



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SILVAN ANTÔNIO FLÁVIO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
COM ELEVADA PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Outubro de 2015
Itajubá – MG – Brasil



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SILVAN ANTÔNIO FLÁVIO

**PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
COM ELEVADA PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS**

Tese aprovada por banca examinadora em 02 de outubro de 2015, conferindo ao autor o título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Marcus Theodor Schilling

Prof. Dr. Leonidas Chaves de Resende

Prof. Dr. João Guilherme de Carvalho Costa

Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior

Prof. Dr. Luiz Antônio da Fonseca Manso (Coorientador)

Prof. Dr. Armando Martins Leite da Silva (Orientador)

Outubro de 2015

Itajubá – MG – Brasil

A meus pais que, com simplicidade, me ensinaram valores morais capazes de me fazer ir à luta com honestidade e determinação.

AGRADECIMENTOS

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

Ao Professor Armando Martins Leite da Silva, idealizador deste trabalho, agradeço pela dedicação, confiança, acima de tudo pela paciência, além do excelente trabalho de orientação durante o desenvolvimento desta tese de doutorado;

Ao Professor Luiz Antônio da Fonseca Manso, pelo incentivo e pela inestimável ajuda como meu orientador durante o mestrado e agora como coorientador no doutorado;

Ao Professor Zulmar por ceder sua biblioteca computacional que facilitou enormemente o trabalho, além de gentilmente contribuir com meu aprendizado em programação orientada a objeto;

Ao Professor Carlos Henrique Valério pelas dicas de programação durante o desenvolvimento do software;

A minha esposa que me apoiou incondicionalmente, mudou-se para Itajubá e adaptou sua vida às necessidades do meu trabalho;

Ao departamento de Engenharia Elétrica da UFSJ que concedeu afastamento parcial para que eu pudesse dedicar parte do meu tempo, em exercício, ao término da tese;

Aos amigos do grupo GESis, pela amizade, conselhos, ajuda e apoio;

Aos funcionários da PRPPG/UNIFEI;

A CAPES, pelo apoio financeiro.

RESUMO

O setor elétrico vivencia uma forte tendência de investimentos na expansão da geração utilizando fontes renováveis de energia. O elevado crescimento da participação de tais fontes conectadas à rede, bem como as projeções da expansão desse mercado nos próximos anos, é um forte sinal para planejadores e operadores sobre a necessidade de desenvolver novas metodologias e as correspondentes ferramentas computacionais para avaliar as redes de transmissão. A principal razão está na intermitência das novas fontes de energia renovável (e.g., eólica) que demanda um volume maior de reserva de geração e redes de transmissão mais robustas, capazes de permitir flexibilidade na operação. Ademais, as áreas de maior viabilidade técnica e econômica para a construção de fontes renováveis são, geralmente, localizadas em regiões distantes dos centros de consumo localizados em áreas urbanas.

Esta tese apresenta uma metodologia de planejamento da expansão da transmissão que aborda dois objetivos: i) o atendimento à demanda, considerando restrições de segurança; ii) a maximização do aproveitamento renovável, considerando uma análise de custo benefício. O planejamento é realizado por meio de simulações combinadas de duas ferramentas distintas. Para indicar os reforços necessários ao atendimento à demanda é utilizado um algoritmo de otimização, baseado na meta-heurística Estratégias de Evolução (ES). Já os reforços que garantirão melhor aproveitamento renovável são obtidos por meio de um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC). Os índices de desempenho utilizados pelo AHC referem-se ao desperdício de energia renovável e eventuais sobrecargas nos circuitos quando é adotado o máximo despacho da energia renovável momentânea. Tais índices são computados por meio de um Fluxo de Potência Cronológico (FPC), no qual é introduzido o conceito de energia renovável desperdiçada.

Os resultados são apresentados utilizando um sistema teste com participação expressiva de fontes renováveis, em particular a eólica. As configurações resultantes são avaliadas por meio de um algoritmo de confiabilidade composta adaptado a este novo ambiente de simulação. Os resultados demonstram a capacidade da metodologia de lidar com a natureza estocástica do problema. Os planos de expansão da transmissão levam em conta as características probabilísticas, associadas às fontes de geração intermitente, e o perfil de carga do sistema. Finalmente, sugestões de trabalhos futuros são também apresentadas e discutidas.

ABSTRACT

In the last decade, the electric power sector has experienced a strong trend for investments in generation expansion using renewable energy sources. The high growth of renewable sources connected to the network as well as expansion projections of this market for the coming years are a strong signal to system operators and planners about the need of developing tools and methodologies to assess the new transmission systems. The main reason is associated with the volatility of renewable energy sources (e.g., wind), which requires larger amounts of generating reserve and/or robust transmission networks, capable of allowing more flexibility in operation. Also, areas of greatest technical and economic feasibility for the construction of renewable sources are usually far away from the major urban consumer centers.

This thesis presents a new methodology for transmission expansion planning with two objectives: i) ensure the power demand supply considering security constraints; ii) maximize the renewable dispatch, considering a cost-benefit analysis. The expansion planning is carried out by combining two distinct simulation tools. To find the transmission reinforcements for the demand supply problem, a proposed optimization algorithm based on the metaheuristic Evolution Strategies is used. The reinforcements for ensuring the adequate use of renewable sources are obtained by a Constructive Heuristic Algorithm (CHA). The performance indices used to guide the CHA solution are estimates of the spilled renewable energy and circuit overloads, subject to the full dispatch of the available renewable energy. These indices are assessed by a Chronological Power Flow (CPF), where the concept of spilled renewable energy is introduced.

Several results are presented using a test system with significant penetration of renewable energy, in particular wind power. The obtained configurations are evaluated using a composite generation and transmission reliability algorithm, adapted to consider the renewable sources. The results demonstrate the methodology ability to deal with the stochastic nature of the problem. The transmission expansion plans account for the probabilistic characteristics associated to intermittent generation sources and the system load. Finally, suggestions for future research are also presented and discussed.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABELAS.....	xii
LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS.....	xv
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Considerações Gerais	1
1.2 Contextualização	3
1.3 Motivação e Objetivos.....	4
1.4 Estado da Arte	5
1.4.1 Linhas de abordagem.....	5
1.4.2 Modelagem matemática.....	8
1.4.3 Métodos de solução	9
1.4.4 A análise de confiabilidade inserida no planejamento	15
1.4.5 Consideração de fontes renováveis no PET	18
1.5 Estrutura da Tese	21
CAPÍTULO 2 EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO BASEADA NO DESPERDÍCIO DE ENERGIA RENOVÁVEL	24
2.1 Introdução.....	24
2.2 Fluxo de Potência Cronológico	25
2.2.1 Conceitos preliminares	25
2.2.2 Estágios do FPC proposto	27
2.2.3 Modelagem matemática.....	28
2.2.4 Métodos de solução	32
2.2.5 Aplicação utilizando o sistema RTS96REN.....	38
2.3 Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC _{EWES}).....	46

2.3.1	Conceitos preliminares	46
2.3.2	Metodologia proposta	46
2.4	Aplicação	51
2.4.1	Caso 1	52
2.4.2	Caso 2	57
2.4.3	Caso 3	60
2.4.4	Caso 4	63
2.5	Considerações Finais	66
CAPÍTULO 3 CONFIABILIDADE COMPOSTA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS.....		68
3.1	Introdução	68
3.2	Conceitos Preliminares	69
3.2.1	Índices tradicionais de confiabilidade composta	72
3.2.2	Índices complementares	75
3.3	Metodologia Adotada	78
3.3.1	Modelos das unidades geradoras	78
3.3.2	Modelo da carga	81
3.3.3	Modelo das linhas de transmissão	82
3.3.4	Análise de adequação dos estados	82
3.3.5	Algoritmo básico de avaliação	83
3.4	Aplicação	84
3.4.1	Caso 1	85
3.4.2	Caso 2	86
3.4.3	Caso 3	87
3.4.4	Caso 4	88
3.5	Considerações Finais	89

CAPÍTULO 4 PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO VIA ESTRATÉGIAS DE EVOLUÇÃO.....	91
4.1	Introdução..... 91
4.2	Conceitos Preliminares 92
4.2.1	Decomposição do problema PET 92
4.2.2	Estratégias de Evolução..... 94
4.2.3	Critérios de segurança 95
4.2.4	Classificação de contingências de transmissão 96
4.3	Metodologia Adotada 100
4.3.1	Modelagem ES_{PI} 100
4.3.2	Inicialização inteligente..... 104
4.3.3	Critério de segurança adotado 106
4.3.4	Consideração de cenários de ventos 107
4.3.5	Algoritmo ES_{PI} 109
4.4	Aplicação 110
4.4.1	Caso 3 112
4.4.2	Caso 4 116
4.4.3	Procedimento para aplicação da ferramenta ES_{PI} 120
4.5	Considerações Finais 122
CAPÍTULO 5 PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E DESPERDÍCIO DE ENERGIA RENOVÁVEL	124
5.1	Introdução..... 124
5.2	Aplicação combinada das ferramentas ES_{PI} e AHC_{EWES} 125
5.2.1	Simulação 1 126
5.2.2	Simulação 2 126
5.2.3	Simulação 3 127
5.3	Aplicação..... 127

5.3.1	Caso 3	127
5.3.2	Caso 4	133
5.4	Considerações Finais	140
CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....		142
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		146

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Modelo de Markov não agregado para carga e fontes renováveis.....	28
Figura 2.2: Modificações realizadas na Área 1 – RTS96REN.....	40
Figura 2.3: Média das séries hidrológicas por área.	41
Figura 2.4: Média móvel mensal das séries eólicas por área.....	42
Figura 2.5: Função densidade de probabilidade dos fluxos no Circuito 101-102 (a) Enumeração, (b) SMC-Nseq.....	45
Figura 2.6: Função densidade de probabilidade dos fluxos no Circuito 101-102 (Caso 1) (a) RTS96REN, (b) RTS96REN-R.....	56
Figura 2.7: Diagrama com os reforços do Sistema RTS96REN via AHC_{EWES} – Caso 1.....	57
Figura 2.8: Média móvel das séries eólicas - Caso 2.....	58
Figura 2.9: Função densidade de probabilidade dos fluxos no Circuito 101-102 (Caso 2) (a) RTS96REN, (b) RTS96REN-R.....	60
Figura 2.10: Diagrama com os reforços do Sistema RTS96REN via AHC_{EWES} – Caso 4.....	65
Figura 3.1: Modelo de Markov com dois estados.	69
Figura 3.2: Modelo de Markov com múltiplos estados.	78
Figura 4.1: Diagrama com os reforços do Caso 3 para a alternativa vencedora.	115
Figura 4.2: Diagrama com os reforços do Caso 4 para a alternativa vencedora.	119
Figura 5.1: Diagrama com os reforços da alternativa vencedora via AHC_{EWES} e ES_{PI} – Caso 3.....	132
Figura 5.2: Diagrama de reforços da alternativa vencedora $AHC_{EWES} \times ES_{PI}$ – Caso 3.....	133
Figura 5.3: Diagrama com os reforços da alternativa vencedora via AHC_{EWES} e ES_{PI} – Caso 4.....	139
Figura 5.4: Diagrama de reforços da alternativa vencedora $AHC_{EWES} \times ES_{PI}$ – Caso 4.....	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Fontes térmicas substituídas por eólicas e novas hidráulicas	40
Tabela 2.2: Unidades geradoras térmicas responsáveis pela base do despacho	41
Tabela 2.3: Índices de desperdício por método de simulação	43
Tabela 2.4: Método SMC-Nseq monitorando convergência de $EWES_T$	44
Tabela 2.5: Estatísticas de violações na rede por método de simulação	45
Tabela 2.6: Custos de investimentos dos circuitos de transmissão	51
Tabela 2.7: Descrição das configurações utilizadas nos estudos de caso.....	52
Tabela 2.8: Estatísticas das violações por circuito – iteração 1 do Caso 1.....	53
Tabela 2.9: Estatísticas das violações por circuito – iteração 2 do Caso 1.....	54
Tabela 2.10: Resultados da construção do CRT – Caso 1.....	55
Tabela 2.11: Estatísticas das violações por circuito – iteração final do Caso 1	55
Tabela 2.12: Resultados da construção do CRT – Caso 2.....	58
Tabela 2.13: Estatísticas das violações por circuito – iteração final do Caso 2	59
Tabela 2.14: Resultados da construção do CRT – Caso 3.....	61
Tabela 2.15: Estatísticas das violações por circuito – iteração final do Caso 3	62
Tabela 2.16: Resultados da construção do CRT – Caso 4.....	64
Tabela 2.17: Estatísticas das violações por circuito – iteração final do Caso 4	66
Tabela 3.1: Índices de confiabilidade composta – Caso 1.....	85
Tabela 3.2: Contribuições condicionadas para o índice EENS – Caso 1	85

Tabela 3.3: Índices de confiabilidade composta – Caso 2.....	86
Tabela 3.4: Contribuições condicionadas para o índice EENS – Caso 2	87
Tabela 3.5: Índices de confiabilidade composta – Caso 3.....	87
Tabela 3.6: Contribuições condicionadas para o índice EENS – Caso 3	88
Tabela 3.7: Índices de confiabilidade composta – Caso 4.....	88
Tabela 3.8: Contribuições condicionadas para o índice EENS – Caso 4	88
Tabela 4.1: Potência elétrica (p.u.) por cenário de vento	109
Tabela 4.2: Parâmetros da ES_{PI}	110
Tabela 4.3: Índices de confiabilidade composta – Ano Base	112
Tabela 4.4: Alternativas obtidas com as combinações de cenários de vento e PI_M – Caso 3	113
Tabela 4.5: Alternativas de expansão vencedoras – Caso 3	114
Tabela 4.6: Reforços adicionados por alternativa – Caso 3	115
Tabela 4.7: Alternativas obtidas com as combinações de cenários de vento e PI_M – Caso 4	116
Tabela 4.8: Alternativas obtidas com o refinamento dos cenários de vento e PI_M – Caso 4	117
Tabela 4.9: Alternativas de expansão vencedoras – Caso 4	118
Tabela 4.10: Reforços adicionados por Alternativa – Caso 4	119
Tabela 5.1: Plano de expansão via AHC_{EWES} – Caso 3.....	128
Tabela 5.2: Alternativas de expansão via ES_{PI} – Caso 3	128
Tabela 5.3: Alternativas de expansão via Simulação 1 – Caso 3	129
Tabela 5.4: Alternativas de expansão via Simulação 3 – Caso 3	130
Tabela 5.5: Comparação dos planos de expansão por simulação – Caso 3.....	130

Tabela 5.6: Custo total das alternativas vencedoras por simulação – Caso 3	131
Tabela 5.7: Reforços adicionados por alternativa considerando a Simulação 3 – Caso 3	132
Tabela 5.8: Plano de expansão via AHC_{EWES} – Caso 4.....	133
Tabela 5.9: Alternativas de expansão via ES_{PI} – Caso 4.....	134
Tabela 5.10: Alternativas de expansão via Simulação 1 – Caso 4	134
Tabela 5.11: Alternativas de expansão via Simulação 2 – Caso 4	135
Tabela 5.12: Alternativas de expansão via Simulação 3 – Caso 4	136
Tabela 5.13: Alternativas de expansão via Simulação 3 com refinamento – Caso 4.....	136
Tabela 5.14: Comparação dos planos de expansão por simulação – Caso 4.....	137
Tabela 5.15: Custo total das alternativas vencedoras por simulação – Caso 4	137
Tabela 5.16: Reforços adicionados por alternativa considerando Simulação 2 – Caso 4	138

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS*

\in	Símbolo matemático para <i>pertence</i>
AHC	Algoritmo Heurístico Construtivo
AHC _{EWES}	AHC baseado no índice de desempenho EWES _T
CRT	Conjunto de reforços da transmissão
$\tilde{E}[\]$	Valor esperado amostral
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
EPNS	<i>Expected Power Not Supplied</i>
ES	<i>Evolution Strategy</i>
ES _{PI}	ES baseada no índice de segurança PI
EWES	<i>Expected Wind Energy Spilled</i>
EWES _G	EWES considerando despacho barra única
EWES _{G&T}	EWES considerando as restrições da transmissão
EWES _T	Diferença entre EWES _{G&T} e EWES _G
F&D	Frequência e Duração
fdps	Funções densidade de probabilidade
FPC	Fluxo de Potência Cronológico
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPP	Fluxo de Potência Probabilístico
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
$H(\)$	Função teste
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LOLC	<i>Loss of Load Cost</i>
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>

* Várias siglas são mantidas na língua inglesa por serem mais conhecidas nesta forma.

LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MRT()	<i>Mean residence time function</i>
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
PET	Planejamento da Expansão da Transmissão
PI	Performance Index
<i>RGCB</i>	Relação geral de custo benefício
<i>RICB</i>	Relação incremental de custo benefício
RTS	<i>Reliability Test System</i>
SMC	Simulação Monte Carlo
SRT	Subconjunto de reforços da transmissão
T	Intervalo de tempo que representa o período total de análise
<i>U()</i>	Distribuição uniforme de probabilidade
UC	<i>Unit Cost</i> – Custo unitário de interrupção
US\$	Dólares Americanos
<i>V()</i>	Variância
β	Coeficiente de variação
$\Delta\text{CustoProd}$	Diferença média do custo de produção entre térmicas e renováveis

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

SISTEMAS elétricos de potência têm a função de transportar, de forma instantânea e ininterrupta, a energia elétrica produzida nas usinas geradoras até os grandes centros de consumo. Devido ao alto custo na implantação de reforços e ao crescente aumento da demanda ao longo dos anos, tais sistemas devem ser cuidadosamente planejados, atendendo a critérios de qualidade, segurança e economia. No entanto, garantir qualidade e segurança a baixo custo nem sempre é uma tarefa fácil. Tais objetivos são conflitantes e, diante do considerável crescimento dos sistemas de potência, essa tarefa tem se tornado, a cada ano, mais complexa.

O planejamento da expansão da transmissão (PET) tem como objetivo definir a localização, a quantidade de reforços na rede de transmissão e o tempo adequado para a realização desses investimentos. Neste caso, tempo adequado refere-se ao momento em que o equipamento precisa ser conectado à rede para atender aos critérios técnicos e econômicos estabelecidos durante o planejamento. Ao final, o plano de expansão escolhido deve atender a demanda do ano horizonte, minimizando todos os custos envolvidos, além de satisfazer os critérios técnicos e de segurança. Os dados desse problema geralmente são: a topologia atual do sistema (ano base); os circuitos candidatos com seus respectivos parâmetros e custos de investimento; a geração e a demanda para o ano-horizonte; e as restrições de investimento. Ademais, para inserir as fontes renováveis neste problema, são fornecidos dados para consideração de incertezas frente à disponibilidade de energia ao longo dos anos.

O problema PET é considerado clássico no setor elétrico, cuja modelagem matemática, sem aproximações, corresponde a um problema de programação não linear inteira mista. As principais dificuldades na resolução do problema PET estão relacionadas com a natureza combinatória do processo de busca que, em geral, leva a um número explosivo de alternativas, inclusive no caso de sistemas de pequeno ou médio porte. Além disso, o problema de planejamento apresenta uma estrutura multimodal com um número muito elevado de ótimos

locais. Dessa forma, os métodos utilizados na solução desse problema possuem o compromisso de encontrar soluções de boa qualidade com custo computacional que atenda as necessidades dos planejadores.

De acordo com o horizonte de planejamento, o PET pode ser classificado como curto, médio e longo prazo. A opção de dividir o planejamento em diferentes horizontes é assegurada pelo fato que planos de longo prazo podem ser tomados como ponto de partida no planejamento de curto prazo. Esta divisão facilita a escolha das ferramentas e critérios empregados em cada etapa do planejamento. Este trabalho tem como foco o planejamento de longo prazo, ou seja, aquele que considera como horizonte períodos, em geral, igual ou acima de 10 anos.

No curto e médio prazo não há tempo para a execução de grandes obras, nestas etapas o planejamento tem como objetivo ajustar detalhes técnicos não considerados no longo prazo. Portanto, deve ser feita uma análise mais criteriosa com dados mais detalhados sobre o sistema; equipamentos, como compensadores, passam a integrar o conjunto de investimentos candidatos; e a análise de fluxo de potência precisa ser realizada sem aproximações.

No longo prazo, são estabelecidos os planos de expansão de grandes obras, a utilização do fluxo de potência linearizado é a opção mais usual, onde apenas linhas e transformadores (com características de linhas) são considerados como candidatos. Portanto, para evitar decisões “míopes” (que ignoram os efeitos de longo prazo das decisões atuais), o planejamento de longo prazo preocupa-se com características macros, como por exemplo, o crescimento da demanda, mudanças associadas ao mercado, à evolução temporal dos reforços e a consideração de incertezas.

As incertezas relacionadas ao PET podem ser classificadas em internas e externas. As incertezas internas estão relacionadas à disponibilidade dos equipamentos ao longo de um período. Já as incertezas externas estão relacionadas às transações do mercado de energia; à disponibilidade de energia, por exemplo, das fontes renováveis como precipitação, vento, incidência solar; além de outras variáveis associadas ao processo.

É importante ressaltar que neste documento, assim como em recentes trabalhos apresentados na literatura técnica, o termo “fontes de energia renovável” é utilizado apenas para se referir às fontes de energia intermitentes, ou seja, às fontes renováveis não convencionais, tais como energia eólica, solar, biomassa, entre outras, em que não é economicamente viável o

armazenamento por um longo período. Portanto, as tradicionais fontes hidráulicas, apesar de também serem renováveis, não são consideradas nesse conceito.

A produção de energia elétrica, utilizando fontes de energia renováveis não convencionais, pode ser dividida em duas situações. A primeira consiste da construção de centrais elétricas, concentradas numa região favorável à energia que se deseja explorar. Neste caso, as centrais são construídas utilizando dezenas de unidades geradoras e, geralmente, estão afastadas dos grandes centros de carga e em alguns casos da rede de transmissão. A segunda situação consiste de pequenas unidades geradoras espalhadas pelo sistema, em regime de cogeração, denominada de geração distribuída. Neste trabalho, será considerada a primeira situação, em que centrais elétricas são conectadas a rede de transmissão.

1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO

No período que antecede a década de 70, os sistemas eram relativamente simples, de pequeno porte e com poucas interligações. A expansão da transmissão era planejada em consonância com a expansão da geração, não apresentava muitas alternativas, as incertezas da demanda e fontes energéticas eram mínimas. Assim, o planejamento de reforços em sistemas de transmissão era inteiramente realizado pelos planejadores, os quais eram auxiliados apenas por programas de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade transitória. Estes métodos eram em sua grande maioria determinísticos, visto que a análise estava limitada a alguns cenários de demanda, hidrologia e parâmetros econômicos.

A partir dos anos 70, o crescimento acentuado dos sistemas e a disponibilidade de maiores recursos computacionais estimularam o desenvolvimento de softwares de otimização e desenvolveram uma tendência para o planejamento automático, principalmente no longo prazo. Nas últimas décadas, tem se observado um grande crescimento em pesquisas destinadas à elaboração de metodologias para o planejamento da transmissão. Muitos artigos têm sido publicados na literatura técnica, relacionados principalmente: ao surgimento de novos algoritmos baseados em meta-heurísticas; e à elevação do nível de incertezas pela nova regulamentação do setor elétrico.

A partir do final do século XX, a preocupação com o aquecimento global, aliada às políticas de sustentabilidade e as expectativas de bom negócio, alavancaram investimentos em fontes renováveis, elevando a sua participação na matriz energética mundial. Tais fontes possuem

como principal vantagem, a oferta abundante e inesgotável de energia. No entanto, sua volatilidade (i.e., intermitência) tem desafiado os planejadores e operadores do sistema a desenvolver metodologias que considerem a variação da capacidade disponível de tais fontes. Observe que se a flutuação de capacidade de geração não for devidamente considerada, as decisões tomadas no planejamento da expansão ou operação de sistemas elétricos podem comprometer o fornecimento de energia. Diante da atual conjuntura, uma atenção ainda maior tem sido dada ao planejamento da expansão da transmissão no longo prazo.

1.3 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Na busca por ferramentas que considerem a volatilidade das fontes renováveis nas análises de sistemas de potência, a pesquisa e desenvolvimento de novas metodologias nessa área tem-se tornado de grande importância para o setor. Pode-se ainda acrescentar o novo papel que a transmissão passa a ter, sendo elemento fundamental na viabilização da competição na geração e comercialização, exigindo-se assim que esta seja robusta para permitir a efetivação do negócio, e flexível para permitir o ajuste frente às incertezas inerentes ao setor.

Os recentes trabalhos apresentados na área propõem modelos simplificados para representar as incertezas das unidades renováveis e, em geral, avaliam a flexibilidade da rede somente no que se refere ao atendimento à demanda. Portanto, nos períodos em que a demanda é atendida, não necessariamente é garantido o aproveitamento integral da energia renovável, sendo o sobressalente desconsiderado no processo de planejamento.

O principal objetivo desta pesquisa é o desenvolvimento de uma ferramenta que auxilie os planejadores a selecionar planos de expansão os quais possibilitam flexibilizar a rede de transmissão diante do regime de produção imposto pelas fontes renováveis. Primeiramente, uma nova metodologia, denominada Fluxo de Potência Cronológico (FPC) é apresentada. Esta metodologia tem como objetivos:

- modelar e simular cronologicamente as flutuações das fontes renováveis;
- mensurar a energia renovável desperdiçada em função dos limites impostos pela rede;
- mensurar o efeito dessa flutuação nos planos de investimentos de longo prazo;

- propor um conjunto de reforços de transmissão capaz de minimizar a energia desperdiçada;
- permitir estudos de complementaridade entre os diversos tipos de fontes renováveis conectadas à rede básica (i.e. rede de transmissão interligada formada por equipamentos/subestações que operam em níveis de tensão não inferiores a 230 kV).

Por meio de um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC), a ferramenta FPC é utilizada, sistematicamente, no planejamento da expansão da transmissão, considerando índices de desempenho da rede frente à flutuação de disponibilidade de energia renovável. O AHC proposto pode ser utilizado para a solução de problemas relacionados apenas ao excedente de energia das fontes renováveis, ou também, para auxiliar no planejamento de longo prazo, em conjunto com outra ferramenta de otimização. As duas possibilidades de utilização da metodologia serão apresentadas e discutidas.

As seções que se seguem apresentam os conceitos preliminares para formulação do problema PET e as principais abordagens utilizadas para solução deste problema. Também será apresentada uma revisão bibliográfica, bem como as recentes pesquisas desenvolvidas para considerar as novas tendências no setor. Primeiramente, são apresentados os trabalhos mais relevantes na área, tendo como base as referências [LCAV03, R11, HHK13]. Em seguida, uma atenção especial é dada a trabalhos mais recentes, cujo objetivo principal é a abordagem de incertezas, apresentando as principais contribuições para a consideração da confiabilidade e fontes renováveis no PET.

1.4 ESTADO DA ARTE

1.4.1 Linhas de abordagem

As metodologias aplicadas ao planejamento de longo prazo devem levar em consideração diversos fatores, como a interferência do planejador, a evolução temporal dos reforços e a influência de incertezas. Assim, de acordo com estes fatores, o PET pode seguir diferentes linhas de abordagem descritas a seguir, conforme [R11].

Quanto à interferência do planejador

A interferência, ou não, do planejador está relacionada ao estabelecimento de critérios eficientes que possam traduzir todo o conhecimento do planejador na tomada de decisão.

Duas abordagens são definidas:

- i. Automática – a metodologia para tomada de decisão é implementada em um algoritmo computacional e as decisões em relação à expansão da rede são tomadas automaticamente, sempre em função dos mesmos critérios implementados, sem a interferência do planejador;
- ii. Interativa – o planejador interage com o algoritmo computacional, utilizando sua experiência para auxiliar na tomada de decisões ou estudos complementares, neste caso os critérios podem variar de uma alternativa para outra.

Estas abordagens foram definidas a partir do avanço dos recursos computacionais. As referências [DE73, G70] caracterizam muito claramente esta fase. Atualmente, devido à grande complexidade dos sistemas, os métodos automáticos são implementados como um problema de otimização e devem sugerir não apenas uma, mas um conjunto com as melhores alternativas viáveis. Assim o planejador deve decidir entre as alternativas enumeradas aquela que melhor atenda aos seus critérios. Portanto, as duas abordagens sempre estão presentes no processo de planejamento, sendo a abordagem automática utilizada para reduzir o número de alternativas que serão analisadas pelo planejador na abordagem interativa.

Quanto à evolução temporal dos reforços

Os fatores que levam à expansão do sistema, como o aumento da demanda, por exemplo, evoluem de forma contínua no tempo. Já a expansão ocorre em passos discretos, de acordo com a entrada do componente ao sistema. Portanto, podem-se considerar as abordagens:

- i. Estática: existe apenas um estágio de planejamento, onde a metodologia deve procurar o conjunto de circuitos ótimo para ser adicionado em um único ano no horizonte de planejamento, ou seja, não há interesse em definir quando o circuito deverá ser instalado, mas encontrar a topologia final ótima para uma futura situação definida;

- ii. Dinâmica: abrange todo o período de planejamento, ou seja, o modelo matemático deve conter restrições de tempo para considerar a expansão ao longo dos anos de tal forma que o valor presente dos custos ao longo do planejamento seja minimizado enquanto que as restrições impostas sejam atendidas.

O planejamento dinâmico é essencialmente mais complexo que o estático, pois possui um amplo número de variáveis e restrições que requer um alto esforço computacional. Exemplos de abordagens dinâmicas podem ser encontrados em [EGR04, RLH09]. Por outro lado, o planejamento estático, por ser menos complexo, tem sido utilizado como alternativa quando se deseja implementar e avaliar novas metodologias e abordagens, como por exemplo em [GAMR97, RGR07, OGH13].

Quanto à consideração de incertezas

A consideração de incertezas estabelece os critérios para medir a qualidade das alternativas em função da garantia do fornecimento frente às incertezas relacionadas ao estado da rede e aos dados disponíveis no momento do planejamento. Quanto à consideração de incertezas, é possível definir as abordagens:

- i. Determinística – a adição de reforços é baseada nos custos de investimento para um sistema com rede intacta e/ou considerando uma lista de contingências (e.g., critério "N-1" e "N-2");
- ii. Não determinística – numa abordagem não determinística, a metodologia deve levar em consideração algumas das várias incertezas associadas ao processo de planejamento. Estas, por sua vez, podem ser divididas nas seguintes categorias:
 - a. Incertezas Internas: Envolvem indefinições relacionadas às disponibilidades de equipamentos. O desempenho das redes pode ser avaliado mediante índices de confiabilidade, incluindo índices de custos de produção e de interrupção de energia. Geralmente, o comportamento de incertezas inerentes aos sistemas elétricos é representado por meio de modelos estocásticos;
 - b. Incertezas Externas: Envolvem indefinições relacionadas aos seguintes aspectos: taxas de interesse e câmbio; projeções de mercado (demanda e energia); regras do novo ambiente competitivo; custos de combustíveis; restrições ambientais; afluências hidrológicas; novas tecnologias, etc.

De acordo com as três linhas de abordagens descritas acima, o PET pode ser resolvido considerando uma das oito combinações possíveis. Assim, uma metodologia mais completa busca resolver o problema de forma automática, dinâmica e considerando incertezas internas e externas. Por outro lado, uma abordagem mais simplificada seria interativa, estática e determinística. Contudo, devido à complexidade do problema e ao compromisso com o tempo computacional, metodologias intermediárias são as mais desenvolvidas atualmente, como será apresentado nas seções seguintes.

1.4.2 Modelagem matemática

Durante o processo de otimização do planejamento de longo prazo, as alternativas devem atender a uma análise de viabilidade técnica que, em geral, verifica os limites operativos da rede por meio de um fluxo de potência. Devido ao elevado número de combinações, são empregados modelos matemáticos simplificados para a representação da rede.

Um dos primeiros modelos empregados no PET foi o modelo de Transportes [G70]. Nesse caso, o problema resultante é do tipo linear inteiro misto. A grande vantagem do modelo de transportes é que praticamente não existe diferença entre resolver problemas de sistemas conexos e altamente ilhados e a característica linear facilita o processo de resolução. No entanto, esse modelo satisfaz apenas a primeira lei de Kirchhoff. A desvantagem principal é que a solução apresentada pelo modelo de transportes pode estar distante de solução viável.

O modelo DC, discutido em [D78] e amplamente desenvolvido no livro [M83], apresenta soluções mais precisas em relação ao modelo de Transportes. Neste modelo, todo o sistema deve satisfazer as duas leis de Kirchhoff na sua forma linearizada, ou seja, todas as barras do sistema devem satisfazer a primeira lei e todos os laços existentes devem satisfazer à segunda. Porém, a combinação entre a variável discreta, associada ao número de reforços propostos e às mudanças que estes reforços provocam na matriz de admitância, resulta em um problema de programação não linear de elevada complexidade para sistemas de grande porte.

Alguns modelos intermediários foram desenvolvidos para lidar com a não linearidade presente no modelo DC e, ainda assim, apresentar soluções melhores que no modelo de Transportes. Os principais foram o modelo Híbrido [VGS85, RM94], e o modelo Disjuntivo [SA85]. O modelo híbrido deve satisfazer a lei de Kirchhoff das correntes em todas as barras do sistema e a lei das tensões somente naqueles circuitos que já existem na configuração base. Portanto, os circuitos adicionados que, eventualmente, formam um novo laço são descartados

da lei das tensões. O modelo disjuntivo é capaz de considerar a lei das tensões para os circuitos adicionados, porém aumenta a dimensão do problema ao considerar as restrições, separadamente, para cada circuito adicionado em paralelo.

Em contrapartida aos modelos intermediários, foram desenvolvidos métodos de solução que dividiram o problema do planejamento em dois subproblemas, investimento e operação [LP94]. Estes métodos permitiram o uso do modelo linear DC na sua forma linear, desacoplando a variável discreta (referente à adição de reforços) do modelo representativo da rede. Atualmente, o modelo DC é considerado o modelo matemático mais indicado para representar o problema PET de longo prazo. Os principais motivos para essa opção são o desempenho computacional e as boas estimativas do fluxo de potência ativa em relação ao modelo não linear AC.

Devido às variações no sistema em função do novo mercado de energia e participação de fontes renováveis, há uma expectativa de que seja utilizado o modelo AC para avaliações mais precisas da viabilidade técnica de alternativas. No modelo AC, as duas leis de Kirchhoff devem ser obedecidas na forma exata, sem as simplificações utilizadas para encontrar os modelos linearizados, assim, as perdas do sistema são encontradas de forma trivial e outras restrições operacionais podem ser incorporadas, como por exemplo, limites de tensão. Ademais, pode-se realizar o planejamento integrado de potência ativa e reativa, isto é, pode-se integrar o planejamento da expansão de sistemas de transmissão e alocação de fontes de potência reativa. O modelo AC tem sido pouco utilizado em metodologias automáticas de planejamento da expansão de sistemas de transmissão envolvendo processo de otimização. Alguns poucos trabalhos, principalmente envolvendo métodos de otimização meta-heurísticos foram publicados [MWB82, SB95, Y01, SRC02, DLLW06]. No entanto, ainda não são aplicáveis para sistemas de grande porte.

1.4.3 Métodos de solução

Os métodos de solução do problema PET devem abranger uma série de fatores, como por exemplo, a análise de viabilidade técnica das possíveis configurações do sistema; um mecanismo de proposição de alternativas candidatas, a consideração de incertezas, entre outros. Em geral, esses fatores estão acoplados em uma única metodologia, onde o objetivo principal é minimizar o custo total do plano de expansão, dado pelos custos de investimento, operação e manutenção, interrupção, perdas, multas, etc.

A viabilidade técnica das possíveis configurações do sistema é usualmente analisada por um conjunto de programas já bastante conhecidos como o fluxo de potência, análise de curto-circuito, estudo de estabilidade transitória, entre outros. No entanto, na abordagem automática, a análise técnica é geralmente feita apenas por um estudo de fluxo de potência. As demais ferramentas de auxílio ao planejamento são utilizadas na abordagem interativa, permitindo avaliações mais criteriosas das alternativas indicadas pela abordagem automática.

Considerando a abordagem automática, as técnicas de solução aplicadas ao PET se dividem, historicamente, em Algoritmos Heurísticos Construtivos (AHC), métodos tradicionais de programação matemática e métodos meta-heurísticos. Estes métodos são brevemente descritos a seguir.

Entre as décadas de 60 e 70 o problema PET era resolvido apenas por algoritmos heurísticos construtivos. Um AHC é um procedimento metodológico aplicado passo a passo a fim de encontrar um plano de boa qualidade para expansão do sistema elétrico. A partir de uma configuração base, um ou vários circuitos vão sendo adicionados até que o conjunto de adições realizado permita uma operação adequada do sistema. O circuito escolhido em cada passo para ser adicionado à configuração corrente é o circuito que corresponde ao caminho mais atrativo identificado pelo chamado critério de sensibilidade, indicador de sensibilidade ou índice de desempenho. Assim, a diferença fundamental entre os diferentes algoritmos heurísticos construtivos reside no indicador de sensibilidade escolhido.

O parâmetro da análise de sensibilidade deve indicar os caminhos mais atrativos para a construção de reforços na rede, usando como informação o desempenho local e/ou global do sistema. Como os indicadores locais nem sempre coincidem com os indicadores globais, os algoritmos heurísticos construtivos, em geral, não têm a capacidade de encontrar as configurações ótimas globais de sistemas reais.

Na referência [M05] são descritos alguns métodos que utilizam técnicas heurísticas, e um procedimento heurístico clássico é apresentado:

- i. Analisar a capacidade do sistema de atender a demanda em um novo período de planejamento, ou seja, fazer a análise técnica utilizando um dos programas citados acima;

- ii. Se existe alguma inadequação (sobrecargas ou cortes de carga), selecionar a adição de novos equipamentos baseado em algum critério técnico / econômico, voltar para o passo (i);
- iii. Se o sistema é considerado adequado, verificar se alguns dos equipamentos adicionados podem ser retirados mantendo a sua adequação;
- iv. Se nenhum elemento pode ser retirado, passar para o próximo período e voltar para o passo (i). O algoritmo termina quando todos os períodos de planejamento já foram estudados.

A desvantagem imediata deste tipo de método é que este procedimento não garante a otimalidade de uma solução. Em termos técnicos, isto significa que é difícil determinar um conjunto de regras heurísticas capazes de abranger todas as variáveis envolvidas no processo de otimização. A grande vantagem dos AHC é a simplicidade de formulação. Em alguns casos, pode-se dizer que o método é uma tentativa do planejador de transformar seu conhecimento e desejo em um programa computacional, adicionando alguma ferramenta matemática e contando com a lógica humana para a verificação da validade dos resultados. Dessa forma, é possível encontrar soluções de boa qualidade com baixo custo computacional.

Segundo [M05], o primeiro AHC foi proposto por Garver [G70], juntamente com o conhecido modelo de Transportes. Em seguida apareceram outras pesquisas apresentando algoritmos heurísticos para o modelo DC, dentre os quais, destacam-se o algoritmo de mínimo esforço [MSPC82] e o algoritmo de mínimo corte de carga [PP85]. Ambos os algoritmos são relativamente parecidos e a diferença fundamental está no tipo e na determinação do indicador de sensibilidade usado.

