sistema absorva mais geração eólica sem problemas de congestionamento.

O sistema 11-Barras é bastante radial e com a carga concentrada em uma única região, que coincide com a área de estudo de conexão de geração eólica. Para o caso com os NFDTP, quando a capacidade de penetração de geração eólica atinge o valor corresponde à carga total do sistema, os geradores convencionais não são utilizados e todo o fluxo ativo do sistema está entre as barras de carga 7 e 9.

Tabela 15 – Fluxos de potência nas linhas do Sistema 11-Barras (MW) considerando FDTP novos e originais

Linha	Fluxo de Potência (MW)	
	NFDTP ( $\beta$ )	FDTP ( $\alpha$ )
1-5	0,00	-1984,00
2-6	0,00	750,00
3-11	0,00	484,00
4-10	0,00	750,00
5-6	0,00	-1984,00
6-7	0,00	-1234,00
7-8	883,50	-1000,00
7-8	883,50	-1000,00
8-9	883,50	-1000,00
8-9	883,50	-1000,00
9-10	0,00	-1234,00
10-11	0,00	-484,00

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Para o Sistema IEEE 118-Barras, não é permitido nenhum nível de penetração eólica, considerando a formulação original do FDTP. Uma penetração de 1 % na barra 59 ou na barra 117 causa uma violação nas linhas 8-9 e 9-10 do sistema. Esse fato confirma as vantagens da abordagem NFDTP sobre a original.

## 7.5 ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS E NFDTP

Esta seção apresenta os resultados obtidos aplicando a metodologia proposta na Seção 7.5 para a conexão ótima de um PEO com penetração máxima da energia eólica utilizando OTS e NFDTP em diferentes sistemas: Sistema 11-Barras [13], Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE [14] e o Sistema IEEE 118-Barras [17].



Em todos os sistemas, duas linhas candidatas para a conexão eólica ao sistema *onshore* são selecionados. O PEO tem um fator de capacidade de 30%. O algoritmo foi desenvolvido em Python 3, utilizando a plataforma Anaconda e o IDE Spyder. O FPOL e a otimização foram resolvidos pelo pacote de software livre CVXOPT e o *solver* de programação linear GLPK (método CPLEX). Para a análise de PLIM foi utilizada a função ILP.

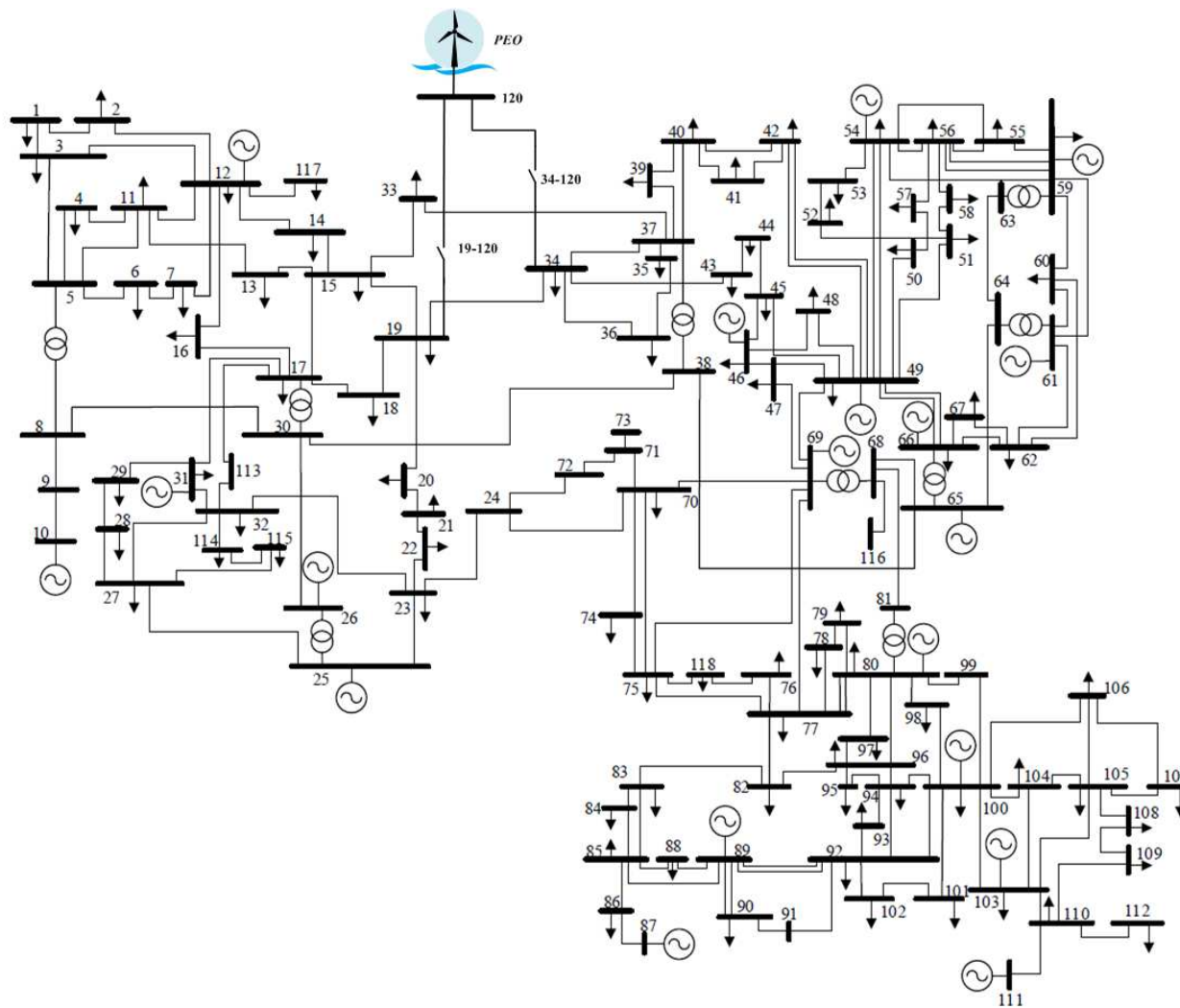
### 7.5.1 Sistemas Teste

Os sistemas utilizados aqui são os mesmos já apresentados anteriormente. Para a avaliação da metodologia combinada de OTS com NFDTP uma barra é adicionada ao sistema para representar a conexão do PEO. Além disso uma segunda barra precisa ser adicionada para os sistemas que possuem carga conectada à sua barra de referência, criando um *link* de baixa impedância que separa carga de geração para adequar o sistema à análise com os fatores  $\beta$ .

Para o Sistema 11-Barras, a barra adicional 12 é conectada à barra de referência pelo *link* de baixa impedância e o PEO é conectado à barra adicional 13. As linhas candidatas de transmissão da geração eólica são 7-13 e 9-13, com resistência e reatância iguais a 0,001 p.u. e 0,0166 p.u., respectivamente. Para o Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE, a barra adicional 25 é conectada à barra de referência pelo *link* de baixa impedância e o PEO é conectado à barra adicional 26. As linhas candidatas de transmissão da geração eólica são 6-26 e 10-26, com reatância e resistência iguais a 0,0023 p.u. e 0,0839 p.u., respectivamente. Para o Sistema IEEE 118-Barras, a barra adicional 119 é conectada à barra de referência pelo *link* de baixa impedância e o PEO é conectado à barra adicional 120. As linhas candidatas de transmissão da geração eólica são 19-120 e 34-120, com reatância e resistência iguais a 0,0023 p.u. e 0,0104 p.u., respectivamente.

As conexões do PEO para o Sistema IEEE 118-Barras são diferentes das apresentadas anteriormente, pois as conexões 19-120 e 34-120 apresentam resultados mais interessantes para a futura análise de patamares de carga. A Figura 25 apresenta o diagrama unifilar com as novas conexões.

Figura 25 - Diagrama unifilar do Sistema IEEE 118-Barras [17] - Metodologia combinada de OTS e NFDTP



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

### 7.5.2 Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica

O primeiro sistema avaliado é o Sistema 11-Barras. Foi avaliada a situação onde a construção da linha candidata 7-13 apresenta custos maiores (\$2) do que a construção da linha 9-13 (\$1). Além disso, a capacidade de transmissão da linha candidata 9-13 é de 400 MW e da linha 7-13 é de 500 MW. A Tabela 16 apresenta os resultados encontrados. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais clara a observação dos resultados mais importantes.

Tabela 16 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema 11 Barras [13] - Custos de investimento de linha: 7-13 \$2 e 9-13 \$1

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)	
	$C_{7-13}$	$C_{9-13}$
1,00	0,00	91,13
2,00	0,00	182,27
3,00	0,00	273,40
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
12,00	0,00	1093,60
13,00	0,00	1184,73
14,00	0,00	1275,87
15,00	1367,00	0,00
16,00	1458,13	0,00
17,00	1549,27	0,00
18,00	1640,40	0,00
18,10	1649,51	0,00
18,20	1658,63	0,00
18,30	<i>inviável</i>	

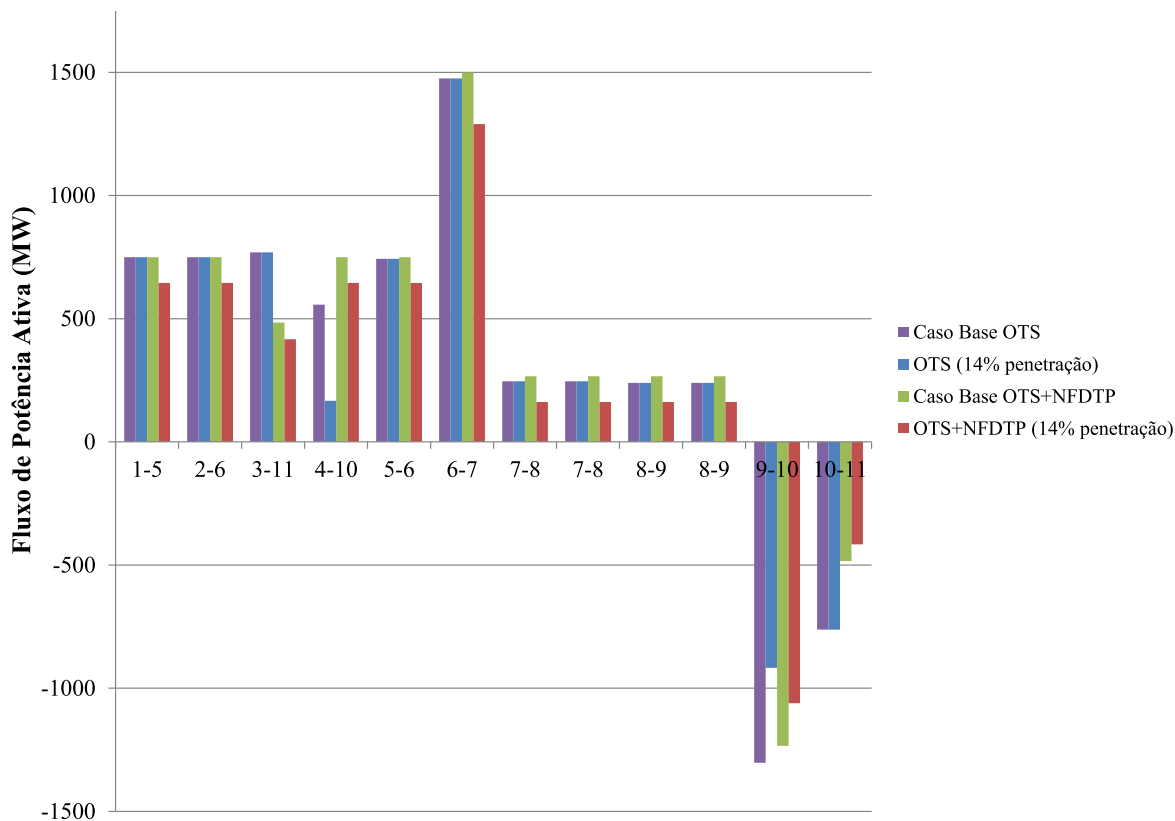
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

É possível perceber que o processo de otimização opta pela opção de linha candidata mais barata (9-13) até que esta se torne inviável com um nível de penetração de 15% da carga total. Neste caso, a penetração de geração eólica causa uma violação no limite de transmissão de potência ativa da linha de conexão (400MW). Como a linha candidata 7-13 tem um limite maior, ela passa a ser a selecionada para conexão, mesmo que com o custo mais caro. Para essa conexão o máximo de penetração permitido é de 18,2%, dado que uma penetração de 18,3% violaria o limite de transmissão de potência ativa da linha 7-13 (500MW).