Em [RRMM03] é proposto um novo AHC, em que um modelo de transporte é usado para eliminar as restrições não lineares do modelo DC, avaliando os planos candidatos. De forma a indicar os melhores pontos da rede a serem reforçados, são utilizados índices de sensibilidade baseados no carregamento das linhas de transmissão. Como as decisões são locais, posteriormente, uma tentativa de retirada de reforços excedentes é realizada seguindo uma ordem dos mais dispendiosos. A metodologia é aplicada às abordagens estática e dinâmica. Apesar de bons resultados obtidos para sistemas de pequena dimensão, chega-se à conclusão que para sistemas maiores e mais complexos esta ferramenta torna-se ineficiente. Contudo, as

topologias identificadas podem ser usadas para a definição de uma população inicial em outras técnicas de otimização mais eficientes como as meta-heurísticas.

Em [RGR07] é proposto um AHC utilizando o modelo AC para a solução do problema PET estático. A metodologia inclui o problema de alocação de potência reativa, sendo que ao final de um processo iterativo, é verificada a possibilidade da retirada de fontes reativas excedentes. Os autores acreditam que o uso do modelo AC tem sido adiado devido a duas principais razões: a falta de um eficiente e robusto algoritmo para resolver problemas não lineares e a dificuldade de se ajustar um fluxo AC em sistemas ilhados. Porém acreditam também que estes problemas serão solucionados em breve com o avanço da técnica de pontos interiores [TQ01].

Contudo, como os índices de sensibilidade ou desempenho advêm de um conjunto limitado de variáveis, muitas vezes conflitantes, os métodos heurísticos possuem dificuldade para identificar as melhores soluções para o problema. Portanto, ainda se trata de um grande desafio desenvolver AHC que resolvam de forma eficiente o problema PET, principalmente quando uma abordagem dinâmica e sistemas de grande porte são considerados. Ademais, Estes métodos não têm sido utilizados no desenvolvimento de metodologias que considerem as variações das fontes renováveis durante o processo de planejamento da transmissão.

Na década de 80, com o objetivo de encontrar soluções ótimas para o PET, métodos tradicionais de otimização matemática foram aplicados ao problema. As ferramentas tradicionais de otimização matemática, baseadas em programação linear [VGS85], não linear [YH89], dinâmica [DE73], e inteira mista [SSL89, BPG01, AMC03], foram aplicadas ao problema PET através de técnicas de decomposição. As principais técnicas de decomposição utilizadas foram os métodos *Branch and Bound* [LHH74, HMGR01] e Decomposição de Benders [PPCO85, BPG01]. Em geral, todas as demais são derivações dessas, com algum mecanismo de sofisticação para melhorar o tempo computacional.

O método *Branch and Bound* é um algoritmo de busca, cuja estrutura de resolução baseia-se na construção de uma árvore em que os nós representam os problemas candidatos e os caminhos representam as novas restrições que devem ser consideradas. Por intermédio dessa árvore, todas as soluções inteiras da região viável do problema são implicitamente enumeradas de modo a garantir que todas as soluções ótimas sejam encontradas.

A decomposição de Benders tem sido considerada mais adequada para ser aplicada ao problema PET. Pois faz uma divisão natural do problema em dois subproblemas: operação e investimento. As variáveis de operação como os fluxos e os ângulos das tensões de barras fazem parte do subproblema de operação, o qual é um problema de programação linear que pode ser facilmente resolvido utilizando algoritmos eficientes, como simplex [SM79] ou pontos interiores [B04]. Por outro lado, as variáveis de investimento fazem parte do subproblema de investimento, o qual é um problema de programação linear inteira mista com uma única variável contínua que pode ser resolvida através de uma solução iterativa dos subproblemas de operação e investimento.

As técnicas clássicas de otimização matemática oferecem como vantagem a certeza de encontrar a solução ótima, de acordo com as restrições estabelecidas. Por outro lado, são algoritmos que demandam um alto custo computacional e apresentam problemas de convergência em se tratando de sistemas de grande porte. Dois fortes obstáculos à utilização destes métodos são a não linearidade e a não convexidade presentes no estudo da expansão da transmissão. Esta última característica pode acarretar na obtenção de ótimos locais.

Atualmente, alguns trabalhos ainda são desenvolvidos utilizando métodos clássicos, por exemplo, em [OGH13] é apresentada uma metodologia baseada em decomposição de Benders e Simulação Monte Carlo (SMC) para considerar as incertezas da geração eólica e as indisponibilidades dos equipamentos de transmissão na abordagem estática do problema PET. Cada subproblema da operação tem como solução o valor esperado do custo de interrupção e das variáveis duais associadas aos custos marginais de operação, necessárias para o próximo subproblema de investimento.

Durante as últimas décadas, as metodologias denominadas de meta-heurísticas, direcionadas à solução de problemas combinatórios, têm sido largamente aplicadas aos sistemas de potência. Estes novos algoritmos utilizam técnicas de otimização por população que, passo a passo, realizam um processo de geração, avaliação e seleção dos melhores indivíduos que representam a solução para o problema proposto. Estes modelos são mais atrativos, pois podem obter soluções factíveis de boa qualidade (i.e., economicamente competitivas) a um custo computacional aceitável. Ao mesmo tempo o processo de otimização pode utilizar estratégias que procuram evitar o aprisionamento em vales da função objetivo e, conseqüentemente, reduzir o risco de obtenção de ótimos locais.

Os conceitos fundamentais da otimização por população podem ser encontrados na referência [LE02], onde são apresentados os principais grupos de meta-heurísticas: Algoritmos Evolucionários, técnicas baseadas em Enxame de Partículas (*Particle Swarm*), Busca Tabu, entre outros. Também são apresentadas aplicações em diversas áreas dos sistemas de potência, como por exemplo, avaliação de segurança, expansão da geração, expansão da transmissão, despacho econômico, controles, estimação de estado, entre outras.

As aplicações pioneiras de meta-heurísticas no problema PET foram realizadas por Romero e Galego, [RGM96, GAMR97], utilizando Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*). A qualidade dos resultados publicados nestes dois artigos mostrou que tais métodos tinham um excelente potencial para a solução deste problema. Portanto, logo em seguida publicaram métodos baseados em Algoritmo Genético [GMR98a, GMR98b] e Busca Tabu [GRM00]. Em [EGR04] foi apresentada a primeira meta-heurística aplicada ao planejamento multiestágio de sistemas de transmissão.

A forma de resolver um problema utilizando meta-heurística varia muito pouco quando se trata da modelagem matemática utilizada para a função de avaliação. Assim, por exemplo, em planejamento de sistemas de transmissão, a forma usada para resolver os modelos de transporte, híbridos e o modelo DC é praticamente a mesma. Em cada caso, deve-se resolver apenas um problema de programação linear, sob diferentes modelos. Por esse motivo, a grande maioria das aplicações de técnicas meta-heurísticas em planejamento de sistemas de transmissão utiliza o modelo DC.

Nos últimos anos, diversas meta-heurísticas foram implementadas para resolver problemas de PET [LSMR08], tais como: Busca Tabu [GRM00, LMRR08]; Procedimento de Busca Aleatória Gulosa (GRASP - *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) [BOA01, FBRF05]; Algoritmos Genéticos [EGR04]; Estratégias de Evolução [LSRM06, MSLR07]; Evolução Diferencial [STIS07]; Otimização por Colônia de Formigas [R06, RLM08, LRMR10]; Otimização por Enxame de Partículas [MF02], Busca Dispersa [FGMV96] e Sistema Imunológico [RLH09].

Diante de tantas opções, estudos comparativos têm sido realizados para auxiliar os planejadores na escolha da meta-heurística mais indicada para cada sistema. A referência [R11] apresenta uma avaliação comparativa de diversas meta-heurísticas aplicadas ao problema PET multiestágio. Como conclusão, destaca-se que o bom desempenho do método

depende, principalmente, da correta inicialização dos algoritmos. Em relação à população inicial, índices de desempenho, como os utilizados nos AHC, podem auxiliar na escolha dos indivíduos mais atrativos, candidatos à solução do problema. Já os demais parâmetros de cada algoritmo estão relacionados com o conhecimento que o planejador tem, tanto do sistema, quanto da meta-heurística implementada. Contudo, o algoritmo baseado em Estratégia de Evolução se destacou em relação aos demais métodos implementados pela sua simplicidade e reduzido número de parâmetros.

As pesquisas utilizando meta-heurísticas indicam que, no momento, esses tipos de algoritmos são os mais competitivos para encontrar soluções de excelente qualidade para sistemas complexos e de grande porte. Portanto, as metodologias desenvolvidas recentemente para considerar as flutuações advindas da nova estrutura do setor e das fontes renováveis estão preferindo os métodos baseados em meta-heurísticas [MK11, FVG11, MAF12a, MAF12b]. As meta-heurísticas apresentam a vantagem de serem relativamente fáceis de implementar e, geralmente, apresentam desempenho semelhante, independente da característica do sistema. Entretanto, a quantidade de parâmetros a ser ajustados para garantir soluções de qualidade pode demandar um maior conhecimento do método por parte do planejador.

No que se refere à consideração de incertezas, tanto internas, quanto externas, existem muitos trabalhos publicados em relação à análise probabilística aplicada ao planejamento, mas pouca aceitação prática. Em geral, são utilizados critérios determinísticos e a definição de planos de expansão de redes mais robustas, capazes de suportar cenários futuros extremos. Entretanto, para que a solução obtida apresente uma baixa relação custo-benefício, é necessário utilizar técnicas específicas para a tomada de decisão, como, por exemplo, a minimização do máximo arrendimento [CIGR95, FSGA96, MRSL09].

Na próxima seção é apresentada uma discussão sobre a análise de confiabilidade inserida no processo de planejamento. Em seguida, são comentados os principais trabalhos publicados visando à consideração de incertezas das fontes renováveis no PET.

1.4.4 A análise de confiabilidade inserida no planejamento

Para garantir o total fornecimento de energia, os planos de expansão do sistema elétrico devem considerar uma análise de riscos que envolva falhas inesperadas de equipamentos, desligamentos para manutenção, crescimento da carga além do previsto e a indisponibilidade de recursos energéticos primários. A definição dos níveis de risco para planejamento da

transmissão pode ser feita por critérios determinísticos, por meio da avaliação de diversos cenários, severos ou não. Por exemplo, um cenário pode ser definido considerando a saída de um equipamento de transmissão (método N-1), a carga pico, ou a saída da unidade geradora de maior capacidade. Porém, tais critérios não apresentam informações quantitativas da adequação do sistema. Assim, num problema de planejamento, se duas ou mais alternativas satisfazem os critérios determinísticos desejados, não é possível determinar, do ponto de vista da adequação, qual terá melhor desempenho. Ademais, não é considerada a natureza aleatória das variáveis envolvidas e as alternativas apontadas por esses critérios são, na maioria das vezes, soluções pouco econômicas.

As metodologias de análise de confiabilidade são as técnicas mais indicadas [BA94] para mensurar os riscos citados acima. Basicamente, por meio de metodologias probabilísticas, é possível avaliar o risco de uma configuração de equipamentos de geração e/ou transmissão não ser capaz de suprir à demanda em determinado instante. A avaliação de confiabilidade permite quantificar a análise de adequação de segurança levando em consideração diversas características do sistema. Portanto, esta avaliação pode substituir os critérios determinísticos, possibilitando o planejamento de alternativas mais condizentes com a natureza do sistema. Por outro lado, a decisão sobre quão confiável é o sistema recai sobre a necessidade das concessionárias terem o conhecimento do nível adequado de risco e serem capazes de modelar adequadamente os elementos do sistema para o cálculo de tal risco.

Historicamente, as companhias do setor elétrico têm enfrentado dificuldade em estabelecer uma definição padrão, baseada nos índices de confiabilidade, de quão confiável um sistema deve ser. O principal motivo é a dependência dos índices em relação aos diversos modelos, adotados de forma diferente por cada empresa, por exemplo, o modelo de carga [LMMB00, ML04]. Ademais, a avaliação da confiabilidade é uma tarefa dispendiosa nos sistemas interligados devido ao grande número de variáveis e as inúmeras combinações entre elas. Portanto, os critérios determinísticos ainda são os mais utilizados para tratar a adequação das alternativas no PET [SRRG05].

Apesar da preferência das empresas do setor elétrico pelos critérios determinísticos, a análise de confiabilidade tem sido investigada no desenvolvimento de ferramentas para o PET. Inicialmente, a inserção dos índices de confiabilidade no processo de planejamento foi proposta como restrições de segurança. Dessa forma, o compromisso entre a minimização dos custos dos planos de expansão e a qualidade do suprimento de energia não é investigado,

sendo adotados apenas níveis mínimos para a confiabilidade no que se refere ao atendimento da demanda. Assim, as alternativas que não satisfazem o requisito mínimo de confiabilidade são descartadas. As demais alternativas são selecionadas em função do custo de investimento. Nas referências [FBGO89, SBL91], são apresentados alguns exemplos de critérios de referência estabelecidos com base nos índices de confiabilidade.

Em 1980, Munasinghe [M80] propôs uma metodologia para inserir na função objetivo do problema PET o nível de confiabilidade da configuração futura. Assim, o plano de custo mínimo seria aquele que resultasse no menor somatório dos custos: de investimento e de interrupção. Dois fatores importantes devem ser considerados nesse trabalho: a grandeza financeira usada para quantificar a avaliação da confiabilidade e a consideração da mesma durante o processo de otimização. Para tanto, o custo de interrupção necessita ser devidamente estimado, levando em consideração as classes de consumidores e as políticas de corte de carga.

Neste contexto, alguns trabalhos foram publicados [BG90, SBL91], com o objetivo de obter boas estimativas do custo de interrupção e dessa forma poder compará-lo com os custos de investimentos, através da função objetivo, ou seja, durante o processo de otimização. Em [M99] são apresentadas ferramentas probabilísticas utilizando o método de simulação Monte Carlo com objetivo de estimar com precisão o custo de interrupção. Como estes são métodos que demandam um custo computacional considerado, este trabalho propôs a divisão do planejamento em 4 fases. Tais fases são estabelecidas em função da qualidade das soluções ao longo do processo de planejamento, de forma que o custo de interrupção só seria inserido nas fases finais, quando bons planos de expansão fossem comparados.

Alguns trabalhos têm incluído a avaliação da confiabilidade apenas depois do processo de otimização, em um procedimento externo, [LSRM06, LMRR08, RLH09]. Neste caso, embora as melhores alternativas selecionadas tenham custos de investimentos menores, elas podem não garantir critérios de segurança adequados e resultarem em custos de interrupção elevados. Por outro lado, na referência [MARL12] é apresentada uma proposta para o PET onde a avaliação da confiabilidade é inserida durante o processo de otimização. Dessa forma, os planos de expansão possuem custos de investimentos e interrupção relativamente equilibrados, proporcionando planos de melhor qualidade. Porém, foi considerado um modelo simplificado para o custo de interrupção, através de simulação Monte Carlo não sequencial.

Com o objetivo de auxiliar e incentivar as empresas a empregarem a avaliação da confiabilidade no planejamento dos sistemas de potência, diversos trabalhos têm sido publicados nesta área. Em [LRMB04], o conceito de confiabilidade preventiva é aplicado a sistemas compostos, com o objetivo de associar um caráter determinístico aos índices obtidos. Nesta proposta, os estados de sucesso do sistema são classificados em estados saudáveis e marginais de acordo com um critério determinístico pré-definido. No entanto, esta metodologia também não é muito utilizada em função da quantidade de índices considerados.

Em [LRMA10], um estudo comparativo para o PET multiestágio apresenta as principais vantagens do uso da análise de confiabilidade em relação ao bem conhecido método “N-1”. Este estudo apresenta resultados de um sistema real e demonstra que a consideração dos custos de interrupção propicia planos de expansão com alta qualidade e mais baratos que aqueles considerando o critério determinístico “N-1”. Além disso, a evolução dos métodos utilizados em análise de confiabilidade [GL11], do ponto de vista de esforço computacional, favorece a utilização destes estudos no PET.

O expressivo aumento do nível de participação de fontes renováveis nos sistemas exige novos requisitos de segurança e confiabilidade que não são alcançados com as ferramentas determinísticas tradicionais, utilizadas nos estudos de médio e longo prazo, [LSMB10, LC07]. Portanto, o uso de ferramentas de confiabilidade, capazes de mensurar o impacto da volatilidade das fontes renováveis na adequação do sistema é de grande importância no setor [FMRS11]. Atualmente, as metodologias baseadas em critérios determinísticos ainda são as principais ferramentas utilizadas, mas muitos países já adotam os métodos probabilísticos como ferramentas auxiliares na tomada de decisões [SSC08, PMRF08].

1.4.5 Consideração de fontes renováveis no PET

Nos últimos anos, os sistemas de potência têm apresentado grandes mudanças na participação de sua matriz energética, com um expressivo aumento de fontes renováveis conectadas à rede básica. Este fato vem causando grande preocupação entre os operadores e planejadores destes sistemas, pois a volatilidade dessas fontes eleva a complexidade operacional do sistema e aumenta significativamente o nível de incertezas, o que pode contribuir para a deterioração do fornecimento de energia.

As centrais elétricas oriundas de energia renovável conectadas à rede básica são, geralmente, construídas numa região favorável à energia que se deseja explorar. Contudo, a concentração

excessiva de geração intermitente em uma determinada região, pode provocar problemas de congestionamento de redes de transmissão e dar espaço a práticas de poder de mercado. Como ocorre no Brasil, por exemplo, em que uma expressiva parte do aumento da geração de origem eólica se dá na região Nordeste, distante dos centros de consumo.

Segundo Steinberger [SEA11, S12], sob o aspecto de balanço de energia e de potência, é possível instalar 140 GW de geração eólica no sistema de energia elétrica brasileiro, usando basicamente a capacidade de geração hidráulica existente para compensar a variabilidade da geração eólica. Neste caso, o impacto recai sobre o aumento dos requisitos de transmissão do sistema interligado nacional.

Abordagens convencionais não são capazes de considerar os efeitos da intermitência das fontes renováveis nos sistemas de potência. Portanto, os modelos de planejamento das redes elétricas devem ser revistos. Diante de maiores valores de intermitência é preciso que os sistemas de potência tenham linhas de transmissão mais flexíveis. De tal forma que sejam capazes de permitir o atendimento à carga através de outras fontes de geração, nos períodos de baixa oferta da geração de origem intermitente, e por outro lado, permitir o escoamento para outras áreas nos momentos de elevada oferta.

Diante da perspectiva de flexibilizar a rede de transmissão para lidar com a alta participação renovável, algumas recomendações são apresentadas na literatura, como por exemplo, nas referências [B07, J07, FOMM09]. Alguns dos trabalhos publicados são relacionados aos aspectos econômicos e regulatórios da conexão das fontes renováveis na rede básica. Por exemplo, a referência [PCTB09] apresenta um exemplo de conexão, onde são utilizadas redes coletoras com o objetivo de agrupar um conjunto de usinas renováveis para conectá-las a rede básica.

Por outro lado, alguns trabalhos discutem aspectos técnicos sobre o planejamento da transmissão. A referência [ABG07] apresenta uma discussão sobre a capacidade de transmissão requerida pelas linhas que interligam as áreas com elevada participação de fontes renováveis. Nesta discussão, busca-se responder qual a proporção, em relação à capacidade instalada de uma fazenda eólica, que a linha de transmissão deva atender.

Para lidar com os períodos de alta concentração de ventos, em que a produção de parques eólicos provoca sobrecargas nas linhas de transmissão, alguns trabalhos sugerem operar de

forma otimizada as linhas existentes, mesmo que para isso seja necessário desligar o parque eólico da rede, em períodos de elevada oferta [BO08].

Definir a capacidade de transmissão de linhas que interligam áreas de elevada participação renovável é uma questão bastante importante, e não considerar a volatilidade dessas fontes pode trazer grandes implicações financeiras e operacionais. Por exemplo, considerar a capacidade de transmissão próxima da máxima potência instalada nas usinas, implica em custos mais elevados do que o necessário, possíveis prejuízos por parte dos investidores, além de ativos ociosos. Por outro lado, uma capacidade de transmissão considerada próxima da média de produção das fazendas eólicas pode ocasionar desperdícios de vento, maior risco de não atingir as metas de geração renovável e um consequente aumento dos custos de produção.

Na tentativa de considerar as fontes renováveis no problema do PET, e responder à questão citada acima, as mais recentes pesquisas têm apostado em ferramentas probabilísticas, inseridas dentro do processo de otimização [YCWZ09, MK11, FVG11, MAF12a, MAF12b, OGH13]. Em geral, este processo de otimização é baseado em alguma meta-heurística evolucionária ou Busca Tabu. A consideração de incertezas tem sido proposta por simulação Monte Carlo ou através de métodos de estimação de momentos, utilizando as funções densidade de probabilidade.

A referência [FVG11] apresenta um algoritmo baseado em colônia de formigas e propõe uma avaliação da integração das fontes renováveis através do estudo de cenários, onde apenas uma hora representativa do ano é considerada durante a busca por alternativas. Apesar de bons resultados apresentados pelo algoritmo de simulação, a metodologia não é suficiente para considerar o efeito da volatilidade da energia renovável sobre o sistema.

As referências [MAF12a, MAF12b] propõem uma combinação de Simulação Monte Carlo e Método de Estimação Pontual para avaliação de incertezas da carga e das fontes eólicas. Para tanto, o problema PET é tratado como multiobjectivo, sendo utilizada uma metodologia baseada no algoritmo genético NSGAI. Os objetivos considerados são: minimizar custo de investimento, custo de congestionamento e custo de risco. As avaliações são realizadas para cada alternativa, dentro do processo de otimização. O trabalho demonstra a importância de investimentos na transmissão para atender as necessidades impostas pela alta participação de fontes renováveis. No entanto, ao considerar o método dos momentos para estimação pontual, o algoritmo faz uma avaliação conservadora. As conclusões sobre o custo de risco são

baseadas apenas nas incertezas da carga e produção eólica, não considerando as indisponibilidades dos equipamentos.

A referência [OGH13] usa decomposição de Benders e Simulação Monte Carlo para considerar as incertezas da geração eólica e as indisponibilidades dos equipamentos de transmissão na abordagem estática do problema PET. As variações de velocidade do vento são amostradas por distribuições Weibull, previamente determinadas por séries históricas. Cada subproblema da operação tem como solução o valor esperado do custo de interrupção e das variáveis duais necessárias para o próximo subproblema de investimento. Também é investigada a introdução de um limite superior de corte de carga na formulação do PET. Este limite é utilizado para encontrar soluções que minimizam a probabilidade de ocorrer cortes de carga acima de um valor percentual da carga pico. A metodologia mostra-se capaz de auxiliar os planejadores, apresentando planos de expansão que aumentam a flexibilidade da rede diante das incertezas na geração eólica. Por outro lado, não avalia a cronologia dessas incertezas, sendo assim, não considera possíveis complementaridades, obtendo planos de expansão sobredimensionados.

Esta tese apresenta uma metodologia de planejamento da expansão da transmissão que aborda dois objetivos: i) o atendimento à demanda, considerando restrições de segurança; ii) a maximização do aproveitamento renovável, considerando uma análise de custo benefício. O planejamento é realizado por meio de simulações combinadas de duas ferramentas distintas. Para indicar os reforços necessários ao atendimento à demanda é utilizado um algoritmo de otimização, baseado na meta-heurística Estratégias de Evolução. Já os reforços que garantirão melhor aproveitamento renovável são obtidos por meio de um Algoritmo Heurístico Construtivo.

1.5 ESTRUTURA DA TESE

Este capítulo apresentou, em linhas gerais, uma síntese do desenvolvimento histórico dos sistemas de transmissão e as preocupações com o seu planejamento, diante da atual participação de fontes renováveis na matriz energética. Foram destacados os principais objetivos, bem como a motivação para o desenvolvimento deste trabalho. Também foi apresentada uma revisão bibliográfica, considerando as principais ferramentas utilizadas na solução do problema PET. Esta revisão aborda a modelagem matemática, os principais

métodos utilizados, as metodologias desenvolvidas com o objetivo de considerar o valor da confiabilidade, bem como os recentes trabalhos publicados cujo principal objetivo é a consideração das fontes renováveis durante o processo de otimização.

O Capítulo 2 apresenta um Algoritmo Heurístico Construtivo capaz de considerar o impacto da volatilidade das fontes renováveis na expansão da transmissão. Baseada em um Fluxo de Potência Cronológico, esta metodologia utiliza o montante de energia renovável desperdiçada para identificar a viabilidade da adição de reforços na transmissão. Para tal, são utilizados índices de desempenho referentes ao desperdício de energia e a eventuais sobrecargas nos circuitos decorrentes da maximização do uso de energia renovável. Os resultados são apresentados considerando o sistema teste RTS96REN proposto em [FMRS11].

A avaliação da confiabilidade utilizada como um indicador para auxiliar no processo de decisão do planejamento da transmissão, é descrita no Capítulo 3. São apresentados os conceitos básicos e os modelos probabilísticos associados a cada componente. Em seguida é apresentado o método a ser utilizado neste trabalho, capaz de considerar as fontes renováveis. Finalmente, os planos de expansão propostos para o sistema teste do Capítulo 2 são avaliados sob o ponto de vista da confiabilidade.

A metodologia desenvolvida no Capítulo 2 trata o problema de planejamento apenas no que se refere a maximizar o aproveitamento das fontes renováveis. O Algoritmo Heurístico Construtivo utilizando a ferramenta FPC não é capaz de tratar adequadamente o problema de planejamento de longo prazo. A flutuação na disponibilidade das fontes renováveis aumenta a complexidade do problema PET. Portanto, esta tese apresenta o planejamento de longo prazo dividido em duas etapas, uma referente ao atendimento à demanda e outra considerando maximizar o aproveitamento de fontes renováveis.

No Capítulo 4 é apresentada uma metodologia para solução do PET de longo prazo utilizando a meta-heurística Estratégia de Evolução. Neste caso, não é considerada a flutuação dos ventos, sendo estes considerados fixos ao longo do planejamento. Portanto são feitos estudos de cenários de maior ou menor disponibilidade de energia eólica ao longo do período de planejamento. Os resultados demonstram que a utilização de cenários intermediários produzem melhores resultados no que se refere ao atendimento à demanda. Porém, é importante que seja aplicada uma metodologia complementar para garantir melhor aproveitamento da energia eólica nos períodos de maior disponibilidade.

No Capítulo 5 é apresentada uma integração entre a metodologia utilizada para o planejamento de longo prazo, proposta no Capítulo 4, e o algoritmo heurístico construtivo, proposto no Capítulo 2. A utilização das duas metodologias possibilita o planejamento do sistema, tratando de forma desacoplada o atendimento da demanda e o aproveitamento eficiente das fontes renováveis voláteis.

No Capítulo 6 são apresentadas algumas considerações a respeito da metodologia proposta, as principais conclusões e propostas de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO BASEADA NO DESPERDÍCIO DE ENERGIA RENOVÁVEL

2.1 INTRODUÇÃO

CONFORME apresentado no capítulo anterior, a flexibilidade e adequação dos atuais sistemas de transmissão têm sido largamente discutidas em função da elevada participação de fontes renováveis. Os recentes trabalhos nessa área apresentam novas metodologias probabilísticas aplicadas ao problema PET e, através de índices de desempenho, tentam definir os mais econômicos e seguros planos de investimentos diante das diversas incertezas associadas à produção de energia elétrica. Os principais índices utilizados são o custo de interrupção e custo de congestionamento.

Contudo, o efeito negativo da volatilidade das fontes renováveis pode ocorrer: (i) em períodos de baixa produção, em que a rede deve permitir o atendimento à demanda por outras fontes; (ii) em momentos de alta oferta, em que é necessário escoar a energia produzida, uma vez que esta não pode ser armazenada de forma eficiente. O custo de interrupção é capaz de mensurar o desempenho do sistema no que se refere ao atendimento à demanda. Por outro lado, nos períodos em que a demanda é atendida, não necessariamente é garantido o aproveitamento integral da energia renovável, sendo o sobressalente desconsiderado no processo de planejamento.

Com o objetivo de otimizar o uso das fontes renováveis conectadas à rede básica, este capítulo apresenta uma metodologia de planejamento da transmissão capaz de indicar reforços que garantam o melhor aproveitamento das fontes renováveis. Esta metodologia é baseada em um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC), cujo índice de desempenho, utilizado para guiar a construção da solução, é o valor esperado da energia renovável desperdiçada. O índice de desperdício de energia renovável é obtido por meio da ferramenta denominada Fluxo de Potência Cronológico (FPC), apresentada na Seção 2.2.

O AHC é aplicado ao planejamento para identificar o mais efetivo conjunto de reforços que minimize a energia desperdiçada, fazendo uma análise entre o custo de investimento e o

benefício por utilizar a energia que seria desperdiçada. São apresentados resultados para o sistema IEEE Reliability Test System – 1996 [APM99], modificado para garantir uma configuração com expressiva participação renovável, neste caso, energia eólica.

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO

2.2.1 Conceitos preliminares

A primeira aplicação de análise probabilística de fluxo de potência foi proposta em [B74]. Desde então, muitos trabalhos têm sido desenvolvidos neste campo de pesquisa. Uma lista de artigos sobre análise de fluxo de potência probabilístico (FPP) pode ser encontrada em [SLBE90, CCB08]. Estas referências apresentam uma revisão do desenvolvimento de técnicas e suas aplicações em diferentes áreas de análise de sistemas de potência em regime permanente, incluindo o planejamento da expansão [LRAC90]. As equações básicas de um fluxo de potência probabilístico [ALB81] podem ser expressas como:

$$Y_h = f(X_h) \quad (2.1)$$

$$Z_h = g(X_h) \quad (2.2)$$

onde, Y_h é o vetor aleatório das injeções líquidas de potências ativa e reativa, X_h é o vetor aleatório de estado (magnitude das tensões e ângulo de fase), Z_h é o vetor aleatório das variáveis de saída (fluxos ativo e reativo, etc.), e h é um instante de tempo no período de estudo (e.g., 1 hora). As funções f e g representam equações não lineares que regem o comportamento da rede elétrica em função de sua topologia e características. Para cada instante h as equações (2.1) e (2.2), ou uma versão linearizada delas (e.g., fluxo DC), devem ser resolvidas e as variáveis de interesse armazenadas, para posteriormente serem feitas análises estatísticas das mesmas.

Considerando a abordagem probabilística, as variáveis de entrada são convertidas em variáveis aleatórias com função densidade de probabilidade conhecida. Os resultados passam de valores fixos para uma função densidade de probabilidade, apresentando uma faixa de possibilidades para os resultados e suas respectivas probabilidades. Em geral, existem duas principais metodologias utilizadas para a solução do FPP: formulação analítica e simulação.

As abordagens analíticas são mais indicadas quando as variáveis de entrada não são correlacionadas. Alguns métodos propostos na literatura são capazes de lidar com entradas correlacionadas, mas eles são restritos a dependência linear [AGNS76, AA77, LAA84], ou de segunda ordem, i.e., a dependência estatística entre as variáveis é verificada em seus momentos de segunda ordem [CTNS82, B85]. No entanto, em situações que envolvam relações complicadas entre as variáveis de entrada, as técnicas de simulação são indicadas como a melhor opção. A avaliação do espaço de estados pode ser feita por meio de enumeração ou por amostragem utilizando simulação Monte Carlo.

Em 2007, a referência [BWH07] propôs o uso de séries para representar a variação de carga e flutuação nas análises de fluxo de potência de redes com elevada penetração de energia eólica. A ideia é usar banco de dados históricos de carga e geração para avaliar os estudos de fluxo de potência para diferentes cenários. Devido à curva diária de demanda e a variabilidade dos ventos, os autores sugerem que o intervalo de tempo de uma hora ou menos seja utilizado. Assim, para cada intervalo, é realizada uma análise de fluxo de potência e, então, são definidos os fluxos nas linhas, as tensões, e outras variáveis de interesse são monitoradas e estatisticamente avaliadas.

Recentemente, o FPP tem sido aplicado para avaliar a integração de novas fontes de energia renováveis aos sistemas de transmissão. A análise probabilística é realizada através da amostragem de um conjunto de séries históricas anuais. Podem-se utilizar séries para diferentes tipos de fontes renováveis, bem como agrupá-las por regiões. Ver por exemplo [VPF11, AVH11, OTA11]. Essas técnicas demandam a modelagem das cargas e das injeções de potência como funções de densidade de probabilidade (fdps) e proporcionam um espectro completo das estatísticas de todas as tensões nodais e fluxos.

Embora técnicas que utilizem fdps demandem menor esforço computacional que os métodos de simulação, elas, geralmente, requerem formulações matemáticas complicadas e podem ter a precisão dos resultados comprometida devido às linearizações inerentes ao processo [VPF11]. Alternativamente, as fdps e outras estatísticas podem ser obtidas por meio de um Fluxo de Potência Cronológico, o qual é baseado em simulação do espaço amostral. Neste caso, ao invés de utilizar as fdps das cargas e das injeções de potência, as séries históricas de produção e consumo são diretamente utilizadas.

2.2.2 Estágios do FPC proposto

Através de um processo de simulação do espaço de estados, representado por séries históricas, calcula-se o índice EWES (*Expected Wind Energy Spilled*) que representa o montante de energia renovável desperdiçado. Note que, neste trabalho, visando simplificar a apresentação da metodologia, será considerado apenas o desperdício de energia eólica. Durante a simulação, também são identificados os principais circuitos que estão restringindo os fluxos na rede e, conseqüentemente, fazendo com que haja o desperdício de parte da energia proveniente de fontes renováveis. Estes circuitos representam pontos atrativos para a adição de reforços, tendo em vista a obtenção de redes adaptadas à intermitência de tais fontes.

A metodologia é dividida em três estágios, o primeiro e segundo estágios do algoritmo são dedicados ao cálculo do índice EWES. O terceiro estágio é executado com o objetivo de fornecer estatísticas (probabilidades, valores esperados e densidades de probabilidade) relacionadas com possíveis sobrecargas de circuitos, resultantes da maximização do aproveitamento das fontes eólicas, ou seja, da minimização do índice EWES.

No primeiro estágio do FPC, a energia desperdiçada é avaliada desconsiderando-se as restrições de transmissão, ou seja, utilizando-se um despacho barra única, para o qual todas as unidades de geração e todas as cargas do sistema são agrupadas em uma só barra. Para o despacho das unidades geradoras é utilizada uma ordem de mérito definida de acordo com a filosofia dos operadores do sistema. Primeiramente, uma determinada quantidade de energia firme é alocada para um dado conjunto de unidades geradoras, a fim de garantir uma operação segura da rede elétrica. Em seqüência, as demais unidades geradoras são despachadas de acordo com seus custos médios de produção. Obviamente, os parques eólicos são despachados logo após a alocação de energia firme. Se a carga for atendida pela energia firme e parte da energia eólica disponível, o restante da energia eólica é contabilizado como desperdício em função da geração ($EWES_G$).

No segundo estágio, um algoritmo de fluxo de potência ótimo é empregado para incorporar as restrições da transmissão ao despacho das unidades geradoras. Portanto, uma maior quantidade de energia eólica desperdiçada é obtida neste estágio ($EWES_{G\&T}$). A diferença entre o desperdício de energia eólica, incorporando as restrições de transmissão e considerando apenas o despacho barra única, permite calcular o desperdício em função dos congestionamentos na transmissão ($EWES_T$).

Finalmente, no terceiro estágio, um fluxo de potência DC é avaliado considerando-se o máximo despacho das fontes eólicas (extraído do despacho “barra única” do primeiro estágio), e um despacho das não eólicas, baseado nos fatores de participação definidos no segundo estágio. Este estudo visa à identificação dos circuitos sobrecarregados, os quais devem ser considerados como aqueles responsáveis pelo desperdício de energia encontrado no segundo estágio, quando as medidas corretivas são adotadas para eliminar as suas sobrecargas; i.e., para respeitar as restrições da transmissão. Obviamente, várias outras estatísticas relacionadas com as sobrecargas de circuitos são obtidas neste estágio.

2.2.3 Modelagem matemática

Modelo de curva de carga e séries energéticas

A capacidade de produção das unidades de geração que utilizam fontes renováveis pode ser modelada em função da disponibilidade da energia primária através de séries históricas anuais. Estas séries são convertidas em potência elétrica e representadas por modelos Markovianos não agregados, sendo seus estados conectados, de forma sequencial, conforme ordem de ocorrência. Portanto, o modelo adotado para a representação da carga em [ML04] pode ser também utilizado para modelar a volatilidade de cada fonte renovável.

A Figura 2.1 ilustra o modelo utilizado, em que $L(t)$ fornece o patamar de carga no estado/hora t . Similarmente, $H(t)$, $P(t)$, $E(t)$, $S(t)$ e $C(t)$ fornecem as capacidades máximas momentâneas para as unidades geradoras com fontes: hidráulicas, pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solares (e.g., fotovoltaicas) e de cogeração, respectivamente. Os estados do modelo se comunicam com taxa de transição λ igual a uma transição por hora (estados com duração média de uma hora).

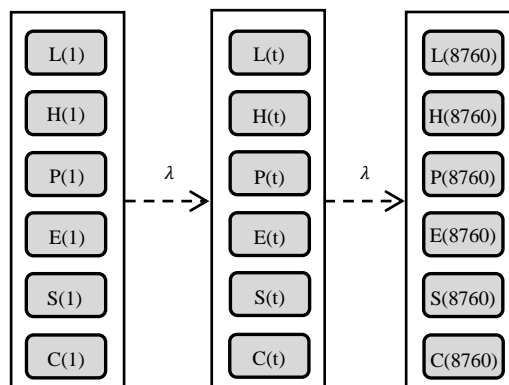


Figura 2.1: Modelo de Markov não agregado para carga e fontes renováveis.

Salienta-se que $L(t)$ pode ser um vetor contendo patamares de carga distintos para cada área ou barra do sistema. O mesmo raciocínio se aplica às unidades geradoras renováveis. Portanto, os limites de capacidade do estado t poderão ser fornecidos de maneira distinta, para cada central geradora ou região englobando um grupo de centrais geradoras do mesmo tipo.

Modelo do fluxo de potência ótimo

O modelo de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), utilizado no segundo estágio do FPC, é proposto como um problema de programação linear, conforme Equação (2.3). O FPO tem como principal objetivo a representação da rede de transmissão e a monitoração de seus limites operativos, visto que um despacho barra única já foi realizado no primeiro estágio do FPC, priorizando o despacho de renováveis.

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar } w = \sum_{i=1}^{N_{gl}} c_i g_i + \sum_{j=1}^{N_d} c_j r_j \\
 & \text{s. a.} \\
 & \left\{ \begin{array}{l} g_{firme} + g + r + B\theta = d \\ |f| \leq f_{max} \\ 0 \leq g \leq g_{max} \\ 0 \leq r \leq d \end{array} \right.
 \end{aligned} \tag{2.3}$$

em que:

- N_{gl} – número de geradores livres (exceto os responsáveis pela energia firme);
- c_i – custo de produção do gerador i ;
- g_i – despacho do gerador i ;
- N_d – número de barras de carga do sistema;
- c_j – custo pelo corte de carga na barra j ;
- r_j – corte de carga na barra j ;
- g_{firme} – vetor contendo o despacho da geração firme (não participa do redespacho);
- g – vetor contendo o despacho dos geradores livres;
- r – vetor contendo os cortes de carga;
- B – matriz de susceptância de barra;
- θ – vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
- d – vetor de demanda por barra;

- f – vetor contendo os fluxos nos circuitos;
 f_{max} – vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos;
 g_{max} – vetor contendo os limites de geração.

A parcela da função objetivo referente ao despacho de potência ativa permite manter a preferência pelo despacho dos geradores renováveis, uma vez que estes têm custo de produção menor que os geradores térmicos. No entanto, um conjunto de geradores responsáveis pela energia firme do sistema não aparece na função objetivo, sendo representado no balanço de potência por g_{firme} . Estes geradores possuem prioridade no despacho.

O corte de carga é aplicado apenas quando não é possível eliminar a violação dos limites operativos por redespacho de potência ativa. Portanto, o custo associado ao corte de carga é sempre maior que o mais caro dos geradores. Salienta-se que situações de corte de carga e desperdício de energia eólica podem ocorrer simultaneamente.

Dentre os principais algoritmos que podem ser utilizados para a resolução do problema podem-se citar: o Dual-Simplex, modificado para explorar as características de esparsidade das equações da rede elétrica [SM79], e o Primal-Dual de pontos interiores com barreira logarítmica [B04]. Neste trabalho foi utilizado o Dual-Simplex.

Consideração das perdas na análise de fluxo de potência

Para aplicar a metodologia proposta em sistemas de grande porte, a consideração das perdas da transmissão é de grande importância. Portanto, o modelo de perdas proposto em [R11] é utilizado na análise de fluxo DC e na implementação do fluxo ótimo DC. Neste modelo, as perdas são estimadas através de um caso convergido de fluxo AC. Para obter o caso base de um modelo DC, primeiramente é realizado um balanço entre carga e geração obtida pelo modelo AC. Caso ocorra um excesso de geração, este deve ser proporcionalmente distribuído entre todas as barras como um montante de carga fictícia. Em seguida, os ângulos de cada barra são obtidos através de um fluxo DC e as perdas ôhmicas de cada circuito do sistema são estimadas de acordo com a Equação (2.4).

$$\Delta P_{ij} = g_{ij} \times (\theta_{ij})^2 \quad (2.4)$$

As variáveis g_{ij} e θ_{ij} correspondem, respectivamente, à condutância série e à diferença angular existentes entre as barras i e j . Uma vez encontradas as perdas de transmissão, elas são distribuídas como cargas conectadas nas barras do sistema.

Esta maneira aproximada e de baixo custo computacional de se incluir o efeito das perdas de transmissão no fluxo DC é baseada na metodologia apresentada em [M83]. Basicamente, as perdas são calculadas utilizando as aberturas angulares de uma determinada configuração. Posteriormente, estas perdas são alocadas apropriadamente nas barras i e j , de acordo com a direção do fluxo.

No próximo passo, um novo balanço é realizado entre a geração definida na entrada do caso convergido AC e o novo nível de carga, incluindo as perdas encontradas. Usualmente, o montante de perdas obtidas por um fluxo DC é menor que as perdas reais, porque este modelo não considera a circulação de potência reativa. Devido à diferença no nível de perdas, o novo balanço pode ainda ter excesso de geração. Neste caso, uma adição proporcional em todas as perdas é realizada até que o nível de geração do sistema seja alcançado.

Baseado neste modelo de perdas é possível reproduzir o despacho de potência ativa obtido pelo fluxo AC. No entanto, as perdas não são calculadas, mas apenas estimadas do ponto de operação do caso base. A utilização deste modelo é recomendável para estudos em que o ponto de operação do sistema permaneça próximo do caso base. No entanto, flutuações na carga podem levar o sistema para um ponto de operação razoavelmente distante do caso base, incluindo o desligamento de unidades de geração. Portanto, é necessário o uso de uma aproximação para as perdas consideradas no caso base, frente à variação da curva de carga.

Considerando que os fluxos nas linhas variam com o nível da carga horária, as perdas de transmissão podem ser estimadas a partir do quadrado desta variação. Portanto, ao considerar um perfil de carga, em que esta é reduzida de um fator k , as perdas são reduzidas por um fator k^2 . Este procedimento evita o uso de técnicas iterativas que aumentam o esforço computacional.

2.2.4 Métodos de solução

A utilização das séries históricas permite o tratamento discreto dos dados e, portanto, as variáveis aleatórias de interesse podem ser calculadas por um processo de simulação através da enumeração ou amostragem do espaço de estados. As séries históricas são divididas de acordo com o tipo de fonte renovável, o número de regiões geográficas distintas para cada tipo, além do número de séries anuais consideradas para cada região. Se um conjunto grande de dados for considerado, o processo de enumeração pode ser inviável do ponto de vista computacional e uma amostragem baseada em simulação Monte Carlo é mais indicada. Por outro lado, caso o conjunto de dados seja reduzido, a enumeração pode ser mais atrativa que o processo de SMC.

As séries históricas de regiões geográficas distintas, relacionadas ao mesmo tipo de fonte renovável, por exemplo, séries de vento para eólicas, devem ser correlacionadas, ou seja, deve-se escolher o mesmo intervalo de tempo. Assim, ao selecionar a série anual de uma região, o mesmo ano será utilizado para as demais regiões. Este procedimento é importante para capturar as correlações existentes entre as regiões, possibilitando melhor entendimento da distribuição espacial da fonte energética. Portanto, o procedimento de enumeração, ou amostragem, envolve apenas as séries relacionadas aos diversos tipos de fontes renováveis, eólicas, hidráulicas, entre outras.

Em geral, a simulação Monte Carlo é utilizada para uma abordagem mais completa em que um conjunto maior de dados é utilizado. Pode-se modelar qualquer característica cronológica relacionada ao consumo ou produção de energia, além da possibilidade de inserir informação sobre a incerteza dos dados. A enumeração, por outro lado, deve ser utilizada quando se deseja uma simulação simplificada em que apenas um perfil médio das séries seja necessário.

A seguir são apresentados os algoritmos para o Fluxo de Potência Cronológico utilizando simulação por enumeração, simulação Monte Carlo sequencial (SMC-Seq) e simulação Monte Carlo não sequencial (SMC-Nseq).

Método de enumeração de estados

A enumeração de estados consiste na avaliação de todas as combinações possíveis do conjunto de dados cronológicos. Portanto, este procedimento calcula o valor esperado exato dos índices e estatísticas relacionadas ao FPC. São realizadas combinações entre os diversos anos das séries históricas, referentes a cada tipo de fonte renovável considerada na simulação.

Os índices são obtidos através do cálculo do valor esperado levando em consideração todas as combinações, conforme Equação (2.5).

$$EWES = \frac{1}{N_c} \sum_{c=1}^{N_c} \sum_{h=1}^{N_h} WES_{c,h} \quad (2.5)$$

em que $WES_{c,h}$ é o desperdício de energia eólica na hora/estado h da combinação c (uma das combinações das séries anuais), N_h é o número de horas (8760) e N_c é o número total de combinações.

Os passos que constituem os três estágios do algoritmo para o FPC utilizando o processo de enumeração de estados são descritos a seguir:

- i. Combinar todas as séries anuais de cada tipo de usina renovável (e.g., 5 séries eólicas e 5 hidrológicas = 25 combinações) resultando no espaço amostral C , composto pelas combinações $c = 1, 2, \dots, N_c$; Fazer $c = 0$;
- ii. Enquanto $c < N_c$, selecionar a combinação $c = c + 1$ e inicializar o contador de horas ($h = 0$);
- iii. Fazer $h = h + 1$ e atualizar a curva de carga, as perdas e os níveis de geração das renováveis de acordo com o estado/instante h ;

Primeiro Estágio:

- iv. Resolver o problema barra única, despachando as unidades através de uma ordem de mérito baseada: a) nas unidades que compõem o montante de energia firme (térmico) utilizado como base do despacho; e b) no custo médio de produção para as demais unidades;
- v. Caso haja ao menos uma central eólica com produção abaixo de sua capacidade momentânea, acumular o montante de energia não utilizado para calcular o índice $EWES_G$ (anual);

Segundo Estágio:

- vi. Partindo do ponto de operação definido em (iv), executar um fluxo de potência ótimo DC para incluir as restrições da transmissão ao despacho barra única; na função objetivo do problema, usar custos, para o corte de carga, maiores que os da geração térmica, que por sua vez, são maiores que os da geração eólica;
- vii. Avaliar a diferença entre a capacidade de produção eólica momentânea e o montante de geração eólica estabelecido para o despacho com as restrições da transmissão; se houver diferença, acumulá-la para cálculo dos índices $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$; caso contrário, ir para o passo (x);

Terceiro Estágio:

- viii. Estabelecer um novo ponto de operação que mantenha o despacho da geração eólica para o problema barra única (Primeiro Estágio), e que adote para a geração não eólica um despacho baseado naquele estabelecido sob restrições da transmissão (Segundo Estágio); i.e., o despacho de cada unidade de geração não eólica deve ser obtido a partir de seu fator de participação no despacho definido pelo passo (vi);
- ix. Executar um fluxo de potência DC e contabilizar os fluxos e as violações nas capacidades dos circuitos. Isto permitirá o cálculo das estatísticas relativas aos fluxos e violações de cada circuito (número de violações, probabilidade e densidade de probabilidade de violação, violação média condicionada e violação média), obtidas para a condição de máximo aproveitamento das fontes renováveis (i.e., despacho barra única);
- x. Se $h = 8760$, atualizar os índices $EWES_G$, $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$; e as estatísticas relativas aos fluxos e violações de capacidade de circuitos, se $h < 8760$, volte ao passo (iii);
- xi. Se $c = N_c$, fim da avaliação, caso contrário, continue no passo (ii).

Método Monte Carlo sequencial

Na simulação Monte Carlo sequencial, os índices são estimados através de amostras anuais, conforme Equação (2.6).

$$EWES = \frac{1}{N_y} \sum_{y=1}^{N_y} \sum_{h=1}^{N_h} WES_{y,h} \quad (2.6)$$

em que $WES_{y,h}$ é o desperdício de energia eólica na hora h do ano amostrado y , e N_y é o número de anos já amostrados.

O critério de parada é condicionado ao coeficiente de variação β , dado pela razão entre o desvio padrão do estimador e o valor da estimativa), conforme Equação (2.7).

$$\beta = \frac{\sqrt{\tilde{V}(\tilde{E}(F))}}{\tilde{E}(F)} \times 100\% \quad (2.7)$$

A seguir, são descritos os passos que constituem os três estágios do algoritmo de simulação Monte Carlo sequencial para o FPC:

- i. Definir a tolerância para a incerteza relativa (coeficiente β) e o número máximo de anos simulados (N_y^{max}); Inicialize $N_y = 0$;
- ii. Amostrar um estado de operação do sistema (i.e., sortear um ano das séries históricas, a fim de definir o nível da curva de carga, as perdas e o nível de capacidade das fontes renováveis) e fazer $N_y = N_y + 1$; inicializar o contador de horas ($h = 0$);
- iii. Fazer $h = h + 1$ e atualizar a curva de carga, as perdas e os níveis de geração das renováveis de acordo com o estado/instante h ;

Primeiro Estágio:

- iv. Resolver o problema barra única, despachando as unidades através de uma ordem de mérito baseada: a) nas unidades que compõem o montante de energia firme (térmico) utilizado como base do despacho; e b) no custo médio de produção para as demais unidades;
- v. Caso haja ao menos uma central eólica com produção abaixo de sua capacidade momentânea, acumular o montante de energia não utilizado para calcular o índice $EWES_G$ (anual);

Segundo Estágio:

- vi. Partindo do ponto de operação definido em (iv), executar um fluxo de potência ótimo DC para incluir as restrições da transmissão ao despacho barra única; na função objetivo do problema, usar custos, para o corte de carga, maiores que os da geração térmica, que por sua vez, são maiores que os da geração eólica;
- vii. Avaliar a diferença entre a capacidade de produção eólica momentânea e o montante de geração eólica estabelecido para o despacho com as restrições da transmissão; se houver diferença, acumulá-la; caso contrário, ir para o passo (x);

Terceiro Estágio:

- viii. Estabelecer um novo ponto de operação que mantenha o despacho da geração eólica para o problema barra única (Primeiro Estágio), e que adote para a geração não eólica um despacho baseado naquele estabelecido sob restrições da transmissão (Segundo Estágio); i.e., o despacho de cada unidade de geração não eólica deve ser obtido a partir de seu fator de participação no despacho definido pelo passo (vi);
- ix. Executar um fluxo de potência DC e contabilizar os fluxos e as violações nas capacidades dos circuitos. Isto permitirá o cálculo das estatísticas relativas aos fluxos e violações de cada circuito (número de violações, probabilidade e densidade de probabilidade de violação, violação média condicionada e violação média), obtidas para a condição de máximo aproveitamento das fontes renováveis (i.e., despacho barra única);
- x. Se $h = 8760$, atualizar os índices $EWES_G$, $EWES_{G\&T}$, $EWES_T$, os coeficientes de incertezas associados a cada índice e as estatísticas relativas aos fluxos e violações de capacidade de circuitos, se $h < 8760$, volte ao passo (iii);
- xi. Se as incertezas relativas dos índices $EWES_G$, $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$ forem menores que a tolerância β , ou se o número de anos simulados for igual ao valor máximo pré-especificado, interromper a simulação; caso contrário, voltar para o passo (ii).

Método Monte Carlo não sequencial

Na simulação Monte Carlo não sequencial, os índices são estimados através de N amostras de estados individuais, porém, respeitando a cronologia da curva de carga e séries históricas ao longo do período de estudo (e.g., 1 ano ou 8760 horas), conforme Equação (2.8).

$$EWES = \frac{8760}{N_x} \sum_{x=1}^{N_x} WES_x \quad (2.8)$$

em que WES_x é o desperdício de energia eólica no estado x , e N_x é o número de estados simulados. Cabe salientar que para cada estado x são amostrados um ano (série histórica) e uma hora/estado h , pertencente à série anual amostrada.

O critério de parada é baseado no coeficiente de variação, de forma semelhante à SMC-Seq, apresentado na Equação (2.7). A seguir, são descritos os passos que constituem os três estágios do algoritmo de simulação Monte Carlo não sequencial para o FPC:

- i. Definir a tolerância para a incerteza relativa (coeficiente β) e o número máximo de estados simulados (N_x^{max}); Inicialize $N_x = 0$;
- ii. Amostrar um estado de operação do sistema (i.e., sortear um ano das séries históricas e uma hora/estado do ano, a fim de definir o nível da curva de carga e nível de capacidade das fontes renováveis); atualizar o número de estados simulados ($N_x = N_x + 1$);

Primeiro Estágio:

- iii. Resolver o problema barra única, despachando as unidades através de uma ordem de mérito baseada nas unidades que compõem o montante de energia firme (térmico) utilizado como base do despacho e no custo médio de produção para as demais unidades;
- iv. Caso haja ao menos uma central eólica com produção abaixo de sua capacidade momentânea, calcular o montante de energia não utilizado e atualizar o índice $EWES_G$ e seu respectivo coeficiente de incerteza (β);

Segundo Estágio:

- v. Partindo do ponto de operação definido em (iii), executar um fluxo de potência ótimo DC para incluir as restrições da transmissão ao despacho barra única; na função objetivo do problema, usar custos, para o corte de carga, maiores que os da geração térmica, que por sua vez, são maiores que os da geração eólica;
- vi. Avaliar a diferença entre a capacidade de produção eólica momentânea e o montante de geração eólica estabelecido para o despacho com as restrições da transmissão; se não houver diferença ir para o passo (ix); caso haja diferença, atualizar os índices $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$, bem como seus respectivos coeficientes de incerteza (β);

Terceiro Estágio:

- vii. Estabelecer um novo ponto de operação que mantenha o despacho da geração eólica para o problema barra única (Primeiro Estágio), e que adote para a geração não eólica um despacho baseado naquele estabelecido sob restrições da transmissão (Segundo Estágio); i.e., o despacho de cada unidade de geração não eólica deve ser obtido a partir de seu fator de participação no despacho definido pelo passo (v);
- viii. Executar um fluxo de potência DC e contabilizar os fluxos e as violações nas capacidades dos circuitos. Isto permitirá o cálculo das estatísticas relativas aos fluxos e violações de cada circuito (número de violações, probabilidade e densidade de probabilidade de violação, violação média condicionada e violação média), obtidas para a condição de máximo aproveitamento das fontes renováveis (i.e., despacho barra única);
- ix. Atualizar as estatísticas relativas aos fluxos e violações de capacidade de circuitos;
- x. Se as incertezas relativas dos índices $EWES_G$, $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$ forem menores que a tolerância β , ou se o número máximo de estados simulados for atingido, interromper a simulação; caso contrário, voltar para o passo (ii).

2.2.5 Aplicação utilizando o sistema RTS96REN

A ferramenta FPC é exemplificada nessa seção utilizando o sistema teste RTS96REN, proposto em [FMRS11]. Esse sistema consiste numa versão modificada do *IEEE Reliability*

Test System 1996 (RTS96) [APM99], em que algumas unidades de geração térmicas foram substituídas por unidades hidráulicas e eólicas, resultando num sistema com elevada participação de fontes renováveis. A curva de carga original [APM79] é utilizada em todas as simulações. Os demais dados de entrada são descritos a seguir.

É importante notar que a rede de transmissão não foi alterada. Caso seja considerado um fator de aproveitamento médio das fontes eólicas, por exemplo, o sistema se comportará como no caso original. Por outro lado, caso o fator de aproveitamento atinja um patamar elevado, numa condição favorável de vento, o sistema apresentará problemas para o escoamento dessa energia. Portanto, um planejamento de reforços deve ser realizado para inserção de novas linhas que proporcionem o escoamento da energia renovável nos momentos de maior oferta. A ferramenta FPC desenvolvida é aplicada para auxiliar os planejadores na avaliação do montante de energia que está sendo desperdiçado em função dos limites impostos pela rede e quais são os ramos mais sobrecarregados, candidatos a receberem reforços. Neste caso, apenas os ramos próximos às barras que receberam as fontes renováveis receberão reforços. O FPC define quantos e quais são esses reforços.

Características do sistema

No que se refere a fontes renováveis, o sistema original possui 900 MW de fontes hidráulicas, o que corresponde a 9% da capacidade total instalada (10.215 MW). Com o intuito de obter uma nova configuração com elevada participação de fontes renováveis, 3.150 MW de fontes térmicas (31% da capacidade total instalada) são selecionados para serem substituídos por fontes eólicas e hidráulicas.

Visando manter a correspondência entre a capacidade das unidades térmicas e a capacidade efetiva das unidades renováveis, os números de unidades eólicas e de novas hidráulicas foram obtidos com base em estatísticas das séries históricas de vento e hidrologia [FMRS11], conforme mostrado na Tabela 2.1.

As modificações realizadas são apresentadas na Figura 2.2 (Área 1 do sistema). Portanto, a capacidade instalada do sistema RTS96REN passou para 13.996 MW, o que representa um aumento de 37% em relação ao RTS96. No entanto, considerando o regime médio de produção das fontes eólicas, o sistema possui a mesma capacidade de produção.

TABELA 2.1: FONTES TÉRMICAS SUBSTITUÍDAS POR EÓLICAS E NOVAS HIDRÁULICAS

Barra	RTS96			Tipo	RTS96REN		
	Unidades	Capacidade (MW)			Unidades	Capacidade (MW)	
		Por unidade	Total			Por unidade	Total
101	2	76	152	Eólica	319	2,5	797,5
102	2	76	152	Hidráulica	2	84,0	168,0
113	3	197	591	Hidráulica	3	212,0	636,0
115	1	155	155	Eólica	325	2,5	812,5
201	2	76	152	Eólica	181	2,5	452,5
202	2	76	152	Hidráulica	2	80,0	160,0
213	3	197	591	Hidráulica	3	253,0	759,0
215	1	155	155	Eólica	184	2,5	460,0
301	2	76	152	Eólica	285	2,5	712,5
302	2	76	152	Hidráulica	2	96,0	192,0
313	3	197	591	Hidráulica	3	352	1.056,0
315	1	155	155	Eólica	290	2,5	725,0
Total	-	-	3150	-	-	-	6.931,0

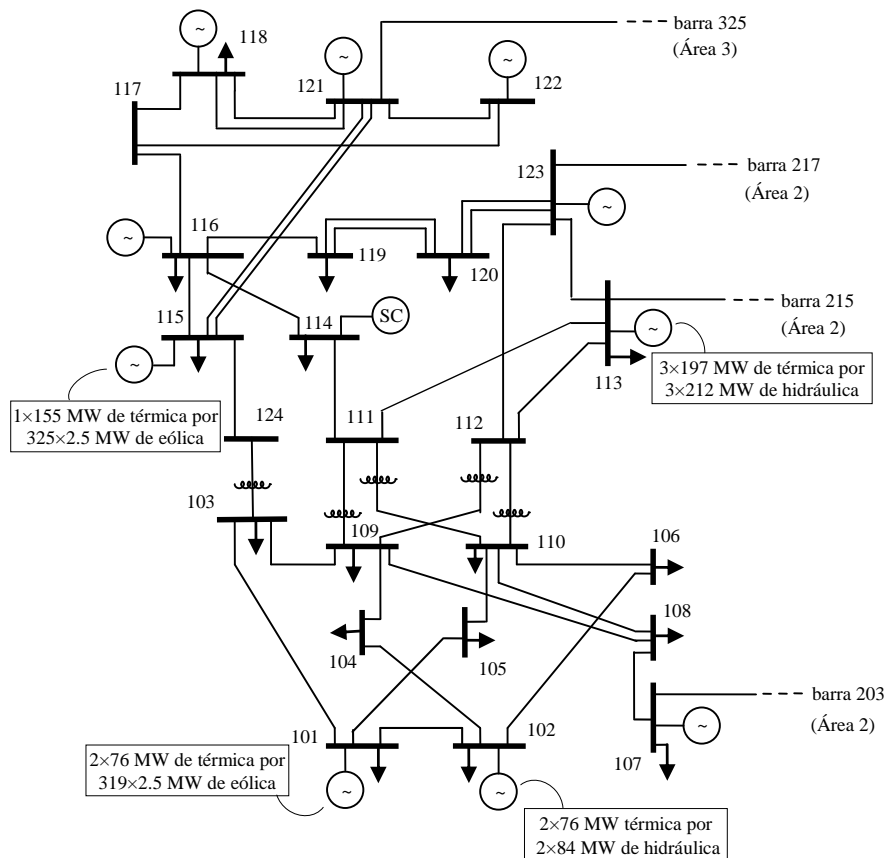


Figura 2.2: Modificações realizadas na Área 1 – RTS96REN.

O conjunto de unidades geradoras responsável pela energia firme do sistema é apresentado na Tabela 2.2. Estas unidades compõem a base do despacho e não são consideradas pelo algoritmo de medidas corretivas (OPF). Neste trabalho, essa informação é um dado de entrada. Portanto o planejador deve fazer um estudo antecipado para determinar esse montante ou fazê-lo por análise de sensibilidade.

TABELA 2.2: UNIDADES GERADORAS TÉRMICAS RESPONSÁVEIS PELA BASE DO DESPACHO

Barra	Gerador	Potência (MW)
107	1	100
207	1	100
307	1	100

As séries temporais das unidades hidráulicas e eólicas foram divididas em três áreas geográficas compostas por um conjunto de cinco séries anuais. Para cada série histórica é associada uma probabilidade de ocorrência, e o ano da série é amostrado durante a simulação. Assim, é possível representar, além de características específicas de cada região geográfica, anos com diferentes comportamentos.

Para as unidades hidráulicas foram utilizadas séries hidrológicas específicas para cada usina, contendo valores percentuais referentes à média mensal dos volumes armazenados nos respectivos reservatórios. Os dados foram extraídos de sistemas reais, conforme [MPRF09]. A Figura 2.3 apresenta a energia média disponível nos reservatórios por área.

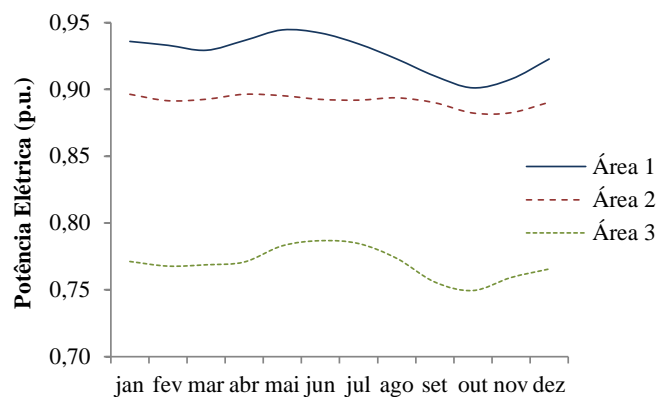


Figura 2.3: Média das séries hidrológicas por área.

Nas centrais eólicas, como não é possível armazenar a energia contida nas rajadas de vento, as variações da potência elétrica ocorrem em intervalos relativamente menores, comparados às

centrais hidrelétricas. Portanto, é importante considerar séries históricas com um período menor. Neste caso, são consideradas séries horárias para representar a volatilidade eólica.

As séries históricas de velocidade dos ventos foram obtidas no instituto de meteorologia e pesquisa da Holanda [KNMI10]. A razão dessa escolha está relacionada ao simples fato dos dados estarem livremente disponíveis no site do instituto, enquanto que em outros países os dados não são fornecidos ou são de difícil acesso. Tendo em vista a representação da volatilidade das fontes renováveis, cada área do sistema RTS96REN, é considerada como uma região geográfica distinta.

Foram escolhidas estações de três regiões da Holanda, oeste, norte e sul, que apresentam condições favoráveis à instalação de centrais eólicas para representar as três regiões do sistema. Para ilustrar a volatilidade destas fontes destaca-se que o valor médio anual de capacidade eólica, para o sistema, é de 0,3125 e a Figura 2.4 apresenta a média móvel mensal de disponibilidade de energia por região.

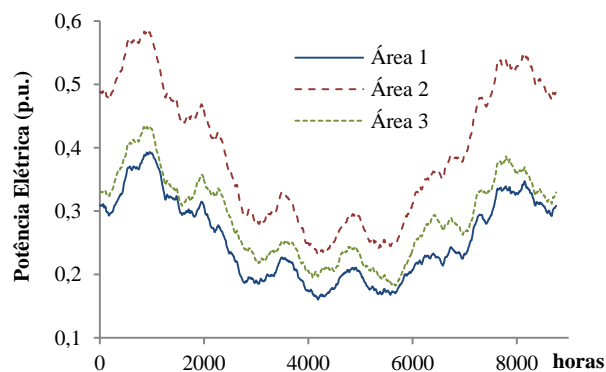


Figura 2.4: Média móvel mensal das séries eólicas por área.

Resultados

Esta seção apresenta uma avaliação do fluxo de potência cronológico para o sistema RTS96REN utilizando os três métodos apresentados na metodologia: Enumeração, Monte Carlo sequencial e Monte Carlo não sequencial. Primeiramente, o critério de parada da SMC foi estabelecido em 5% para os coeficientes de incerteza associados aos índices $EWES_G$, $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$. Os algoritmos foram implementados em linguagem C++ (Microsoft Express) e simulados em um processador Intel core i5-3340 (2,7 GHz) com 4 GB de memória RAM.

Os resultados para os índices EWES são apresentados na Tabela 2.3. Nota-se que as opções de SMC apresentam os mesmos resultados do processo de Enumeração, respeitando o coeficiente de variação estabelecido (5,0%). A principal diferença está no tempo computacional. O método de Enumeração necessitou de 112 segundos para avaliar 25 anos de séries (combinação entre 5 séries anuais hidráulicas e 5 séries anuais eólicas) e determinar o valor esperado dos índices EWES. Para o mesmo cenário, as avaliações via SMC sequencial e não sequencial necessitaram de 641 e 149 segundos, respectivamente.

A SMC-Seq apresentou, neste exemplo, uma menor eficiência em comparação aos outros dois métodos. Já a SMC-Nseq se mostrou competitiva, porém ela ainda apresenta um tempo computacional maior que o processo de enumeração. Contudo, um aumento no número de séries implicaria numa explosão combinatória e, conseqüentemente, num pior desempenho do método de Enumeração. Ademais, a SMC permite ajustar o critério de parada de acordo com a aplicação desejada.

TABELA 2.3: ÍNDICES DE DESPERDÍCIO POR MÉTODO DE SIMULAÇÃO

Índices	EWES _{G&T} (GWh/ano)	EWES _G (GWh/ano)	EWES _T (GWh/ano)	Tempo (s)
Enumeração	136,00	11,76	124,24	112
SMC-Seq	135,15 (2,97%)	11,61 (5,00%)	123,55 (2,86%)	641
SMC-Nseq	136,92 (1,02%)	11,78 (5,00%)	125,14 (0,98%)	149

O índice EWES_T possui maior relevância no que se refere a indicativos para o planejamento de reforços, pois relaciona o desperdício de energia em função dos limites da rede. Nota-se pela Tabela 2.3 que a convergência de EWES_T é mais rápida que EWES_G. Portanto, ao definir o critério de parada da SMC apenas em função de EWES_T, o desempenho computacional melhora satisfatoriamente em relação à enumeração, sem comprometer a precisão dos resultados para este índice. Neste caso, a estimativa do índice EWES_G não converge, porém este não é utilizado como indicativo de reforços na transmissão.

A Tabela 2.4 apresenta os resultados da SMC-Nseq para coeficientes de variação de 1 a 5% para o índice EWES_T. A flexibilidade da SMC possibilitou que um simples ajuste na precisão dos resultados fosse suficiente para obter um desempenho computacional relativamente superior ao processo de enumeração. Considerando, por exemplo, o índice EWES_T com

precisão de 3% o ganho computacional é cerca de 7 vezes, mesmo considerando um sistema de pequeno porte e um número reduzido de séries temporais.

TABELA 2.4: MÉTODO SMC-NSEQ MONITORANDO CONVERGÊNCIA DE $EWES_T$

$EWES_{G\&T}$ (GWh)	$EWES_G$ (GWh)	$EWES_T$ (GWh)	Tempo (s)
136,60 (1,04%)	11,60 (5,13%)	125,02 (1,00%)	141
136,57 (2,07%)	10,55 (10,30%)	126,06 (2,00%)	36
140,52 (3,12%)	11,97 (15,07%)	128,77 (3,00%)	15
145,25 (4,18%)	12,25 (21,00%)	133,24 (4,00%)	8
147,89 (5,28%)	16,96 (24,14%)	132,67 (5,00%)	5

Durante a simulação, além dos índices de desperdício, são computadas estatísticas de violações na rede de transmissão. Através destes resultados é possível estabelecer uma ordenação dos circuitos que estão provocando o desperdício, bem como obter a função densidade de probabilidade do fluxo de potência ativa para um determinado circuito. A seguir são apresentados os resultados obtidos nas simulações por enumeração e SMC-Nseq, apresentadas acima.

Devido ao aumento da capacidade instalada de geração nas regiões em que houve troca de usinas térmicas por renováveis, 12 circuitos estão suscetíveis a sobrecargas. A Tabela 2.5 apresenta os resultados estatísticos de violações nesses circuitos, ordenados pela probabilidade de violação. Os resultados apresentados pela SMC-Nseq ($\beta = 3\%$) são condizentes com a enumeração. O circuito 101-102 apresenta a maior probabilidade de violação e também a maior violação média.

A Figura 2.5 apresenta a função densidade de probabilidade associada ao circuito 101-102, mais violado, considerando: (a) enumeração e (b) simulação Monte Carlo não sequencial. Nota-se que a curva (b) apresenta um ruído característico dado em função da precisão do método SMC-Nseq. Contudo, a incerteza conferida aos resultados não prejudica a atuação da metodologia. Portanto, a SMC-Nseq é a mais indicada para a aplicação do FPC aplicado ao problema de planejamento da transmissão. Na seção seguinte é apresentado um algoritmo

heurístico construtivo que utiliza os resultados do FPC para propor um conjunto de reforços de transmissão.

TABELA 2.5: ESTATÍSTICAS DE VIOLAÇÕES NA REDE POR MÉTODO DE SIMULAÇÃO

Método		Probabilidade de violação (%)		Violação Média (MW)	
Barra de	Barra para	Enumeração	SMC-Nseq	Enumeração	SMC-Nseq
101	102	8,27	8,30	4,77	4,97
301	302	8,09	7,76	3,18	3,27
101	105	7,61	8,10	2,43	2,53
301	305	6,22	6,42	1,37	1,40
105	110	2,42	2,45	0,40	0,42
201	202	2,68	2,65	0,32	0,34
102	104	0,96	0,96	0,06	0,06
101	103	0,28	0,22	0,02	0,02
325	121	0,18	0,28	0,02	0,02
305	310	0,41	0,41	0,02	0,01
301	303	0,07	0,07	0,00	0,00
318	223	0,10	0,04	0,00	0,00

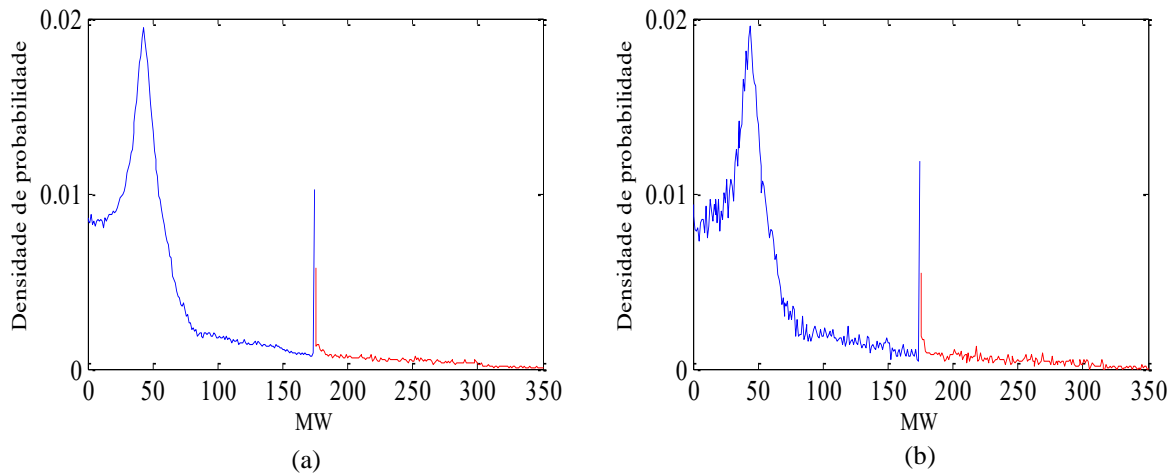


Figura 2.5: Função densidade de probabilidade dos fluxos no Circuito 101-102
(a) Enumeração, (b) SMC-Nseq.

2.3 ALGORITMO HEURÍSTICO CONSTRUTIVO (AHC_{EWES})

2.3.1 Conceitos preliminares

A ferramenta FPC, proposta na Subseção 2.2.2, fornece os montantes esperados de desperdício de energia eólica para dois momentos distintos: ao se fazer o despacho barra única ($EWES_G$) e após a inclusão das restrições da transmissão ($EWES_{G\&T}$). Por meio desses resultados é possível obter o desperdício em função da rede de transmissão ($EWES_T$). Obviamente, a redução do $EWES_G$ é impossível, tendo em mente apenas ações sobre o sistema de transmissão, pois este desperdício é decorrente de excedentes momentâneos de capacidade eólica em relação à carga do sistema decrescida do montante de energia firme (de origem térmica). Em função deste motivo, espera-se que o $EWES_G$ apresente sempre valores bastante reduzidos. Por outro lado, o índice $EWES_T$ pode apresentar valores bem mais significativos. Além disto, reforços estrategicamente localizados no sistema de transmissão podem produzir reduções significativas no desperdício de energia eólica, cujo montante pode equivaler à adição de diversas unidades de geração eólica. Portanto, além de se mostrarem economicamente vantajosos, estes reforços podem apresentar um impacto ambiental bastante relevante.

A indicação desses reforços pode ser obtida da própria ferramenta, através de uma lista de ramos, já existentes, considerados os mais atrativos para a alocação de novos circuitos. Neste caso, o ramo considerado mais atrativo é aquele que apresenta maior violação média, obtida para a condição de máximo aproveitamento das fontes renováveis.

Nesta seção é proposto um Algoritmo Heurístico Construtivo baseado no índice $EWES$ (AHC_{EWES}) para a obtenção do conjunto de reforços/adições de circuitos que produzirá, em qualquer ordem de sequenciamento das adições, a melhor relação incremental (i.e., para cada adição) entre o benefício obtido pela adição do circuito e o investimento realizado. Este benefício é medido pela redução esperada no custo de produção de energia elétrica, decorrente da redução do índice $EWES_T$.

2.3.2 Metodologia proposta

Seja uma configuração qualquer de um sistema de potência que apresente desperdícios de energia renovável em função de congestionamentos na rede de transmissão. A aplicação da ferramenta FPC apresentará como resultado o índice $EWES_T$, quantificando os desperdícios

de energia renovável para a configuração em questão, bem como uma lista de ramos mais atrativos para receberem reforços (i.e., ramos que estariam provocando tal desperdício). Ao seleccionar um dos ramos candidatos e adicionar um novo circuito, com características semelhantes ao já existente, espera-se que o problema de violação, neste ramo, seja resolvido e conseqüentemente, que o fluxo aumente, diminuindo o desperdício de energia.

Caso a ferramenta FPC seja executada novamente, para a configuração reforçada, um novo valor do índice $EWES_T$ será apresentado, assim como a respectiva lista com os circuitos que apresentam violações, ou seja, os possíveis responsáveis pelo desperdício. Note, porém, que provavelmente o ramo reforçado não constará mais na lista e o novo índice será menor que aquele apresentado para a configuração anterior. A diferença entre os índices apresenta o montante médio de energia renovável que foi aproveitado quando da adição do novo circuito. Como o custo de produção de energia elétrica utilizando fontes renováveis é inferior ao custo de produção de fontes convencionais, térmicas, é possível estimar, para cada adição ou reforço, a variação resultante no custo anual médio de produção do sistema, dada pela Equação (2.9).

$$\Delta \text{Custo Prod Anual}_{\text{adição}_i} = (EWES_T^A - EWES_T^{A+i}) \times \Delta \text{CustoProd} \quad (2.9)$$

em que $\Delta \text{CustoProd}$ é a diferença média entre o custo de produção de uma unidade térmica e o custo de uma unidade renovável, dado em U\$/MWh; $EWES_T^A$ e $EWES_T^{A+i}$ correspondem ao índice de desperdício de energia renovável na configuração atual, sem e com o reforço i , respectivamente.

Para verificar a viabilidade econômica da adição do novo reforço, uma análise de custo benefício pode ser realizada, considerando o valor do investimento anualizado em função do ciclo de vida do circuito adicionado, conforme Equação (2.10).

$$\text{Custo Inv. Anual}_{\text{adição}_i} = VP \frac{t_d(1 + t_d)^n}{(1 + t_d)^n - 1} \quad (2.10)$$

em que VP é o valor presente; t_d é a taxa de desconto e n é o ciclo de vida do equipamento.