Esses resultados são compatíveis com os apresentados na Tabela 4 para a metodologia de OTS. As variações se dão apenas por conta da alteração no limite térmico das linhas. A grande diferença entre as duas metodologias se encontra na distribuição do Fluxo de Potência ativa nas linhas do sistema. O gráfico da Figura 26 apresenta um

comparativo do fluxo ativo em todas as linhas para as duas metodologias, considerando o nível de penetração de 14%, o último em que ambas as metodologias determinam a mesma linha de conexão.

Figura 26 - Comparação do Fluxo de Potência Ativa nas linhas do Sistema 11-Barras - Metodologias OTS e Combinada

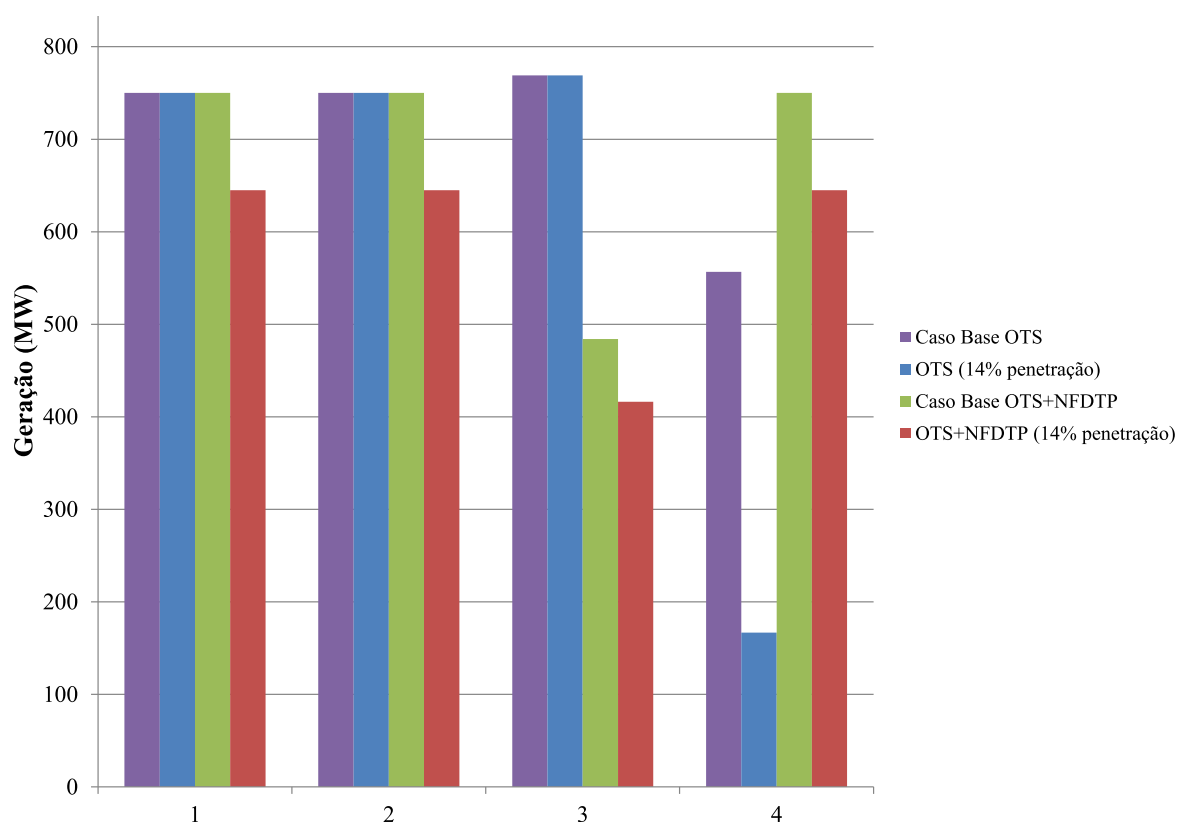


Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A barra de referência do Sistema 11-Barras é a de número 4. Considerando a metodologia baseada em OTS, apenas as linhas que interligam a barra de referência e a barra de conexão eólica tem seu fluxo alterado, uma vez que apenas o gerador de referência absorve o excesso de potência injetado pelo PEO. Para a metodologia combinada de OTS e NFDTP, esse excesso é absorvido por todos os geradores ativos do sistema, dessa forma o Fluxo de Potência ativa nas linhas é totalmente redistribuído, com valores abaixo dos encontrados no caso base.

Além da variação nos fluxos nas linhas, a geração individual dos geradores convencionais do sistema também será diferente, uma vez que a metodologia combinada redistribui o excesso de geração entre todos os geradores do sistema, ao invés de alocar totalmente na barra de referência. O gráfico da Figura 27 apresenta os valores de geração para os geradores convencionais para o nível de penetração de 14%.

Figura 27 - Comparação da Geração de Potência Ativa nas barras do Sistema 11-Barras - Metodologias OTS e Combinada



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Novamente é possível perceber que as alterações para a metodologia de OTS acontecem apenas na barra de referência, enquanto para a metodologia combinada todos os geradores são responsáveis por acomodar o excesso de potência ativa no sistema, cada um de acordo com o seu fator de participação.

As diferenças encontradas nos valores de geração e Fluxo de Potência nas linhas no caso base para as duas metodologias estão relacionadas com a consideração de perdas pela metodologia OTS. Portanto os resultados não podem ser comparados quantitativamente, mas é possível destacar as vantagens da utilização da metodologia combinada, uma vez que o sistema é aliviado como um todo, não só nos geradores, quanto na rede de transmissão.

O segundo sistema avaliado é o Sistema Teste de Confiabilidade IEEE. Foi avaliada a situação onde a construção da linha candidata 6-26 apresenta custos menores (\$1) do que a construção da linha 10-26 (\$2). Além disso, não foram considerados limites de capacidade de transmissão das linhas candidatas. A Tabela 17 apresenta os resultados encontrados. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais claro a observação

dos resultados mais importantes.

Tabela 17 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento de linha: 6-26 \$1 e 10-26 \$2

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)	
	$C_{6-26}$	$C_{10-26}$
1,00	95,00	0,00
2,00	190,00	0,00
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
11,00	1045,00	0,00
12,00	1140,00	0,00
13,00	0,00	1235,00
14,00	0,00	1330,00
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
35,00	0,00	3325,00
36,00	0,00	3420,00
36,10	0,00	3429,50
36,20	<i>inviável</i>	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

O nível máximo de penetração de geração eólica é 36,1%. Qualquer nível superior a esse causa uma violação no limite térmico da linha 6-10. Nesse ponto, a linha candidata selecionada para conectar o PEO ao sistema é a linha 10-26, mesmo sendo a linha com maior custo. A penetração máxima permitida pela linha candidata mais barata (6-26) é de 12%, uma vez que qualquer nível acima deste causa também uma violação no limite térmico da linha 6-10.

Esses resultados são coerentes com os encontrados pela metodologia OTS e apresentados na Tabela 5, porém a metodologia combinada apresenta um nível máximo de penetração eólica mais conservador que a metodologia original. Neste caso, a redistribuição do fluxo e da geração por todo o sistema cria algumas inversões de sentido do fluxo em algumas linhas, o que impacta na capacidade de absorção de geração eólica.

O último sistema analisado é o Sistema IEEE 118-Barras. Foi avaliada a situação onde a construção da linha candidata 19-120 apresenta custos maiores (\$2) do que a construção da linha 34-120 (\$1). Além disso, não foram considerados limites de capacidade de transmissão das linhas candidatas. A Tabela 18 apresenta os resultados encontrados. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais clara a observação dos resultados mais importantes.

A metodologia combinada escolhe inicialmente a linha candidata mais barata, 34-120. Porém para um nível de penetração de 11%, essa opção não é mais viável devido

Tabela 18 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema IEEE 118 Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)	
	$C_{19-120}$	$C_{34-120}$
1,00	0,00	141,40
2,00	0,00	282,80
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
9,00	0,00	1272,60
10,00	0,00	1414,00
11,00	1555,40	0,00
12,00	1696,80	0,00
12,10	1710,94	0,00
12,20	1725,08	0,00
12,30	1739,22	0,00
12,40	1753,36	0,00
12,50	1767,50	0,00
12,60	<i>inviável</i>	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

a uma violação no limite térmico da linha 34-37. A linha candidata 19-120 é viável para os níveis seguintes de penetração até o máximo de 12,5% da carga total. Uma penetração de 12,6% não é possível, devido a uma violação do limite térmico da linha 15-19.

Estes resultados não podem ser diretamente comparados com os obtidos pela metodologia de NFDTP, pois as conexões são diferentes. As novas barras escolhidas para receber a conexão das linhas candidatas estão em uma região mais malhada da rede e conseguem escoar com mais facilidade a geração eólica, visto pelo maior nível de capacidade alocada.

## 7.6 ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS, NFDTP E PATAMARES DE CARGA

Esta seção apresenta os resultados obtidos aplicando a metodologia combinada de OTS e NFDTP considerando patamares de carga proposta na Seção 7.6 para a conexão ótima de um PEO com penetração máxima da energia eólica em diferentes sistemas: Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE [14] e o Sistema IEEE 118-Barras [17].

Em todos os sistemas, duas linhas candidatas para a conexão eólica ao sistema *onshore* são selecionados. O PEO tem um fator de capacidade de 30%. São considerados três patamares de carga: (i) leve, com carga total de 30% do valor original; (ii) médio, com carga total de 60% do valor original e (iii) pesado, com carga total de 100% do valor

original.

O algoritmo foi desenvolvido em Python 3, utilizando a plataforma Anaconda e o IDE Spyder. O FPOL e a otimização foram resolvidos pelo pacote de software livre CVXOPT e o *solver* de programação linear GLPK (método CPLEX). Para a análise de PLIM foi utilizada a função ILP.