Portanto é possível estabelecer um parâmetro de decisão, α , que garanta um benefício de longo prazo pelo investimento realizado, preferencialmente maior que um. Assim é possível

tomar a decisão de investimento baseado na Relação Incremental de Custo Benefício $RICB_{adição_i}$, em função da adição do circuito i , conforme Equação (2.11).

$$RICB_{adição_i} = \frac{\Delta \text{Custo Prod. Anual}_{adição_i}}{\text{Custo Inv. Anual}_{adição_i}} > \alpha \quad (2.11)$$

O procedimento descrito acima pode ser repetido quantas vezes forem necessárias, até que a configuração corrente não apresente mais desperdício por congestionamento na rede, ou seja, o índice $EWES_T$ seja nulo. Outra opção de parada é verificar se a relação incremental de custo benefício, $RICB$, tem se mostrado atrativa. Neste caso, é possível definir um limitante mínimo de violação (em MW) que implicará numa relação de custo benefício atrativa. Caso a lista de circuitos com sobrecargas apresente violações abaixo do mínimo especificado, o algoritmo termina a busca.

O FPC captura todas as sobrecargas existentes no sistema. Portanto, caso algum circuito apresente violação, mas esta não esteja relacionada ao fluxo de energia renovável, este circuito não será selecionado para reforçar o sistema, pois apresentará $RICB < \alpha$. No entanto, sempre que um novo circuito é adicionado ao sistema, uma nova lista de violações é computada a partir da nova configuração e o circuito não selecionado aparecerá novamente na lista. Este circuito será novamente testado, prejudicando o desempenho do algoritmo. Neste caso, uma lista de rejeição é criada para evitar avaliação de circuitos já descartados pelo algoritmo.

A adição do circuito candidato à lista de rejeição é definida por um critério estabelecido em função do respectivo valor da $RICB$, conforme Expressão (2.12). Assim, circuitos com $RICB$ muito inferior ao parâmetro de decisão, α , podem ser eliminados do processo de busca, sem comprometer a qualidade da solução encontrada. Tais circuitos serão, portanto, incluídos na lista de rejeição. Neste trabalho de tese utilizou-se o limite de 20% de α para definir se um circuito deve, ou não, ir para a lista de rejeição.

$$\begin{cases} \text{Se } RICB_{adição_i} < 0,2\alpha, & \text{adicionar circuito na lista de rejeição} \\ \text{Se } RICB_{adição_i} \geq 0,2\alpha, & \text{manter circuito na lista de candidatos} \end{cases} \quad (2.12)$$

Em alguns casos pode ocorrer a necessidade de reforçar, não um único ramo, mas um corredor formado por mais de um ramo. Portanto, durante o procedimento de adição de

circuitos candidatos a reforços, é verificada também a possibilidade de reforços na forma de corredores, avaliando-se a adição de dois circuitos em série simultaneamente. Neste caso, a *RICB* é verificada considerando a razão entre a soma do benefício obtido em função da adição dos dois circuitos e o custo total dos mesmos.

Deve-se deixar claro, neste ponto, que a *RICB* depende da ordem na qual os circuitos são adicionados. Isto significa que ao se alterar a ordem de adição, um circuito que teve sua adição postergada para o final do processo de simulação, pode deixar de apresentar uma *RICB* vantajosa. Quando não existem mais ramos atrativos, o processo de adição é interrompido, ficando determinado o Conjunto de Reforços em Transmissão (CRT) inicial. Entretanto, o CRT inicial pode apresentar circuitos que não mais satisfaçam o critério baseado no parâmetro *RICB* estabelecido.

Portanto, uma última etapa é necessária para identificar, caso exista, o CRT final, correspondente ao Subconjunto de Reforços em Transmissão (SRT) mais atrativo. Para este subconjunto o(s) reforço(s) excluído(s) do CRT inicial não apresenta(m) *RICB* vantajosa, i.e., que satisfaça a Equação (2.11). Para encontrar um possível CRT final são consideradas todas as combinações (SRTs) dos circuitos pertencentes ao CRT (inicial ou já modificado), quando se reduz em 1 (um) a quantidade de circuitos adicionados. Dentre todas as combinações obtidas deve-se escolher aquela que apresentar a melhor Relação Geral de Custo-Benefício (*RGCB*), dada pela Equação (2.13):

$$RGCB_{STR_j} = \frac{\Delta \text{Custo Prod. Anual}_{STR_j}}{\text{Custo Inv. Anual}_{STR_j}} \quad (2.13)$$

em que $\Delta \text{Custo Prod. Anual}_{STR_j}$ é a redução esperada no custo anual de produção de energia elétrica, após a adição do STR_j , e $\text{Custo Inv. Anual}_{STR_j}$ é o custo anual de investimento do STR_j .

O SRT vencedor substituirá o CRT (i.e., será um SRT mais atrativo) caso a adição do circuito não pertencente ao SRT vencedor (circuito excluído do CRT) não apresente uma *RICB* vantajosa, segundo os critérios estabelecidos pela Equação (2.11).

Para maior clareza, o AHC_{EWES} proposto para a redução do índice $EWES_T$ é sistematizado através do seguinte algoritmo:

- i. Executar um FPC para a configuração base e iniciar o contador de iterações ($i = 1$);
- ii. Obter uma lista de circuitos candidatos em função da violação média obtida em ordem decrescente pelo último FPC; faça $C=0$;
- iii. Na lista de candidatos, selecionar o ramo correspondente ao candidato $C=C+1$; caso atinja o final da lista, faça $C=0$ e vá para o passo (ix);
- iv. Se o circuito selecionado encontra-se na lista de rejeição, volte ao passo (iii); senão continue no passo (v);
- v. Se a violação média é maior que uma tolerância (adotou-se 0.2 MW), continue no passo (vi); caso contrário, faça $C=0$ e vá para o passo (ix);
- vi. Definir o circuito candidato para a adição como sendo um circuito idêntico ao já existente no ramo C, selecionado pelo passo (iii);
- vii. Executar o FPC para a configuração corrente, considerando a inclusão do circuito candidato definido no passo (vi) e incrementar o contador de iterações ($i = i + 1$);
- viii. Usar a Equação (2.11) para avaliar o impacto econômico da redução de $EWES_T$, considerando como referência a configuração sem o circuito candidato, bem como o custo anual de investimento; se a equação é satisfeita, adicione o circuito ao conjunto CRT e volte ao passo (ii); caso contrário, com base na Expressão (2.12) adicione, ou não, este circuito à lista de rejeição e volte ao passo (iii);
- ix. Repetir os passos (iii) a (viii), desconsiderando a lista de rejeição e a tolerância, porém considerando o candidato como sendo um corredor formado por dois dos circuitos sobrecarregados, em série, e verificar a Equação (2.11); se a equação é satisfeita, adicione os circuitos que formam o corredor ao CRT e continue no passo (ii); caso contrário, vá para o passo (x).
- x. Refinar a solução apresentada pelo CRT corrente, avaliando as combinações obtidas pela retirada de cada um dos circuitos adicionados. Entre os subconjuntos de reforços da transmissão (SRTs) obtidos, selecionar aquele que apresentar a maior $RGCB$, dada pela equação (2.13);

- xi. Continuar o refinamento avaliando se a inclusão do circuito não pertencente ao SRT vencedor, e que faz parte do CRT, satisfaz a Equação (2.11); em caso positivo manter o CRT e parar o procedimento; em caso negativo substituir o CRT pelo SRT vencedor e seguir no passo (x).

2.4 APLICAÇÃO

Nesta seção, a metodologia proposta é verificada através de estudos de casos do sistema teste apresentado na seção 2.2.5. A ferramenta FPC é aplicada utilizando o método SMC-Nseq. Para estabelecer comparações entre o ganho obtido com a redução do índice $EWES_T$ e o custo de investimento de um novo circuito, adotaram-se custos utilizados na referência [MARL12], os quais são apresentados na Tabela 2.6. Uma taxa de desconto de 10% ao ano foi utilizada para obter os desembolsos anuais referentes aos investimentos, e um período de 25 anos foi considerado para a vida operacional dos equipamentos.

TABELA 2.6: CUSTOS DE INVESTIMENTOS DOS CIRCUITOS DE TRANSMISSÃO

Equipamento	Custo (US\$)
Bay 138 kV	491.000,00
Bay 230 kV	934.000,00
Transformador	3.000.000,00
Linha de Transmissão de 138 kV	88.000,00 por milha
Linha de Transmissão de 230 kV	130.000,00 por milha

Para melhor exemplificar a aplicação da metodologia, são utilizados quatro casos distintos oriundos do sistema RTS96REN, conforme Tabela 2.7. Os dois primeiros casos diferem apenas em função das séries históricas utilizadas e apresentam uma rede de transmissão mais robusta. Porém, em função da instalação de novas renováveis no sistema, a rede necessita de reforços para melhor escoamento da energia produzida pelas novas usinas. Os Casos 3 e 4, por outro lado, apresentam situações de longo prazo em que a rede encontra-se deteriorada e deve, portanto, receber reforços tanto em função das fontes renováveis instaladas, como também em função do crescimento da carga.

Cabe salientar que o sistema RTS96REN proporciona uma configuração bastante adequada para este estudo de aplicação. A mesma pode ser interpretada como configuração hipotética, na qual a geração eólica da configuração real teria sido duplicada, com o objetivo de simular

uma elevada oferta de energia proveniente de fontes renováveis. Portanto, os Casos 1 e 2 não apresentam congestionamento da rede de transmissão.

TABELA 2.7: DESCRIÇÃO DAS CONFIGURAÇÕES UTILIZADAS NOS ESTUDOS DE CASO

Caso	Descrição
Caso 1	Sistema RTS96REN utilizando as séries originais apresentadas
Caso 2	Sistema RTS96REN utilizando séries eólicas modificadas
Caso 3	Sistema RTS96REN com a capacidade das termelétricas duplicada e aumento de 90% na carga
Caso 4	Sistema RTS96REN com a capacidade de todas as usinas duplicada e aumento de 100% na carga

2.4.1 Caso 1

O primeiro estudo de caso refere-se ao sistema RTS96REN, exatamente como descrito na Subseção 2.2.5. Neste caso, são utilizadas as séries de vento originais, divididas em três regiões distintas. Um conjunto de reforços de transmissão é proposto com o objetivo de escoar a energia renovável (eólica) sobressalente em função dos resultados obtidos pelo FPC. Em todas as execuções do FPC, o processo de simulação é interrompido quando o coeficiente de incerteza associado ao índice $EWES_T$ atinge 3%.

Construção CRT – Configuração RTS96REN

A configuração base do sistema RTS96REN é analisada pelo FPC no primeiro passo do algoritmo proposto para redução de EWES. As estimativas dos índices $EWES_G$ e $EWES_T$ são respectivamente 11,97 GWh/ano (15,07%) e 128,77 GWh/ano (3,00%), sendo os valores entre parênteses os respectivos coeficientes de incerteza. Note que ao incluir as restrições da transmissão, o índice $EWES_T$ torna-se aproximadamente 10 vezes o valor da energia desperdiçada com o despacho barra única (i.e., sem as restrições da transmissão).

É válido ressaltar que os índices $EWES_G$ e $EWES_T$ correspondem, aos seguintes valores esperados de potência eólica: 1,37 MW (i.e., 11.969/8.760) e 14,70 MW (i.e., 128.766/8.760), respectivamente. Considerando que a capacidade média das unidades eólicas é de 0,3125 p.u., tem-se um desperdício equivalente a 1,75 unidades (i.e., 1,37/2,5/0,3125), devido ao índice $EWES_G$, e de 18,82 unidades (i.e., 14,70/2,5/0,3125), devido ao índice $EWES_T$.

A Tabela 2.8 apresenta a lista dos circuitos sobrecarregados da configuração base, ordenada pela violação média anual, obtida para a condição de máximo despacho das eólicas. Também são apresentados, para cada circuito, a probabilidade de violação, o máximo fluxo, a máxima

violação e a violação média condicionada (i.e., o valor médio violado, dada a ocorrência da violação). Pode-se notar que o circuito que interconecta as barras 101 e 102, tem a maior probabilidade de violar sua capacidade (8,3%) e apresenta a maior violação média (4,97 MW). Portanto, este circuito é escolhido para ser reforçado e o FPC é novamente executado.

TABELA 2.8: ESTATÍSTICAS DAS VIOLAÇÕES POR CIRCUITO – ITERAÇÃO 1 DO CASO 1

Circuitos		Prob. (%)	Máximo Fluxo (MW)	Máxima Violação (MW)	Violação Média Cond. (MW)	Violação Média (MW)
De	Para					
101	102	8,30	360,95	185,95	59,86	4,97
301	302	7,76	319,18	144,18	42,07	3,27
101	105	8,10	255,48	80,48	31,21	2,53
301	305	6,42	226,15	51,15	21,83	1,40
105	110	2,45	216,43	41,43	17,00	0,42
201	202	2,65	213,64	38,64	12,73	0,34
102	104	0,96	190,70	15,70	6,15	0,06
325	121	0,22	549,95	49,95	10,51	0,02
101	103	0,28	197,44	22,44	7,70	0,02
305	310	0,41	189,79	14,79	3,54	0,01
301	303	0,07	182,36	7,36	3,31	0,00
318	223	0,04	500,78	0,78	0,59	0,00

Na segunda iteração do AHC_{EWES} , o FPC é executado para a configuração obtida pela adição de um novo circuito em paralelo com o circuito 101-102 (circuito que apresentou maior violação média na iteração 1). Para esse novo caso, o valor estimado da $EWES_T$ é 65,15 GWh/ano, e o circuito conectando entre as barras 301-302 é o que apresenta a maior violação média, conforme apresentado na Tabela 2.9. Note que o ramo recém-reforçado, 101-102, ainda aparece na lista, apresentando alguma violação, mesmo com a duplicação do circuito. No entanto, essa violação é relativamente menor e no momento deve ser desconsiderada.

A redução do índice $EWES_T$ em relação à configuração anterior é $128,77 - 65,146 = 63,62$ GWh/ano. Considerando que a diferença ($\Delta_{CustoProd}$) entre o custo médio de produção das eólicas e o custo médio de produção das demais fontes (responsáveis pelo atendimento à demanda antes do aproveitamento renovável) seja de US\$ 50,00 por MWh, a redução no custo anual de produção é $63,62 \times 1000 \times 50,00 = US\$ 3.181.000,00$, que é equivalente a 23,17 vezes o custo anual de investimento (US\$ 137.000,00) da linha de transmissão adicionada entre as barras 101-102, obtido pelo custo unitário (ver Tabela 2.6) e o comprimento do ramo [APM79].

TABELA 2.9: ESTATÍSTICAS DAS VIOLAÇÕES POR CIRCUITO – ITERAÇÃO 2 DO CASO 1

Circuitos		Prob. (%)	Máximo Fluxo (MW)	Máxima Violação (MW)	Violação Média Cond. (MW)	Violação Média (MW)
De	Para					
301	302	6,97	319,19	144,19	43,78	3,05
301	305	6,65	226,41	51,41	21,90	1,46
101	105	5,75	230,52	55,52	12,21	0,70
201	202	2,55	213,68	38,68	10,52	0,27
101	102	2,25	187,49	12,49	6,21	0,14
105	110	0,53	205,39	30,39	11,29	0,06
305	310	0,57	189,79	14,79	4,99	0,03
325	121	0,24	528,33	28,33	3,84	0,01
301	303	0,09	183,00	8,00	3,01	0,00
318	223	0,06	516,17	16,17	1,80	0,00
102	104	0,05	178,14	3,14	1,12	0,00

De acordo com a Equação (2.11) e assumindo um fator α igual a 1,2, pode-se aceitar a adição proposta e, portanto, esse circuito é adicionado ao CRT. O parâmetro $\alpha = 1,2$ é mantido para os próximos circuitos candidatos.

Continuando com o algoritmo descrito na Seção 2.3.2, novos casos foram analisados e os resultados para o CRT são apresentados na Tabela 2.10. Para cada iteração é determinada uma lista com os circuitos sobrecarregados, semelhante às Tabelas 2.8 e 2.9. Porém, para facilitar a apresentação dos resultados, apenas o circuito com a maior violação média é apresentado (coluna “circuitos candidatos” da Tabela 2.10).

Nas iterações 4 e 5 a alternativa proposta não atende ao critério estabelecido. Portanto, foi verificada a possibilidade de ramos que formassem corredor. Assim, foi simulada a adição simultânea, dos circuitos 101-105 e 105-110, com o objetivo de reforçar o corredor entre as barras 101-110. Esta alternativa satisfaz o critério estabelecido.

Note que a cada reforço adicionado, o índice de desperdício em função da transmissão vai se tornando menor, o que caracteriza a convergência do processo. Porém, na última iteração o $EWES_T$ é de 2,76 GWh/ano, o que significa que ainda existe congestionamento na rede de transmissão provocando desperdício de energia renovável. A existência de um desperdício residual, mesmo que significativo, não pode ser vista como uma deficiência para a rede planejada. Ocorre que a partir de determinado momento, nenhum reforço produz benefício no custo de produção de energia suficiente para justificar seu investimento. A Tabela 2.11, que apresenta as estatísticas de violações da configuração final, após a adição dos reforços,

corroborar neste sentido. Note que alguns circuitos ainda apresentam violações em função da priorização do uso das fontes renováveis. No entanto, estas violações são bem menos significativas que aquelas apresentadas pelos primeiros circuitos da Tabela 2.9.

TABELA 2.10: RESULTADOS DA CONSTRUÇÃO DO CRT – CASO 1

Iteração	EWES _T (GWh/ano)	Circuitos candidatos		Benefício (M\$/ano)	Custo (M\$/ano)	RICB	RICB ≥ 1,2
1	128,77	-	-	-	-	-	-
2	65,15	101	102	3,181	0,137	23,17	sim
3	19,89	301	302	2,263	0,137	16,49	sim
4	12,57	101	105	0,366	0,321	1,14	não
5	19,59	201	202	0,015	0,137	0,11	não
6	2,76	101	105	0,856	0,653	1,31	sim
		105	110				

A proposta apresentada para o CRT inicial do Caso 1 é composta por 3 reforços que constituem a instalação de 4 linhas de transmissão. O custo anual total será de 927 mil dólares e o benefício anual pelo não desperdício de energia será de 6,3 milhões de dólares. A relação geral de custo benefício é da ordem de 6,8.

TABELA 2.11: ESTATÍSTICAS DAS VIOLAÇÕES POR CIRCUITO – ITERAÇÃO FINAL DO CASO 1

Circuitos		Prob. (%)	Máximo Fluxo (MW)	Máxima violação (MW)	Violação Média Cond. (MW)	Violação Média (MW)
De	Para					
201	202	1,24	213,81	38,81	11,67	0,14
301	305	4,45	198,97	23,97	2,83	0,13
325	121	0,28	500,59	0,59	0,31	0,00
101	105	0,33	175,34	0,34	0,12	0,00
318	223	0,06	500,91	0,91	0,47	0,00
201	205	0,00	175,04	0,04	0,04	0,00

Refinamento da solução

Essa subseção descreve a aplicação da fase de refinamento do CRT inicial do Caso 1. Conforme passos (x) e (xi) do AHC_{EWES} (Seção 2.3.2).

De acordo com o passo (x), todas as combinações dos subconjuntos de reforços (SRTs) formadas pela retirada de um dos reforços foram avaliadas pelo FPC. Conhecendo-se EWES_T e o investimento de cada SRT, a combinação com o maior valor de R_{GCB} foi identificada, por

meio da Equação (2.13). A configuração vencedora, a qual apresentou a $EWES_T = 14,71$ GWh/ano, foi obtida pelo SRT (301-302), (101-105), e (105-110).

Continuando o refinamento (passo xi), o SRT vencedor foi comparado ao CRT, por meio da Equação (2.11). A adição do circuito (101-102) ao SRT representa um investimento anual de US\$ 137.000,00. Por outro lado, a redução do custo anual de produção em relação à configuração obtida com o SRT vencedor, foi de US\$ 595.950,00. Conseqüentemente, a relação incremental de custo benefício foi $RICB = 4,35$. Portanto, o circuito permanece no conjunto final de reforços da transmissão.

Pelo refinamento é possível verificar a sensibilidade da $RICB$ ao considerar a mesma alternativa de reforço no início ou no final do processo de construção do CRT. O circuito 101-102 adicionado no início do processo apresentou $RICB = 23,17$. Enquanto que o mesmo circuito adicionado por último, quando outros circuitos já haviam sido adicionados ao CRT, a relação incremental é de apenas 4,35.

Para ilustrar a redução da sobrecarga nos circuitos reforçados, a Figura 2.6 apresenta as funções densidade de probabilidade (fdps) de fluxo associadas ao fluxo de potência ativa do circuito 101-102. A Figura 2.6 (a) apresenta a fdp obtida considerando a configuração base e a área abaixo da linha vermelha na curva indica a probabilidade de violação do circuito (8,3%). A Figura 2.6 (b) apresenta a fdp obtida após a adição do conjunto de reforços. A diferença entre as fdps ilustra a divisão do fluxo, ao inserir o segundo circuito.

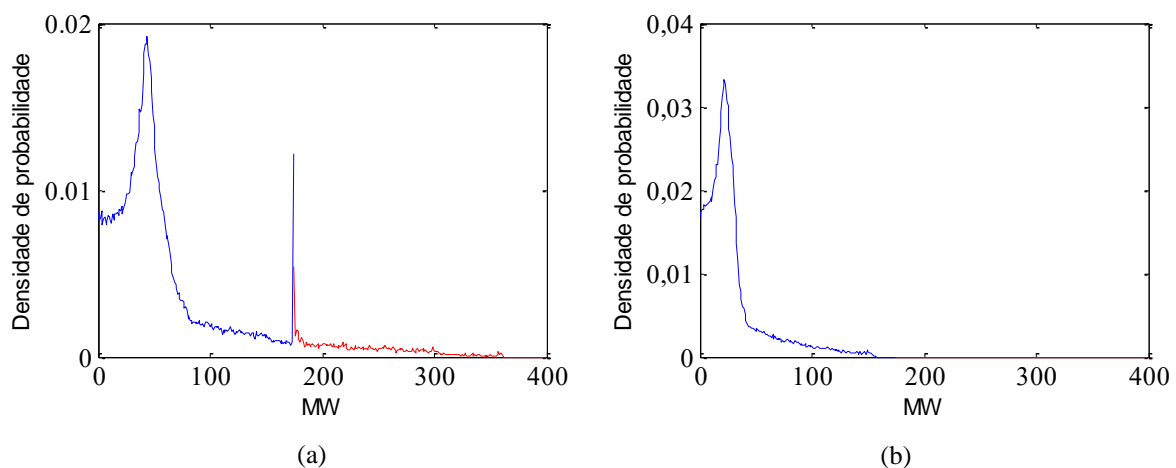


Figura 2.6: Função densidade de probabilidade dos fluxos no Circuito 101-102 (Caso 1)
(a) RTS96REN, (b) RTS96REN-R.

O novo sistema com o conjunto de reforços propostos é apresentado na Figura 2.7. A redução do índice $EWES_T$ foi $128,77 - 2,76 = 126,01$ GWh/ano. Considerando o $\Delta_{CustoProd}$ de US\$50,00 por MWh, tem-se uma redução no custo de produção anual de $128.770,00 \times 50,00 = US\$ 6.300.000,00$. Considerando que o custo anual de investimento do CRT atingiu US\$ 927.174,50, tem-se pela Equação (2.13) que a $RGCB$ foi igual a 6,8 vezes.

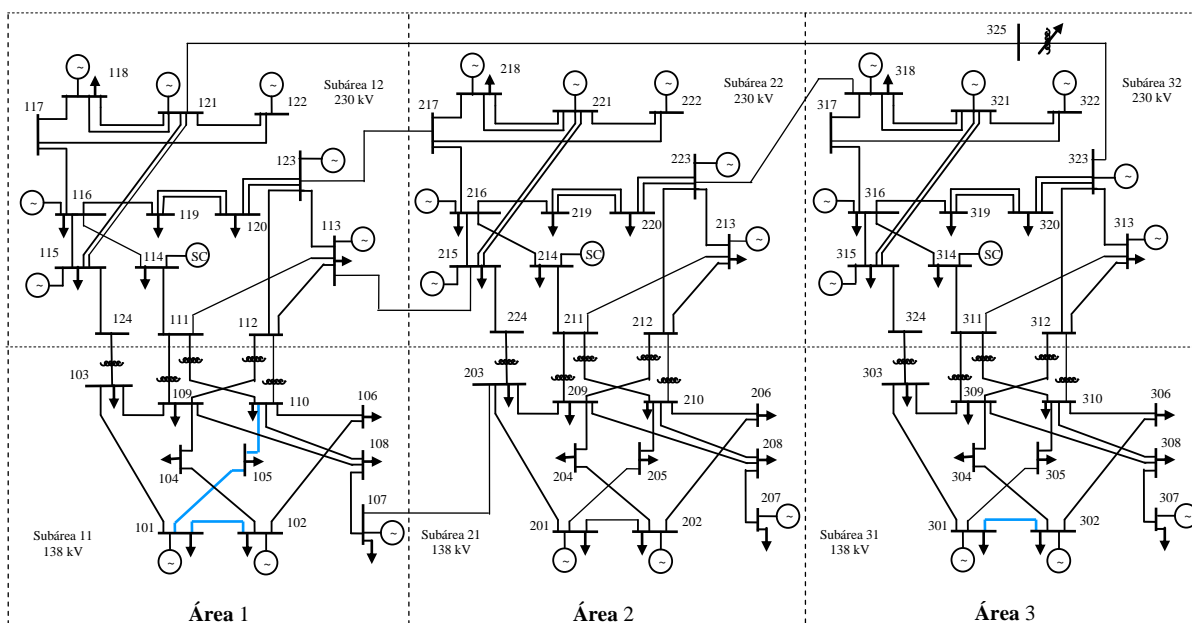


Figura 2.7: Diagrama com os reforços do Sistema RTS96REN via AHC_{EWES} – Caso 1.

Finalmente, destaca-se que a redução do índice $EWES_T$ corresponde ao valor esperado de potência eólica de 14,38 MW. Utilizando a média anual de capacidade eólica do sistema, obtida para o Caso 1, tem-se um ganho igual à energia média produzida por 18 ($=14,38/2,5/0,3125$) unidades eólicas. No que se refere ao desempenho computacional, o tempo médio de simulação foi cerca de 10 minutos, considerando o computador descrito na Subsecção 2.2.5. Trata-se de um desempenho satisfatório para ferramentas dessa área.

2.4.2 Caso 2

Trata-se de uma configuração variante do Caso 1, as séries de velocidade dos ventos no período de outubro a março são acrescidas por um fator de 20% e no período de abril a setembro são decrescidas de 80%. Também durante os meses de outubro a março, as séries das Áreas 1 e 3, cujos picos de produção ocorrem no período diurno, são deslocadas 12 horas à frente no dia. Portanto, nesse Caso, as condições dos ventos são mais fortes durante o período de inverno (outubro a março) e também durante o período noturno. A Figura 2.8

apresenta a média móvel de disponibilidade de energia eólica do novo caso, por região. Note que o período de aumento na disponibilidade do vento coincide com o período de pico de carga (dezembro). Portanto trata-se de um período favorável para a utilização dos ventos.

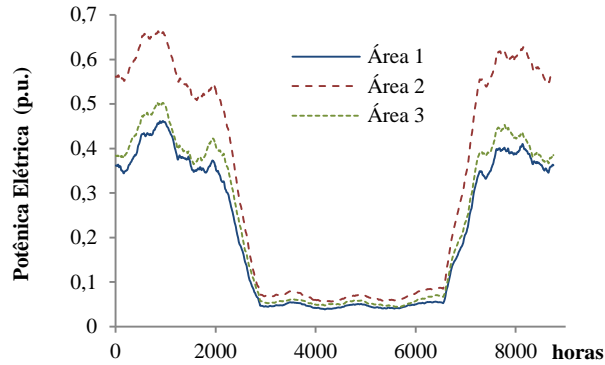


Figura 2.8: Média móvel das séries eólicas - Caso 2.

A aplicação do AHC_{EWES} , agora sob as condições do Caso 2, resultou na mesma configuração obtida para o Caso 1, ou seja: os circuitos entre as barras 101-102, 301-302, 101-105 e 105-110. No entanto, não foi necessário considerar a opção de reforçar corredor, uma vez que o circuito 101-105 atingiu o critério de custo benefício mesmo quando adicionado sozinho. A fase de refinamento não modificou o CRT, i.e., nenhum SRT mostrou-se mais atrativo.

A Tabela 2.12 apresenta os resultados de todas as iterações do algoritmo construtivo. Sob as condições do Caso 2, a redução do índice $EWES_T$ obtida com a configuração reforçada foi de 208,99 GWh/ano. Mantido o $\Delta_{CustoProd}$ de US\$ 50,00 por MWh, tem-se uma redução no custo anual de produção de US\$ 10.449.500,00. Sendo o custo anual de investimento do CRT igual a US\$ 927.174,50, tem-se, pela Equação (2.13), uma $RGCB$ igual a 11,27 vezes.

TABELA 2.12: RESULTADOS DA CONSTRUÇÃO DO CRT – CASO 2

Iteração	$EWES_T$ (GWh/ano)	Circuitos candidatos		Benefício (M\$/ano)	Custo (M\$/ano)	RICB	$RCIB$ $\geq 1, 2$
1	217,67	-	-	-	-	-	-
2	130,71	101	102	4,348	0,137	31,67	sim
3	52,36	301	302	3,918	0,137	28,54	sim
4	36,63	101	105	0,787	0,321	2,45	sim
5	8,68	105	110	1,398	0,331	4,22	sim
6	4,08	301	305	0,230	0,321	0,72	não
7	8,05	201	202	0,031	0,137	0,23	não

O valor residual do desperdício considerando apenas a influência da rede de transmissão, obtido após a adição do último reforço, foi $EWES_T = 8,68$ GWh/ano. A Tabela 2.13 apresenta os circuitos que ainda apresentam violações em função do aproveitamento das eólicas. De forma semelhante ao Caso 1, são violações pontuais ao longo do ano que não justificam reforços.

TABELA 2.13: ESTATÍSTICAS DAS VIOLAÇÕES POR CIRCUITO – ITERAÇÃO FINAL DO CASO 2

Circuitos		Prob. (%)	Máximo Fluxo (MW)	Máxima Violação (MW)	Violação Média Cond. (MW)	Violação Média (MW)
De	Para					
301	305	6,66	200,89	25,89	5,86	0,39
201	202	2,34	213,83	38,83	12,01	0,28
318	223	0,12	509,90	9,90	2,42	0,00
101	105	1,18	175,33	0,33	0,14	0,00
325	121	0,18	505,23	5,23	0,35	0,00
115	116	0,05	501,15	1,15	0,53	0,00
201	205	0,01	175,04	0,04	0,03	0,00

Devido a maior concentração dos ventos, os índices de desperdícios são maiores que no caso anterior. O índice $EWES_G$ obtido foi de 19,98 GWh/ano, contra 11,97 do Caso 1. A instalação de um circuito proporciona uma *RGCB* maior que no caso anterior e o impacto do CRT é maior se o Caso 2 for considerado. Ademais, um número maior de estados apresentando desperdício proporciona uma convergência mais rápida da SMC. O tempo médio de simulação é de 7 minutos, contra 10 do Caso 1.

A redução do índice $EWES_T$ corresponde ao valor esperado de potência eólica de 23,85 MW. Dado o valor médio anual de capacidade eólica do Caso 2 (0,2530 p.u.), tem-se um ganho igual à energia média produzida por 37 ($= 23,85/2,5/0,2530$) unidades eólicas (contra 18 unidades no Caso 1). Por outro lado, a metodologia mostrou-se suficientemente robusta, capaz de propor o mesmo conjunto de reforços para um cenário de vento atípico.

Novamente, para ilustrar a redução da sobrecarga nos circuitos reforçados, a Figura 2.9 apresenta as funções densidade de probabilidade (fdps) de fluxo de potência ativa associadas ao circuito 101-102. A Figura 2.9 (a) apresenta a fdp obtida considerando a configuração base e a área abaixo da linha vermelha na curva indica a probabilidade de violação do circuito (6,6%). A Figura 2.9 (b) apresenta a fdp obtida depois da adição do conjunto de reforços.

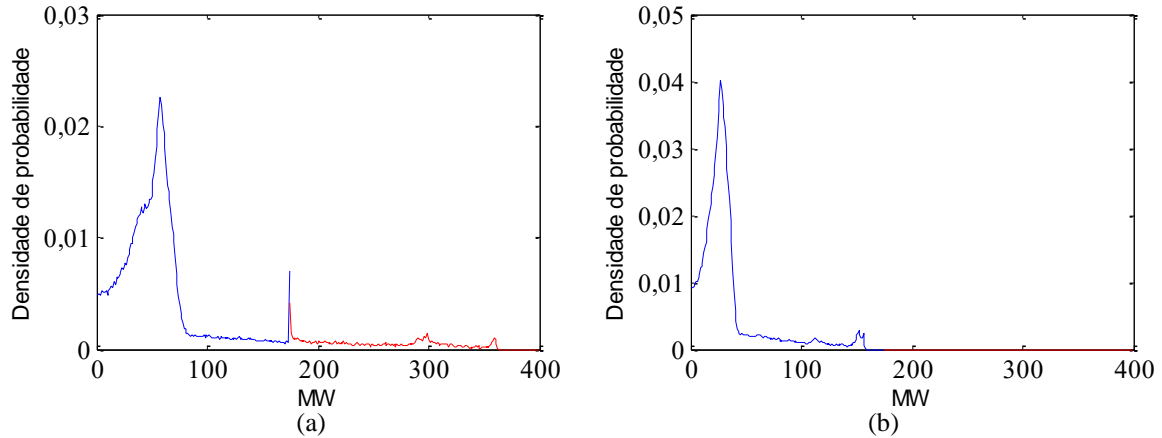


Figura 2.9: Função densidade de probabilidade dos fluxos no Circuito 101-102 (Caso 2)
(a) RTS96REN, (b) RTS96REN-R.

2.4.3 Caso 3

Este caso tem como objetivo avaliar uma configuração do sistema teste que apresente, além do problema de desperdício de energia renovável, congestionamentos na rede em função do aumento da demanda no longo prazo. Para obter uma configuração teste de longo prazo que apresente fragilidade da rede é comum considerar um aumento proporcional da carga e da geração. Considerando que o RTS96REN, utilizado nos Casos 1 e 2, já apresenta geração eólica duplicada em relação a uma hipotética configuração original, optou-se por duplicar a capacidade apenas das unidades geradoras não eólicas. Quanto à carga, aplicou-se um crescimento menor, de 90% (carga futura = 1,9 carga original). Deste modo, tem-se, aproximadamente, a mesma proporção de reserva estática do sistema RTS96REN. Todos os demais dados do sistema são mantidos, conforme apresentado no Caso 1.

Em função da consideração de longo prazo, este caso apresenta violações em diversos circuitos que não, necessariamente, estão relacionadas ao problema de desperdício de energia renovável. A ferramenta AHC_{EWES} não tem a função de resolver os problemas de atendimento à demanda. A principal razão de utilizar esta configuração é avaliar o desempenho da ferramenta ao tratar o problema de desperdício renovável concomitante ao problema de planejamento de longo prazo.

Por se tratar de uma configuração em que a participação renovável é menor, este caso não apresenta desperdício considerando o problema barra única ($EWES_G=0$). Por outro lado, os congestionamentos na rede resultam num desperdício de 76,24 GWh/ano de energia eólica que deve ser considerado.

O AHC_{EWES} realizou um total de 20 iterações, um número relativamente maior quando comparado aos Casos 1 e 2 que apresentaram 6 e 7 iterações, respectivamente. A Tabela 2.14 apresenta os resultados das 10 primeiras iterações. O CRT apresentado como solução foi encontrado na 6ª iteração e apresenta apenas 2 reforços como solução, situados entre as barras: 101-102 e 301-302. Nenhum corredor foi atrativo e a fase de refinamento não modificou o CRT, i.e., nenhum SRT mostrou-se mais atrativo.

O aumento no número de violações que não contribuem para o desperdício ocorre em função da condição de longo prazo, em que muitos circuitos operam no limite de suas capacidades. Dessa forma, o procedimento de redespacho proporcional que garante a maximização da energia eólica é suficiente para provocar violações operativas em alguns circuitos. A tentativa de reforçar um circuito que não contribui para a redução do desperdício pode produzir um resultado incoerente. Um exemplo para esta situação está na adição de um reforço no ramo 106-110, em que foi obtida uma $RICB$ negativa.

A máxima redução do índice $EWES_T$, obtida com inclusão dos reforços, foi de 73,92 GWh/ano (76,24 – 2,32). Mantido o $\Delta_{CustoProd}$ de US\$ 50,00 por MWh, tem-se uma redução no custo de produção de $73920 \times 50,00 = \text{MUS\$ } 3,696$. Sendo o custo anual de investimento do CRT de MUS\$ 0,275, tem-se, pela Equação (2.13), uma $RGCB$ igual a 13,44 vezes.

TABELA 2.14: RESULTADOS DA CONSTRUÇÃO DO CRT – CASO 3

Iteração	$EWES_T$ (GWh/ano)	Circuitos candidatos		Benefício (M\$/ano)	Custo (M\$/ano)	RICB	$RCIB$ $\geq 1, 2$
1	76,24	-	-	-	-	-	-
2	76,11	116	117	0,007	0,464	0,01	Não
3	30,93	101	102	2,265	0,137	16,50	Sim
4	30,79	216	217	0,007	0,464	0,02	Não
5	30,76	316	317	0,009	0,464	0,02	Não
6	2,32	301	302	1,431	0,137	10,42	Sim
7	2,32	206	210	0,000	0,263	0,00	Não
8	2,43	106	110	-0,006	0,263	-0,02	Não
9	2,29	306	310	0,001	0,263	0,00	Não
10	2,31	217	218	0,001	0,349	0,00	Não

A Tabela 2.15 apresenta os resultados relacionados às estatísticas de violações via FPC para a 6ª e última iteração. Nota-se que 33 circuitos apresentam alguma violação ao longo do ano. Porém, de acordo com a metodologia proposta, apenas os circuitos que apresentam violação maior que 0,2 MW e os ramos (combinação de dois circuitos em série) são avaliados.

TABELA 2.15: ESTATÍSTICAS DAS VIOLAÇÕES POR CIRCUITO – ITERAÇÃO FINAL DO CASO 3

Circuitos		Prob. (%)	Máximo Fluxo (MW)	Máxima Violação (MW)	Violação Média Cond. (MW)	Violação Média (MW)
De	Para					
116	117	34,83	516,61	16,61	8,61	3,00
216	217	33,85	512,60	12,60	6,30	2,13
316	317	33,53	509,99	9,99	5,88	1,97
206	210	5,34	183,75	8,75	5,50	0,29
106	110	5,20	182,82	7,82	5,02	0,26
217	218	18,47	501,92	1,92	1,21	0,22
306	310	4,20	183,08	8,08	5,23	0,22
311	313	1,84	518,10	18,10	7,64	0,14
101	102	1,77	187,01	12,01	4,55	0,08
101	105	2,64	217,58	42,58	3,04	0,08
308	309	1,70	182,22	7,22	4,54	0,08
208	209	1,42	182,11	7,11	4,16	0,06
211	213	0,56	520,39	20,39	9,90	0,06
203	224	1,31	404,56	4,56	3,27	0,04
114	116	0,18	519,73	19,73	15,28	0,03
314	316	0,24	514,54	14,54	9,92	0,02
214	216	0,21	514,28	14,28	11,00	0,02
318	223	0,68	505,20	5,20	2,98	0,02
210	212	0,47	405,21	5,21	3,81	0,02
212	223	0,07	524,40	24,40	19,24	0,01
111	113	0,22	506,27	6,27	2,96	0,01
310	312	0,14	404,62	4,62	2,72	0,00
325	121	2,27	507,09	7,09	0,15	0,00
301	305	1,76	175,87	0,87	0,11	0,00
107	108	0,05	178,20	3,20	2,47	0,00
307	308	0,05	176,94	1,94	1,61	0,00
201	202	0,02	181,00	6,00	3,67	0,00
103	124	0,02	404,71	4,71	2,34	0,00
108	109	0,02	179,00	4,00	1,60	0,00
110	112	0,00	401,94	1,94	1,74	0,00
316	319	0,05	500,12	0,12	0,06	0,00
116	119	0,01	500,40	0,40	0,37	0,00
216	219	0,00	501,82	1,82	1,82	0,00

O crescimento da carga e a expansão da geração adotada apenas para as unidades não eólicas fez com que o percentual de participação de fontes eólicas no sistema diminuísse, comparado aos casos anteriores. Portanto, é previsível que menos reforços sejam necessários para garantir o escoamento dessa energia. Esse mesmo fato também pode explicar o índice de desperdício em função da geração igual à zero.

A maioria dos circuitos apresentados na Tabela 2.15 não está relacionada com o problema de desperdício renovável e os poucos que estão não satisfazem o critério de custo benefício utilizado. O FPC captura todas as violações no sistema, mas apenas aquelas que estão associadas ao escoamento da energia renovável são consideradas e seus respectivos ramos reforçados. Os demais circuitos serão incluídos na lista de circuitos que não contribuem com o índice de desperdício. Essas violações devem ser resolvidas utilizando outra ferramenta, por exemplo, por meio de meta-heurísticas desenvolvidas para otimização do problema PET.

2.4.4 Caso 4

Assim como o Caso 3, este caso tem como objetivo avaliar a aplicação do AHC_{EWES} em uma configuração de longo prazo. Porém, neste caso o percentual de participação de fontes eólicas na matriz energética é mantido elevado, semelhante aos Casos 1 e 2. Para tanto, a capacidade das unidades geradoras (incluindo as eólicas) e a carga total do sistema são aumentadas de 100% em relação ao RTS96REN. Todos os demais dados do sistema são mantidos, conforme apresentado no Caso 1.

Devido à elevada participação de fontes eólicas na matriz energética, esta configuração apresenta desperdício considerando o problema barra única, com $EWES_G=21.2$ GWh/ano. A aplicação do AHC_{EWES} , sob as condições de longo prazo e alta participação renovável, resultou em um conjunto de reforços de transmissão relativamente maior que nos casos anteriores. A Tabela 2.16 apresenta os resultados das 26 primeiras iterações do algoritmo heurístico de um total de 53 iterações.

A redução máxima do índice $EWES_T$, obtida com inclusão dos reforços foi de 2065,20 GWh/ano (2086,28 – 21,08). Mantido o $\Delta_{CustoProd}$ de US\$ 50,00 por MWh, tem-se uma redução no custo anual de produção de $2065200 \times 50,00 = MUS\$ 103,26$. Sendo o custo anual de investimento do CRT de MUS\$ 5,96, tem-se, pela Equação (2.13), uma $RGCB$ igual a aproximadamente 16,4 vezes. Apesar do aumento de reforços inseridos no sistema e da

elevada relação de ganho com os investimentos, é importante notar que o valor do desperdício residual aumentou consideravelmente nesta configuração em relação aos casos anteriores.

TABELA 2.16: RESULTADOS DA CONSTRUÇÃO DO CRT – CASO 4

Iteração	EWES _T (GWh/ano)	Circuitos candidatos		Benefício (M\$/ano)	Custo (M\$/ano)	RICB	RCIB ≥ 1, 2
1	2086,28	-	-	-	-	-	-
2	1749,31	101	102	16,849	0,137	122,70	sim
3	1400,47	301	302	17,442	0,137	127,00	sim
4	1357,18	101	102	2,165	0,137	15,77	sim
5	1311,02	301	302	2,308	0,137	16,81	sim
6	1068,31	201	202	12,135	0,137	88,41	sim
7	850,78	101	105	10,877	0,321	33,83	sim
8	630,27	301	305	11,025	0,321	34,30	sim
9	543,20	105	110	4,354	0,331	13,15	sim
10	478,46	101	105	3,237	0,321	10,07	sim
11	392,80	305	310	4,283	0,331	12,93	sim
12	330,92	301	305	3,092	0,321	9,62	sim
13	302,00	105	110	1,448	0,331	4,37	sim
14	276,72	201	202	1,264	0,137	9,21	sim
15	258,38	101	105	0,917	0,321	2,85	sim
16	231,33	305	310	1,353	0,331	4,08	sim
17	243,00	116	117	-0,584	0,464	-1,26	não
18	185,59	115	116	2,287	0,378	6,06	sim
19	122,54	201	205	3,152	0,321	9,81	sim
20	109,58	105	110	0,648	0,331	1,96	sim
21	108,96	216	217	0,031	0,464	0,07	não
22	115,65	316	317	-0,304	0,464	-0,65	não
23	96,81	301	305	0,639	0,321	1,99	sim
24	58,42	102	104	1,919	0,428	4,48	sim
25	29,90	302	304	1,426	0,428	3,33	sim
26	21,08	205	210	0,441	0,331	1,33	sim

O CRT é formado por 22 reforços distribuídos por 12 ramos, situados entre as barras: 101-102, 101-105, 102-104, 105-110, 115-116, 201-202, 201-205, 205-210, 301-302, 301-305,

302-304 e 305-310, conforme Figura 2.10. Nenhum corredor foi atrativo e a fase de refinamento não modificou o CRT, i.e., nenhum SRT mostrou-se mais atrativo.

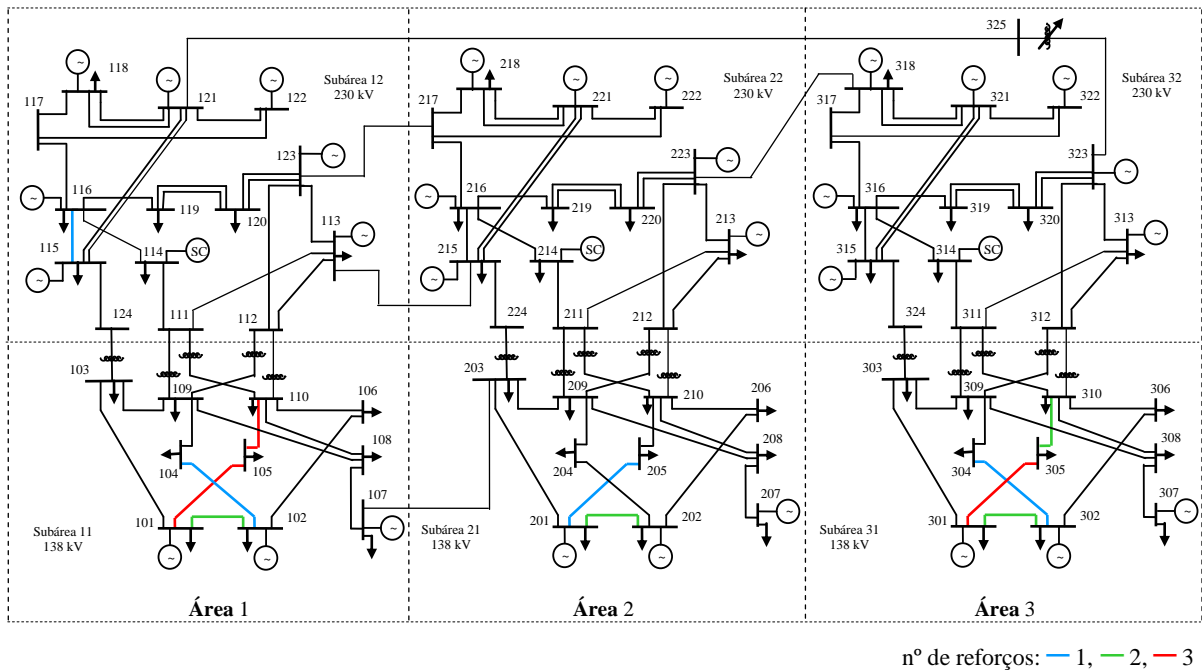


Figura 2.10: Diagrama com os reforços do Sistema RTS96REN via AHC_{EWES} – Caso 4.

O FPC captura dados estatísticos do congestionamento de toda a rede de transmissão. No entanto, aqueles circuitos que não contribuem para uma diminuição do índice $EWES_T$ não são selecionados para receberem reforços e continuam apresentando violações ao longo do processo de simulação.

A configuração final, mesmo após a aplicação do AHC_{EWES} , não representa a solução de um processo de planejamento de longo prazo. O sistema reforçado via FPC ainda apresenta 49 circuitos com violações ao longo do sistema e cortes de carga considerando rede intacta. A Tabela 2.17 apresenta os 28 circuitos com maior violação considerando a configuração final do sistema, após os reforços propostos.

O critério de decisão estabelecido, baseado na relação incremental de custo benefício, é eficiente para filtrar e aceitar apenas os circuitos relacionados ao desperdício. Os circuitos sobrecarregados que apresentam valores muito baixos de $RICB$ são adicionados à lista de rejeição, conforme Expressão (2.12), a fim de não prejudicar o desempenho computacional do algoritmo.

TABELA 2.17: ESTATÍSTICAS DAS VIOLAÇÕES POR CIRCUITO – ITERAÇÃO FINAL DO CASO 4

Circuitos		Prob. (%)	Máximo Fluxo (MW)	Máxima Violação (MW)	Violação Média Cond. (MW)	Violação Média (MW)
De	Para					
116	117	29,15	520,68	20,68	10,22	2,98
216	217	27,33	520,71	20,71	4,88	1,33
316	317	27,25	507,84	7,84	4,54	1,24
104	109	1,48	254,94	79,94	23,28	0,34
315	316	3,24	610,21	110,21	9,90	0,32
101	105	3,61	197,12	22,12	7,38	0,27
206	210	5,28	182,44	7,44	4,72	0,25
308	309	3,70	184,51	9,51	5,37	0,20
101	102	3,19	198,18	23,18	5,91	0,19
208	209	3,47	184,64	9,64	5,39	0,19
318	223	3,02	581,74	81,74	5,86	0,18
106	110	4,82	180,49	5,49	3,50	0,17
306	310	4,35	181,18	6,18	3,80	0,17
215	216	1,16	634,93	134,93	14,27	0,16
114	116	0,78	529,67	29,67	20,88	0,16
217	218	12,61	502,08	2,08	1,14	0,14
304	309	0,84	227,76	52,76	16,22	0,14
305	310	1,71	194,63	19,63	7,20	0,12
311	313	1,69	514,69	14,69	7,03	0,12
314	316	1,02	517,95	17,95	11,19	0,11
325	121	4,60	851,64	351,64	2,27	0,10
101	103	0,90	211,39	36,39	9,99	0,09
301	303	0,68	225,72	50,72	10,36	0,07
214	216	0,61	513,29	13,29	9,50	0,06
203	224	1,92	404,26	4,26	2,91	0,06
108	110	1,27	199,61	24,61	3,22	0,04
211	213	0,47	520,53	20,53	8,16	0,04
308	310	0,88	179,30	4,30	2,95	0,03

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo propôs um Algoritmo Heurístico Construtivo (AHC_{EWES}) para identificar os principais ramos da rede de transmissão, responsáveis por restringir o fluxo de potência renovável e, conseqüentemente, desperdiçar parte da energia disponibilizada pelas fontes eólicas. A ferramenta básica, denominada Fluxo de Potência Cronológico (FPC), e os novos índices de desempenho, EWES, foram relevantes para capturar os circuitos de transmissão que necessitavam ser reforçados.

A metodologia proposta foi aplicada a quatro casos distintos. Nos dois primeiros casos foi utilizada a configuração do sistema RTS96REN e conjuntos de séries eólicas distintas. Nos outros dois casos foram feitas alterações na configuração do sistema RTS96REN para simular uma condição de longo prazo em que a rede encontra-se deteriorada. Estes dois últimos casos utilizaram o mesmo conjunto de séries eólicas do Caso 1.

Para os Casos 1 e 2, considerando regimes de vento distintos, os resultados são semelhantes. O Conjunto de Reforços em Transmissão (CRT) final foi o mesmo nos dois casos. Estes resultados sugerem que o CRT proposto é suficientemente robusto e pode determinar um bom desempenho para o sistema mesmo considerando-se um ano atípico, i.e., com condições eólicas diferentes daquelas apresentadas pelas séries históricas utilizadas nos casos simulados.

O Caso 3 apresenta uma condição em que a rede encontra-se deteriorada, mas com uma participação menos elevada das fontes eólicas na matriz energética do sistema. Neste caso, a ferramenta apresenta um bom desempenho, com um desperdício residual relativamente baixo. Ainda assim, uma metodologia de planejamento de longo prazo deve ser empregada para corrigir problemas de sobrecargas em função do atendimento à demanda.

No Caso 4, a participação das fontes eólicas na matriz energética se manteve elevada, semelhante aos Casos 1 e 2. Além disso, uma condição ainda mais frágil do sistema de transmissão é produzida pelo maior crescimento da carga. Neste caso, o desperdício com a energia renovável é bem maior que no Caso 3. Portanto, o conjunto final de reforços foi consideravelmente maior. No entanto, o sistema ainda apresenta um valor considerável de desperdício residual. Assim como no Caso 3, também é necessário identificar reforços visando eliminar problemas quanto ao atendimento da demanda.

A metodologia provou ser muito interessante para o planejamento da transmissão dos sistemas atuais, que estão substituindo as antigas unidades térmicas por novas fontes renováveis, em particular, a geração eólica. Obviamente, a mesma metodologia pode ser aplicada considerando a participação de quaisquer fontes renováveis, não somente a energia eólica. No Capítulo 5 será investigado o uso em conjunto com uma ferramenta típica do planejamento de longo prazo, que especifica reforços relacionados ao atendimento à demanda sob critérios de segurança pré-definidos.

CAPÍTULO 3

CONFIABILIDADE COMPOSTA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

3.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos interligados são extensos e possuem um elevado número de componentes e limites operativos que devem ser levados em consideração. Logo, o processo de avaliação da confiabilidade é demorado e encontra resistência em sua aplicação. Portanto, ainda é pouco utilizado no planejamento da expansão. O desenvolvimento de novas metodologias para avaliação da confiabilidade está sempre em busca de métodos capazes de diminuir o tempo necessário para o cálculo dos índices.

A participação de fontes renováveis na matriz energética aumentou ainda mais a complexidade dos sistemas, introduzindo novas variáveis aleatórias ao problema. De fato, além da modelagem tradicional envolvendo o processo de falha e reparo dos componentes, outra abordagem deve ser considerada para as fontes renováveis em função da volatilidade energética. Se por um lado tais fontes dificultam a avaliação da confiabilidade, por outro, elas promovem a sua utilização. Estudos considerando a disponibilidade da energia passaram a ser indispensáveis e devem ser constantemente realizados para garantir que a atual configuração de equipamentos terá condições de fornecer a energia demandada.

Neste capítulo apresentam-se os conceitos básicos da avaliação da confiabilidade composta de sistemas elétricos de potência, bem como os modelos recentemente empregados para consideração de fontes renováveis. São apresentados os índices tradicionais utilizados em análise de confiabilidade e alguns índices complementares que são obtidos no mesmo processo de simulação. Em seguida, a avaliação da confiabilidade é utilizada para avaliar os planos de expansão propostos pelo FPC, apresentado no Capítulo 2. O principal objetivo é verificar o comportamento dos índices de confiabilidade ao propor planos de expansão para redes mais flexíveis que permitem maior aproveitamento das fontes renováveis.

3.2 CONCEITOS PRELIMINARES

Considerando que na condição normal de funcionamento o sistema é capaz de fornecer energia suficiente para todos os pontos de carga. A avaliação da confiabilidade de sistemas de potência é uma análise probabilística que busca contabilizar as condições de falha do sistema quando da ocorrência de possíveis falhas nos componentes que o compõem. O modelo de Markov a dois estados, como o apresentado na Figura 3.1, é frequentemente utilizado para representar os equipamentos do sistema. Assim, estes equipamentos podem ser encontrados em dois estados operacionais: disponível (Up) e indisponível (Down).

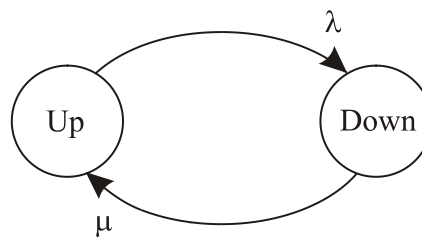


Figura 3.1: Modelo de Markov com dois estados.

Nesse sentido, as taxas de falha e reparo dos componentes são os dados necessários para realizar tal estudo. A taxa de falha (λ) é dada pela razão entre o número de vezes que o equipamento falha e o tempo total em que este permaneceu em operação. De modo análogo, a taxa de reparo (μ) é a razão entre o número de reparos executados no equipamento e o tempo total que ele permaneceu em reparo. Essas taxas têm dimensões de número de ocorrências por unidade de tempo e são, usualmente, expressas em termos de ocorrências por ano. A partir das taxas λ e μ de um dado equipamento, modelado a dois estados, a sua indisponibilidade (U) ou taxa de saída forçada (FOR – *forced outage rate*) é obtida pela expressão (3.1). Já a sua disponibilidade (A) é calculada através da expressão (3.2).

$$U = FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.1)$$

$$A = 1 - FOR = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3.2)$$

O funcionamento de uma unidade geradora depende de diversos componentes auxiliares. A falha de um desses componentes pode não resultar na perda total de capacidade, podendo a

unidade continuar funcionando em um estado de capacidade intermediária. Em sendo assim, as unidades geradoras podem ser representadas com maior precisão por modelos de Markov com múltiplos estados. Nesse caso, os modelos são descritos em termos das taxas de transição entre os estados. A taxa de transição entre dois estados i e j quaisquer (λ_{ij}) é definida como a razão entre o número de vezes que o componente transita do estado i para o estado j e o tempo total de permanência no estado i . Os conceitos apresentados para o modelo a dois estados são facilmente estendidos aos modelos com múltiplos estados [BA92].

Todos os métodos, independentemente do tipo de estudo (confiabilidade de geração ou confiabilidade composta), e do tipo de representação (cronológica ou por espaço de estados), seguem basicamente os mesmos passos [PB92]:

- i. Selecionar um estado do sistema (i.e., disponibilidade dos equipamentos, e outros aspectos cronológicos relacionados à operação do sistema);
- ii. Analisar o estado selecionado (i.e., verificar se as unidades geradoras e circuitos disponíveis são capazes de satisfazer o nível de carga corrente sem, contudo, violar algum limite operativo), aplicando corte de carga, quando necessário, e;
- iii. Avaliar ou computar índices de confiabilidade (i.e., índices de perda de carga, etc.); se a precisão das estimativas é aceitável, pare; caso contrário, volte ao passo (i).

Além da consideração de falha dos equipamentos, os algoritmos de avaliação da confiabilidade podem representar eventos cronológicos associados à operação do sistema que influenciam na função de adequação dos estados. Conforme citado no passo (i), a seleção do estado determina juntamente com a disponibilidade dos equipamentos, aspectos cronológicos, como por exemplo, o nível de carga, unidades retiradas para manutenção preventiva, disponibilidade de energia, entre outros. Desta forma, a avaliação da confiabilidade pode ser utilizada para avaliar o efeito da expansão de fontes renováveis no que se refere ao atendimento à demanda. Contudo, são necessários os dados de taxas de falha e reparo dos componentes, bem como dados referentes às incertezas externas associadas às curvas de carga e séries históricas das unidades renováveis.

Note que tanto a curva de carga, quanto a previsão de disponibilidade de energia não se relacionam com a indisponibilidade dos componentes, mas estão diretamente relacionadas à função de avaliação e influenciam a falha do sistema. Tais grandezas possuem características

cronológicas que devem ser devidamente representadas. Assim, é possível considerar a correlação entre os diversos fatores que levam o sistema à falha.

O método de simulação Monte Carlo sequencial, baseado na representação cronológica, é o método mais indicado para lidar com os aspectos cronológicos, citados acima. Este método faz a amostragem dos estados, passo (i) do algoritmo básico, em função do tempo. Neste caso, o sistema reside em estados conectados sequencialmente no tempo, sendo que cada estado difere do anterior pela modificação de apenas um de seus componentes ou por alteração de outras condições operativas, como a variação da carga e/ou das restrições energéticas.

A simulação cronológica pode, portanto, capturar todos os aspectos cronológicos e conseqüentemente é capaz de corretamente representar as incertezas naturais das fontes de energia renovável, através de dados sequenciais históricos de hidrologia, velocidade dos ventos, radiação solar, etc. No entanto, este método requer um esforço computacional muito acima da metodologia baseada em espaço de estados.

Considerando a representação por espaço de estados, dois métodos são geralmente utilizados, enumeração de estados e simulação Monte Carlo não sequencial. Nestes métodos, modelos de Markov podem ser utilizados para representar as transições tanto dos estados dos equipamentos, quanto dos aspectos cronológicos. Os estados são amostrados e avaliados sem se preocupar com o sequenciamento cronológico, uma vez que estes não dependem do estado anterior. Por exemplo, um modelo de Markov com múltiplos estados pode ser utilizado para representar as variações da carga ao longo do período considerado. Neste caso, cada estado está associado ao nível de carga e às taxas de transição que representam a periodicidade com que a carga passa de um nível para outro.

Recentemente, foi proposto um algoritmo Monte Carlo não sequencial com recursos que permitiram representar com precisão aspectos cronológicos, utilizando um modelo de Markov não agregado para representar a carga [LMMB00] e um novo método de estimação de índices de frequência denominado um passo à frente (*one-step forward*) [LRMB04]. Estes recursos possibilitam capturar, com precisão, o efeito da correlação entre a curva de carga e a flutuação das fontes renováveis [FMRS11], mesmo utilizando uma representação não sequencial. Esta versão do Monte Carlo não sequencial é semelhante ao método “quase sequencial” proposto em [LGSM10] para confiabilidade da geração. A principal limitação dessa metodologia é a impossibilidade de apresentar como resultado a distribuição de probabilidade dos índices,

como discutido em [GL12]. Por outro lado, apresenta um custo computacional mais baixo que à simulação Monte Carlo sequencial e será utilizada neste trabalho.

Durante a simulação Monte Carlo não sequencial, as estimativas para todos os índices são obtidas como a média sobre N amostras do estado do sistema x^k :

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N F(x^k) \quad (3.3)$$

Os índices são caracterizados através da função teste $F(x^k)$. A incerteza das estimativas é verificada através da variância do estimador:

$$V(\tilde{E}[F]) = \frac{V(F)}{N} \quad (3.4)$$

em que $V(F)$ é a variância da função teste. Esta incerteza é geralmente representada como o coeficiente de variação:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[F])}}{\tilde{E}[F]} \quad (3.5)$$

3.2.1 Índices tradicionais de confiabilidade composta

Esta subsecção apresenta os principais índices relacionados à falha do sistema, obtidos durante a avaliação da confiabilidade tanto de geração quanto composta. Também são apresentadas as respectivas funções testes, utilizadas na simulação Monte Carlo não sequencial.

Índices de probabilidade de perda de carga

- LOLP – loss of load probability
- LOLE – loss of load expectation (h)

O índice LOLP determina a probabilidade de um sistema apresentar corte de carga, obtida pela razão entre o número de estados em que houve falha (corte de carga) e o número de

estados amostrados. Considerando a simulação Monte Carlo não sequencial, a seguinte função teste é utilizada para o índice LOLP [LMMB00]:

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0 & \text{se } x^k \in X_S \\ 1 & \text{se } x^k \in X_F \end{cases} \quad (3.6)$$

em que X é o conjunto de todos os estados x possíveis (i.e., o espaço de estados), dividido em dois subespaços: X_S de estados de sucesso e X_F de estados de falha ($X = X_S + X_F$). Considerando o período de análise de um ano, ou seja, $T = 8.760$ ou 8.736 horas, pode-se calcular o índice LOLE pela seguinte expressão:

$$LOLE = LOLP \times \frac{8760 \text{ horas}}{1 \text{ ano}} \quad (3.7)$$

Portanto, é possível estimar através do índice LOLE a expectativa da permanência do sistema em estados de falha, em um determinado período.

Índices de energia não suprida

- EPNS – expected power not supplied (MW)
- EENS – expected energy not supplied (MWh/ano)

O índice EPNS determina a potência esperada não suprida, sendo dependente não apenas da probabilidade de ocorrência do corte de carga, mas também de sua profundidade. A seguinte função teste é utilizada para o índice EPNS:

$$F_{EPNS}(x^k) = \begin{cases} 0 & \text{se } x^k \in X_S \\ \Delta P_k & \text{se } x^k \in X_F \end{cases} \quad (3.8)$$

em que o espaço de estados X é dividido em dois subespaços: X_S de estados de sucesso e X_F de estados de falha ($X = X_S + X_F$); ΔP_k é o montante de potência não suprida em função do estado de falha x^k . Considerando o período de análise de um ano, ou seja, $T = 8.760$ ou 8.736 horas, pode-se calcular o índice EENS, utilizando:

$$EENS = EPNS \times \frac{8760 \text{ horas}}{1 \text{ ano}} \quad (3.9)$$

Índices de frequência e duração

- LOLF – loss of load frequency (oc./ano)
- LOLD – loss of load duration (h)

O índice LOLF determina a frequência de falha de um sistema ao longo de um período. Em geral, é dado em número de ocorrências por ano (oc./ano). Neste caso, um novo método de estimação de índices de frequência [ML04, LRMB04], denominado transição de estado um passo à frente (*one-step forward state transition*), é utilizado. Este método utiliza uma técnica extremamente eficiente do ponto de vista computacional, e, ao mesmo tempo, é flexível o bastante para prescindir da hipótese de coerência, viabilizando a consideração de cargas variantes, assim como de restrições energéticas, por meio de simulação não sequencial. Para isto, uma nova função teste é adotada para o índice LOLF:

$$F_{LOLF}(x^k) = \begin{cases} 0 & \text{se } x^k \in X_S \\ \lambda_k^{out} & \text{se } x^k \in X_F \text{ e } x^m \in X_S \\ 0 & \text{se } x^k \in X_F \text{ e } x^m \in X_F \end{cases} \quad (3.10)$$

em que λ_k^{out} é o somatório de todas as taxas de transição do estado de falha x^k para todos os estados diretamente ligados a ele; e x^m é um estado qualquer, encontrado a partir de x^k por meio da amostragem de uma simples transição. O processo de transição de estado um passo a frente simula somente uma das possíveis transições, partindo do estado de falha x^k , selecionando um estado vizinho x^m .

O índice LOLD determina a duração média das falhas, em horas, e é obtido em função dos índices LOLP e LOLF:

$$LOLD = LOLP/LOLF \quad (3.11)$$

3.2.2 Índices complementares

Os índices complementares podem ser relacionados a avaliações condicionadas dos índices tradicionais, por exemplo, para verificar a influência da rede de transmissão nos mesmos. Ou, pode ser qualquer outro índice probabilístico de desempenho, que seja obtido por meio de um processo de simulação ou enumeração de estados. A seguir são apresentados alguns exemplos desses índices.

Contribuições condicionadas ou relativas

Os programas de avaliação da confiabilidade composta podem ser utilizados para avaliar a contribuição relativa das falhas de geradores e linhas de transmissão [PB92], além de considerar o efeito combinado de falhas de geradores com os limites operativos da rede. Desta forma, os índices tradicionais de confiabilidade composta ($I_{G\&T}$), podem ser divididos em três parcelas, conforme Equação (3.12).

$$I_{G\&T} = I_G + I_T + I_C \quad (3.12)$$

em que I_G representa a contribuição das falhas de geração (G) que são suficientemente severas, capazes de provocar corte de carga mesmo quando não há restrições de capacidade de transmissão; I_T representa a contribuição das falhas de transmissão (T), quando a geração está intacta, ou seja, não existe falha de unidades geradoras; I_C representa problemas compostos (C), ou seja, efeitos combinados de falhas na geração ou transmissão seguidas de restrições nos limites operativos da transmissão.

De acordo com as definições acima, I_G corresponde aos valores calculados por um programa de avaliação de confiabilidade apenas de geração; I_T corresponde a uma avaliação apenas de transmissão e I_C utiliza uma metodologia de confiabilidade composta para mensurar o grau de interação entre geração e a transmissão do sistema [PB92]. Geralmente, uma ferramenta de análise de confiabilidade pode avaliar, durante o mesmo processo de simulação, os índices $I_{G\&T}$ e I_G . Portanto, a influência da rede de transmissão pode ser determinada pela equação:

$$I_{T\&C} = I_{G\&T} - I_G \quad (3.13)$$

Ferramentas de confiabilidade composta podem ser usadas para obter o índice composto, I_C . Seja $I_{[T/G_{up}]}$ os índices obtidos por uma avaliação de confiabilidade composta em que somente as indisponibilidades da transmissão são amostradas, todas as unidades geradoras são consideradas completamente confiáveis (taxa de falha igual à zero) e obviamente suas capacidades devem ser consideradas. Observe que, $I_{[T/G_{up}]}$ é uma estimativa não tendenciosa para I_T . Portanto I_C pode ser obtido como:

$$I_C = I_{T\&C} - I_T \quad (3.14)$$

Caso $I_{[T/G_{up}]}$ seja obtido de uma simulação separada, o valor de I_C , em (3.14) será uma aproximação.

Índices por barra

Índices por barra possibilitam uma informação da distribuição espacial da confiabilidade e ajudam a identificar barras ou áreas do sistema que necessitam de reforços. Qualquer índice obtido pela análise de confiabilidade pode ser monitorado ao nível de barra ou área. No entanto, tais eventos são mais raros e um número maior de amostras é necessário para garantir a convergência do processo de simulação.

Índices de bem estar ou confiabilidade preventiva

Um conjunto de índices, denominados confiabilidade preventiva ou índices de bem estar, vem sendo discutido em sistemas de geração e transmissão [LRMB04]. Trata-se de uma tentativa de relacionar o conceito determinístico na análise de confiabilidade. Nesta proposta, os estados do sistema são divididos em três grupos: saudáveis, marginais e de risco (ou falha). Para identificar a qual grupo pertence um determinado estado, este é submetido a um critério determinístico pré-especificado.

Índice de severidade SI (severity index)

O índice de severidade é também chamado de “*System Minutes*” em função da grandeza que ele expressa. O SI é dado pela razão entre a energia não suprida (EENS) e a carga pico do sistema [FBGO89]. Trata-se de uma tentativa de criar um índice de confiabilidade que estabeleça uma relação entre o valor da energia não suprida e o tamanho do sistema, neste

caso, representado em função do valor da carga pico. Este índice tem sido adotado como padrão em alguns trabalhos para caracterizar níveis de confiabilidade de um sistema [SL14].

Índice LOLC

O índice LOLC tem como objetivo estimar um valor financeiro para a confiabilidade, determinando o custo esperado pelo corte de carga, ou custo de interrupção. Definir critérios e valores para a confiabilidade é uma questão relevante no planejamento de sistemas de potência e muitos trabalhos têm sido publicados nessa área: [M80, M99, LMMB00, LI05, BW07, LMRS07, PMRF08, GL12]. Além de proporcionar uma medida relativamente fácil para valorar a confiabilidade, ou seja, dólares, em vez de probabilidades, kWh, ocorrências, etc., este índice pode ser diretamente incluído na função objetivo de mínimo custo para o planejamento dos sistemas de potência.

Índice EWES

No Capítulo 2 foi proposto o método FPC com o objetivo de obter uma estimativa do montante de energia eólica desperdiçada (EWES). O algoritmo utilizado é baseado em simulação Monte Carlo não sequencial, semelhante ao utilizado na avaliação de confiabilidade. Portanto, o índice EWES pode ser tratado como um índice complementar e ser estimado no mesmo processo de simulação utilizado para avaliação de confiabilidade. A seguinte função teste pode ser utilizada:

$$F_{EWES}(x^k) = \begin{cases} 0 & \text{se } x^k \in X_R \\ WES_k & \text{se } x^k \in X_D \end{cases} \quad (3.15)$$

em que X é o conjunto de todos os estados x possíveis (i.e., o espaço de estado), dividido em dois subespaços: X_R de estados que utilizam toda a energia renovável instalada, sem desperdício; X_D de estados em que houve desperdício de energia renovável ($X = X_R + X_D$); WES_k é o montante de energia renovável (eólica) desperdiçada no estado k .

3.3 METODOLOGIA ADOTADA

3.3.1 Modelos das unidades geradoras

A principal mudança, em função da presença das fontes renováveis, ocorre no modelo que representa as unidades geradoras. Nesse trabalho, os modelos referentes às séries energéticas são utilizados de forma desagregada dos modelos que representam o processo de falha das unidades. Mesmo assim, são utilizados modelos distintos para as unidades renováveis em função, principalmente, do elevado número de unidades. O objetivo, nesse caso, é apenas de melhorar o desempenho computacional.

Com exceção das unidades hidrelétricas, as unidades de geração que utilizam energia renovável são, geralmente, de pequena capacidade. Assim, a construção de uma central elétrica localizada numa região estratégica para utilização de alguma fonte renovável, necessita de um grande número de unidades idênticas para atingir uma potência que justifique a conexão da usina ao sistema interligado. Como exemplos, têm-se as centrais solares com dezenas de painéis fotovoltaicos e os parques eólicos com dezenas de aerogeradores.

Por outro lado, têm-se as unidades de geração de pequena capacidade que utilizam fontes de energia renovável, cujas instalações encontram-se espalhadas pelo sistema. Como exemplo, têm-se as pequenas centrais hidrelétricas e as unidades de cogeração. Neste caso, as injeções de potência das fontes distribuídas por uma determinada região podem ser representadas como sendo uma única injeção de potência, localizada em uma barra representativa dessa região. Para simplificar o problema, considera-se que esta barra contém uma central composta por um conjunto de unidades idênticas, correspondentes a uma unidade média equivalente.

Os dois casos possuem um número elevado de unidades geradoras de pequena capacidade e com características idênticas. A fim de simplificar a representação dessas unidades, propõe-se agrupá-las e representá-las por uma unidade equivalente, através de um modelo Markoviano com múltiplos estados, conforme apresentado na Figura 3.2.

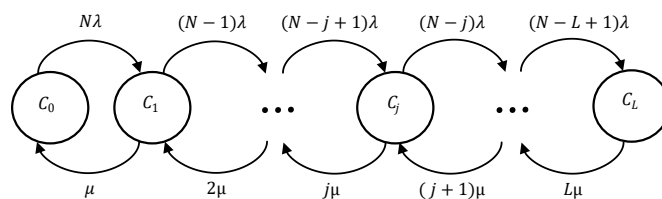


Figura 3.2: Modelo de Markov com múltiplos estados.

Na Figura 3.2, C_j representa a capacidade disponível associada ao estado j da unidade equivalente, N é o número de unidades presentes na central e C_L é a capacidade do estado limite, além do qual a probabilidade de ocorrência de cada estado fica abaixo da tolerância. Caso a tolerância não for atingida, L será igual a N . A capacidade disponível em cada estado j da unidade equivalente é obtida pela Equação (3.16):

$$C_j = (N - j) \times P_n \quad j = 0,1,2, \dots, L \quad (3.16)$$

em que o termo P_n representa a potência nominal de cada unidade.

A probabilidade associada a cada um dos estados é obtida por meio de uma distribuição binomial, tal como se mostra na Expressão (3.17):

$$P(j) = \binom{N}{j} \times q^j \times (1 - q)^{(N-j)} \quad j = 0,1,2, \dots, L \quad (3.17)$$

em que o termo $\binom{N}{j}$ representa o número de combinações para a ocorrência de j unidades indisponíveis; e o parâmetro q equivale à taxa de saída forçada das unidades (*FOR*).

Para um conjunto contendo N unidades geradoras, a unidade equivalente teria $(N + 1)$ estados, caso nenhum controle sobre o número de estados fosse exercido. Tendo em mente que nas centrais ou nos modelos de gerações distribuídas pode haver um número elevado de unidades, é razoável que seja feito o controle do número máximo de estados. Sendo assim, os estados são truncados quando a contribuição da probabilidade associada ao j ésimo estado na probabilidade acumulada for menor que uma tolerância desejada.

Pela Equação (3.17) é fácil perceber que à medida que o número de unidades indisponíveis aumenta os estados tornam-se cada vez menos prováveis. Portanto, é plausível que o número de estados seja truncado, sem, no entanto, afetar a precisão do modelo.

A potência produzida por cada unidade geradora renovável varia significativamente ao longo do tempo, devido, principalmente, à influência meteorológica. Portanto, após a definição do estado em que cada modelo equivalente se encontra, é simulada também a disponibilidade da energia primária considerada. As variações de energia ocorrem em todas as escalas de tempo: segundos, minutos, horas, dias, meses e estações do ano. No entanto, estas variações são periódicas e previsíveis. Assim, para simular a influência da disponibilidade da energia

primária são utilizadas séries históricas [PMRF08]. Primeiramente as unidades renováveis são separadas por região geográfica. Para cada região é fornecido um conjunto de séries históricas referentes à potência elétrica média, em p.u., do intervalo de tempo considerado. Para cada série é atribuída uma probabilidade de ocorrência.

Nas subseções seguintes, são apresentados os modelos das unidades geradoras para cada tipo de fonte de energia.

Modelo das unidades térmicas e hidráulicas

O modelo de Markov a dois estados, apresentado na Figura 3.1, é utilizado para representar o processo de falha/reparo das unidades térmicas e hidráulicas. O sorteio é realizado através da sua taxa de saída forçada (FOR) dada pela Equação (3.1), sendo as taxas de falha (λ) e reparo (μ) utilizadas para os cálculos dos índices de F&D. Para todas as centrais térmicas é assumido que a capacidade máxima disponível depende unicamente da disponibilidade dos geradores. No caso das centrais hidráulicas, a capacidade máxima de cada unidade é ajustada, mensalmente, pelo fator de aproveitamento das séries hidrológicas. Estas séries devem ser definidas para cada bacia hidrográfica ou reservatório com base em dados históricos relacionados às afluências, ao volume do reservatório e ao tipo de operação.

Modelo das centrais eólicas e PV solares

As centrais eólicas e fotovoltaicas são formadas por dezenas de unidades/células de geração. Com o objetivo de melhorar o desempenho computacional, tais unidades/células foram agrupadas em uma unidade equivalente através do modelo de Markov multiestados, conforme apresentado na Figura 3.2. Todas as unidades/células são idênticas e individualmente são representadas por um modelo de Markov a dois estados. Assim, para cada central, especificam-se os valores típicos de taxa de falha, tempo médio de reparo e a potência nominal de cada unidade geradora.