### 7.6.1 Sistemas Teste

Os sistemas utilizados para esta análise já foram apresentados nas seções anteriores e nenhuma modificação é necessária neste momento. Para o Sistema Teste de Confiabilidade IEEE o total de carga para os patamares é de: (i) leve, 855 MW; (ii) médio, 1710 MW e (iii) pesado, 2850 MW. Para o Sistema IEEE 118 esses valores são: (i) leve, 1272,6 MW; (ii) médio, 2545,2 MW e (iii) pesado, 4242 MW.

Os valores de carga total do sistema em análise se alteram de acordo com o patamar analisado, mas para garantir que o mesmo valor de penetração eólica está sendo considerado nos três casos a porcentagem do nível de penetração é calculada em cima do valor de carga total do patamar pesado, ou seja, da carga original do sistema.

### 7.6.2 Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica

O primeiro sistema avaliado é o Sistema Teste de Confiabilidade IEEE. Foi avaliada a situação onde a construção da linha candidata 6-26 apresenta custos menores (\$1) do que a construção da linha 10-26 (\$2). Além disso, não foram considerados limites de capacidade de transmissão das linhas candidatas. A Tabela 19 apresenta os resultados encontrados. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais clara a observação dos resultados mais importantes.

A metodologia inicialmente seleciona a linha candidata mais barata, 6-26, até que para o nível de 8% de penetração eólica ele se torna inviável. Para os níveis seguintes, a linha candidata mais cara, 10-26, ainda é viável, até o nível de 30%. Estes resultados são diferentes dos encontrados anteriormente pela metodologia combinada e apresentados na Tabela 17, que se referem ao patamar de carga pesado. Como todos os patamares de carga precisam ser atendidos ao mesmo tempo, com a mesma linha de conexão para o PEO, é possível presumir que o comportamento do sistema é diferente para os patamares de carga leve e médio.

Para determinar qual patamar teve maior influência no resultado final, os três casos foram testados separadamente com a metodologia combinada da Seção 7.5. A Tabela 20 a seguir mostra os resultados individuais para cada patamar.

É possível perceber que o patamar leve é o primeiro a apresentar alteração na seleção da linha candidata, com apenas 8%, seguido do patamar médio em 10% e do



Tabela 19 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento de linha: 6-26 \$1 e 10-26 \$2

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)	
	$C_{6-26}$	$C_{10-26}$
1,00	95,00	0,00
2,00	190,00	0,00
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
6,00	570,00	0,00
7,00	665,00	0,00
8,00	0,00	760,00
9,00	0,00	855,00
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
29,00	0,00	2755,00
30,00	0,00	2850,00
30,10	<i>inviável</i>	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

patamar pesado em 13%. Como o nível de penetração precisa ser viável para os três patamares ao mesmo tempo, o nível máximo viável para a conexão 6-26 é de 7%.

Com um nível de penetração de 30% o caso do patamar leve consegue abater toda a sua carga (855 MW) com a geração eólica, portanto nenhum nível superior a esse é possível, uma vez que o sistema não tem mais como acomodar novas injeções de potência ativa. Desta forma, essa é a solução final para o caso que considera os três patamares. A linha ótima de conexão selecionada, portanto, é a 10-26.

O segundo sistema avaliado é o Sistema IEEE 118-Barras. Foi avaliada a situação onde a construção da linha candidata 19-120 apresenta custos maiores (\$2) do que a construção da linha 34-120 (\$1). Além disso, não foram considerados limites de capacidade de transmissão das linhas candidatas. A Tabela 21 apresenta os resultados encontrados.

É possível perceber que para este caso não há variação na seleção da linha candidata ótima para conexão, pois em todos os níveis a linha escolhida é a mais barata, 34-120. O nível de penetração de 9% da carga total é inviável, portanto o passo foi reduzido para 0,1% obtendo a máxima penetração de 8,3%. Utilizando da mesma análise feita para o Sistema Teste de Confiabilidade IEEE, podemos avaliar cada patamar separadamente para compreender o que está limitando a injeção de geração eólica no sistema. A Tabela 22 abaixo mostra os resultados individualmente por patamar.

Para o patamar de carga leve, o máximo de penetração permitido é de 8,3% através da conexão pela linha 34-120, que é a mais barata. Qualquer nível superior a este causa

Tabela 20 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração, linha candidata e patamar de carga, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento de linha: 6-26 \$1 e 10-26 \$2

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)					
	Patamar Leve		Patamar Médio		Patamar Pesado	
	$C_{6-26}$	$C_{10-26}$	$C_{6-26}$	$C_{10-26}$	$C_{6-26}$	$C_{10-26}$
1,00	95,00	0,00	95,00	0,00	95,00	0,00
2,00	190,00	0,00	190,00	0,00	190,00	0,00
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
6,00	570,00	0,00	570,00	0,00	570,00	0,00
7,00	665,00	0,00	665,00	0,00	665,00	0,00
8,00	0,00	760,00	760,00	0,00	760,00	0,00
9,00	0,00	855,00	855,00	0,00	855,00	0,00
10,00	0,00	950,00	0,00	950,00	950,00	0,00
11,00	0,00	1045,00	0,00	1045,00	1045,00	0,00
12,00	0,00	1140,00	0,00	1140,00	1140,00	0,00
13,00	0,00	1235,00	0,00	1235,00	0,00	1235,00
14,00	0,00	1330,00	0,00	1330,00	0,00	1330,00
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
29,00	0,00	2755,00	0,00	2755,00	0,00	2755,00
30,00	0,00	2850,00	0,00	2850,00	0,00	2850,00
31,00	-	-	0,00	2945,00	0,00	2945,00
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
35,00	-	-	0,00	3325,00	0,00	3325,00
36,00	-	-	0,00	3420,00	0,00	3420,00
37,00	-	-	0,00	3515,00	-	-
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
48,20	-	-	0,00	4579,00	-	-
48,30	-	-	0,00	4588,50	-	-
48,40	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

uma violação no limite térmico da linha 34-37. Este valor de penetração é o maior dentre os possíveis para todos os três patamares ao mesmo tempo, portanto condiz com a solução encontrada anteriormente.

## 7.7 ALOCAÇÃO ÓTIMA DE GERAÇÃO EÓLICA COM OTS, NFDTP, PATAMARES DE CARGA E CRITÉRIO DE SEGURANÇA $N-1$

Esta seção apresenta os resultados obtidos aplicando a metodologia combinada de OTS e NFDTP considerando patamares de carga e o critério de segurança  $N-1$  proposta na Seção 7.7 para a conexão ótima de um PEO com penetração máxima da energia eólica

Tabela 21 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema IEEE 118 Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)	
	$C_{19-120}$	$C_{34-120}$
1,00	0,00	141,40
2,00	0,00	282,80
3,00	0,00	424,20
4,00	0,00	565,60
5,00	0,00	707,00
6,00	0,00	848,40
7,00	0,00	989,80
8,00	0,00	1131,20
8,10	0,00	1145,34
8,20	0,00	1159,48
8,30	0,00	1173,62
8,40	<i>inviável</i>	

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

em diferentes sistemas: Sistema de Teste de Confiabilidade do IEEE [14] e o Sistema IEEE 118-Barras [17].

Em todos os sistemas, duas linhas candidatas para a conexão eólica ao sistema *onshore* são selecionados. O PEO tem um fator de capacidade de 30%. São considerados três patamares de carga: *(i)* leve, com carga total de 30% do valor original; *(ii)* médio, com carga total de 60% do valor original e *(iii)* pesado, com carga total de 100% do valor original.

O algoritmo foi desenvolvido em Python 3, utilizando a plataforma Anaconda e o IDE Spyder. O FPOL e a otimização foram resolvidos pelo pacote de software livre CVXOPT e o *solver* de programação linear GLPK (método CPLEX). Para a análise de PLIM foi utilizada a função ILP.

### 7.7.1 Sistemas Teste

Os sistemas utilizados para esta análise já foram apresentados nas seções anteriores e nenhuma modificação é necessária neste momento. Para o Sistema Teste de Confiabilidade IEEE o total de carga para os patamares é de: *(i)* leve, 855 MW; *(ii)* médio, 1710 MW e *(iii)* pesado, 2850 MW. Para o Sistema IEEE 118 esses valores são: *(i)* leve, 1272,6 MW; *(ii)* médio, 2545,2 MW e *(iii)* pesado, 4242 MW.

Os valores de carga total do sistema em análise se alteram de acordo com o patamar analisado, mas para garantir que o mesmo valor de penetração eólica está sendo considerado

Tabela 22 – Capacidade alocada (MW) para cada nível de penetração, linha candidata e patamar de carga, Sistema IEEE 118-Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1

$\delta$ (%)	Capacidade Alocada (MW)					
	Patamar Leve		Patamar Médio		Patamar Pesado	
	$C_{19-120}$	$C_{34-120}$	$C_{19-120}$	$C_{34-120}$	$C_{19-120}$	$C_{34-120}$
1,00	0,00	141,40	0,00	141,40	0,00	141,40
2,00	0,00	282,80	0,00	282,80	0,00	282,80
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
8,20	0,00	1159,48	0,00	1159,48	0,00	1159,48
8,30	0,00	1173,62	0,00	1173,62	0,00	1173,62
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
9,30	-	-	0,00	1315,02	0,00	1315,02
9,40	-	-	0,00	1329,16	0,00	1329,16
10,00	-	-	-	-	0,00	1414,00
11,00	-	-	-	-	1555,40	0,00
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
12,40	-	-	-	-	1753,36	0,00
12,50	-	-	-	-	1767,50	0,00
12,60	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

nos três casos a porcentagem do nível de penetração é calculada em cima do valor de carga total do patamar pesado, ou seja, da carga original do sistema.

O Sistema Teste de Confiabilidade IEEE é um sistema muito bem condicionado e por isso não apresenta nenhuma violação de limite de transmissão de potência ativa em situações de contingência. Para validar o funcionamento da metodologia apresentada, o limite da linha 16-17 foi reduzido de 500 MW para 419 MW.

### 7.7.2 Maximizando o Nível de Penetração de Energia Eólica

O primeiro sistema avaliado é o Sistema Teste de Confiabilidade IEEE. Foi avaliada a situação onde a construção da linha candidata 6-26 apresenta custos menores (\$1) do que a construção da linha 10-26 (\$2). Além disso, não foram considerados limites de capacidade de transmissão das linhas candidatas. A Tabela 23 apresenta os resultados encontrados. Algumas linhas da tabela foram omitidas para tornar mais clara a observação dos resultados mais importantes.

A primeira violação em contingência acontece para o nível de penetração de 1% da carga total. A linha candidata selecionada, 6-26, é a mais barata como esperado, porém uma contingência na linha 15-16 causa uma violação no limite térmico da linha 16-17

Tabela 23 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE - Custos de investimento de linha: 6-26 \$1 e 10-26 \$2 - Limites modificados

$\delta(\%)$	Capacidade Alocada (MW)		Violação em contingência
	$C_{6-26}$	$C_{10-26}$	
1,00	28,50	0,00	sim
1,00	0,00	28,50	não
2,00	57,00	0,00	não
3,00	85,50	0,00	não
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
6,00	171,00	0,00	não
7,00	199,50	0,00	sim
7,00	0,00	199,50	não
8,00	0,00	228,00	não
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
20,00	0,00	570,00	não
21,00	0,00	598,50	não

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

para o patamar de carga pesado. Alterando a conexão para a linha mais cara, 34-120, o problema é corrigido.

Para os níveis seguintes de penetração nenhuma violação ocorre em contingência para nenhum patamar, portanto a metodologia volta a considerar a linha mais barata para a conexão do PEO. Para o nível de 7% de penetração, contingência em qualquer uma das linhas 1-5, 2-4 ou 5-10 causa violação na linha 6-10, considerando o patamar de carga leve. Após a inclusão das restrições operativas (6.9), a linha 34-120 se mostra viável para operação mesmo em contingência.

Para níveis de penetração superiores a 7% a linha candidata selecionada não retorna à opção mais barata. Uma vez adicionada uma restrição operativa, ela permanece na formulação do problema para os níveis de penetração seguintes. Ela pode limitar a operação do sistema ou não. Para a análise em 1%, percebemos que a inclusão da restrição não impactou a escolha da linha candidata nos níveis de penetração seguintes, mas já no caso de 7% isso não se repete. Para este último nível, alguns fluxos nas linhas se aproximam muito do seu limite térmico de operação antes mesmo da análise de contingência, portanto a inclusão das restrições operativas levam à decisão pela linha mais cara.

O segundo sistema avaliado é o Sistema IEEE 118-Barras. Foi avaliada a situação onde a construção da linha candidata 19-120 apresenta custos maiores (\$2) do que a construção da linha 34-120 (\$1). Além disso, não foram considerados limites de capacidade de transmissão das linhas candidatas. A Tabela 24 apresenta os resultados encontrados.

Tabela 24 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema IEEE 118-Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1

$\delta(\%)$	Capacidade Alocada (MW)		Violação em contingência
	$C_{19-120}$	$C_{34-120}$	
1,00	0,00	141,40	sim
1,00	141,40	0,00	sim

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Para este caso nenhum nível de penetração é viável quando o critério de segurança  $N-1$  é analisado. Considerando 1% de penetração, encontramos muitas violações dos limites térmicos das linhas em situação de contingência. Os patamares de carga leve, médio e pesado apresentam 24, 68 e 57 violações, respectivamente. Isso significa a inclusão de 149 restrições de segurança no problema ao mesmo tempo, o que limita muito a operação do sistema, que não consegue encontrar uma solução viável.

O número de contingências analisadas cresce de acordo com o sistema, e quando este não está bem condicionado a convergência da metodologia combinada fica comprometida. Um novo teste foi realizado com um conjunto reduzido de contingências analisadas, que está apresentado na Tabela 25. Os resultados são apresentados na Tabela 26.

Tabela 25 – Conjuntos de linhas para análise de contingência - Sistema IEEE 118-Barras

Linha	Capacidade de Transmissão (MW)
35-37	220
99-100	220
100-101	220
100-103	220
100-104	220
100-106	220
101-102	220
103-104	220
103-105	220
103-110	220

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Para este caso, mais níveis de penetração são viáveis, atingindo o máximo de 7%. Para o nível de penetração de 8%, a linha candidata selecionada continua a mais barata (34-120) porém ocorre a violação do limite da linha 34-37, quando a linha 35-37 está em contingência no patamar de carga leve. A linha candidata 19-120 seria viável para

Tabela 26 – Capacidade alocada (MW) e violação em contingência para cada nível de penetração e linha candidata, Sistema IEEE 118-Barras - Custos de investimento de linha: 19-120 \$2 e 34-120 \$1

$\delta(\%)$	Capacidade Alocada (MW)		Violação em contingência
	$C_{19-120}$	$C_{34-120}$	
1,00	0,00	141,40	não
2,00	0,00	282,80	não
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
6,00	0,00	848,40	não
7,00	0,00	989,80	não
8,00	0,00	1131,20	sim
8,00	1131,20	0,00	sim

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

contornar a violação de limites para este patamar, mas não é viável para o caso operativo de carga média, portanto o nível de 8% de penetração se torna inviável.

É possível perceber que os resultados encontrados quando o critério de segurança  $N-1$  é analisado são mais conservadores do que os obtidos quando apenas os patamares de carga são considerados. A análise de contingências cria uma situação extrema de operação para o sistema, e mesmo a redistribuição de energia e o alívio da rede de transmissão proporcionadas pela metodologia combinada muitas vezes não é suficiente para garantir a viabilidade de operação.

## 7.8 RESUMO DE RESULTADOS

Esta seção apresenta um resumo dos principais resultados encontrados pelas metodologias propostas neste trabalho, de forma a facilitar a comparação da eficácia das metodologias.

A Tabela 27 apresenta os resultados para os Sistemas 11-Barras, Teste de Confiabilidade IEEE e IEEE 118-Barras para as três metodologias propostas, considerando sua formulação básica, ou seja, desconsiderando patamares de carga e análise do critério de segurança  $N-1$ . Para o Sistema 11-Barras, o nível máximo de penetração de geração eólica permitido é o mesmo para as metodologias OTS e combinada (OTS+NFDTP), uma vez que elas consideram a linha candidata de conexão do PEO ao sistema, e o limite de fluxo permitido controla o resultado. A linha candidata selecionada pelas metodologias é diferente, visto que na metodologia combinada (OTS+NFDTP) o limite de fluxo da linha 9-13 é considerado menor que o da linha 7-13.

Os resultados para o Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE mostram que nem

Tabela 27 – Resumo dos resultados das metodologias propostas

Sistema	Nível máximo de penetração eólica (%) / Conexão		
	OTS	NFDTP	OTS+NFDTP
11 Barras	18,20 / 9-12	70,00 / 7 e 9	18,20 / 7-13
24 Barras	44,00 / 10-25	-	36,10 / 10-26
118 Barras	-	5,00 / 59 e 117	12,50 / 19-120

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

sempre a redistribuição de geração provocada pela metodologia combinada sucede em uma maior capacidade eólica permitida. Os resultados para o Sistema IEEE 118-Barras não podem ser comparados qualitativamente, uma vez que as conexões candidatas consideradas são diferentes. Porém é possível perceber que o impacto que os pontos de conexão causam na determinação da capacidade máxima de geração eólica. Para a metodologia de NFDTP, uma das barras possíveis de conexão é um fim de linha radial, limitando o fluxo de energia eólica que pode ser absorvida pelo sistema neste ponto. Enquanto que para a metodologia combinada (OTS+NFDTP) as conexões estão em uma região malhada do sistema, garantindo um maior escoamento da geração eólica e, conseqüentemente, maior capacidade instalada permitida.

Considerando o critério de segurança  $N-1$ , podemos comparar os resultados obtidos pela metodologia de OTS e a combinada (OTS+NFDTP) para o Sistema Teste de Confiabilidade do IEEE. Ambas as metodologias determinam que a linha candidata que maximiza a penetração de geração eólica é a que conecta o PEO à barra 10. Porém, graças a redistribuição de geração proporcionada pela metodologia combinada, o nível máximo de penetração eólica permitido é de 21%, comparado com os 10% permitidos pela metodologia de OTS.

A Tabela 28 apresenta os resultados encontrados pela segunda metodologia proposta, da nova abordagem dos FDTP, comparados com a formulação original dos fatores, considerando os sistemas 11-Barras e IEEE 118-Barras. A redistribuição de geração por todos os geradores do sistema, cria um alívio geral da rede de transmissão, permitindo um maior nível de penetração de geração eólica. A formulação original determina que toda variação de geração será absorvida pela barra de referência, o que pode limitar o processo de maximização da penetração eólica, como pode-se perceber pelos resultados encontrados para o Sistema IEEE 118-Barras.

A Tabela 29 apresenta os resultados obtidos pelas diferentes análises realizadas para a metodologia combinada de OTS e NFDTP, para os Sistemas Teste de Confiabilidade do IEEE e IEEE 118-Barras. A inserção dos patamares de carga e do critério de segurança



Tabela 28 – Resumo dos resultados da metodologia de NFDTP proposta

Sistema	Nível máximo de penetração eólica (%) / Conexão	
	NFDTP	FDTF
11 Barras	70,00 / 7 e 9	30,00 / 7 e 9
118 Barras	5,00 / 59 e 117	<i>inviável</i>

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

$N-1$  tornam a análise mais realista, mas também é possível perceber que, independente do sistema analisado, quanto mais análises são realizadas em conjunto, mais limitada se torna a capacidade eólica máxima permitida.

Tabela 29 – Resumo dos resultados da metodologia combinada OTS+NFDTP proposta

Sistema	Nível máximo de penetração eólica (%) / Conexão		
	OTS+NFDTP	OTS+NFDTP+Pat. Carga	OTS+NFDTP+Pat. Carga+( $N-1$ )
24 Barras	36,10 / 10-26	30,00 / 10-26	21,00 / 10-26
118 Barras	12,50 / 19-120	8,30 / 34-120	7,00 / 34-120

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Uma última análise comparativa das metodologias propostas está relacionada ao tempo computacional necessário para a obtenção dos resultados. Esse dados são apresentados na Tabela 30, onde o tempo computacional, dado em segundos, é uma média calculada considerando 20 execuções das metodologias correspondentes. Todas as simulações foram realizadas com a configuração AMD Ryzen 3 2200G 3.50 GHz, RAM 16 GB.

Todas as metodologias são baseadas em um processo incremental, onde um nível de penetração eólica é avaliado por vez. Portanto, é possível inferir que quanto maior o nível de penetração máxima permitida pelo sistema, maior será o tempo computacional encontrado, considerando diferentes sistemas para uma mesma metodologia. Além disso é possível perceber que quanto maior o sistema avaliado, maior também o tempo computacional, ainda que o nível máximo de penetração eólica seja menor.

Comparando a metodologia de OTS e a combinada OTS+NFDTP, ambas considerando linhas candidatas de conexão eólica, pode-se perceber que a última apresenta ganhos computacionais significativos. A análise da conexão candidata para a metodologia de OTS

Tabela 30 – Tempo computacional das metodologias propostas (em segundos)

Metodologia	Sistemas		
	11 Barras	24 Barras	118 Barras
OTS	1,4524	4,9607	-
OTS+( $N-1$ )	-	0,4500	-
NFDTP	0,0549	-	0,2435
OTS+NFDTP	0,0551	0,1402	0,5917
OTS+NFDTP+Pt. Carga	-	0,3055	1,2930
OTS+NFDTP+Pt. Carga+( $N-1$ )	-	2,3661	5,5567

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

é dividida em duas etapas, o que acarreta em um processo mais lento, independentemente do tamanho do sistema avaliado.

O mesmo acontece quando adicionamos a análise de patamares de carga ou dos critério de segurança  $N-1$  a uma metodologia. Essas novas análises criam uma nova etapa no processo de otimização, o que acaba tornando o processo mais lento, principalmente para o critério de segurança  $N-1$ . O tempo computacional aumenta praticamente exponencialmente com o tamanho do sistema nesses casos.