A potência máxima disponível de um modelo equivalente depende do número de unidades em funcionamento, ou seja, do estado sorteado. No entanto, ao considerar a volatilidade das fontes renováveis, influenciada por fatores meteorológicos, a potência máxima disponível será ajustada por um fator de aproveitamento. Nesse caso, são utilizadas séries históricas horárias para cada área do sistema (região geográfica). Para as centrais eólicas, são utilizadas séries históricas da velocidade dos ventos, para as centrais solares PV são utilizadas séries históricas

da irradiação solar. Tais séries são convertidas em modelos Markovianos de potência elétrica (em p.u.), tal como descrito em [F11].

Modelo das pequenas centrais hidrelétricas

As unidades geradoras hidráulicas de pequeno porte são modeladas similarmente às grandes centrais hidrelétricas, mas para simplificar sua representação são agrupadas em modelos Markovianos multiestados, [S06, LMSR04], conforme Figura 3.2. Devido à falta de dados específicos em relação à bacia hidrográfica onde estão localizadas as PCH's, é utilizada apenas uma série média para cada ano, para todas as unidades do sistema. Havendo dados disponíveis, poder-se-á utilizar séries específicas para cada região.

Modelo das unidades de cogeração

As unidades geradoras em regime de cogeração são, geralmente, unidades térmicas que utilizam biomassa como combustível. São modeladas similarmente às unidades térmicas convencionais. No entanto, como existem muitas unidades de pequena capacidade, espalhadas pelo sistema, as mesmas podem ser agrupadas em modelos equivalentes, conforme Figura 3.2. Similarmente às demais renováveis, a unidade de cogeração tem sua potência máxima disponível ajustada por séries históricas. Nesse caso, as séries não estão relacionadas a fatores meteorológicos, mas são estimadas por estudos estatísticos de acordo com alguns fatores como: políticas tarifárias de cada concessionária, o ciclo de produção industrial, etc.

3.3.2 Modelo da carga

O modelo utilizado para representar a carga na simulação Monte Carlo não sequencial é um modelo Markoviano não agregado com 8.760 estados, conectados sequencialmente conforme ordem de ocorrência da curva de carga horária [LMMB00]. O modelo permite a utilização de estados com múltiplos níveis, possibilitando a representação de diferentes padrões de carga para cada região do sistema. A ideia principal é reter, de modo aproximado, as informações cronológicas presentes na curva de carga. Conseqüentemente a carga permanecerá, em média, uma hora em cada estado. Assim, em média, um determinado estado h corresponderá à hora h da curva de carga. Para selecionar um nível de carga é necessário o sorteio de um instante de tempo compreendido entre 1 e 8.760.

3.3.3 Modelo das linhas de transmissão

Considera-se que as falhas nas linhas de transmissão são independentes. Portanto não são representadas falhas em modo comum, como por exemplo, possíveis falhas nas torres que sustentam mais de um circuito simultaneamente. O modelo estocástico utilizado para as linhas de transmissão é semelhante ao adotado para as unidades geradoras convencionais, utilizando o modelo de Markov a dois estados, conforme Figura 3.1. Neste caso, admite-se que as taxas de falha contemplam todas as saídas da linha de transmissão, inclusive aquelas resultantes de falhas em modo comum.

3.3.4 Análise de adequação dos estados

Inicialmente, um modelo de fluxo de potência é utilizado para avaliar o estado operativo do sistema (fluxos nos circuitos, tensões nos barramentos, etc.). Estes valores são comparados com os limites operativos do sistema. Se algum limite for ultrapassado, um problema no sistema foi encontrado e devem ser aplicadas medidas corretivas.

Nas simulações realizadas neste trabalho, a análise de adequação de cada estado do sistema é feita via fluxo de potência linearizado [M83]. Caso sejam detectadas violações operativas é utilizado um modelo de medidas corretivas, baseado em algoritmos de otimização, conforme apresentado na Equação (3.18). A ideia é realizar redespachos de potência ativa e, nos casos mais severos, aplicar cortes de carga. Portanto, o custo de corte de carga é relativamente maior que o custo de geração.

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar } w &= \sum_{i=1}^{N_g} c_i g_i + \sum_{j=1}^{N_d} c_j r_j \\
 \text{s. a.} & \\
 &\left\{ \begin{array}{l} g + r + B\theta = d \\ |f| \leq f_{max} \\ 0 \leq g \leq g_{max} \\ 0 \leq r \leq d \end{array} \right.
 \end{aligned} \tag{3.18}$$

em que:

- N_g – número de geradores;
- c_i – custo de produção do gerador i ;
- g_i – despacho do gerador i ;

N_d	–	número de barras de carga do sistema;
c_j	–	custo pelo corte de carga na barra j ;
r_j	–	corte de carga na barra j ;
g	–	vetor contendo o despacho dos geradores livres;
r	–	vetor contendo os cortes de carga;
B	–	matriz de susceptância de barra;
θ	–	vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
d	–	vetor de demanda por barra;
f	–	vetor contendo os fluxos nos circuitos;
f_{max}	–	vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos;
g_{max}	–	vetor contendo os limites de geração.

O algoritmo de otimização adotado é o Dual-Simplex, modificado para explorar as características de esparsidade. Com o objetivo de reduzir os requisitos de memória e o esforço computacional, o algoritmo utiliza o método da base reduzida, proposto em [SM79].

O corte de carga torna-se necessário quando há uma ocorrência de insuficiência de geração e/ou sobrecargas em linhas de transmissão que não podem ser eliminadas por redespacho de geração. Em caso de sobrecargas, a definição dos barramentos que serão afetados é mais rígida, pois o corte de carga deve ser feito localmente. Já para os casos de insuficiência de geração, precisa-se fornecer ao algoritmo de otimização uma política de corte de carga. É importante destacar que diferentes políticas de corte podem influenciar fortemente os índices de confiabilidade por barramento. No entanto, os índices globais do sistema tendem a não depender significativamente da política adotada [R06].

3.3.5 Algoritmo básico de avaliação

Os passos do algoritmo de simulação Monte Carlo não sequencial, com destaque para a amostragem do estado x^k , são descritos a seguir:

- i. Inicialize o algoritmo, para tanto, deve ser feita a leitura dos parâmetros de geração e transmissão, os níveis de carga horária, séries hidrológicas, eólicas, entre outras, e

esquemas de manutenção [M99]. Além disso, devem ser definidos os parâmetros da simulação, como a amostragem máxima e o coeficiente de variação β . Faça o número de sorteios $N = 0$;

- ii. amostre um estado do sistema, x^k , através dos seguintes procedimentos:
 - a. sorteie o estado dos equipamentos;
 - b. sorteie o ano das séries energéticas das fontes renováveis;
 - c. sorteie o instante discreto de tempo t , no ano (intervalo $[1, 8.760]$), definindo o estado Markoviano da carga, das séries energéticas e da manutenção programada;
- iii. faça $N = N + 1$;
- iv. calcule todas as funções teste $F(x^k)$ para o vetor amostrado, utilizando os algoritmos de fluxo DC e de otimização de medidas corretivas;
- v. estime $\tilde{E}[F]$ como a média dos valores encontrados pelas funções testes;
- vi. calcule a incerteza relativa via coeficiente de variação (β) da estimativa $\tilde{E}[F]$;
- vii. se (β) é aceitável (menor que a tolerância), pare; senão, retorne ao passo (ii).

O algoritmo apresentado é similar ao método pseudo-cronológico proposto em [LMMB00], embora mais simples. Ele incorpora o método denominado um passo a frente, mas não é capaz de calcular as funções densidade de probabilidade associadas a cada índice. A característica principal deste método é a adoção de modelos de Markov com base horária, apresentado na Figura 2.1, o que permite capturar a característica temporal da carga, bem como das capacidades de geração das fontes renováveis.

3.4 APLICAÇÃO

O algoritmo descrito neste capítulo é utilizado para avaliar a confiabilidade composta dos sistemas obtidos com os planos de expansão propostos via aplicação do método FPC, apresentado no Capítulo 2. A avaliação de confiabilidade será aplicada para os quatro casos discutidos, considerando as configurações base e reforçada. O critério de convergência

estabelecido para a simulação Monte Carlo é a obtenção de um coeficiente de variação menor ou igual a 3% para todos os índices G&T. Os dados de carga e séries históricas são os mesmos utilizados pelo algoritmo FPC. Os dados de indisponibilidades dos equipamentos são obtidos nas referências [APM99, F11].

Além dos índices tradicionais de confiabilidade, o índice de energia não suprida EENS será calculado de forma complementar, estabelecendo as parcelas relativas às falhas dos geradores e às falhas compostas, em que são evidenciados congestionamentos na rede de transmissão. Estes índices têm como objetivo determinar a influência da transmissão na confiabilidade e verificar se os reforços propostos para evitar o desperdício de energia renovável, contribuem para a melhoria da confiabilidade composta dos sistemas.

3.4.1 Caso 1

Os resultados para os principais índices de confiabilidade composta das configurações antes e após a adição do conjunto de reforços propostos são apresentados na Tabela 3.1. Ambas as configurações são bastante confiáveis, com o índice LOLE inferior a 1 h/ano e EENS menor que 120 MWh/ano. Nota-se que o conjunto de reforços não alterou a confiabilidade do sistema que apresentou índices estatisticamente idênticos nas duas configurações.

TABELA 3.1: ÍNDICES DE CONFIABILIDADE COMPOSTA – CASO 1

Índices	Config. original	Config. reforçada
LOLE (h/ano)	0,601	0,608
EENS (MWh/ano)	115,821	116,079
LOLF (oc./ano)	0,225	0,223
LOLD (h)	2,666	2,722

Para tentar explicar a semelhança nos índices, foram verificados os índices complementares em que são obtidos resultados condicionados à influência da rede de transmissão. Os resultados para o índice EENS são apresentados na Tabela 3.2.

TABELA 3.2: CONTRIBUIÇÕES CONDICIONADAS PARA O ÍNDICE EENS – CASO 1

Índices	Config. original	Config. reforçada
EENS _{G&T} (MWh/ano)	115,821	116,079
EENS _G (MWh/ano)	112,505	112,679
EENS _{T&C} (MWh/ano)	3,316	3,399

Nota-se pelos resultados apresentados que a influência da rede de transmissão nos índices de confiabilidade é bastante pequena, menos de 3%. Portanto, os reforços adicionados alteram minimamente a confiabilidade do sistema, sendo essas alterações desprezíveis.

Estes resultados demonstram que as análises de confiabilidade não são suficientes para caracterizar problemas de desperdício de energia nos sistemas. Mesmo propiciando bons índices de confiabilidade, o sistema pode apresentar desperdício de energia e operar de forma não eficiente. Portanto, a ferramenta proposta no Capítulo 2 é de grande importância, uma vez que possibilita avaliar a integração das fontes renováveis independentemente de falhas no fornecimento de energia.

3.4.2 Caso 2

Este Caso apresenta uma maior concentração de ventos nos meses em que a curva de carga é mais elevada. Esta característica favorável de vento permite que o sistema seja ainda mais confiável que o Caso anterior. Os resultados para os principais índices de confiabilidade das configurações antes e após a adição do conjunto de reforços propostos são apresentados na Tabela 3.3.

TABELA 3.3: ÍNDICES DE CONFIABILIDADE COMPOSTA – CASO 2

Índices	Config. original	Config. reforçada
LOLE (h/ano)	0,379	0,373
EENS (MWh/ano)	65,408	65,004
LOLF (oc./ano)	0,151	0,142
LOLD (h)	2,513	2,626

Em função das condições de vento do Caso 2, os índices de confiabilidade caíram praticamente pela metade em relação ao caso anterior. Por outro lado, este apresentou índices de desperdícios maiores. Isto se deve a maior concentração dos ventos no Caso 2, permitindo um aumento da média e maior aproveitamento durante o inverno.

Ao comparar os índices de confiabilidade apresentados pelas configurações base e reforçada, verifica-se situação semelhante ao Caso 1, ou seja, o conjunto de reforços propostos não influenciou os resultados de confiabilidade do sistema.

Novamente, são verificados os índices condicionados para se examinar a influência da transmissão, conforme apresentado na Tabela 3.4. Os resultados encontrados para o Caso 2

são semelhantes ao Caso 1. A influência da rede de transmissão nos índices de confiabilidade é bastante pequena, menos de 3%. Portanto, quaisquer reforços adicionados à rede, alterariam minimamente a confiabilidade do sistema. Sendo assim, não é possível estabelecer uma relação entre os reforços adicionados em função do aproveitamento renovável e a confiabilidade do sistema.

Comparando os resultados apresentados para os Casos 1 e 2, verifica-se que na ocorrência de condições mais favoráveis de ventos, o sistema pode apresentar melhores índices de confiabilidade. Por outro lado, se este não estiver preparado para escoar toda a energia ofertada, também apresentará as maiores taxas de desperdício.

TABELA 3.4: CONTRIBUIÇÕES CONDICIONADAS PARA O ÍNDICE EENS – CASO 2

Índices	Config. original	Config. reforçada
EENS _{G&T} (MWh/ano)	65,408	65,004
EENS _G (MWh/ano)	62,256	61,841
EENS _{T&C} (MWh/ano)	3,152	3,163

3.4.3 Caso 3

Diferentemente dos dois casos anteriores, o Caso 3 apresenta uma condição menos favorável da rede. Os índices de confiabilidade são apresentados na Tabela 3.5. Nota-se que os índices são significativamente maiores quando comparado aos casos anteriores, sobretudo para o Caso 1, que utiliza as mesmas séries eólicas. O índice LOLE foi superior a 10 h/ano, enquanto que para o Caso 1 é de apenas 0,61 h/ano.

TABELA 3.5: ÍNDICES DE CONFIABILIDADE COMPOSTA – CASO 3

Índices	Config. original	Config. reforçada
LOLE (h/ano)	13,662	13,876
EENS (MWh/ano)	479,986	478,393
LOLF (oc./ano)	3,819	3,937
LOLD (h)	3,577	3,525

As contribuições condicionadas para o índice EENS são apresentadas na Tabela 3.6. Note que neste caso, diferentemente dos anteriores, o impacto da rede de transmissão é determinante, ficando a parcela *T&C* responsável por mais de 80% da composição do índice EENS. No entanto, os resultados para a configuração reforçada apresentam diferenças mínimas em relação aos índices da configuração sem os reforços. Portanto, é possível concluir que os

reforços alocados em função do desperdício de energia renovável não estão relacionados ao problema de atendimento à demanda.

TABELA 3.6: CONTRIBUIÇÕES CONDICIONADAS PARA O ÍNDICE EENS – CASO 3

Índices	Config. original	Config. reforçada
EENS _{G&T} (MWh/ano)	479,986	478,393
EENS _G (MWh/ano)	73,213	69,707
EENS _{T&C} (MWh/ano)	406,772	408,686

3.4.4 Caso 4

O Caso 4 teve a carga e a capacidade das usinas geradoras aumentadas em 100%. Portanto, apresenta uma condição menos favorável da rede, quando comparada ao Caso 3. Os índices de confiabilidade são ainda maiores que as configurações anteriores. Os resultados dos índices de confiabilidade são apresentados na Tabela 3.7. O índice LOLE foi de aproximadamente 25 h/ano e a energia não suprida ultrapassa 1000 MWh/ano.

TABELA 3.7: ÍNDICES DE CONFIABILIDADE COMPOSTA – CASO 4

Índices	Config. original	Config. reforçada
LOLE (h/ano)	24,529	28,620
EENS (MWh/ano)	1121,069	1133,026
LOLF (oc./ano)	7,471	9,066
LOLD (h)	3,283	3,157

Os resultados para o índice EENS complementar, relativos às falhas ocasionadas em função de congestionamentos na rede, combinados com falhas na geração, são apresentados na Tabela 3.8. Semelhante ao Caso 3, a parcela *T&C* é responsável por quase 80% da composição do índice EENS.

TABELA 3.8: CONTRIBUIÇÕES CONDICIONADAS PARA O ÍNDICE EENS – CASO 4

Índices	Config. original	Config. reforçada
EENS _{G&T} (MWh/ano)	1121,069	1133,026
EENS _G (MWh/ano)	235,260	239,351
EENS _{T&C} (MWh/ano)	885,809	893,675

Mais uma vez, os resultados para a configuração reforçada apresentam índices semelhantes à configuração sem os reforços. Estes resultados estão de acordo com aqueles encontrados no Caso 3. Portanto, também neste caso a semelhança dos índices de confiabilidade obtidos antes

e após a adição dos reforços não está relacionada ao nível de participação da rede de transmissão na composição destes índices, mas à ferramenta utilizada para propor os reforços. Verifica-se que a região fragilizada da rede que influencia os índices de confiabilidade não está relacionada àquela que provoca o desperdício renovável. Em outras palavras, uma rede de transmissão planejada para garantir a confiabilidade do sistema em períodos de baixa oferta de energia, não necessariamente garantirá melhor desempenho em condição de alta oferta e vice-versa.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou a metodologia utilizada para avaliação da confiabilidade composta de sistemas com alta participação de fontes renováveis. São utilizados modelos Markovianos não agregados para a representação da carga, das séries energéticas, entre outros aspectos cronológicos. Tais modelos possibilitam a utilização do método de simulação Monte Carlo não sequencial, com a preservação de informação cronológica suficiente para que sejam consideradas as restrições energéticas das fontes renováveis.

A metodologia em questão foi utilizada para avaliar a confiabilidade dos planos de expansão, propostos com o objetivo de permitir melhor aproveitamento da energia renovável. Considerando os dois primeiros casos, os resultados obtidos demonstram que a confiabilidade pode variar em função dos cenários de ventos, desde que o sistema tenha uma alta participação de fontes eólicas na matriz energética e dependa dessas fontes para garantir o fornecimento de energia. Os dois últimos casos demonstram os impactos nos índices quando a rede de transmissão não é capaz de atender as demandas futuras.

Quanto à análise dos planos de expansão, o aspecto mais importante a ser destacado é a invariabilidade dos índices de confiabilidade apresentados pelas configurações com e sem reforços, considerando um determinado cenário de vento. Tais resultados demonstram que os circuitos reforçados, responsáveis por garantir o escoamento da energia em períodos de alta oferta, não têm qualquer relação com os circuitos que devem ser reforçados para garantir o fornecimento da energia considerando as indisponibilidades dos equipamentos. Portanto, os reforços adicionados alteram minimamente a confiabilidade do sistema, sendo pouco justificável sob este aspecto. Entretanto, eles são essenciais quando se deseja otimizar o aproveitamento das fontes renováveis.

Estes resultados demonstram que para garantir a integração eficiente e econômica de fontes renováveis na matriz energética, o planejamento da transmissão deve considerar ambas as análises, confiabilidade e desperdício. Portanto, o planejamento adequado deve proporcionar os reforços necessários para garantir o escoamento da energia em períodos de grande oferta sem, contudo, sobre dimensionar o sistema para garantir o transporte da máxima capacidade de geração das unidades renováveis, quando não for economicamente viável.

CAPÍTULO 4

PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO VIA ESTRATÉGIAS DE EVOLUÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

A metodologia apresentada no Capítulo 2 trata o problema do planejamento da expansão da transmissão considerando a entrada de novos parques de geração que utilizam fontes renováveis. Em função das baixas médias de aproveitamento dessas fontes, busca-se determinar onde e quantos reforços devem ser alocados para garantir o escoamento da energia nos momentos de grande disponibilidade sem, contudo, sobredimensionar a rede. A ferramenta FPC se mostrou eficiente nesse sentido, apresentando soluções de boa qualidade na região próxima a instalação das fontes renováveis. No entanto, tal ferramenta não contempla o planejamento de longo prazo, cujo aumento da demanda ocorre de forma mais distribuída, por toda a rede.

O capítulo inicial apresentou um levantamento histórico dos principais trabalhos encontrados na literatura para resolver o problema PET. Nota-se que, dentre os métodos apresentados, aqueles baseados em meta-heurísticas são preferidos em relação aos clássicos. Tais métodos são de fácil implementação e possibilitam encontrar não uma, mas um conjunto de soluções de boa qualidade, dentro dos pré-requisitos desejados. Esse conjunto possui soluções convergidas, muito próximas e permite aos planejadores maior flexibilidade na escolha da alternativa final, quando outros aspectos são levados em consideração como, por exemplo, questões ambientais.

Segundo a referência [R11], a meta-heurística Estratégias de Evolução (ES) apresenta vantagens quando comparada com outras metodologias por ser de fácil implementação, apresentar bom desempenho computacional, além de possuir poucos parâmetros de ajustes e baixa sensibilidade à variação destes. Portanto, este capítulo apresenta uma versão desta meta-heurística aplicada ao planejamento da transmissão de longo prazo, denominada ES_{PI} , a qual utiliza o índice de desempenho PI_M como critério de segurança. A seguir será descrita a

modelagem matemática e as principais considerações adotadas na implementação dessa metodologia.

4.2 CONCEITOS PRELIMINARES

Neste capítulo o planejamento da expansão do sistema de transmissão é tratado como um problema considerado clássico no setor de energia elétrica e cuja modelagem matemática ideal corresponde a um problema de programação não linear inteira mista, sob o fenômeno de explosão combinatória. As principais dificuldades na resolução deste problema estão relacionadas com a natureza combinatória do processo de planejamento que normalmente leva a um número explosivo de alternativas, inclusive no caso de sistemas de médio porte. Para solucionar este problema, a literatura técnica tem sugerido a utilização de técnicas baseadas em meta-heurísticas que com o auxílio de inteligência computacional têm apresentado soluções de boa qualidade.

4.2.1 Decomposição do problema PET

A maioria das metodologias baseadas em meta-heurísticas utiliza a decomposição matemática do problema de planejamento da expansão da transmissão, conforme Latorre-Bayona e Péres [LP94]. Tal metodologia apresenta a vantagem da decomposição natural do problema nos subproblemas de investimento e operação. O subproblema de investimento, Equação (4.1), é resolvido utilizando-se um procedimento heurístico de otimização inteiro-mista, considerando as soluções viáveis obtidas pelo subproblema de operação. O subproblema de operação, Equação (4.2), é bem resolvido via programação linear, utilizando o modelo de fluxo DC.

Subproblema do investimento

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar } C_{inv} &= \sum_{r=1}^{N_r} c_r m_r \\
 \text{s. a.} & \\
 & \{m_r \leq M_r
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

em que:

C_{inv} – custo de investimento;

- N_r – número de ramos susceptíveis a reforços;
- c_r – custo de construção de um circuito no ramo r ;
- m_r – número de circuitos adicionados ao ramo r ;
- M_r – máximo de circuitos permitido no ramo r .

Subproblema da operação

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar } C_{op} &= \sum_{i=1}^{N_g} c_i g_i + \sum_{j=1}^{N_d} c_j r_j \\
 \text{s. a.} & \\
 &\left\{ \begin{array}{l} g + r + B\theta = d \quad \pi^d \\ |f| \leq f_{max} \\ 0 \leq g \leq g_{max} \\ 0 \leq r \leq d \end{array} \right.
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

em que:

- C_{op} – custo de operação;
- N_g – número de geradores;
- N_d – número de barras de carga do sistema;
- c_i – custo de produção do gerador i ;
- g_i – despacho do gerador i ;
- c_j – custo pelo corte de carga na barra j ;
- r_j – corte de carga na barra j ;
- g – vetor contendo o despacho dos geradores livres;
- r – vetor contendo os cortes de carga;
- B – matriz de susceptância de barra;
- θ – vetor contendo os ângulos das tensões de barra;
- d – vetor de demanda por barra;
- π^d – variáveis duais associadas às restrições de igualdade;
- f – vetor contendo os fluxos nos circuitos;

f_{max} – vetor contendo os limites de capacidade dos circuitos;

g_{max} – vetor contendo os limites de geração.

O algoritmo de otimização adotado é o Dual-Simplex, modificado para explorar as características de esparsidade. Com o objetivo de reduzir os requisitos de memória e o esforço computacional, o algoritmo utiliza o método da base reduzida, proposto em [SM79].

O corte de carga torna-se necessário quando há insuficiência de geração e/ou sobrecargas nas linhas de transmissão que não podem ser eliminadas por redespacho de geração. Neste caso, as variáveis duais, π^d , são utilizadas para identificar as áreas que apresentam limitações.

Em caso de sobrecargas, a definição dos barramentos que serão afetados é mais rígida, pois o corte de carga deve ser feito localmente. Já para os casos de insuficiência de geração, precisa-se fornecer ao algoritmo de otimização uma política de corte de carga. É importante destacar que diferentes políticas de corte podem influenciar fortemente os índices de confiabilidade por barramento. No entanto, os índices globais do sistema tendem a não depender significativamente da política adotada [R06].

4.2.2 Estratégias de Evolução

As estratégias de evolução foram desenvolvidas com o objetivo de solucionar problemas de otimização de parâmetros. A proposta original data dos anos 60 e 70, nos trabalhos de Rechenberg [R65] e Schwefel [S75], que desenvolveram a chamada $ES(1 + 1)$ em que o indivíduo pai gera um único descendente (reprodução assexuada) e ambos competem pela sobrevivência ao longo de gerações. O modelo original da ES, baseado em apenas um indivíduo, possui convergência lenta. Por isso, foram desenvolvidos outros modelos, baseados em população, denominados $ES(\mu, \lambda)$ e $ES(\mu + \lambda)$.

No modelo $ES(\mu, \lambda)$, μ pais morrem e λ descendentes sobrevivem, sem competição entre os μ indivíduos já existentes com os λ novos indivíduos. No modelo $ES(\mu + \lambda)$, sobrevivem apenas μ indivíduos selecionados entre os μ indivíduos atuais e os λ novos indivíduos gerados. Nas décadas seguintes, os trabalhos de Fogel, Schwefel e Rechenberg [F94, SR95] aperfeiçoaram o método, principalmente no que se refere à seleção elitista, ou seja, manter sempre o melhor indivíduo da geração atual na geração seguinte.

A meta-heurística ES não necessita de um processo de codificação/decodificação (geralmente necessário nos Algoritmos Genéticos), uma vez que sua representação é baseada em variáveis reais do problema. Esta ferramenta procura encontrar as melhores soluções por meio da aplicação de operadores de evolução em um conjunto de indivíduos (população).

A cada geração, ou iteração, o processo de mutação gera um novo indivíduo que deve ser avaliado pela função objetivo do problema. Posteriormente, os melhores indivíduos entre a população original e a que sofreu mutação são selecionados para fazerem parte da população de progenitores da próxima geração. Este procedimento é repetido, geração após geração, até que um critério de interrupção de busca seja satisfeito. Como em cada geração os melhores indivíduos são selecionados e procriados, espera-se que as futuras gerações sejam constituídas de indivíduos de boa qualidade.

A facilidade de implementação e adaptação a problemas complexos levaram os pesquisadores a utilizar as ES na área de sistemas de potência como em planejamento ótimo de potência reativa [LY98], definição de coordenação de controladores FACTS [NADR07] e planejamento de sistemas de transmissão [LSRM06, MSLR07, S07, LSMR08].

4.2.3 Critérios de segurança

Conforme modelagem proposta nas subseções anteriores, o problema PET tem como objetivo encontrar planos que minimizem custos de investimentos e atendam as restrições impostas pelo subproblema da operação, conforme Equação (4.2). No entanto, o sistema de potência está sujeito à saída de equipamentos, seja em situação programada, para atender aos planos de manutenção preventiva, ou em situação adversa. Portanto, é também necessário considerar algum critério de segurança, de forma a planejar o sistema com a garantia de manter a continuidade do fornecimento de energia.

Embora o atendimento a critérios de segurança seja essencial em sistemas reais, alguns trabalhos resolvem o problema PET considerando apenas a rede intacta. Neste caso os planos apresentam fragilidades no que se refere à operação do sistema e garantia de fornecimento. Por outro lado, muitos trabalhos adotam metodologias determinísticas para inserir critérios de segurança como, por exemplo, utilizando o método denominado “N-1”.

Uma das estratégias consiste em aplicar o critério “N-1” somente aos melhores planos encontrados pela ferramenta de otimização que satisfaçam ao critério de rede intacta. No

entanto, não se pode garantir que, após esse procedimento, os planos finais referem-se aos melhores. Outra estratégia é considerar o critério “N-1” como uma restrição durante o processo de otimização. Neste caso, os melhores planos encontrados pelo processo de otimização não têm somente que satisfazer o critério de rede intacta, mas também a remoção de qualquer elemento de transmissão. Entretanto, um grande esforço computacional pode ser exigido na solução de sistemas de grande porte além de conduzir a grandes investimentos. Uma alternativa que tem se mostrado eficiente é a aplicação do método “N-1” apenas para uma lista de contingências formada pelos circuitos mais importantes dentro das áreas ou zonas de interesse.

Critérios de segurança também podem ser especificados através de modelos probabilísticos, como por exemplo, utilizando índices de confiabilidade, conforme descrito no Capítulo 1. Ao usar tais modelos, é possível incluir, por exemplo, custos relacionados à confiabilidade do sistema na função objetivo. Entretanto, possuem a desvantagem de exigir grande esforço computacional para se avaliar todos os planos de expansão candidatos durante o processo de otimização.

Alguns trabalhos têm incluído a avaliação de índices de confiabilidade após o processo de otimização. Neste caso, embora os melhores planos selecionados resultem em menores custos de investimento, eles podem não atender quaisquer critérios de segurança. Ademais, não existe uma definição de quão confiável um sistema de potência deva ser, baseado em índices probabilísticos como a LOLE, EPNS e LOLC, já que estes são dependentes do modelo de carga escolhido, além de outros fatores cronológicos como, por exemplo, a flutuação das fontes renováveis. Uma vez que as concessionárias de energia elétrica não têm alcançado um consenso sobre este assunto, ainda existe uma dificuldade de usar tais métodos, portanto dão preferência aos modelos determinísticos em relação aos probabilísticos.

4.2.4 Classificação de contingências de transmissão

Identificar quais são as contingências que resultam em maiores perturbações na rede elétrica pode ser relativamente útil para verificar o desempenho do sistema. A análise de contingência tem sido discutida ao longo de muitos anos por meio de modelos baseados em índices de severidade ou desempenho [SAA85, AFPB03, SFCM05]. Algoritmos de Seleção Automática de Contingências têm sido utilizados para aplicações em planejamento da transmissão, operação de sistemas de potência e análise de confiabilidade. Nestes estudos, deseja-se

encontrar de forma eficiente uma lista ordenada de contingências como, por exemplo, a saída de linhas de transmissão, transformadores e unidades de geração.

A classificação de contingências envolve a simulação de um elevado número de configurações, relacionadas a cada uma das possíveis contingências. Se somente o critério “N-1” é considerado, o número de casos a serem avaliados é igual ao número de vãos (circuitos) do sistema de transmissão. Por outro lado, se a análise também inclui os critérios “N-2” e “N-3”, o número de casos cresce consideravelmente devido ao elevado número de combinações de contingências.

Em função da explosão combinatória de possíveis contingências, é necessária a utilização de técnicas de armazenamento de informações de forma esparsa além de uma manipulação inteligente das operações matriciais para minimizar o esforço computacional. Além disso, para lidar com um o elevado número de combinações, incluindo contingências de 2ª e 3ª ordens, alguma técnica ou estratégia inteligente deve ser utilizada. Assim, podem-se estabelecer critérios para analisar somente uma parte destas contingências e ainda assim identificar aquelas de maior severidade para o sistema.

Para ordenação da lista de contingência é utilizado, em geral, um índice de desempenho (*Performance Index – PI*), o qual corresponde a uma função escalar de variáveis da rede para indicar a severidade do estado de operação do sistema, em função da contingência avaliada. O objetivo é calcular rapidamente, a partir de um algoritmo, os valores PI para cada alteração do caso base de um dado sistema. Como resultado deste estudo, índices com maiores valores devem indicar as contingências que causam as piores condições de operação para o sistema. Portanto, o índice PI deve ser obtido por meio de uma função capaz de medir o nível de estresse da operação do sistema.

O índice PI tradicional é obtido pela soma dos quadrados da razão entre o fluxo de potência ativa no circuito e sua capacidade de transmissão, conforme Equação (4.3), cujos valores representam a proximidade do estado de operação em exceder seus limites estáticos.

$$PI = \sum_{i=1}^{N_c} \left(\frac{f_i}{\bar{f}_i} \right)^2 \quad (4.3)$$

em que f_i é o fluxo de potência ativa no circuito i ; \bar{f}_i é a capacidade de transmissão do circuito i e N_c é o número de circuitos do sistema.

Os algoritmos utilizados para calcular o índice PI são baseados em modelos de fluxo de potência linearizados, que apesar de não considerarem a influência do fluxo de potência reativa, são rápidos e confiáveis para a classificação de contingências. O modelo mais utilizado na literatura corresponde ao apresentado na referência [SAA85]. Para uma dada contingência envolvendo m saídas simultâneas de circuitos, o vetor de ângulos pós-contingência $\theta(n \times 1)$ pode ser expresso como função dos ângulos do caso base $\theta^0(n \times 1)$ e do vetor $\Delta\theta(n \times 1)$ que indica as alterações no vetor de ângulos das barras devido à contingência:

$$\theta = \theta^0 + \Delta\theta \quad (4.4)$$

Reescrevendo esta última equação e considerando o método de compensação clássico para solução de modificações em redes [AST83], temos:

$$\theta = -[B^{-1} - B^{-1}MCM^tB^{-1}]P \quad (4.5)$$

em que $B(n \times n)$ refere-se à matriz de susceptância nodal, $P(n \times 1)$ representa o vetor de injeções de potência ativa nas barras, $M(n \times m)$ é uma matriz de conexão para os m circuitos sob contingência, n é o número de barras do sistema excluindo a barra de referência e c é dado por:

$$C = -[\delta_b^{-1} + M^tB^{-1}M]^{-1} \quad (4.6)$$

em que $\delta_b(m \times m)$ é a matriz diagonal com as susceptâncias dos circuitos sob contingência.

O fluxo de potência ativa pós-contingência pode ser escrito como:

$$F = F^0 + \Delta F \leftrightarrow DC\theta = [\theta^0 + \Delta\theta] \quad (4.7)$$

em que $F^0(k \times 1)$ é o vetor de fluxo de potência ativa para o caso-base; $\Delta F(N_c \times 1)$ refere-se ao vetor com a variação de fluxos ativos devido à contingência; $D(N_c \times N_c)$ é uma matriz diagonal representando as susceptâncias de todos os circuitos k ; $C(N_c \times n)$ é uma matriz conexão para toda a rede com valores nulos exceto para duas posições (+1 e -1) associadas às barras dos circuitos correspondentes; e N_c corresponde ao número total de circuitos do sistema de transmissão.

Substituindo as Equações (4.5) e (4.6) em (4.7), temos:

$$F = DC \left[-B^{-1}P + B^{-1}M(\delta_b^{-1} + M^t B^{-1}M)^{-1} M^t B^{-1}P \right] \quad (4.8)$$

A Equação (4.8) representa o vetor de fluxos de potência ativa ($N_c \times 1$) resultante para o sistema de transmissão. Como pode ser visto, $B^{-1}P$ corresponde à solução do caso-base θ^0 , a qual é usada para a avaliação de todas as contingências. Como a matriz B é altamente esparsa, todas as avaliações envolvendo sua inversa B^{-1} devem ser devidamente tratadas usando técnicas de esparsidade.

O índice de desempenho PI, Equação (4.3), ao capturar o nível de carregamento dos circuitos e a violação de seus limites operacionais, pode cometer equívocos na ordenação de contingências quando comparado ao sentimento de especialistas em relação a cada trecho do sistema. Nesse sentido, o índice pode provocar erros na classificação das contingências, principalmente aquelas que envolvem pequenas sobrecargas. Em consequência, algumas contingências que deveriam ser consideradas podem receber pouca ou nenhuma atenção pelos planejadores e operadores do sistema.

Na busca por melhores alternativas de classificação de contingências, a referência [R11] propõe o cálculo de novos índices de desempenho, dados a seguir. Tais índices são derivados do tradicional índice PI, porém quantificam variáveis importantes, consideradas pelos especialistas em planejamento de sistemas.

- PI_T – Total de sobrecarga

$$PI_T = \sum_{i \in V} \left(\left| \frac{f_i}{\bar{f}_i} \right| - 1 \right) \quad (4.9)$$

- PI_M – Máxima magnitude de sobrecarga

$$PI_M = \max_{i \in V} \left(\left| \frac{f_i}{\bar{f}_i} \right| - 1 \right) \quad (4.10)$$

- PI_N – Número de sobrecargas

$$PI_N = \text{nº de circuitos } \in V \quad (4.11)$$

- PI_W – Nível de carregamento do sistema

$$PI_W = \sum_{i=1}^{N_c} \left| \frac{f_i}{\bar{f}_i} \right| \quad (4.12)$$

em que f_i , \bar{f}_i e N_c são dados em (4.3); V é o conjunto de circuitos cuja capacidade foi violada.

Tais índices têm como objetivo permitir maior flexibilidade nos critérios de classificação. Desta forma, pode-se decidir o que é mais importante a ser avaliado: quantidade total de sobrecarga, PI_T ; máxima magnitude de sobrecarga, PI_M e número de violações (sobrecargas), PI_N . Ademais, nos casos em que nenhum circuito apresenta sobrecarga, outro índice, PI_W , é usado para medir o nível de carregamento do sistema de transmissão.

4.3 METODOLOGIA ADOTADA

4.3.1 Modelagem ES_{PI}

A meta-heurística ES busca soluções ótimas através da evolução de uma população (grupo de indivíduos) em que cada indivíduo representa uma solução para o problema considerado. A cada geração, ou iteração, os indivíduos são clonados e, em seguida, “mutados” (i.e., sofrem mutações). Após o processo de clonagem e mutação, todos os indivíduos são avaliados através de uma função de avaliação ou “fitness”, e os melhores são selecionados para serem os pais da próxima geração. Este procedimento é repetido, geração após geração, até que o critério de convergência definido seja atingido.

A interrupção da busca ocorre, em geral, por meio de dois critérios de parada que fazem parte dos dados de entrada da meta-heurística. O primeiro critério está relacionado à convergência do processo. Neste caso, define-se como conjunto solução um subconjunto dos melhores indivíduos selecionados para próxima geração. A interrupção ocorre quando, após um número pré-especificado de gerações, nenhuma mudança é verificada no conjunto solução. O segundo critério está relacionado a uma parada forçada. Neste caso, é definido um número máximo de gerações que levará a meta-heurística ao fim do processo de busca, mesmo se a convergência ainda não tenha sido atingida.

A representação de cada indivíduo (ou cromossomo) X_k , composto por n genes, é dada pelo seguinte vetor:

$$X_k = X_k^1, X_k^2, \dots, X_k^i, \dots, X_k^n \quad (4.13)$$

Neste vetor, cada elemento X_k^i é uma variável inteira, a qual contém a quantidade de reforços adicionados ao ramo i ; k é o número do indivíduo e n define o tamanho do indivíduo.

A meta-heurística ES é conhecida pela sua simplicidade em relação ao número de parâmetros e operadores utilizados no processo de evolução. Os diversos modelos ES derivam do modelo geral $(\mu, g, \lambda, \rho)ES$, cujos parâmetros têm os seguintes significados: μ é o número de progenitores numa geração; g corresponde ao número de gerações que um indivíduo sobrevive; λ indica o número de descendentes criados numa geração; e ρ é o número de progenitores de um indivíduo.

Para o algoritmo ES_{PI} é utilizado o modelo $(\mu + \lambda)ES$. Portanto, g e ρ são feitos iguais a 1 (um), e os novos μ progenitores são selecionados do conjunto $(\mu + \lambda)$. Esta forma de seleção garante que, no conjunto, os indivíduos da geração futura nunca serão piores que seus progenitores. No algoritmo tradicional apenas clonagem, mutação e seleção são utilizados como operadores sem, contudo, comprometer a característica de evolução. Esses três mecanismos são descritos a seguir.

Clonagem

Uma nova população é obtida por meio da clonagem dos μ indivíduos da geração anterior, sendo que cada indivíduo progenitor é responsável pela criação de um único indivíduo filho.

Em seguida, cada indivíduo clonado é submetido ao operador de mutação para receber novas características. Durante esse processo a população é duplicada, mas com a aplicação do operador “Seleção”, o número de indivíduos se reestabelece.

Mutação

A mutação é realizada de forma aleatória seguindo uma função densidade de probabilidade, tendo como objetivo garantir a diversidade das populações. Desta forma, permite que diferentes regiões, dentro do espaço de busca, sejam exploradas. Cada vetor (indivíduo) X_k , clonado, sofre uma perturbação pela adição de um vetor aleatório Z_k , criando um novo indivíduo \tilde{X}_k , conforme Equação (4.14).

$$\tilde{X}_k = X_k^g + Z_k \quad (4.14)$$

em que

$$Z_k = \sigma [N_1(0,1), \dots, N_j(0,1), \dots, N_n(0,1)] \quad (4.15)$$

onde $N_j(0,1)$ corresponde a uma distribuição gaussiana com média zero e variância unitária e σ é a amplitude de mutação ou passo mutacional.

Como a perturbação Z_k é contínua, uma função de arredondamento deve ser aplicada a cada um dos genes dos novos indivíduos conforme mostrado a seguir:

$$X_k^i = \begin{cases} 0, & \text{se } \tilde{X}_k^i < 0 \\ \text{Round}(\tilde{X}_k^i), & \text{se } \tilde{X}_k^i \in [0, N_{max}] \\ N_{max}, & \text{se } \tilde{X}_k^i > 0 \end{cases} \quad (4.16)$$

onde $\text{Round}(\tilde{X}_k^i)$ corresponde à função de arredondamento que retorna o número inteiro mais próximo do valor da variável real \tilde{X}_k^i e N_{max} é o máximo de reforços permitido.

A amplitude de mutação não precisa ser a mesma para todos os genes do indivíduo, podendo ser individualizada e, ainda, ficar sujeita à mutação e seleção, caracterizando o modelo ES autoadaptativo. Este modelo segue os princípios de evolução e autoadaptação, em que a

variável taxa de mutação também fica sujeita aos mecanismos de mutação e seleção. O processo autoadaptativo tem o objetivo de encontrar o valor ótimo do parâmetro estratégico σ . Desta forma, se o processo conseguir selecionar bons σ , o ponto ótimo global será obtido com menor custo computacional. Contudo, para o problema PET, o modelo não adaptativo tem apresentado melhor desempenho [LSRM06, LSMRR09], sendo o escolhido nesta tese.

Seleção

A seleção dos novos μ progenitores é feita através da função de avaliação, “fitness”. Esta função pode ser expressa por múltiplos objetivos. Neste caso, será uma composição entre a solução do subproblema da operação considerando a rede intacta, Equação (4.2), e o índice de desempenho, PI_M , apresentado na Equação (4.10), utilizado como critério de segurança. Assim, todos os indivíduos serão avaliados por um algoritmo de análise de contingências e o índice PI_M deve ser comparado a um limitante superior. Portanto, PI_M será utilizado para flexibilizar o critério “N-1”, permitindo soluções de boa qualidade e ao mesmo tempo evitando altos investimentos.

Em relação aos parâmetros da meta-heurística, deve-se definir o tamanho do indivíduo, ou seja, quantos genes (ramos candidatos) fazem parte do processo de busca. Uma vez definido o tamanho do indivíduo define-se o tamanho da população, o passo de mutação, o tamanho do conjunto solução e os critérios de paradas: número de gerações que garanta convergência do processo e número máximo de gerações.

Para definição do tamanho do indivíduo, o planejador pode considerar todos os circuitos existentes no sistema, além de indicar novos caminhos, possibilitando comparar possíveis planos de expansão de novas áreas. No entanto, a consideração de todos os circuitos do sistema levaria a um indivíduo de tamanho exagerado que aumentaria consideravelmente o tempo computacional e prejudicaria a convergência do processo. Uma alternativa é a utilização do algoritmo de análise de contingências para determinar quais são os ramos elegíveis que apresentam sobrecargas e devem ser considerados no processo de expansão. Uma vez determinado o tamanho do indivíduo, um processo de inicialização é responsável por criar a população inicial tendo como base a lista de ramos elegíveis.

4.3.2 Inicialização inteligente

O desempenho computacional das metodologias de otimização baseadas em população possui forte dependência da população inicial. Como o algoritmo evolui em função de características dos indivíduos, caso a população inicial seja formada de forma aleatória, o algoritmo pode demorar até encontrar características que proporcionem soluções de boa qualidade, capazes de auxiliar no processo de forma mais eficiente.

Diversos trabalhos na literatura citam a importância de se utilizar um mecanismo de elaboração de soluções iniciais [CN99, BOA01, EGR04, S07, YGD08, LSMRR09], visto que tal procedimento contribui para um melhor desempenho da busca via meta-heurísticas. A maioria destas ferramentas se baseia em populações que se interagem e evoluem ao longo de gerações. Portanto, é interessante construir uma população inicial de boa qualidade. Neste caso, a chance de se encontrar as melhores decisões de expansão são maiores, considerando os operadores de meta-heurísticas.

Segundo [BOA01], informações preliminares obtidas da rede são essenciais na construção de populações iniciais de qualidade. Essas informações podem ser obtidas por meio de uma análise de fluxo ótimo de potência, considerando programação linear. Assim, as variáveis duais associadas às restrições de igualdade da Equação (4.2) são de grande interesse. Estas variáveis estão relacionadas ao custo marginal de produção e permite indicar caminhos que produzirão melhor benefício no que se refere ao custo de produção. A segunda informação de interesse refere-se à diferença angular entre as barras, obtidas do mesmo estudo de fluxo de potência, permite indicar os circuitos mais sobrecarregados. Estas duas informações podem ser associadas em um único índice, π_{ij} , que representa o benefício obtido caso um circuito seja acrescentado entre as barras i e j , conforme Equação (4.17).

$$\pi_{ij} = (\theta_i - \theta_j)(\pi_i^d - \pi_j^d) \quad (4.17)$$

Em que π_i^d e θ_i são a variável dual e o ângulo associado à barra i .

Através do benefício estimado pela Equação (4.17) e do custo de investimento associado ao novo reforço é definida a função h , Equação (4.18), denominada na literatura como função gulosa. Essa função define uma relação de custo benefício e é de grande utilidade para aumentar a eficiência da meta-heurística na busca por soluções de melhor qualidade.

$$h(i, j) = \frac{\pi_{ij}}{C_{r_{ij}}} \quad (4.18)$$

em que $C_{r_{ij}}$ é o custo do reforço (linha de transmissão ou transformador) que pode ser adicionado ao ramo entre as barras i e j .

A partir desta função gulosa é possível construir uma lista ordenada de reforços candidatos, mediante as variáveis mais promissoras. Em seguida, um a um dos reforços vão sendo selecionados e adicionados ao indivíduo que representa uma solução. Os reforços são selecionados de duas formas: ou pelo valor máximo de $h(i, j)$, conforme Equação (4.19), ou por meio de uma distribuição uniforme dos reforços contidos na lista, Equação (4.20).

$$\arg \max h(i, j), \text{ se } q \leq q_0 \quad (4.19)$$

em que q é um número aleatório uniformemente distribuído entre $[0,1]$; q_0 é um parâmetro ajustável ($0 \leq q_0 \leq 1$) que indica o grau de intensidade que a busca se concentrará sobre os melhores ramos sugeridos pela função gulosa. Nesta tese foi escolhido $q_0 = 0,5$.

$$P(i, j) = \frac{h(i, j)}{\sum_{(i, j) \in T} h(i, j)}, \text{ se } q > q_0 \quad (4.20)$$

em que T é o conjunto de ramos que ainda não atingiram o número máximo de reforços permitido.

O algoritmo a seguir fornece um conjunto de boas soluções factíveis a serem utilizadas na metodologia ES_{PI}.

- i. Executar um fluxo de potência ótimo DC com perdas para uma dada carga prevista, considerando o sistema elétrico sem nenhum reforço (caso base);
- ii. Avaliar a função gulosa e ordenar os circuitos, conforme Equação (4.18);
- iii. Amostrar q e selecionar o reforço segundo a Equação (4.19), caso não seja selecionado, amostrar dentre os N_c melhores circuitos, conforme a Equação (4.20).

Um único reforço deve ser adicionado à rede e em seguida um novo fluxo de potência ótimo DC com perdas deve ser executado;

- iv. Se a nova solução é factível, ir para o passo (v), senão, retornar ao passo (ii);
- v. Se o tamanho pré-especificado do Conjunto Inicial Inteligente for alcançado, o algoritmo ES pode iniciar a busca, senão deve-se retornar ao passo (i).

Observe que a função gulosa deve estar relacionada com a função objetivo a ser utilizada pelo algoritmo ES_{PI}. Assim, ao considerar um indivíduo factível durante a formação da população inicial, este indivíduo será considerado factível durante o processo de busca. É importante destacar que, nesta tese, 100% dos indivíduos da população inicial foram gerados pelo algoritmo acima. Portanto, o processo de busca via ES_{PI} perde um pouco de diversidade, por outro lado, fica bastante condicionado a seguir um caso base inicial de despacho. Essa característica é importante no que se refere a possibilitar a escolha de uma tendência de despacho futuro, permitindo influenciar, por exemplo, nos despachos de fontes renováveis.

4.3.3 Critério de segurança adotado

O critério de segurança adotado nesse trabalho envolve a análise de contingência “N-1” durante o processo de busca. Porém, o critério utilizado para aprovar ou não o indivíduo é baseado no índice de desempenho PI_M (máxima magnitude de sobrecarga), utilizado para classificação de contingências. Desta forma, é possível flexibilizar o critério de segurança, obtendo uma solução de qualidade sem, contudo, sobredimensionar os investimentos.

Durante o processo de busca do algoritmo ES_{PI}, cada novo indivíduo é avaliado na condição de rede intacta no que diz respeito ao atendimento à demanda. Em seguida, o indivíduo que passar pela primeira análise, ou seja, não apresentar corte de carga, é submetido a uma análise de contingências de primeira ordem e o índice PI_M é calculado. Caso o PI_M do indivíduo não ultrapassar um limitante superior de valor pré-determinado, esse indivíduo é aceito como uma possível solução.

O limitante do índice PI_M deve ser um valor percentual que representa a máxima sobrecarga permitida durante uma contingência. Note que o critério de segurança varia de acordo com o limitante superior do índice PI_M . Assim, $PI_M \leq 0,3$ significa que a contingência mais severa ocorrida no sistema não deve provocar violações que ultrapassem 30%. Portanto, adotar o

critério $PI_M = 0$ é garantir que a pior contingência não deva apresentar nenhuma violação, ou seja, essa consideração é idêntica a adotar o critério “N-1”.

De acordo com a referência [R11], qualquer índice de desempenho pode ser escolhido para monitorar o desempenho da rede. No entanto, o índice PI_M mostrou-se o mais adequado para classificar soluções do problema PET. É importante observar que quanto menor o limitante utilizado para o índice PI_M , maiores serão os investimentos.

A utilização do índice PI_M como critério de segurança não diminui o tempo computacional em relação ao método “N-1”, pois todas as contingências simples devem ser avaliadas para cada indivíduo da meta-heurística. Porém, ao permitir um percentual de sobrecarga em relação às contingências mais severas, possibilita a muitos indivíduos que seriam descartados permanecerem competindo. Tais indivíduos são, em geral, soluções de menor investimento, de acordo com o limite escolhido.

4.3.4 Consideração de cenários de ventos

Atualmente, quase todos os países possuem uma política específica para estudos da viabilidade técnica e econômica da produção de energia por meio de aerogeradores. Nos últimos anos, houve um expressivo desenvolvimento de metodologias capazes de avaliar o comportamento médio dos ventos em condições adequadas à geração de energia elétrica. Portanto é possível determinar com precisão certos regimes de vento, apresentar suas velocidades médias e alguns parâmetros de curvas de densidade de probabilidade. No entanto, o vento tem sido tratado como uma variável aleatória, sendo que tais características são obtidas numa escala de tempo elevada através de momentos de primeira e segunda ordem.

As diversas análises realizadas em sistemas elétricos de potência envolve uma escala de tempo menor, da ordem de segundos. A consideração de regimes de ventos associados à produção de energia elétrica deve ser feita através de ferramentas de simulação capazes de integrar os efeitos da flutuação dos ventos ao longo de um período. Contudo, o custo computacional envolvido, quase sempre, inviabiliza as análises estatísticas e modelos simplificados são utilizados.

Para a ferramenta FPC, proposta no Capítulo 2, a flutuação dos ventos foi considerada por meio de modelos de Markov não agregados, com intervalos horários. Utilizando tais modelos, qualquer estudo realizado no sistema, pode considerar a volatilidade dos ventos, desde que

seja feito por meio de análises estatísticas. Neste caso, índices de desempenho baseados em valor esperado, fluxo de potência probabilístico, violações médias, são obtidos por Enumeração ou SMC.

Na solução do problema de planejamento, alguns trabalhos [YCWZ09, MK11, FVG11, MAF12a, MAF12b, OGH13] propõem uma análise estatística durante o processo de busca. Tais análises podem envolver estudos de confiabilidade do sistema, despacho ou fluxo de potência, probabilísticos. Porém, além da utilização de modelos simplificados, a metodologia utilizada para solucionar o problema PET não contempla os momentos de alta disponibilidade da energia, resolvendo apenas os problemas de demanda. Por outro lado, a tentativa de inserir a ferramenta FPC dentro do processo de busca foi desconsiderada em função do elevado custo computacional.

Para resolver o problema clássico do PET, alguns trabalhos adotam o procedimento de comparação de cenários. Assim, tanto para curva de carga, quanto para a consideração de séries históricas de disponibilidade de energia renovável, podem ser utilizados cenários pré-definidos. Estes contemplam situações extremas das grandezas envolvidas. Por exemplo, no caso da curva de carga são utilizados, geralmente, três cenários: carga leve, média e pesada.

Para o planejamento de longo prazo, o principal objetivo é determinar os reforços necessários para garantir o fornecimento de energia, mesmo na pior condição. Portanto, o cenário adotado é o de carga pesada. Nesse sentido, considerando as séries históricas de disponibilidade de energia renovável, tem-se como premissa escolher o pior cenário, caracterizando como a pior situação, em que as gerações de fontes mais estáveis sejam utilizadas para suprir a energia durante esse período. Contudo, devido à complementaridade dos ventos, alguns cenários mais favoráveis devem ser avaliados, no sentido de garantir um montante de energia eólica assegurada, cujo sistema deva confiar e utilizar para atendimento à demanda.

Na metodologia proposta, ES_{PI} , ao definir um cenário, este deve ser considerado até o fim da simulação. Portanto, cada solução do PET leva em consideração apenas um cenário de vento. Uma opção simples é considerar a potência média fornecida pelo parque eólico. Para definição de outros cenários basta ordenar e dividir a série histórica de vento em períodos de maior ou menor incidência. Para definir alguns cenários, foi utilizada uma técnica simples, baseada em percentis, [XX87]. No entanto, outra técnica poderia ser utilizada, por exemplo, métodos de agregação, como o K-means [VBPD11].

Neste caso, além da média podem ser escolhidos outros cenários, baseados nos percentis da série histórica. Por exemplo, podem-se considerar cenários utilizando os percentis P25, P50, P75 e P100. Ao escolher um cenário, pressupõe-se a definição da disponibilidade do parque eólico através de um percentual da potência máxima instalada no parque. A Tabela 4.1 apresenta a potência elétrica, em p.u., disponível por região em função do percentil escolhido. O cenário P25 é a pior condição de vento, note que para a Área 1, o aproveitamento é de apenas 6,8%, enquanto que o cenário P100 o aproveitamento é máximo, as eólicas encontram-se a 100% de sua capacidade. Tais percentuais representam, portanto, a potência máxima disponível para despacho na referente usina, a todo e qualquer momento.

TABELA 4.1: POTÊNCIA ELÉTRICA (P.U.) POR CENÁRIO DE VENTO

Área	Barras	P25	P50	μ	P75	P100
100	101 e 115	0,0680	0,1702	0,2557	0,3796	1,000
200	201 e 215	0,1243	0,3346	0,3916	0,6077	1,000
300	301 e 315	0,0811	0,2114	0,2901	0,4337	1,000

4.3.5 Algoritmo ES_{PI}

Para melhor visualização da metodologia adotada neste capítulo, é apresentado um algoritmo com os principais passos do processo de busca, utilizando a meta-heurística Estratégias de Evolução:

- i. ler todos os dados do sistema;
- ii. executar uma análise de contingências de 1ª ordem e, de acordo com os resultados, especificar os ramos elegíveis a receber reforços definindo, conseqüentemente, o parâmetro tamanho do indivíduo da meta-heurística ES;
- iii. ler os demais parâmetros da meta-heurística;
- iv. criar os indivíduos utilizando o algoritmo de inicialização inteligente; durante esse procedimento cada indivíduo criado é avaliado sob a condição de rede intacta, via Equação (4.2) e, em seguida, em relação ao critério de segurança adotado, através do índice PI_M ;
- v. clonar e “mutar” os indivíduos de acordo com as Equações (4.14) a (4.16);
- vi. avaliar cada indivíduo “mutado” sob a condição de rede intacta via Equação (4.2) e, em seguida, em relação ao critério de segurança adotado, através do índice PI_M ;

- vii. ordenar os indivíduos segundo a função objetivo, estabelecida na Equação (4.1);
- viii. verificar o critério de parada em relação às mudanças no conjunto solução e ao número máximo de gerações; caso o critério seja atendido parar a simulação, caso contrário retornar ao passo v.

4.4 APLICAÇÃO

O desenvolvimento deste capítulo tem como principal objetivo a aplicação da metodologia ES para solucionar o problema de planejamento de longo prazo das configurações utilizadas nos Casos 3 e 4. Pretende-se, aqui, solucionar o problema do atendimento à demanda de forma independente do problema de aproveitamento renovável. Portanto, a metodologia ES_{PI} é aplicada às configurações dos Casos 3 e 4 antes da adição dos reforços propostos pelo AHC_{EWES} . Posteriormente, as metodologias serão confrontadas no Capítulo 5.

As capacidades dos aerogeradores são definidas, em função do cenário de vento, de acordo com a Tabela 4.1, apresentada na Subseção 4.3.4. Tais capacidades permanecem fixas durante todo o processo de busca. A simplificação de se considerar patamares fixos de produção eólica ao longo do processo de busca pode acarretar em soluções de menor qualidade. Porém, essa simplificação é necessária em função do custo computacional proibitivo caso a cronologia dos ventos fosse considerada para cada indivíduo do algoritmo ES_{PI} .

A função objetivo do subproblema de investimento tem como referência o custo anualizado de todos os reforços, considerando um período de amortização de 25 anos. Após algumas análises de sensibilidade, foram ajustados os principais parâmetros do algoritmo ES_{PI} de acordo com a Tabela 4.2. Estes parâmetros são utilizados em todas as simulações realizadas, considerando os dois casos em estudo.

TABELA 4.2: PARÂMETROS DA ES_{PI}

Parâmetro	Valor
Passo de mutação	0,3
Limite de reforços por ramo	6
Conjunto solução (melhores indivíduos)	50
Tamanho da população	200
Nº de gerações para convergência	100
Nº máximo de gerações	1500

Além dos parâmetros tradicionais da meta-heurística ES, a solução final do planejamento depende do critério de segurança, PI_M , e da disponibilidade dos ventos, representada por cenários pré-definidos. Portanto, o planejamento deve ser realizado por meio de aplicações sucessivas da ferramenta ES_{PI} , combinando limites de PI_M e cenários de vento, a fim de encontrar os melhores planos de expansão.

As configurações obtidas a partir destes planos de expansão devem ser submetidas a avaliações de confiabilidade. Tais avaliações são realizadas posteriormente ao ES_{PI} pelo algoritmo de SMC apresentado no Capítulo 3, o qual permite considerar a flutuação dos ventos durante a avaliação de confiabilidade. Além de introduzir uma restrição de qualidade aos planos de expansão, este algoritmo permite verificar o impacto de se considerar cenário de vento fixo durante o processo de busca.

Os cenários de vento a serem considerados nas combinações foram definidos de acordo com as séries históricas. Já para os critérios de segurança, devem ser adotados diferentes limites de PI_M com o objetivo de encontrar planos de expansão de menor investimento, desde que atendam as restrições de confiabilidade. Para exemplificar a aplicação da metodologia serão adotados limites de PI_M variando de 0% (método “N-1”) até o limite em que os planos de expansão não mais atendam a restrição de confiabilidade.

Infelizmente, não há consenso sobre a definição de parâmetros ou valores referenciais para se estabelecer o nível adequado para a confiabilidade de um sistema de potência. Uma alternativa bastante viável consiste em utilizar como referência os índices de confiabilidade apresentados por uma configuração considerada de desempenho satisfatório para operação do sistema. Em estudos de planejamento da expansão, o mais indicado é utilizar a configuração atual do sistema. Para as aplicações realizadas nesta seção, esta configuração, denominada por Ano Base, corresponde ao sistema RTS96REN com a geração eólica reduzida pela metade. Conforme destacado na Seção 2.4, o sistema RTS96REN propicia uma condição de elevada oferta de energia renovável, ficando a carga e as demais unidades geradoras mantidas iguais à configuração do Ano Base. Adicionalmente, cabe informar que o índice adotado nesta tese para avaliação das alternativas de expansão será a LOLE.

A Tabela 4.3 apresenta os resultados de confiabilidade para a configuração do Ano Base, considerando um coeficiente de variação de 5%. Trata-se de uma configuração muito confiável, cujo índice LOLE é de 1,46 h/ano. Portanto, para garantir um padrão de

confiabilidade semelhante, não serão aceitas alternativas de expansão que apresentem índice LOLE maior que 2,0 h/ano.

TABELA 4.3: ÍNDICES DE CONFIABILIDADE COMPOSTA – ANO BASE

Índices	Configuração original
LOLE (h/ano)	1,463
EENS (MWh/ano)	301,385
LOLF (oc./ano)	0,497
LOLD (h)	2,942

4.4.1 Caso 3

Conforme já apresentado nos capítulos anteriores, este caso tem como característica uma configuração de longo prazo com problemas de atendimento à demanda e de aproveitamento da energia renovável. Porém, apresenta uma participação pouco expressiva das fontes eólicas na matriz energética (5,6% considerando a capacidade de produção).

Combinações entre critérios de segurança e cenários de vento

A seguir é apresentada uma análise dos planos de expansão obtidos de simulações do algoritmo ES_{PI} considerando combinações entre os cenários de ventos e critérios de segurança. Vale ressaltar que as soluções encontradas satisfazem as restrições do subproblema de operação, ou seja, não apresentam cortes de carga na configuração de rede intacta e satisfazem o respectivo critério de segurança, PI_M , para as contingências de transmissão de primeira ordem.

A Tabela 4.4 apresenta o custo de investimento e o índice LOLE da melhor alternativa de expansão para cada combinação entre limite de PI_M e cenário de vento, escolhida dentre as alternativas propostas pelo algoritmo ES_{PI} . A escolha da melhor alternativa é feita em função do menor custo de investimento, considerando aquelas que satisfazem o critério de confiabilidade. Se nenhuma alternativa satisfaz a restrição de confiabilidade, é escolhida aquela que apresentar o menor índice LOLE.

Conforme já demonstrado pela referência [LRMA10], a utilização do critério “N-1” durante o processo de busca resulta em soluções muito caras. À medida que se aumenta o limitante do índice PI_M , o critério de segurança torna-se mais flexível e permite soluções de menor investimento em relação ao critério “N-1”. Porém, para valores elevados de PI_M , as soluções

começam a perder qualidade. Note pela Tabela 4.4 que o índice LOLE apresenta uma tendência de crescimento à medida que se aumenta o limitante do índice PI_M .

TABELA 4.4: ALTERNATIVAS OBTIDAS COM AS COMBINAÇÕES DE CENÁRIOS DE VENTO E PI_M – CASO 3

PI_M	Investimento (M\$/ano)					LOLE (h/ano)				
	P25	P50	μ	P75	P100	P25	P50	μ	P75	P100
0,0	29,569	28,260	27,200	25,821	27,720	0,29	0,47	0,55	0,63	0,92
$\leq 0,1$	25,447	24,298	25,590	21,282	24,980	0,28	0,28	0,89	0,58	0,70
$\leq 0,2$	14,274	17,691	15,460	12,793	14,215	0,59	0,67	0,60	1,07	1,07
$\leq 0,3$	9,317	8,322	7,960	8,524	8,662	0,77	1,03	0,99	1,40	1,54
$\leq 0,4$	4,418	3,873	2,521	2,454	3,933	1,27	1,77	1,86	1,95	1,47
$\leq 0,5$	1,997	1,120	1,120	1,315	2,893	1,81	1,924	1,924	6,81	1,746
$\leq 0,6$	0,593	1,120	1,052	0,788	1,589	11,21	2,24	5,79	7,75	14,44

Os planos de expansão considerando os limites de PI_M entre 0,0 e 0,4 satisfazem o nível de confiabilidade desejado ($LOLE \leq 2,0$ h/ano) para todos os cenários de vento, sendo que algumas soluções apresentam índice bem abaixo da restrição. A partir do limite de PI_M em 0,6 nenhuma alternativa satisfaz as restrições de confiabilidade. Já para o limite de PI_M igual a 0,5, apenas o cenário P75 não propicia alternativas com o nível de confiabilidade desejado. Os demais cenários atendem ao critério de confiabilidade, apresentando índice LOLE próximo do limite estabelecido. Portanto, pode-se concluir que o limite de PI_M igual a 0,5 propicia as alternativas de menor investimento e que satisfazem a restrição para o índice LOLE. Note que durante as simulações foi utilizado um incremento para o limite de PI_M de 10%. No entanto, incrementos menores podem ser utilizados.

A simplificação na representação do vento durante o processo de busca influencia a qualidade da solução. Ao considerar um cenário desfavorável (e.g., cenário P25), o algoritmo ES_{PI} reforça circuitos que tornam o sistema menos dependente das fontes eólicas e, conseqüentemente, os índices de confiabilidade melhoram. Por outro lado, à medida que se adota um cenário mais favorável, o sistema é reforçado considerando um montante de energia renovável que nem sempre estará disponível. Neste caso, os índices de confiabilidade, considerando a flutuação do vento, podem se deteriorar. Contudo, note que a consideração do cenário P100, ventos em 1 pu, não prejudica a confiabilidade para o Caso 3. A justificativa está relacionada ao percentual de participação de energia eólica na matriz energética que, neste caso, não é alto (5,6% considerando a capacidade de produção). Contudo, este cenário apresenta investimentos mais elevados em relação a cenários próximos da média.

Alternativas de expansão

De acordo com a Tabela 4.4, as melhores soluções são obtidas para limite de $PI_M \leq 0,5$ e cenários de vento μ e P50. Todos os planos de expansão para PI_M com limites inferiores apresentam investimentos mais elevados e, conseqüentemente, melhores índices de confiabilidade. Estes planos devem ser avaliados apenas se o planejador contar com maior recurso financeiro e desejar alternativas mais confiáveis que a restrição previamente imposta.

A Tabela 4.5 apresenta o conjunto das 10 melhores alternativas de expansão que satisfazem o critério de confiabilidade, para os cenários de vento μ e P50. São aceitas alternativas com LOLE de até 2,10 h/ano, ou seja, variação de até um desvio padrão considerando coeficiente de variação de 5%. Caso alguma alternativa do algoritmo ES_{PI} não satisfaça o critério de confiabilidade, esta deve ser desconsiderada e uma subsequente, em termos do custo de investimento, deve ser avaliada. Portanto, o conjunto solução do algoritmo ES_{PI} deve ser maior que o conjunto final desejado. Note que a tabela apresenta a ordem das alternativas vencedoras em relação ao conjunto solução do ES_{PI} .

TABELA 4.5: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VENCEDORAS – CASO 3

Alternativas	Ordem ES_{PI}	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	Critério PI_M	Cenário vento
1ª	6ª	4	1,120	2,09	$\leq 0,5$	μ
2ª	7ª	4	1,120	1,94	$\leq 0,5$	μ
3ª	10ª	4	1,160	2,10	$\leq 0,5$	μ
4ª	13ª	5	1,317	1,99	$\leq 0,5$	P50
5ª	15ª	5	1,384	1,72	$\leq 0,5$	P50
6ª	16ª	5	1,384	1,91	$\leq 0,5$	P50
7ª	17ª	5	1,384	1,88	$\leq 0,5$	P50
8ª	18ª	5	1,384	1,63	$\leq 0,5$	P50
9ª	19ª	5	1,384	1,88	$\leq 0,5$	P50
10ª	20ª	5	1,384	2,06	$\leq 0,5$	P50

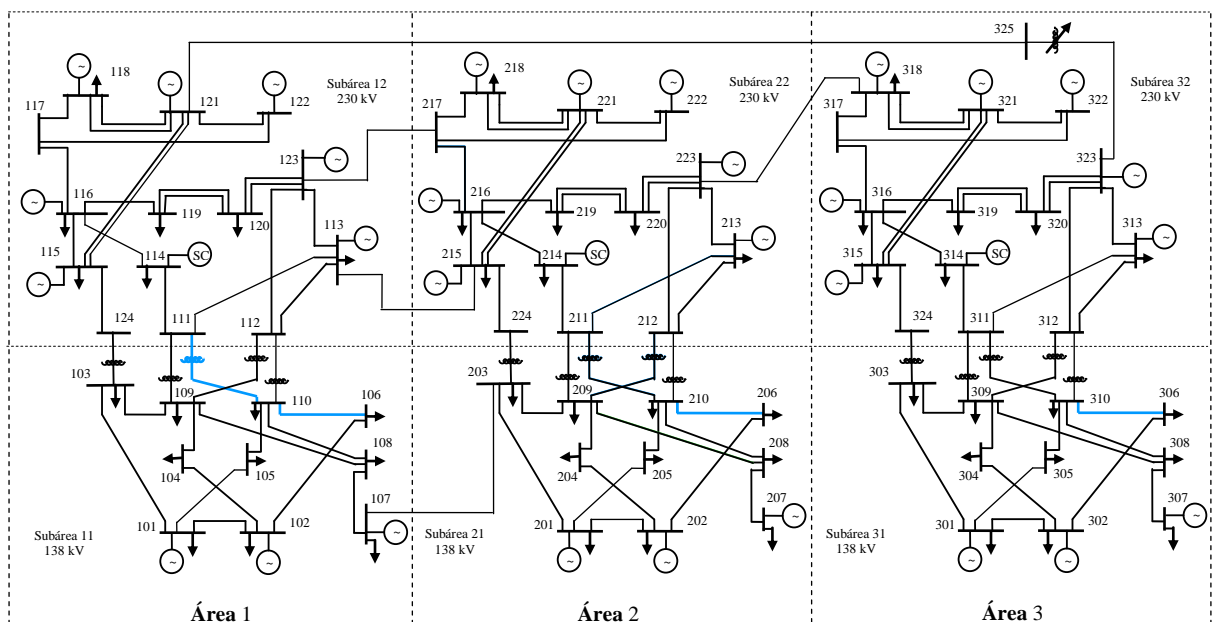
A alternativa vencedora foi encontrada para os dois cenários de vento, μ e P50, conforme demonstra Tabela 4.4. A ordem ES_{PI} desta alternativa no cenário P50 é a 8ª posição. Não houve superposição entre os cenários para a seleção das demais alternativas. Salienta-se que indivíduos que apresentam o mesmo custo de investimento não significam soluções idênticas, mas soluções cujos reforços que as tornam distintas possuem mesmo custo unitário. Isto ocorre, por exemplo, para o caso de transformadores, ou de linhas com mesmo comprimento. Boas soluções com custos semelhantes são bem vistas pelos planejadores, pois trazem

flexibilidade para o processo de decisão, quando outros fatores, de difícil modelagem (e.g., restrições ambientais ou urbanas), são levados em consideração.

A Tabela 4.6 enumera os reforços adicionados para cada uma das dez melhores alternativas propostas como solução para o Caso 3. Na Figura 4.1 é apresentado o diagrama de reforços da alternativa vencedora.

TABELA 4.6: REFORÇOS ADICIONADOS POR ALTERNATIVA – CASO 3

Circuitos		Alternativas de expansão									
		1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª	7ª	8ª	9ª	10ª
104	109	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
106	110	1	1	1	2	1	1	2	1	1	1
110	111	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1
110	112	-	1	-	-	1	1	1	1	1	-
206	210	1	1	1	1	1	2	1	1	1	1
207	208	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-
306	310	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2
307	308	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
Total		4	4	4	5	5	5	5	5	5	5



nº de reforços: — 1

Figura 4.1: Diagrama com os reforços do Caso 3 para a alternativa vencedora.

4.4.2 Caso 4

Trata-se de uma configuração que representa um problema de planejamento de longo prazo em que o sistema possui limitações relacionadas ao atendimento à demanda, além de limitações em relação ao escoamento da produção das novas fontes de energia renovável instaladas. Comparativamente ao caso anterior, tem-se uma participação mais expressiva de fontes renováveis na matriz energética (10,6% considerando a capacidade de produção), assim como maior estressamento da rede de transmissão, em função do maior crescimento da carga.

Combinações entre critérios de segurança e cenários de vento

Assim como no Caso 3, foram realizadas simulações do algoritmo ES_{PI} para combinações de cenários de vento e critérios de segurança até não mais atender a confiabilidade. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.7, considerando limites de PI_M entre 0,0 e 0,4.

TABELA 4.7: ALTERNATIVAS OBTIDAS COM AS COMBINAÇÕES DE CENÁRIOS DE VENTO E PI_M – CASO 4

PI _M	Investimento (M\$/ano)					LOLE (h/ano)				
	P25	P50	μ	P75	P100	P25	P50	μ	P75	P100
0,00	31,078	29,298	30,020	29,237	38,216	0,72	1,85	1,29	1,80	1,62
≤0,10	27,304	23,312	22,185	23,592	31,930	0,72	1,43	2,06	1,73	2,68
≤0,20	15,353	11,199	12,025	14,793	20,226	1,32	1,64	2,03	1,99	2,11
≤0,30	14,131	7,546	5,624	6,025	9,948	1,32	2,32	2,69	3,39	2,82
≤0,40	4,662	3,097	3,100	2,777	4,616	2,37	2,74	3,25	3,16	2,93

Os resultados apresentam tendências semelhantes às aquelas observadas no Caso 3. Para pequenos limites de PI_M os planos de expansão satisfazem o nível de confiabilidade desejado, sendo que algumas soluções apresentam índices LOLE bem abaixo da restrição. Porém, tais planos apresentam investimentos muito elevados. Já para o maior limite de PI_M presente na Tabela 4.7 (PI_M ≤ 0,4), que proporciona os menores investimentos, nenhuma solução, para qualquer cenário de vento, atende as restrições de confiabilidade.

A melhor solução presente na Tabela 4.7 foi obtida para a combinação: cenário de vento P50 e limite de PI_M igual a 0,20. Esta solução apresenta índice LOLE abaixo do limite adotado e custo de investimento relativamente superior ao próximo limite de PI_M. Portanto, é bastante provável que ao se utilizar limites de PI_M entre 0,2 e 0,3 sejam encontrados planos de expansão com investimento intermediário e que estarão no limiar das restrições de confiabilidade.

No que se refere aos cenários de vento, verifica-se que os cenários P50 e μ apresentam (ora um ora outro) as melhores alternativas de expansão. Cenários extremos, de baixa ou elevada produção eólica, apresentam custos de investimento mais elevados. Além disso, a consideração de oferta elevada pode prejudicar os índices de confiabilidade, conforme discutido anteriormente.

De acordo com a Tabela 4.7, pode-se afirmar que as combinações mais eficientes na busca pelas melhores soluções devem recair entre os cenários de vento P50 e μ , e limitantes de PI_M variando entre 0,2 e 0,3. O cenário μ corresponde, aproximadamente, ao cenário P60, para as séries históricas utilizadas. Portanto, optou-se por refinar a busca, realizando também as combinações obtidas com a inclusão do limite de PI_M de 0,25 e do cenário de vento P55. As alternativas vencedoras são apresentadas na Tabela 4.8. A critério do planejador, a busca poderá ser intensificada para outros limites de PI_M entre 0,2 e 0,3 ou cenários de vento intermediários a P50 e μ . Contudo, para uma busca muito intensa, o tempo de simulação pode se tornar proibitivo.

A alternativa de menor investimento que satisfaz a restrição de confiabilidade é encontrada para $PI_M \leq 0,30$ e cenário de vento P55. Esta alternativa apresenta investimento menor que aquela obtida, considerando a Tabela 4.7. Em contrapartida, o índice de confiabilidade aumentou de 1,64 para 2,06 h/ano, atingindo o limite da restrição.

TABELA 4.8: ALTERNATIVAS OBTIDAS COM O REFINAMENTO DOS CENÁRIOS DE VENTO E PI_M – CASO 4

PI_M	Investimento (M\$/ano)			LOLE (h/ano)		
	P50	P55	μ	P50	P55	μ
$\leq 0,20$	11,199	15,364	12,025	1,64	1,68	2,03
$\leq 0,25$	10,078	13,844	10,887	1,98	1,86	1,99
$\leq 0,30$	7,546	8,333	5,624	2,32	2,06	2,69

Alternativas de expansão

A Tabela 4.9 apresenta o número de circuitos adicionados, o custo de investimento e o índice LOLE para as dez melhores alternativas. Esta Tabela também apresenta a ordem das alternativas vencedoras em relação ao algoritmo ES_{PI}. Note que não houve modificação na ordem final em relação ao ES_{PI}. Isto significa que dentre as dez primeiras alternativas, todas satisfazem a restrição de confiabilidade.

As alternativas consideradas como soluções são muito semelhantes e algumas apresentam mesmo número de reforços e/ou custo de investimento. É importante lembrar que o sistema RTS96REN, utilizado nesta tese, é constituído por três áreas praticamente idênticas, em que cada uma delas é dada pelo sistema RTS79. Em um sistema real as semelhanças entre as alternativas serão menores. Contudo, caso as alternativas não apresentarem a diversidade de opções desejada, pode-se selecionar um conjunto solução com maior número de alternativas.