Por fim, é possível comparar os resultados obtidos pela nova abordagem dos FDTP e da metodologia combinada de OTS+NFDTP. O tempo computacional gasto para cada nível de penetração avaliado é menor para a metodologia dos NFDTP, porém esta avaliação não considera a linha de conexão do PEO, nem os níveis de geração dos geradores convencionais.

Uma vez que a metodologia de OTS+NFDTP combina as vantagens das outras duas metodologias propostas, o tempo computacional necessário para a determinação dos resultados pode ser considerado bastante eficaz.

## 7.9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse capítulo teve por objetivo principal apresentar os resultados obtidos pelas metodologias propostas de conexão eólica ótima a sistemas de potência. Os sistemas 11-Barras e Teste de Confiabilidade IEEE foram usados para o teste e validação da metodologia que considera OTS na determinação da melhor linha de conexão de PEO ao sistema de potência. Os sistemas 6-Barras e Teste de Confiabilidade IEEE foram usados na validação da metodologia OTS modificada que considera o critério de segurança  $N-1$ . Já a metodologia que considera FDTP para a determinação do melhor ponto de conexão de um PE ao sistema utilizou os sistemas 11-Barras e IEEE 118-Barras na sua validação. Os

sistemas 11-Barras, Teste de Confiabilidade IEEE e IEEE 118-Barras foram utilizados para avaliação da metodologia combinada de OTS e NFDTP, assim como para a análise com os patamares de carga. Para finalizar, a metodologia combinada com análise de patamares de carga e critério de segurança  $N-1$  utilizou os sistemas Teste de Confiabilidade IEEE e IEEE 118-Barras.

## 8 CONCLUSÕES

### 8.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste trabalho foram propostas três metodologias de determinação do ponto ideal de conexão de um Parque Eólico, *offshore* ou não, em um sistema de potência *onshore*, com o objetivo de maximizar a capacidade de energia eólica firme acomodada pelo sistema.

A primeira metodologia é uma abordagem baseada em *Optimal Transmission Switching* que considera as perdas ativas da rede de transmissão existente, além de considerar os limites de Fluxo de Potência nas linhas, sendo possível analisar o impacto da geração eólica na operação do sistema.

A metodologia é aplicada a dois sistemas de pequeno porte, de forma a determinar o máximo de geração eólica que pode ser inserida no sistema, sempre considerando duas linhas candidatas à conexão do PEO em potencial. Para o primeiro sistema foram consideradas limitações de transmissão na linha de conexão do PEO, e para o segundo sistema essas limitações foram suspensas para que os valores obtidos pudessem ser validados qualitativamente pelos resultados da metodologia *Affine* apresentados em [88].

Para acomodar a penetração de geração eólica, a geração dos geradores convencionais do sistema é reduzida. Devido ao redespacho feito na etapa 4 do algoritmo, essa redução ocorre em geradores diferentes para cada nível de penetração eólica. Com isso o ponto ótimo de conexão pode alterar entre um nível e outro, dado o ponto de partida dos geradores convencionais. Apesar das perdas estarem envolvidas na metodologia, a sua minimização não é o objetivo principal. Os resultados indicam que nem sempre uma maior penetração de geração eólica no sistema acarreta em uma redução nas perdas ativas totais. Por isso, é importante analisar cuidadosamente cada sistema caso o interesse seja a redução de perdas.

Os custos de investimento das linhas candidatas à conexão tem papel importante no processo de otimização, mas alguns outros fatores também podem influenciar nos resultados. Após as modificações na metodologia para a análise do critério de contingência  $N-1$  é possível perceber o impacto que a inicialização dos dados na técnica OTS tem sob a decisão da otimização. O Sistema de Teste de Confiabilidade IEEE apresenta resultados bem distintos para os dois casos, mesmo sem nenhuma alteração no sistema. Os resultados da metodologia com critério de segurança são mais conservadores, uma vez que esta possui mais restrições operacionais devido às contingências.

Neste trabalho também foi proposta uma nova abordagem para a metodologia de FDTP, chamada de NFDTP. Nesta nova abordagem, os fatores de participação dos geradores convencionais são considerados internamente na formulação. O cálculo dos NFDTP é baseado na formulação do FPL e depende apenas da topologia do sistema. Os

NFDTP foram aplicados a um sistema teste 3-Barras para validar a formulação.

Os NPTDFs foram considerados na segunda metodologia que resolve um problema de otimização simplificado para maximizar a conexão de mais de um PE no Sistema 11-Barras e no IEEE 118-Barras. A comparação dos resultados com os obtidos pela formulação original do FDTP mostra que o NFDTP permite que o sistema opere com maior margem de capacidade de transmissão. Assim, o sistema pode absorver um maior nível de penetração da energia eólica devido ao desbalanço de potência ser distribuído através dos geradores convencionais. Considerando a nova abordagem, o sistema IEEE 118-Barras pode acomodar uma conexão de energia eólica, enquanto com a formulação original isso não é possível.

Os novos fatores têm o potencial de complementar os estudos atuais de sistemas de potência em que o FPL já é utilizado como parte da formulação, como o planejamento da operação e expansão, dando uma representação mais realista do comportamento do sistema.

Finalmente, uma terceira metodologia foi proposta que combina as duas abordagens anteriores, de forma a aproveitar as vantagens de cada uma. Ela foi aplicada a sistemas de pequeno, médio e grande porte e apresentou resultados coerentes.

Os resultados mostram que essa metodologia permite um maior alívio da rede de transmissão, assim como redistribui a variação de geração ativa entre todos os geradores do sistema. Como apresentado para o Sistema Teste de Confiabilidade, nem sempre esse comportamento irá garantir um maior nível de penetração de geração eólica, porém o ponto operativo do sistema está muito mais próximo do real, sendo portanto um resultado mais confiável.

Baseada na metodologia combinada, foram feitas outras duas análises para conexão ótima de um PEO. A primeira delas considera patamares de carga para representar os diversos cenários de demanda de energia. O objetivo é determinar a linha ótima de conexão do PEO e a capacidade máxima de geração ativa acomodada pelo sistema, considerando que todos os patamares precisam ser atendidos simultaneamente. Esta análise foi realizada para sistemas de médio e grande porte. Os resultados encontrados são coerentes com os exibidos por cada patamar individualmente e são limitados pelo patamar com menor nível de penetração de geração eólica viável.

A segunda análise considera além dos patamares o critério de segurança  $N-1$ , tornando a análise mais realista. Foram realizados testes em sistemas de médio e grande porte. Neste último caso, é possível perceber que o condicionamento inicial do sistema, assim como o conjunto de linhas avaliadas em contingência pode impactar a solução final. Os resultados obtidos são mais conservadores que os da primeira análise, uma vez que a adição das restrições operativas em contingência limitam o espaço de solução do problema.

Todos os pontos operativos apresentados no Capítulo 7 de resultados foram com-

provados pelo programa de análise de redes do CEPEL, ANAREDE, garantindo a validade da metodologia combinada de OTS e NFDTP.

O solver de Programação Linear Inteira Mista utilizado foi o GLPK com função ILP. Este solver apresentou algumas dificuldades de convergência para sistemas de grande porte e por isso variáveis de folga foram inseridas para garantir a solução. As análises apresentadas mostraram que a inclusão dessas variáveis não alteraram o resultado final obtido pela metodologia, uma vez que seus valores são muito próximos de zero. Porém a necessidade de sua inclusão para garantir a convergência mostra uma deficiência do solver utilizado.

A principal contribuição deste trabalho é a aplicação da técnica de *Optimal Transmission Switching* em estudos de maximização de capacidade e conexão ótima de Parques Eólicos *Offshore* a um sistema *onshore*, tema ainda não vastamente explorado na literatura. Além disso, a nova abordagem do Fator de Distribuição de Transferência de Potência proposta se mostrou bastante eficaz para as análises de conexão de geração eólica a um sistema elétrico de potência e despertou o interesse de aplicações em outras áreas, como em estudos de mercado de energia. A metodologia combinada de OTS e NFDTP proposta também apresentou contribuições significativas na forma como a análise da conexão de geração eólica *offshore* a sistemas *onshore* pode ser realizada, representando com detalhes o processo de absorção dessa geração pelo sistema, respeitando as condições da rede de transmissão. Por fim, todas as metodologias propostas nesta tese foram publicadas em três artigos, comprovando a relevância dos resultados encontrados para a literatura.

## 8.2 TRABALHOS FUTUROS

Dada a relevância dos temas apresentados, assim como a grande gama de áreas de aplicação das metodologias apresentadas, destacam-se os seguintes temas que podem ser contemplados em trabalhos futuros:

1. Consideração dos perfis de carga nas barras do sistema e os perfis de vento dos geradores eólicos de forma integralizada, para que as variações diárias sejam incluídas de forma mais realística;
2. Alteração do solver de Programação Linear Inteira Mista, para evitar a dependência de variáveis de folga e limitações devido ao tamanho do sistema de potência analisado;
3. Aplicação da nova abordagem proposta de NFDTP em problemas na área de mercado de energia.

## REFERÊNCIAS

- 1 IEA. World energy outlook 2023. *Paris, France: International Energy Agency, 2023.*
- 2 Global Wind Energy Council. Global wind report 2022. *Global Wind Energy Council: Brussels, Belgium, 2023.*
- 3 Associação Brasileira de Energia Eólica de Novas Tecnologias. Boletim anual de geração eólica - 2022. Technical report, ABEEólica, 2023.
- 4 EPE. Roadmap eólica offshore brasil. Technical report, Empresa de Pesquisa Energética, 02 2020.
- 5 JK Kaldellis and M Kapsali. Shifting towards offshore wind energy—recent activity and future development. *Energy policy*, 53:136–148, 2013.
- 6 EPE MME. Plano decenal de expansão de energia 2030. Technical report, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2021.
- 7 Empresa de Pesquisa Energética. Painel de dados sobre eólicas offshore. Website, 2023.
- 8 Instituto Brasileiro do Meio Ambiente. Mapas de projetos em licenciamento - complexos eólicos offshore, 2023.
- 9 EGS Sant’Anna, AC Souza, TML Assis, MT Schilling, JA Passos Filho, and AY Takahata. Proposição de uma metodologia de avaliação dos limites de intercâmbio em sistemas de grande porte: desafios para automação. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, 22:134–143, 2011.
- 10 Leandro A Vasconcelos, João A Passos Filho, Leonardo W de Oliveira, and Othon F Avila. Optimal connection of offshore wind farm with maximization of wind capacity to power systems considering losses and security constraints. *Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2019, 2019.
- 11 Emily B Fisher, Richard P O’Neill, and Michael C Ferris. Optimal transmission switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1346–1355, 2008.
- 12 Leandro Vasconcelos, João Alberto Passos Filho, and Leonardo Oliveira. Optimal offshore wind farms connection considering the wind capacity maximization – a benders decomposition approach. *IET Renewable Power Generation*, 04 2020.
- 13 Prabha Kundur, Neal J Balu, and Mark G Lauby. *Power system stability and control*, volume 7. McGraw-hill New York, 1994.
- 14 Probability Methods Subcommittee. Ieee reliability test system. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, (6):2047–2054, 1979.
- 15 Richard D Christie, Bruce F Wollenberg, and Ivar Wangensteen. Transmission management in the deregulated environment. *Proceedings of the IEEE*, 88(2):170–195, 2000.
- 16 Daniel J Burke and Mark J O’Malley. Maximizing firm wind connection to security constrained transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2):749–759, 2009.

- 17 Pablo Fernández-Porras, Mathaios Panteli, and Jairo Quirós-Tortós. Intentional controlled islanding: when to island for power system blackout prevention. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12(14):3542–3549, 2018.
- 18 JQ Duarte, MT Schilling, and JCS Souza. Estudo de adequação do modelo de fluxo de potência linearizado ao sistema interligado brasileiro. *Proceedings of the XI SEPOPE*, 2009.
- 19 Alcir Monticelli. *State estimation in electric power systems: a generalized approach*. Springer Science & Business Media, 2012.
- 20 Allen J Wood, Bruce F Wollenberg, and Gerald B Sheblé. *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2013.
- 21 Brian Stott, Jorge Jardim, and Ongun Alsaç. Dc power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1290–1300, 2009.
- 22 Ping Yan and Arun Sekar. Study of linear models in steady state load flow analysis of power systems. In *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 02CH37309)*, volume 1, pages 666–671. IEEE, 2002.
- 23 Daniel J Burke and MJ O’Malley. Optimal firm wind capacity allocation to power systems with security constraints. In *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pages 1–9. IEEE, 2009.
- 24 D. Van Hertem, J. Verboomen, K. Purchala, R. Belmans, and W.L. Kling. Usefulness of dc power flow for active power flow analysis with flow controlling devices. In *The 8th IEE International Conference on AC and DC Power Transmission*, pages 58–62, 2006.
- 25 José R. Martí, Hamed Ahmadi, and Lincol Bashualdo. Linear power-flow formulation based on a voltage-dependent load model. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(3):1682–1690, 2013.
- 26 Aurelio RL Oliveira, Secundino Soares, and Leonardo Nepomuceno. Optimal active power dispatch combining network flow and interior point approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(4):1235–1240, 2003.
- 27 João Alberto Passos Filho, Othon Ferreira Avila, and Paula Oliveira La Gatta. Comparison between linear and nonlinear governor power flow formulations. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 21(2), 2020.
- 28 Daniel J Burke and Mark J O’Malley. A study of optimal nonfirm wind capacity connection to congested transmission systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(2):167–176, 2010.
- 29 J BnnoBRs. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numer. Math*, 4(1):238–252, 1962.
- 30 Jacques F Benders. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Computational Management Science*, 2(1):3–19, 2005.
- 31 Khalid A. Alnowibet, Adel F. Alrasheedi, and Ahmad M. Alshamrani. Integrated stochastic transmission network and wind farm investment considering maximum allowable capacity. *Electric Power Systems Research*, 215:108961, 2023.



- 32 Kory W Hedman, Richard P O'Neill, Emily Bartholomew Fisher, and Shmuel S Oren. Optimal transmission switching with contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1577–1586, 2009.
- 33 Kory W Hedman, Michael C Ferris, Richard P O'Neill, Emily Bartholomew Fisher, and Shmuel S Oren. Co-optimization of generation unit commitment and transmission switching with n-1 reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2):1052–1063, 2010.
- 34 Clayton Barrows, Seth Blumsack, and Paul Hines. Correcting optimal transmission switching for ac power flows. In *2014 47th Hawaii International Conference on System Sciences*, pages 2374–2379. IEEE, 2014.
- 35 M. Khanabadi and H. Ghasemi. Transmission congestion management through optimal transmission switching. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–5, 2011.
- 36 M. Khanabadi, H. Ghasemi, and M. Doostizadeh. Optimal transmission switching considering voltage security and n-1 contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):542–550, 2013.
- 37 Y. Bai, H. Zhong, Q. Xia, and Y. Wang. A conic programming approach to optimal transmission switching considering reactive power and voltage security. In *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–5, 2015.
- 38 F. Capitanescu and L. Wehenkel. An ac opf-based heuristic algorithm for optimal transmission switching. In *2014 Power Systems Computation Conference*, pages 1–6, 2014.
- 39 J. Bélanger, L. A. Dessaint, and I. Kamwa. An extended optimal transmission switching algorithm adapted for large networks and hydro-electric context. *IEEE Access*, 8:87762–87774, 2020.
- 40 Martin Oviedo, Daniel Rios, Gabriel Baum, and Gerardo Blanco. Optimal transmission switching for cost reduction in the interconnected system of paraguay. In *2020 IEEE Congreso Bienal de Argentina (ARGENCON)*, pages 1–8, 2020.
- 41 F. Qiu and J. Wang. Chance-constrained transmission switching with guaranteed wind power utilization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3):1270–1278, 2015.
- 42 A. Nikoobakht, M. Mardaneh, J. Aghaei, V. Guerrero-Mestre, and J. Contreras. Flexible power system operation accommodating uncertain wind power generation using transmission topology control: an improved linearised ac scuc model. *IET Generation, Transmission Distribution*, 11(1):142–153, 2017.
- 43 J. Aghaei, Ahmad Nikoobakht, Mohammad Mardaneh, Miadreza Shafie-khah, and João Catalão. Transmission switching, demand response and energy storage systems in an innovative integrated scheme for managing the uncertainty of wind power generation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 98:72–84, 06 2018.
- 44 Yuanrui Sang and Mostafa Sahraei-Ardakani. Enhancing wind energy integration by co-optimizing energy storage systems and transmission switching. In *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, 2019.

- 45 H. Zhang, H. Cheng, and S. Zhang. Stochastic optimal transmission switching considering the correlated wind power. *IET Generation, Transmission Distribution*, 13(13):2664–2672, 2019.
- 46 Tian Lan, Zhangxin Zhou, and Garng M. Huang. An ac stochastic optimal transmission switching approach with scenario reduction technique. In *2020 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–5, 2020.
- 47 Haocheng Hua, Tianqi Liu, Chuan He, Lu Nan, Hong Zeng, Xiaotong Hu, and Bin Che. Day-ahead scheduling of power system with short-circuit current constraints considering transmission switching and wind generation. *IEEE Access*, 9:110735–110745, 2021.
- 48 Muhammad Numan, Akif Zia Khan, Mansoor Asif, Sarmad Majeed Malik, and Kashif Imran. Exploiting the inherent flexibility in transmission network for optimal scheduling, wind power utilization, and network congestion management. *IEEE Access*, 9:88746–88758, 2021.
- 49 Mingxuan Lu, Ming Zhou, and Yang Li. Dynamic economic dispatch of power systems with optimal transmission switching. In *2020 IEEE 1st China International Youth Conference on Electrical Engineering (CIYCEE)*, pages 1–6, 2020.
- 50 Jephraim C. Manansala and Michael C. Pacis. Determination of optimal topology for transmission networks with distributed generation using optimal transmission switching (ots). In *2021 IEEE Region 10 Symposium (TENSymp)*, pages 1–6, 2021.
- 51 Yuxi Hu, Mingqiang Wang, Xiaoyang Lian, Shuai Liu, and Qiang Zhang. A reduced disjunctive model for transmission expansion planning considering unit commitment and optimal transmission switching. In *2021 IEEE International Conference on Electrical Engineering and Mechatronics Technology (ICEEMT)*, pages 623–627, 2021.
- 52 Hanyan Huang, Ming Zhou, Shiyi Zhang, Lijun Zhang, Gengyin Li, and Yikai Sun. Exploiting the operational flexibility of wind integrated hybrid ac/dc power systems. In *2021 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pages 1–1, 2021.
- 53 Luis D. Ramirez-Burgueno, Yuanrui Sang, and Nayda Santiago. Improving the computational efficiency of optimal transmission switching problems. In *2022 North American Power Symposium (NAPS)*, pages 1–6, 2022.
- 54 P Sauer, E Reinhard, and T Overbye. Extended factors for linear contingency analysis. In *Proceedings of the 34th annual Hawaii international conference on system sciences*, volume 2, pages 2014–2014, 2001.
- 55 J.A.M Adaoag, M.E.A Andres, P.D Juan, C.A.R. Lagradilla, M.C. Pacis, and G.V Magwili. Determination of electrical energy costs for transmission networks using alternating current power transfer distribution factors (ac-ptdf). In *2020 4rd International Conference on Electrical, Telecommunication and Computer Engineering (ELTICOM)*, pages 11–16, 2020.
- 56 Christof Duthaler, Marc Emery, Göran Andersson, and Martin Kurzidem. Analysis of the use of power transfer distribution factors (ptdf) in the ucte transmission grid. In *Power System Computation Conference*, number CONF, 2008.

- 57 Peter W Sauer. On the formulation of power distribution factors for linear load flow methods. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (2):764–770, 1981.
- 58 Aishvarya Narain, S. K. Srivastava, and S. N. Singh. Impact of wind power generation on ATC calculation with uncertain equal load. *Electrical Engineering*, jan 2021.
- 59 Ross Baldick, Krishnan Dixit, and TJ Oberbye. Empirical analysis of the variation of distribution factors with loading. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, pages 221–229. IEEE, 2005.
- 60 Yonas Gebrekiros, Gerard Doorman, Traian Preda, and Arild Helseth. Assessment of ptdf based power system aggregation schemes. In *2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pages 358–363, 2015.
- 61 Xu Cheng and Thomas J Overbye. Ptdf-based power system equivalents. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(4):1868–1876, 2005.
- 62 Minghai Liu and George Gross. Effectiveness of the distribution factor approximations used in congestion modeling. In *Proceedings of the 14th Power Systems Computation Conference, Seville, 24–28 June 2002*, 2002.
- 63 Rahul Chakraborty, Aranya Chakraborty, Denis Osipov, and Joe H. Chow. Power flow optimization redesign for transient stability enhancement. In *2023 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–5, 2023.
- 64 Hongyu Pan, Xinyu Chen, Tianyu Jin, Yang Bai, Zhongfei Chen, Jinyu Wen, and Qiuwei Wu. Real-time power market clearing model with improved network constraints considering ptdf correction and fast-calculated dynamic line rating. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 59(2):2130–2139, 2023.
- 65 Daniel Botelho, Pedro Peters, Leonardo de Oliveira, Bruno Dias, Tiago Soares, and Camile Moraes. Prosumer-centric p2p energy market under network constraints with tdf’s penalization. In *2021 IEEE Madrid PowerTech*, pages 1–6. IEEE, 2021.
- 66 R. Billinton and W. Wangdee. Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):34–41, 2007.
- 67 H. Yu, C. Y. Chung, K. P. Wong, and J. H. Zhang. A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1568–1576, 2009.
- 68 M. Moeini-Aghtaie, A. Abbaspour, and M. Fotuhi-Firuzabad. Incorporating large-scale distant wind farms in probabilistic transmission expansion planning—part i: Theory and algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3):1585–1593, 2012.
- 69 G. A. Orfanos, P. S. Georgilakis, and N. D. Hatziargyriou. Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):1355–1362, 2013.
- 70 F. Ugranli and E. Karatepe. Transmission expansion planning for wind turbine integrated power systems considering contingency. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(2):1476–1485, 2016.

- 71 S. Dehghan, N. Amjady, and A. J. Conejo. Adaptive robust transmission expansion planning using linear decision rules. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5):4024–4034, 2017.
- 72 Mingyang Sun, Jochen Cremer, and Goran Strbac. A novel data-driven scenario generation framework for transmission expansion planning with high renewable energy penetration. *Applied energy*, 228:546–555, 2018.
- 73 AN de Paula, EJ de Oliveira, LW Oliveira, and CA Moraes. Reliability-constrained dynamic transmission expansion planning considering wind power generation. *Electrical Engineering*, 102(4):2583–2593, 2020.
- 74 Camile A Moraes, Leonardo W de Oliveira, Edimar J de Oliveira, Daniel F Botelho, Arthur Neves de Paula, and Milena F Pinto. A probabilistic approach to assess the impact of wind power generation in transmission network expansion planning. *Electrical Engineering*, pages 1–12, 2021.
- 75 Arthur N de Paula, Edimar J de Oliveira, Leonardo W de Oliveira, and Leonardo M Honório. Robust static transmission expansion planning considering contingency and wind power generation. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 31(2):461–470, 2020.
- 76 A. Khodaei, M. Shahidehpour, and S. Kamalinia. Transmission switching in expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(3):1722–1733, 2010.
- 77 Meltem Peker, Ayse Selin Kocaman, and Bahar Yetis Kara. A two-stage stochastic programming approach for reliability constrained power system expansion planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 103:458–469, 2018.
- 78 X. Li and Q. Xia. Transmission expansion planning with seasonal network optimization. In *2020 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, pages 1–5, 2020.
- 79 Diego Carrión, José Palacios, Manuel Espinel, and Jorge W González. Transmission expansion planning considering grid topology changes and n-1 contingencies criteria. In *International Conference on Intelligent Information Technology*, pages 266–279. Springer, 2020.
- 80 J. C. Villumsen, G. Brønmo, and A. B. Philpott. Line capacity expansion and transmission switching in power systems with large-scale wind power. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):731–739, 2013.
- 81 S. Dehghan and N. Amjady. Robust transmission and energy storage expansion planning in wind farm-integrated power systems considering transmission switching. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(2):765–774, 2016.
- 82 Heng Zhang, Haozhong Cheng, Lu Liu, Shenxi Zhang, Quan Zhou, and Li Jiang. Coordination of generation, transmission and reactive power sources expansion planning with high penetration of wind power. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 108:191–203, 2019.
- 83 H. Zhang, H. Cheng, and S. Zhang. Research on generation and transmission expansion planning with large-scale wind farms integration. In *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pages 325–330, 2018.

- 84 Tiago Norbiato Dos Santos and Andre Luiz Diniz. A dynamic piecewise linear model for dc transmission losses in optimal scheduling problems. *IEEE Transactions on Power systems*, 26(2):508–519, 2010.
- 85 Alcir José Monticelli. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. E. Blucher, 1983.
- 86 Operador Nacional do Sistema. Curva de carga horária - curvacarga-2023, 2023.
- 87 Italo G Fernandes, Felipe M Pimenta, Osvaldo R Saavedra, and Allan R Silva. Offshore validation of era5 reanalysis with hub height wind observations of brazil. In *2021 IEEE PES innovative smart grid technologies conference-Latin America (ISGT Latin America)*, pages 1–5. IEEE, 2021.
- 88 M. B. Altomar, João A Passos Filho, and E. D. M. Carvalho. Assessment of solar generation power plants through sequential newton power flow solutions along the weekly load curve. *The XI Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission*, 2015.
- 89 Seth Blumsack. *Network topologies and transmission investment under electric-industry restructuring*. Carnegie Mellon University, 2006.

## APÊNDICE A – Dados dos sistemas

Esse apêndice apresenta os dados relativos a todos os sistemas utilizados neste trabalho: Sistema 6-Barras, Sistema 11-Barras, Sistema Teste de Confiabilidade IEEE e o Sistema IEEE 118-Barras. As potências base consideradas nos sistemas são iguais a 100 MVA.

Para apresentação dos dados de barras é utilizada a seguinte legenda para os tipos de barras: *(i)* Tipo 0: Barras de Carga; *(ii)* Tipo 1: Barras de Geração e *(iii)* Tipo 2: Barra de Referência.

### .1 SISTEMA 6-BARRAS

A seguir são apresentados os dados para o Sistema 6-Barras. A Tabela 31 apresenta os dados de barra do sistema, a Tabela 32 os dados dos geradores e por fim, a Tabela 33 os dados de linha.

Tabela 31 – Dados de Barra - Sistema 6-Barras

Barra	Carga (MW)	Tipo
1	0	2
2	0	1
3	0	1
4	70	0
5	70	0
6	70	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 32 – Dados de Gerador - Sistema 6-Barras

Barra	$P_G^{max}$ (MW)	Custo de geração (\$/MWh)
1	200	1
2	50	1
3	60	1

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

### .2 SISTEMA 11-BARRAS

A seguir são apresentados os dados para o Sistema 11-Barras [13]. A Tabela 34 apresenta os dados de barra do sistema, a Tabela 35 os dados dos geradores e por fim, a Tabela 36 os dados de linha.

Tabela 33 – Dados de Linha - Sistema 6-Barras

Linha	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Capacidade de Transmissão (MW)
1-2	0,10	0,20	60
1-4	0,05	0,20	61
1-5	0,08	0,30	60
2-3	0,05	0,25	60
2-4	0,05	0,10	65
2-5	0,10	0,30	60
2-6	0,07	0,20	60
3-5	0,12	0,26	60
3-6	0,02	0,10	90
4-5	0,20	0,40	60
5-6	0,10	0,30	60

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 34 – Dados de Barra - Sistema 11-Barras

Barra	Carga (MW)	Tipo
1	0	2
2	0	1
3	0	1
4	0	1
5	0	0
6	0	0
7	967	0
8	0	0
9	1767	0
10	0	0
11	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 35 – Dados de Gerador - Sistema 11-Barras

Barra	$P_G^{max}$ (MW)	Custo de geração (\$/MWh)
1	750	1
2	750	1
3	769,1	1
4	750	1

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 36 – Dados de Linha - Sistema 11-Barras

<b>Linha</b>	<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reatância (p.u.)</b>	<b>Capacidade de Transmissão (MW)</b>
1-5	0	0,016666	2000
2-6	0	0,016666	2000
3-11	0	0,016666	1900
4-10	0	0,016666	1000
5-6	0,0025	0,025	2000
6-7	0,001	0,01	2500
7-8	0,011	0,11	1000
7-8	0,011	0,11	1000
8-9	0,011	0,11	1000
8-9	0,011	0,11	1000
9-10	0,001	0,01	2500
10-11	0,0025	0,025	1900

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

### .3 SISTEMA TESTE DE CONFIABILIDADE IEEE

A seguir são apresentados os dados para o Sistema Teste de Confiabilidade IEEE [14]. A Tabela 37 apresenta os dados de barra do sistema, a Tabela 38 os dados dos geradores e por fim, a Tabela 39 os dados de linha.



Tabela 37 – Dados de Barra - Sistema Teste de Confiabilidade

Barra	Carga (MW)	Tipo
1	108	1
2	97	1
3	180	0
4	74	0
5	71	0
6	136	0
7	125	1
8	171	0
9	175	0
10	195	0
11	0	0
12	0	0
13	265	2
14	194	1
15	317	1
16	100	1
17	0	0
18	333	1
19	181	0
20	128	0
21	0	1
22	0	1
23	0	1
24	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 38 – Dados de Gerador - Sistema Teste de Confiabilidade

Barra	$P_G^{max}$ (MW)	Custo de geração (\$/MWh)
1	172	1
2	172	1
7	240	1
13	285	1
14	0	1
15	215	1
16	155	1
18	400	1
21	400	1
22	300	1
23	660	1

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 39 – Dados de Linha - Sistema Teste de Confiabilidade

Linha	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	Capacidade de Transmissão (MW)
1-2	0,0026	0,0139	175
1-3	0,0546	0,2112	175
1-5	0,0218	0,0845	175
2-4	0,0328	0,1267	175
2-6	0,0497	0,192	175
3-9	0,0308	0,119	175
3-24	0,0023	0,0839	400
4-9	0,0268	0,1037	175
5-10	0,0228	0,0883	175
6-10	0,0139	0,0605	175
7-8	0,0159	0,0614	175
8-9	0,0427	0,1651	175
8-10	0,0427	0,1651	175
9-11	0,0023	0,0839	400
9-12	0,0023	0,0839	400
10-11	0,0023	0,0839	400
10-12	0,0023	0,0839	400
11-13	0,0061	0,0476	500
11-14	0,0054	0,0418	500
12-13	0,0061	0,0476	500
12-23	0,0124	0,0966	500
13-23	0,0111	0,0865	500
14-16	0,005	0,0389	500
15-16	0,0022	0,0173	500
15-21	0,0063	0,049	500
15-21	0,0063	0,049	500
15-24	0,0067	0,0519	500
16-17	0,0033	0,0259	500
16-19	0,003	0,0231	500
17-18	0,0018	0,0144	500
17-22	0,0135	0,1053	500
18-21	0,0033	0,0259	500
18-21	0,0033	0,0259	500
19-20	0,0051	0,0396	500
19-20	0,0051	0,0396	500
20-23	0,0028	0,0216	500
20-23	0,0028	0,0216	500
21-22	0,0087	0,0678	500

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

#### .4 SISTEMA IEEE 118-BARRAS

A seguir são apresentados os dados para o Sistema IEEE 118-Barras [17]. A Tabela 40 apresenta os dados de barra do sistema, a Tabela 41 os dados dos geradores e por fim, a Tabela 42 os dados de linha.

Tabela 40 – Dados de Barra - Sistema IEEE 118-Barras

<b>Barra</b>	<b>Carga (MW)</b>	<b>Tipo</b>
1	51	1
2	20	0
3	39	0
4	39	1
5	0	0
6	52	1
7	19	0
8	28	1
9	0	0
10	0	1
11	70	0
12	47	1
13	34	0
14	14	0
15	90	1
16	25	0
17	11	0
18	60	1
19	45	1
20	18	0
21	14	0
22	10	0
23	7	0
24	13	1
25	0	1
26	0	1
27	71	1
28	17	0
29	24	0
30	0	0
31	43	1
32	59	1
33	23	0
34	59	1
35	33	0
36	31	1
37	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

<b>Barra</b>	<b>Carga (MW)</b>	<b>Tipo</b>
38	0	0
39	27	0
40	66	1
41	37	0
42	96	1
43	18	0
44	16	0
45	53	0
46	28	1
47	34	0
48	20	0
49	87	1
50	17	0
51	17	0
52	18	0
53	23	0
54	113	1
55	63	1
56	84	1
57	12	0
58	12	0
59	277	1
60	78	0
61	0	1
62	77	1
63	0	0
64	0	0
65	0	1
66	39	1
67	28	0
68	0	0
69	0	2
70	66	1
71	0	0
72	12	1
73	6	1
74	68	1
75	47	0
76	68	1
77	61	1
78	71	0
79	39	0
80	130	1
81	0	0
82	54	0
83	20	0
84	11	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

<b>Barra</b>	<b>Carga (MW)</b>	<b>Tipo</b>
85	24	1
86	21	0
87	0	1
88	48	0
89	0	1
90	163	1
91	10	1
92	65	1
93	12	0
94	30	0
95	42	0
96	38	0
97	15	0
98	34	0
99	42	1
100	37	1
101	22	0
102	5	0
103	23	1
104	38	1
105	31	1
106	43	0
107	50	1
108	2	0
109	8	0
110	39	1
111	0	1
112	68	1
113	6	1
114	8	0
115	22	0
116	184	1
117	20	0
118	33	0

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 41 – Dados de Gerador - Sistema IEEE 118-Barras

Barra	$P_G^{max}$ (MW)	Custo de geração (\$/MWh)
10	550	0,217
12	185	1,052
25	320	0,434
26	414	0,308
31	107	5,882
46	119	3,448
49	304	0,467
54	148	1,724
59	255	0,606
61	260	0,588
65	491	0,2493
66	492	0,2487
69	805,2	0,1897
80	577	0,205
87	104	7,142
89	707	0
100	352	0,381
103	140	2
111	136	2,173

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Tabela 42 – Dados de Linha - Sistema IEEE 118-Barras

Linha	Resistência (p.u.)	Reatância (p.u.)	<i>Shunt</i> (p.u.)	Capacidade de Transmissão (MW)
1-2	0,0303	0,0999	0,0254	220
1-3	0,0129	0,0424	0,01082	220
2-12	0,0187	0,0616	0,01572	220
3-5	0,0241	0,108	0,0284	220
3-12	0,0484	0,16	0,0406	220
4-5	0,00176	0,00798	0,0021	220
4-11	0,0209	0,0688	0,01748	220
5-6	0,0119	0,054	0,01426	220
5-11	0,0203	0,0682	0,01738	220
6-7	0,00459	0,0208	0,0055	220
7-12	0,00862	0,034	0,00874	220
8-9	0,00244	0,0305	1,162	500
8-5	0	0,0267	0	400
8-30	0,00431	0,0504	0,514	220
9-10	0,00258	0,0322	1,23	500

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

<b>Linha</b>	<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reatância (p.u.)</b>	<b>Shunt (p.u.)</b>	<b>Capacidade de Transmissão (MW)</b>
11-12	0,00595	0,0196	0,00502	220
11-13	0,02225	0,0731	0,01876	220
12-14	0,0215	0,0707	0,01816	220
12-16	0,0212	0,0834	0,0214	220
12-117	0,0329	0,14	0,0358	220
13-15	0,0744	0,2444	0,06268	220
14-15	0,0595	0,195	0,0502	220
15-17	0,0132	0,0437	0,0444	220
15-19	0,012	0,0394	0,0101	220
15-33	0,038	0,1244	0,03194	220
16-17	0,0454	0,1801	0,0466	220
17-18	0,0123	0,0505	0,01298	220
17-31	0,0474	0,1563	0,0399	220
17-113	0,00913	0,0301	0,00768	220
18-19	0,01119	0,0493	0,01142	220
19-20	0,0252	0,117	0,0298	220
19-34	0,0752	0,247	0,0632	220
20-21	0,0183	0,0849	0,0216	220
21-22	0,0209	0,097	0,0246	220
22-23	0,0342	0,159	0,0404	220
23-24	0,0135	0,0492	0,0498	220
23-25	0,0156	0,08	0,0864	220
23-32	0,0317	0,1153	0,1173	220
24-70	0,00221	0,4115	0,10198	220
24-72	0,0488	0,196	0,0488	220
25-27	0,0318	0,163	0,1764	220
26-25	0	0,0382	0	220
26-30	0,00799	0,086	0,908	220
27-28	0,01913	0,0855	0,0216	220
27-32	0,0229	0,0755	0,01926	220
27-115	0,0164	0,0741	0,01972	220
28-29	0,0237	0,0943	0,0238	220
29-31	0,0108	0,0331	0,0083	220
30-17	0	0,0388	0	220
30-38	0,00464	0,054	0,422	220
31-32	0,0298	0,0985	0,0251	220
32-113	0,0615	0,203	0,0518	220
32-114	0,0135	0,0612	0,01628	220
33-37	0,0415	0,142	0,0366	220
34-36	0,00871	0,0268	0,00568	220
34-37	0,00256	0,0094	0,00984	220
34-43	0,0413	0,1681	0,04226	220
35-36	0,00224	0,0102	0,00268	220
35-37	0,011	0,0497	0,01318	220
37-39	0,0321	0,106	0,027	220
37-40	0,0593	0,168	0,042	220
38-37	0	0,0375	0	220

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).



<b>Linha</b>	<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reatância (p.u.)</b>	<b>Shunt (p.u.)</b>	<b>Capacidade de Transmissão (MW)</b>
38-65	0,00901	0,0986	1,046	220
39-40	0,0184	0,0605	0,01552	220
40-41	0,0145	0,0487	0,01222	220
40-42	0,0555	0,183	0,0466	220
41-42	0,041	0,135	0,0344	220
42-49	0,0715	0,323	0,086	220
42-49	0,0715	0,323	0,086	220
43-44	0,0608	0,2454	0,06068	220
44-45	0,0224	0,0901	0,0224	220
45-46	0,04	0,1356	0,0332	220
45-49	0,0684	0,186	0,0444	220
46-47	0,038	0,127	0,0316	220
46-48	0,0601	0,189	0,0472	220
47-49	0,0191	0,0625	0,01604	220
47-69	0,0844	0,2778	0,07092	220
48-49	0,0179	0,0505	0,01258	220
49-50	0,0267	0,0752	0,01874	220
49-51	0,0486	0,137	0,0342	220
49-54	0,073	0,289	0,0738	220
49-54	0,0869	0,291	0,073	220
49-66	0,018	0,0919	0,0248	220
49-66	0,018	0,0919	0,0248	220
49-69	0,0985	0,324	0,0828	130
50-57	0,0474	0,134	0,0332	220
51-52	0,0203	0,0588	0,01396	220
51-58	0,0255	0,0719	0,01788	220
52-53	0,0405	0,1635	0,04058	220
53-54	0,0263	0,122	0,031	220
54-55	0,0169	0,0707	0,0202	220
54-56	0,00275	0,00955	0,00732	220
54-59	0,0503	0,2293	0,0598	220
55-56	0,00488	0,0151	0,00374	220
55-59	0,04739	0,2158	0,05646	220
56-57	0,0343	0,0966	0,0242	220
56-58	0,0343	0,0966	0,0242	220
56-59	0,0825	0,251	0,0569	220
56-59	0,0803	0,239	0,0536	220
59-60	0,0317	0,145	0,0376	220
59-61	0,0328	0,15	0,0388	220
60-61	0,00264	0,0135	0,01456	220
60-62	0,0123	0,0561	0,01468	220
61-62	0,00824	0,0376	0,0098	220
62-66	0,0482	0,218	0,0578	220
62-67	0,0258	0,117	0,031	220
63-59	0	0,0386	0	220
63-64	0,00172	0,02	0,216	220
64-61	0	0,0268	0	220

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

<b>Linha</b>	<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reatância (p.u.)</b>	<b>Shunt (p.u.)</b>	<b>Capacidade de Transmissão (MW)</b>
64-65	0,00269	0,0302	0,38	220
65-66	0	0,037	0	220
65-68	0,00138	0,016	0,638	220
66-67	0,0224	0,1015	0,02682	220
68-69	0	0,037	0	130
68-81	0,00175	0,0202	0,808	220
68-116	0,00034	0,00405	0,164	220
69-70	0,03	0,127	0,122	130
69-75	0,0405	0,122	0,124	130
69-77	0,0309	0,101	0,1038	130
70-71	0,00882	0,0355	0,00878	220
70-74	0,0401	0,1323	0,03368	220
70-75	0,0428	0,141	0,036	220
71-72	0,0446	0,18	0,04444	220
71-73	0,00866	0,0454	0,01178	220
74-75	0,0123	0,0406	0,01034	220
75-77	0,0601	0,1999	0,04978	220
75-118	0,0145	0,0481	0,01198	220
76-77	0,0444	0,148	0,0368	220
76-118	0,0164	0,0544	0,01356	220
77-78	0,00376	0,0124	0,01264	220
77-80	0,017	0,0485	0,0472	220
77-80	0,0294	0,105	0,0228	220
77-82	0,0298	0,0853	0,08174	220
78-79	0,00546	0,0244	0,00648	220
79-80	0,0156	0,0704	0,0187	220
80-96	0,0356	0,182	0,0494	220
80-97	0,0183	0,0934	0,0254	220
80-98	0,0238	0,108	0,0286	220
80-99	0,0454	0,206	0,0546	220
81-80	0	0,037	0	220
82-83	0,0112	0,03665	0,03796	220
82-96	0,0162	0,053	0,0544	220
83-84	0,0625	0,132	0,0258	220
83-85	0,043	0,148	0,0348	220
84-85	0,0302	0,0641	0,01234	220
85-86	0,035	0,123	0,0276	220
85-88	0,02	0,102	0,0276	220
85-89	0,0239	0,173	0,047	220
86-87	0,02828	0,2074	0,0445	220
88-89	0,0139	0,0712	0,01934	220
89-90	0,0518	0,188	0,0528	220
89-90	0,0238	0,0997	0,106	220
89-92	0,0099	0,0505	0,0548	220
89-92	0,0393	0,1581	0,0414	220
90-91	0,0254	0,0836	0,0214	220
91-92	0,0387	0,1272	0,03268	220

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

<b>Linha</b>	<b>Resistência (p.u.)</b>	<b>Reatância (p.u.)</b>	<b><i>Shunt</i> (p.u.)</b>	<b>Capacidade de Transmissão (MW)</b>
92-93	0,0258	0,0848	0,0218	220
92-94	0,0481	0,158	0,0406	220
92-100	0,0648	0,295	0,0472	220
92-102	0,0123	0,0559	0,01464	220
93-94	0,0223	0,0732	0,01876	220
94-95	0,0132	0,0434	0,0111	220
94-96	0,0269	0,0869	0,023	220
94-100	0,0178	0,058	0,0604	220
95-96	0,0171	0,0547	0,01474	220
96-97	0,0173	0,0885	0,024	220
98-100	0,0397	0,179	0,0476	220
99-100	0,018	0,0813	0,0216	220
100-101	0,0277	0,1262	0,0328	220
100-103	0,016	0,0525	0,0536	220
100-104	0,0451	0,204	0,0541	220
100-106	0,0605	0,229	0,062	220
101-102	0,0246	0,112	0,0294	220
103-104	0,0466	0,1584	0,0407	220
103-105	0,0535	0,1625	0,0408	220
103-110	0,03906	0,1813	0,0461	220
104-105	0,00994	0,0378	0,00986	220
105-106	0,014	0,0547	0,01434	220
105-107	0,053	0,183	0,0472	220
105-108	0,0261	0,0703	0,01844	220
106-107	0,053	0,183	0,0472	220
108-109	0,0105	0,0288	0,0076	220
109-110	0,0278	0,0762	0,0202	220
110-111	0,022	0,0755	0,02	220
110-112	0,0247	0,064	0,062	220
114-115	0,0023	0,0104	0,00276	220

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).