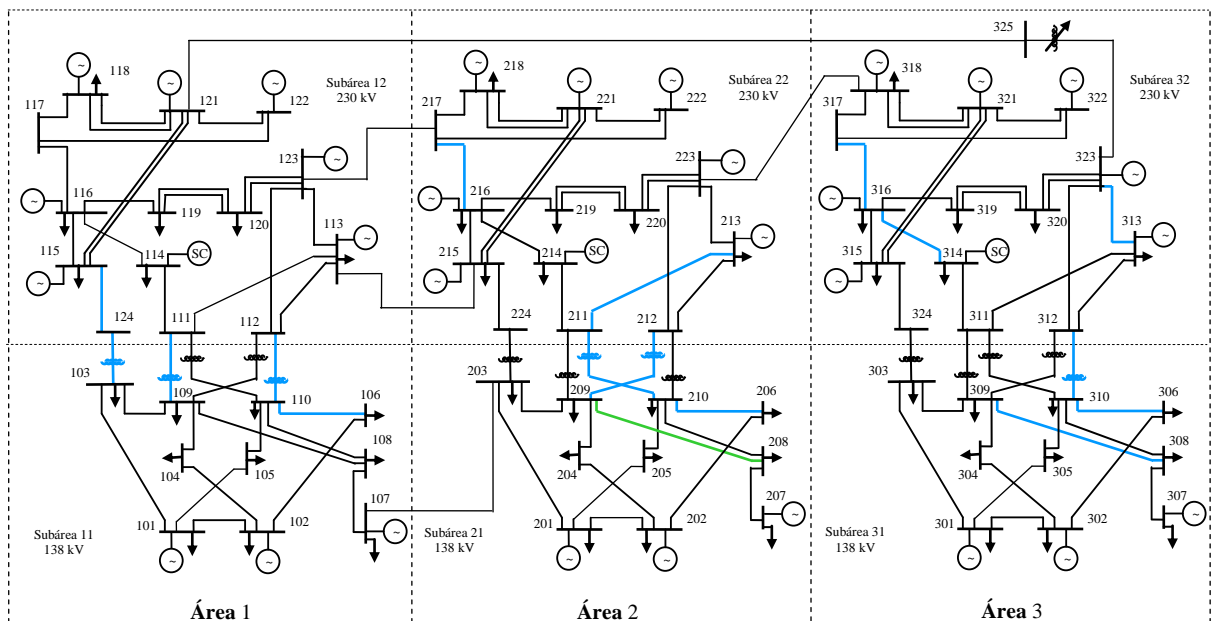
TABELA 4.9: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VENCEDORAS – CASO 4

Alternativas	Ordem ES _{PI}	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	Critério PI _M	Cenário vento
1 ^a	1 ^a	18	8,333	2,06	≤0,30	P55
2 ^a	2 ^a	18	8,333	2,08	≤0,30	P55
3 ^a	3 ^a	18	8,466	2,10	≤0,30	P55
4 ^a	4 ^a	19	8,596	1,79	≤0,30	P55
5 ^a	5 ^a	19	8,596	2,10	≤0,30	P55
6 ^a	6 ^a	19	8,596	2,04	≤0,30	P55
7 ^a	7 ^a	19	8,596	2,04	≤0,30	P55
8 ^a	8 ^a	19	8,596	1,79	≤0,30	P55
9 ^a	9 ^a	19	8,596	2,04	≤0,30	P55
10 ^a	10 ^a	19	8,596	2,02	≤0,30	P55

A Tabela 4.10 apresenta os reforços adicionados para cada uma das dez melhores alternativas de expansão para o Caso 4. Enquanto na Figura 4.2 é apresentado o diagrama de reforços da alternativa vencedora.

TABELA 4.10: REFORÇOS ADICIONADOS POR ALTERNATIVA – CASO 4

Circuitos		Alternativas de expansão									
		1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a	6 ^a	7 ^a	8 ^a	9 ^a	10 ^a
103	124	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
106	110	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1
107	108	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-
109	111	1	-	-	1	1	1	-	-	-	-
110	111	-	1	-	-	-	-	1	1	1	1
110	112	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
115	124	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
116	117	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
206	210	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1
208	209	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
209	212	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
210	211	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
211	213	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
216	217	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
306	310	1	1	1	1	2	1	1	1	1	2
308	309	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
310	312	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
313	323	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
314	316	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
316	317	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total		18	18	18	19	19	19	19	19	19	19



nº de reforços: — 1, — 2

Figura 4.2: Diagrama com os reforços do Caso 4 para a alternativa vencedora.

4.4.3 Procedimento para aplicação da ferramenta ES_{PI}

Os resultados apresentados nos Casos 3 e 4 sugerem que as soluções de menor investimento são encontradas para cenários de vento entre a mediana (P50) e a média (μ). Por outro lado, os limites de PI_M que garantem planos de expansão que atendam a restrição de confiabilidade podem se alterar de uma configuração para outra. Portanto, não é possível definir a priori os pares ideais de critério de segurança e cenário de vento, sendo fundamental avaliar certo número de combinações entre estes parâmetros.

O tempo médio de execução de cada simulação do algoritmo ES_{PI} foi de aproximadamente 16 horas, considerando um processador Intel core i5-3340 (2,7 GHz) com 4 GB de memória RAM. Portanto, para os Casos 3 e 4 (35 e 30 combinações avaliadas), os tempos totais de simulação do ES_{PI} ficaram em torno de 560 e 480 horas, respectivamente. Em seguida, as 50 melhores soluções de cada combinação foram submetidas à avaliação de confiabilidade, cujo tempo médio de simulação ficou em torno de 1 minuto. Portanto, foram necessárias 29 e 25 horas para avaliar a confiabilidade de todas as alternativas dos Casos 3 e 4, respectivamente. Deste modo, entende-se que a elaboração de um procedimento que guie de forma inteligente as combinações dará maior eficiência ao processo de busca, conforme descrito a seguir.

Primeiramente, adota-se uma restrição de segurança mais flexível (limite de PI_M elevado) que apresente baixo custo de investimento. Porém, esta escolha não deve satisfazer a restrição de confiabilidade para nenhum cenário de vento. De acordo com a Tabela 4.7, este valor pode ser de $PI_M \leq 0,4$. Note que, nestas condições, poucos reforços devem ser indicados e a solução encontrada não é adequada. No entanto, se o limite inicial de PI_M (e.g., $PI_M \leq 0,4$) apresentar soluções que atendam as restrições de confiabilidade, limites superiores de PI_M deverão ser testados até se atingir um limite para o qual nenhuma alternativa atenda ao critério estabelecido para a confiabilidade. Em seguida, a partir do limite inicial adotado, deve-se diminuir gradativamente o limitante do PI_M para que sejam encontradas soluções de maior investimento, porém que atendam as restrições de confiabilidade.

Para cada limite de PI_M deverão ser realizadas simulações para os cenários de vento de interesse. De acordo com os resultados apresentados, os cenários de interesse são dados pela média (μ), mediana (P50), ou algum percentil intermediário/próximo. As melhores alternativas de expansão encontradas (i.e., aquelas que apresentarem menores custos de investimento e atenderem às restrições de confiabilidade) serão armazenadas e atualizadas após cada simulação. O conjunto solução final será formado pelas dez melhores alternativas

encontradas ao final das simulações. Note que diferentes pares de PI_M e cenário de vento podem contribuir para a obtenção destas alternativas.

À medida que se diminui o limite de PI_M , o custo de investimento tende a aumentar, enquanto a LOLE tende a diminuir. Portanto, após a obtenção das primeiras dez alternativas que atendam às restrições de confiabilidade, se nenhuma alternativa do próximo limite de PI_M apresentar custo menor, o processo de busca é finalizado. Para melhor entendimento, são descritos os principais passos do procedimento adotado:

- i. Inicializar o limite de PI_M em 0,4 (ou outro valor, a critério do planejador);
- ii. Definir os cenários de vento de interesse, ordenando-os do menos favorável (CV1) ao mais favorável (CVmax);
- iii. Criar um Conjunto Solução vazio, o qual receberá as 10 melhores soluções globais, ordenadas crescentemente segundo o custo de investimento;
- iv. Fazer o cenário de vento igual ao CV1;
- v. Executar a ferramenta ES_{PI} de modo a obter, segundo o limite de PI_M e cenário de vento, as melhores alternativas de expansão em termos do custo de investimento, ordenadas crescentemente por este custo;
- vi. Para cada alternativa obtida pela ES_{PI} , partindo daquela com o menor investimento, verificar se a mesma pode ser inserida ao Conjunto Solução (i.e., verificar se o conjunto está incompleto ou se a alternativa selecionada possui custo inferior à pior alternativa do conjunto). Em caso positivo, avaliar a confiabilidade da respectiva configuração reforçada, procedendo a sua inclusão ao Conjunto Solução se o critério estabelecido para a LOLE for atendido. Em caso contrário, interromper a análise das alternativas e seguir no passo vii;
- vii. Se o cenário CVmax ainda não foi avaliado, incrementar o cenário de vento e retornar ao passo v. Caso contrário seguir no passo viii;
- viii. Se o limite de PI_M for igual a 0,4 (valor inicial) e o Conjunto Solução não estiver vazio, usar limites superiores de PI_M , empregar os passos iv a vii até encontrar um valor limite para o qual nenhuma alternativa atenda ao critério de confiabilidade e retornar o limite de PI_M para 0,4;

- ix. Se o limite de PI_M for igual à zero, ou se para o corrente limite de PI_M nenhuma alteração foi aplicada ao Conjunto Solução, sendo este um conjunto não vazio, parar o procedimento. Caso contrário, decrementar o limite de PI_M e retornar ao passo iv.

O procedimento descrito acima foi aplicado aos Casos 3 e 4 fornecendo os mesmos conjuntos solução. Inicialmente foram empregados apenas os cenários P50 e μ e o valor 0,1 foi adotado para decrementar/incrementar os limites de PI_M . Em seguida, numa fase de refinamento, foi utilizado o cenário intermediário P55 e incremento de PI_M de 0,05 entre os limites 0,2 e 0,3. Desta forma foi executado um número bem inferior de simulações do algoritmo ES_{PI} (6 e 8), e de avaliações da confiabilidade (120 e 260). Assim, o tempo total de simulação para o Caso 3 caiu de 589 para 99 horas, em valores aproximados. Para o Caso 4 a redução foi de 505 para 132 horas, aproximadamente. Contudo, esse tempo pode ainda ser otimizado. Cerca de 90% desse tempo foi destinado à solução do FPO, por meio de uma rotina de programação linear. O algoritmo de programação linear não dispõe de técnicas eficientes de programação como, por exemplo, reotimização ou computação paralela.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou uma aplicação da meta-heurística Estratégias de Evolução como ferramenta para a solução do problema PET para sistemas com elevada participação de fontes renováveis. O algoritmo, denominado ES_{PI} , considera a influência dos ventos no planejamento, por meio de um cenário previamente definido, e utiliza como critério de segurança o índice de desempenho PI_M . A adoção deste critério permite flexibilizar o tradicional método “N-1” ($PI_M = 0$), apresentando soluções de menor investimento, sem comprometer o desempenho computacional do processo.

O método determinístico “N-1”, comumente utilizado como critério de segurança, propicia planos de expansão com investimentos muito elevados. Uma alternativa a este método é a utilização de métodos probabilísticos como, por exemplo, análise de confiabilidade. Porém, executar o algoritmo de avaliação de confiabilidade durante o processo de busca é computacionalmente oneroso. A utilização do critério de segurança via índice PI_M permite encontrar soluções com diferentes níveis de qualidade que são, posteriormente, confrontadas com uma análise de confiabilidade para definir planos de expansão que atendam às restrições de qualidade estabelecidas.

A utilização do critério de segurança PI_M busca garantir o nível de confiabilidade do sistema em função da robustez da rede de transmissão. Já a consideração de diferentes cenários de vento, permite encontrar planos de expansão que levem em consideração um maior ou menor percentual da potência instalada de fontes renováveis no atendimento à demanda. De acordo com os resultados, cenários de ventos definidos próximos da média e da mediana apresentam as melhores alternativas de expansão.

O procedimento proposto na Subseção 4.4.3 visa explorar, de forma eficiente, as combinações entre os limites estabelecidos para o critério de segurança e os cenários de vento adotados. Destaca-se que tais combinações proporcionam um deslocamento na “região de otimalidade” do problema de planejamento, trazendo diversificação para o processo de busca e, portanto, contribuindo para a qualidade das soluções obtidas.

CAPÍTULO 5

PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO

CONSIDERANDO CONFIABILIDADE E

DESPERDÍCIO DE ENERGIA RENOVÁVEL

5.1 INTRODUÇÃO

A aplicação de uma metodologia de planejamento que leve em consideração a flutuação do montante de fontes renováveis é de grande relevância. Portanto, alguns pesquisadores vêm desenvolvendo métodos de capturar o efeito da flutuação da capacidade dessas fontes durante o processo de otimização que caracteriza o planejamento [YCWZ09, MK11, FVG11, MAF12a, MAF12b, OGH13]. No entanto, as metodologias propostas envolvem análises probabilísticas realizadas durante o processo de busca e apresentam dificuldades em relação ao tempo computacional quando o problema é tratado integralmente.

A flutuação da capacidade das fontes renováveis ocorre de forma contínua e deve ser modelada numa escala horária, ou inferior. Isto dificulta consideravelmente sua representação no problema clássico do PET. A fim de simplificar o problema, esta tese trata separadamente dois objetivos: i) o atendimento à demanda, considerando restrições de segurança, porém adotando um cenário fixo de vento que represente a energia eólica assegurada durante o ano, por meio da ferramenta ES_{PI} ; ii) a maximização do aproveitamento renovável, considerando uma análise de custo benefício, utilizando a ferramenta AHC_{EWES} .

A divisão do problema é estabelecida em função de características inerentes aos objetivos do planejamento. A segurança do fornecimento de energia é tratada como uma restrição ao problema PET. Já o aproveitamento renovável deve ser visto apenas como uma análise de custo benefício. Sendo assim, os reforços na transmissão que garantam o escoamento renovável não devem ser indicados por uma metodologia tradicional, de minimização de custo de investimento. Os resultados apresentados nos Capítulos 2 e 4 demonstram que o conjunto

de reforços responsável por garantir o atendimento à demanda é distinto daquele que permite melhor aproveitamento renovável.

Diante do exposto, este capítulo tem como objetivo a apresentação de algumas possibilidades de procedimentos adotados para a solução do problema PET, considerando a interação entre as duas ferramentas, AHC_{EWES} e ES_{PI} , apresentadas em capítulos anteriores. A seguir são apresentadas e discutidas as possibilidades de interação entre tais ferramentas.

5.2 APLICAÇÃO COMBINADA DAS FERRAMENTAS ES_{PI} E AHC_{EWES}

A aplicação combinada das ferramentas AHC_{EWES} e ES_{PI} pode se dar de forma independente ou consecutiva. Pela forma independente, cada algoritmo é aplicado à configuração original e os resultados posteriormente agrupados. Na forma consecutiva, uma das metodologias é aplicada logo após a outra, considerando os reforços já inseridos pela primeira. Neste caso, a escolha de qual ferramenta é primeiramente executada pode influenciar nos resultados.

Para verificar qual procedimento produz os melhores resultados, as configurações de longo prazo dos Casos 3 e 4 serão submetidas às três simulações descritas a seguir:

- Simulação 1 (S1): Aplicação de forma independente;
- Simulação 2 (S2): Aplicação de forma alternada iniciando pela ferramenta ES_{PI} ;
- Simulação 3 (S3): Aplicação de forma alternada, iniciando pela ferramenta AHC_{EWES} .

Para todas as análises destinadas ao atendimento à demanda (i.e., envolvendo a ferramenta ES_{PI}) foi utilizado o procedimento descrito na Subseção 4.4.3, adotando-se para os parâmetros do ES_{PI} os valores definidos na Tabela 4.2. Para o algoritmo AHC_{EWES} serão utilizados os mesmos dados apresentados no Capítulo 2, referente às condições do planejamento como, por exemplo, a diferença média entre o custo de produção de uma usina térmica e uma eólica, utilizada na relação de custo benefício. Vale ressaltar que os dados financeiros relacionados ao investimento (e.g., período de amortização e taxa de descontos) devem ser iguais nas duas metodologias.

5.2.1 Simulação 1

Nesta simulação, as metodologias são aplicadas, separadamente e uma única vez, à configuração base do sistema. Portanto, não é considerada a influência de um resultado sobre o outro, pois a configuração original é submetida a dois procedimentos independentes e os resultados são posteriormente agrupados. Para realizar o agrupamento desconsideram-se reforços que satisfazem os dois conjuntos solução simultaneamente. Assim, o agrupamento é realizado pela operação de união dos conjuntos de reforços, considerando as duas ferramentas separadamente.

Apesar de cada metodologia possuir um objetivo e indicar reforços em regiões distintas, o plano de expansão encontrado por uma metodologia pode influenciar, mesmo que minimamente, na solução encontrada pela outra. A aplicação de forma independente é, portanto, uma simplificação, ou seja, não é capaz de capturar a dependência entre as soluções, caso ela exista.

5.2.2 Simulação 2

Esta simulação consiste em aplicar apenas o ES_{PI} à configuração base. O algoritmo AHC_{EWES} é utilizado posteriormente, sendo aplicado a cada alternativa do conjunto solução fornecido pelo algoritmo ES_{PI} . Percebe-se, então, que esta simulação é computacionalmente mais cara que a Simulação 1.

Para o planejamento via AHC_{EWES} , cujo critério de parada está relacionado a uma relação incremental de custo benefício, $RICB$, pode-se considerar a hipótese de que quanto mais robusta for, a configuração base, maiores serão as chances de se minimizar o desperdício. Assim sendo, a execução inicial da ferramenta ES_{PI} garante uma melhor condição da rede e, conseqüentemente, pode aumentar a eficiência da ferramenta AHC_{EWES} , propiciando menores desperdícios de energia renovável.

Conforme comprovado no Capítulo 3, os reforços apontados pela ferramenta AHC_{EWES} não alteram a confiabilidade do sistema. Portanto, as soluções obtidas após a execução AHC_{EWES} não precisam ser novamente submetidas ao ES_{PI} .

5.2.3 Simulação 3

Nesta simulação, a ordem de execução das ferramentas ES_{PI} e AHC_{EWES} é invertida em relação à Simulação 2. Primeiramente, a configuração base é submetida ao algoritmo AHC_{EWES} . Em seguida, o sistema é reforçado considerando a solução obtida no AHC_{EWES} e submetido ao algoritmo ES_{PI} .

Conforme apresentado no Capítulo 2, a aplicação da ferramenta AHC_{EWES} em um sistema cuja rede encontra-se muito estressada pode resultar em uma configuração reforçada que ainda apresente um alto índice de desperdício residual. Este é exatamente o quadro do planejamento de longo prazo. Portanto, após a aplicação da ferramenta ES_{PI} , deve-se executar mais uma vez a ferramenta AHC_{EWES} . Pois, com os reforços inseridos a rede torna-se mais robusta e permite melhor escoamento de toda a energia necessária ao atendimento da demanda, inclusive a renovável. Portanto, ao executar novamente a ferramenta AHC_{EWES} , novos reforços podem satisfazer a relação de custo benefício e ser inseridos no conjunto solução. No que se refere ao custo computacional, esta configuração possui desempenho semelhante à Simulação 2.

5.3 APLICAÇÃO

5.3.1 Caso 3

Este caso possui uma configuração de longo prazo com problemas de atendimento à demanda e desperdício de energia eólica por insuficiência de transmissão. No Capítulo 2 foi proposta uma solução para minimizar o índice $EWES_T$, baseada numa relação de custo benefício. O problema de atendimento à demanda foi tratado no Capítulo 4, considerando uma restrição de segurança via PI_M , tendo como referência o índice LOLE (2,0 h/ano).

Para facilitar a comparação, os resultados obtidos pela aplicação individual de cada metodologia, AHC_{EWES} e ES_{PI} , são novamente apresentados nas Tabelas 5.1 e 5.2, respectivamente. Vale ressaltar que, para este caso, os resultados via ES_{PI} foram obtidos considerando os cenários de vento μ e P50, e critério de segurança $PI_M \leq 0,5$. Note que os reforços indicados pela ferramenta ES_{PI} garantem a restrição de confiabilidade, mas não minimizam o desperdício de energia renovável. Por outro lado, a ferramenta AHC_{EWES} minimiza o desperdício, mas aplicada isoladamente não atende a restrição de confiabilidade.

TABELA 5.1: PLANO DE EXPANSÃO VIA AHC_{EWES} – CASO 3

Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	$EWES_T$ (GWh/ano)
2	0,275	13,90	2,32

TABELA 5.2: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VIA ES_{PI} – CASO 3

Alternativa	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	$EWES_T$ (GWh/ano)
1 ^a	4	1,120	2,10	78,11
2 ^a	4	1,120	1,94	79,20
3 ^a	4	1,160	2,10	84,44
4 ^a	5	1,317	1,99	84,51
5 ^a	5	1,384	1,72	78,11
6 ^a	5	1,384	1,91	78,11
7 ^a	5	1,384	1,88	78,29
8 ^a	5	1,384	1,63	77,82
9 ^a	5	1,384	1,88	78,32
10 ^a	5	1,384	2,06	79,33

Simulação 1

A aplicação de cada ferramenta foi apresentada nos capítulos anteriores. Portanto, deve-se apenas agrupar os reforços obtidos, de tal forma que circuitos indicados por ambas as metodologias sejam contabilizados apenas uma vez, a fim de evitar equipamentos ociosos na rede. Em seguida, as alternativas resultantes são novamente avaliadas segundo os índices de desempenho.

A Tabela 5.3 apresenta os resultados para os índices LOLE e $EWES_T$ dos planos de expansão dados pela união entre cada uma das dez melhores alternativas do algoritmo ES_{PI} e a solução do AHC_{EWES} . Os planos de expansão de cada metodologia não apresentaram, para este caso, reforços em comum. Portanto, o conjunto solução e, conseqüentemente, o investimento são dados em função da soma das duas soluções. Não foi necessária a reordenação das alternativas, pois estas apresentaram a mesma ordem em relação ao custo de investimento.

O conjunto de reforços, obtidos pela união das alternativas, foi capaz de solucionar os problemas de atendimento a demanda e de maximização do aproveitamento das fontes eólicas. A configuração reforçada por ambas as metodologias apresenta os dois índices de desempenho semelhantes àqueles obtidos, quando cada objetivo é tratado separadamente. Tais resultados demonstram a complementaridade das metodologias.

TABELA 5.3: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VIA SIMULAÇÃO 1 – CASO 3

Alternativa	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	EWES _T (GWh/ano)
1 ^a	6	1,395	1,86	1,44
2 ^a	6	1,395	2,02	2,48
3 ^a	6	1,435	2,00	2,14
4 ^a	7	1,592	1,92	2,55
5 ^a	7	1,659	1,56	1,43
6 ^a	7	1,659	1,75	1,43
7 ^a	7	1,659	1,68	1,46
8 ^a	7	1,659	1,50	1,43
9 ^a	7	1,659	1,75	1,44
10 ^a	7	1,659	1,85	1,65

Simulação 2

O sistema é planejado considerando as ferramentas ES_{PI} e AHC_{EWES}, sendo primeiramente reforçado via ES_{PI}. Os resultados para o planejamento inicial via ES_{PI} são apresentados na Tabela 5.2, considerando os cenários μ e P50, e critério de segurança $PI_M \leq 0,5$. Em seguida, o sistema é reforçado considerando cada alternativa proposta e submetido ao algoritmo AHC_{EWES}. Esta simulação é computacionalmente mais cara que a anterior, pois necessita executar o AHC_{EWES} para cada alternativa proposta pelo ES_{PI}. Contudo, os resultados são idênticos àqueles apresentados anteriormente, na Tabela 5.3.

O critério de segurança é verificado somente na ferramenta ES_{PI}, pois o algoritmo AHC_{EWES} não executa análise de contingências. No entanto, a inserção de novos reforços via AHC_{EWES} não altera a confiabilidade do sistema. Portanto, não é necessária uma nova execução da ferramenta ES_{PI}.

Simulação 3

O sistema é planejado considerando as ferramentas AHC_{EWES} e ES_{PI}, sendo primeiramente reforçado via AHC_{EWES}. Os resultados para o planejamento inicial via AHC_{EWES} são aqueles apresentados na Tabela 5.1. O sistema já reforçado é submetido à ferramenta ES_{PI}. Os resultados para as dez melhores alternativas são apresentados na Tabela 5.4. Os planos de expansão via ES_{PI} que atendem a restrição de confiabilidade são obtidos para cenário de vento P50 e critério de segurança $PI_M \leq 0,5$. Em seguida, com o objetivo de verificar a

possibilidade de ajustes nas soluções, cada alternativa foi novamente submetida à ferramenta AHC_{EWES}. Porém, nenhum novo reforço foi adicionado.

TABELA 5.4: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VIA SIMULAÇÃO 3 – CASO 3

Alternativa	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	EWEST (GWh/ano)
1 ^a	6	1,328	2,02	2,48
2 ^a	6	1,328	2,07	2,49
3 ^a	6	1,328	2,06	2,55
4 ^a	6	1,395	1,86	1,44
5 ^a	6	1,395	2,07	2,48
6 ^a	6	1,435	2,05	2,49
7 ^a	6	1,435	2,06	2,37
8 ^a	6	1,435	2,06	2,14
9 ^a	6	1,500	2,10	2,50
10 ^a	6	1,528	2,09	2,55

Comparação dos resultados

As dez melhores alternativas de expansão de cada uma das três simulações, considerando custo de investimento e EWES_T, são comparadas na Tabela 5.5. As Simulações 1 e 2 apresentam o mesmo conjunto solução. Já a Simulação 3 encontra algumas alternativas de menor investimento, quando comparada às outras duas. Nas três simulações os resultados são muito semelhantes, sendo que as três primeiras alternativas apontadas pelas Simulações 1 e 2 estão contidas na solução da Simulação 3. Portanto, tendo em mente fornecer ao planejador uma maior diversidade de boas soluções, pode ser interessante manter as Simulações 1 e 2.

TABELA 5.5: COMPARAÇÃO DOS PLANOS DE EXPANSÃO POR SIMULAÇÃO – CASO 3

Alternativa	Investimento (MU\$/ano)		EWES _T (GWh/ano)	
	S1 ou S2	S3	S1 ou S2	S3
1 ^a	1,395	1,328	1,44	2,48
2 ^a	1,395	1,328	2,48	2,49
3 ^a	1,435	1,328	2,14	2,55
4 ^a	1,592	1,395	2,55	1,44
5 ^a	1,659	1,395	1,43	2,48
6 ^a	1,659	1,435	1,43	2,49
7 ^a	1,659	1,435	1,46	2,37
8 ^a	1,659	1,435	1,43	2,14
9 ^a	1,659	1,500	1,44	2,50
10 ^a	1,659	1,528	1,65	2,55

Estes resultados comprovam que os reforços necessários para solucionar o problema do atendimento à demanda são distintos daqueles necessários para garantir o escoamento da energia renovável. Portanto, o problema pode ser tratado separadamente por ferramentas distintas. Desta forma, o problema renovável pode ser mais bem explorado, utilizando ferramentas apropriadas, considerando a cronologia das séries históricas e métodos probabilísticos.

Como a ferramenta AHC_{EWES} adiciona circuitos segundo um critério de decisão de custo benefício, pode-se ao fim do processo de planejamento considerar o custo médio anual do desperdício residual de energia renovável, para cada alternativa. Para tal, foi utilizada a Equação (2.9) e a diferença média ($\Delta\text{CustoProd} = \text{US\$ } 50,00$ por MWh) entre o custo de produção de uma unidade térmica e o custo de produção de uma unidade renovável, adotada no Capítulo 2. A Tabela 5.6 apresenta os custos totais do planejamento para as 10 melhores alternativas de cada simulação. Deve ser destacado que para este caso o desperdício residual é relativamente pequeno e não interfere na ordem das soluções.

TABELA 5.6: CUSTO TOTAL DAS ALTERNATIVAS VENCEDORAS POR SIMULAÇÃO – CASO 3

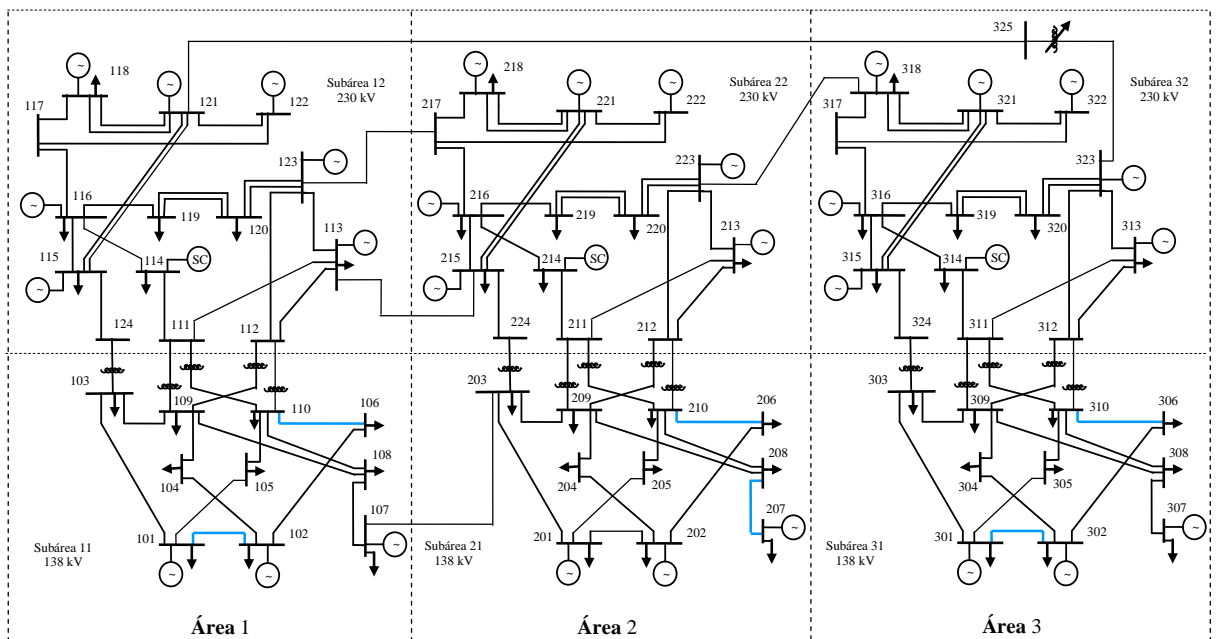
Alternativa	Custo total (MU\$/ano)	
	S1 ou S2	S3
1 ^a	1,467	1,452
2 ^a	1,519	1,453
3 ^a	1,542	1,456
4 ^a	1,720	1,467
5 ^a	1,731	1,519
6 ^a	1,731	1,560
7 ^a	1,732	1,554
8 ^a	1,731	1,542
9 ^a	1,731	1,625
10 ^a	1,742	1,656

Alternativas de expansão

A Tabela 5.7 apresenta os reforços adicionados para cada uma das 10 alternativas propostas como solução, considerando a Simulação 3. Na Figura 5.1 é apresentado o diagrama do sistema com os reforços para a alternativa vencedora e a Figura 5.2 destaca qual ferramenta propôs cada reforço.

TABELA 5.7: REFORÇOS ADICIONADOS POR ALTERNATIVA CONSIDERANDO A SIMULAÇÃO 3 – CASO 3

Circuitos		Alternativas de expansão									
		1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a	6 ^a	7 ^a	8 ^a	9 ^a	10 ^a
101	102	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
104	109	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
106	110	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
110	112	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
116	117	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
204	209	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
206	210	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
207	208	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
210	211	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
301	302	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
304	309	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
306	310	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1
316	319	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Total		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6



nº de reforços: — 1

Figura 5.1: Diagrama com os reforços da alternativa vencedora via AHC_{EWES} e ES_{PI} – Caso 3.

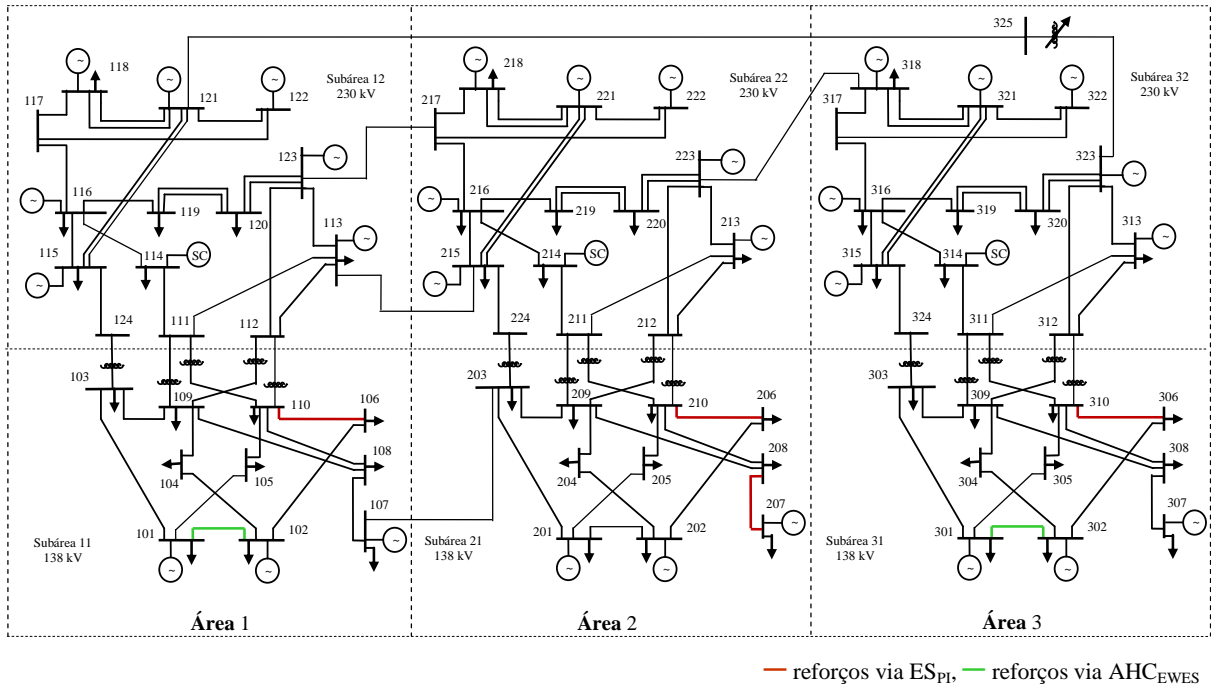


Figura 5.2: Diagrama de reforços da alternativa vencedora $AHC_{EWES} \times ES_{PI}$ – Caso 3.

5.3.2 Caso 4

Este caso foi apresentado como uma configuração típica de longo prazo em que as fontes eólicas contribuem com um percentual elevado na composição da matriz energética. No Capítulo 2 foi proposta uma solução para minimizar o índice $EWES_T$, baseada numa relação de custo benefício. Porém, a solução resultante ainda apresentava cortes de carga na rede intacta. A solução para o problema de atendimento à demanda foi obtida no Capítulo 4, considerando o cenário de vento P55 e critério de segurança $PI_M \leq 0,30$, tendo como referência o índice LOLE (2 h/ano). Para facilitar a comparação dos resultados, as Tabelas 5.8 e 5.9 apresentam os planos de expansão obtidos pela aplicação individual de cada metodologia, AHC_{EWES} e ES_{PI} , respectivamente.

TABELA 5.8: PLANO DE EXPANSÃO VIA AHC_{EWES} – CASO 4

Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	$EWES_T$ (GWh/ano)
22	6,295	28,68	21,08

TABELA 5.9: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VIA ES_{PI} – CASO 4

Alternativa	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	EWES _T (GWh/ano)
1 ^a	18	8,333	2,06	2035,75
2 ^a	18	8,333	2,08	2005,54
3 ^a	18	8,466	2,10	2028,61
4 ^a	19	8,596	1,79	2031,73
5 ^a	19	8,596	2,10	2036,16
6 ^a	19	8,596	2,04	2036,47
7 ^a	19	8,596	2,04	2006,67
8 ^a	19	8,596	1,79	2002,35
9 ^a	19	8,596	2,04	2006,73
10 ^a	19	8,596	2,02	2006,34

Simulação 1

A Tabela 5.10 apresenta os resultados dos planos de expansão dados pela união entre cada uma das dez melhores alternativas da ferramenta ES_{PI} e a solução do AHC_{EWES} . Vale lembrar que pode existir alternativa cujo número de circuitos e, conseqüentemente, o investimento, não são dados pela soma das soluções individuais de cada ferramenta. Isto ocorre quando as soluções encontradas por ambas as metodologias possuem reforços em comum. Assim como no caso anterior, o conjunto de reforços, obtidos pela união das alternativas, foi capaz de solucionar os problemas de atendimento a demanda e de maximização do aproveitamento das fontes eólicas. As alternativas resultantes atendem à restrição de confiabilidade e apresentam índice $EWES_T$ residual, semelhante ao obtido pela solução de AHC_{EWES} .

TABELA 5.10: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VIA SIMULAÇÃO 1 – CASO 4

Alternativa	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	EWES _T (GWh/ano)
1 ^a	40	14,628	2,02	24,41
2 ^a	40	14,628	2,05	23,07
3 ^a	40	14,761	1,97	24,58
4 ^a	41	14,891	1,81	24,37
5 ^a	41	14,891	2,01	24,49
6 ^a	41	14,891	2,09	24,40
7 ^a	41	14,891	2,09	23,09
8 ^a	41	14,891	1,83	23,07
9 ^a	41	14,891	2,06	23,07
10 ^a	41	14,891	2,05	23,13

Simulação 2

Os resultados para o planejamento inicial via ES_{PI} são aqueles apresentados na Tabela 5.9, considerando cenário de vento P55 e critério de segurança $PI_M \leq 0,30$. Em seguida, o sistema é reforçado para cada alternativa proposta pela ES_{PI} e submetido ao AHC_{EWES} . Os resultados para essa simulação são apresentados na Tabela 5.11. Note que as configurações reforçadas considerando a Simulação 2 apresentam custo de investimento levemente superior àquelas reforçadas pela Simulação 1. Esta diferença no custo refere-se a dois reforços adicionais indicados pelo AHC_{EWES} sendo executado após o ES_{PI} . Em contrapartida, tais configurações apresentam menor índice de desperdício em relação à Simulação 1.

TABELA 5.11: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VIA SIMULAÇÃO 2 – CASO 4

Alternativa	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	EWES _T (GWh/ano)
1 ^a	42	15,327	2,07	9,04
2 ^a	42	15,327	1,94	6,85
3 ^a	42	15,460	1,95	8,78
4 ^a	43	15,590	1,81	8,92
5 ^a	42	15,259	2,02	10,47
6 ^a	43	15,590	2,02	8,58
7 ^a	43	15,590	2,01	6,40
8 ^a	43	15,590	1,82	6,75
9 ^a	43	15,590	2,05	6,84
10 ^a	43	15,590	2,09	6,86

Simulação 3

Os resultados da aplicação da ferramenta AHC_{EWES} são apresentados na Tabela 5.8. Em seguida, o sistema já reforçado é submetido à ferramenta ES_{PI} . A Tabela 5.12 apresenta os resultados para a Simulação 3. Os planos de expansão que atendem a restrição de confiabilidade são obtidos para o cenário P50 e critério de segurança $PI_M \leq 0,25$. Neste caso, a mudança na ordem de aplicação das ferramentas alterou o par, cenário de vento e critério de segurança, que apresenta as melhores alternativas. Note, porém, que mesmo com a mudança dos parâmetros, são encontradas soluções semelhantes às outras duas simulações. Em seguida, as configurações reforçadas são submetidas à ferramenta AHC_{EWES} , para verificar a possibilidade de novos reforços e os resultados são apresentados na Tabela 5.13.

TABELA 5.12: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VIA SIMULAÇÃO 3 – CASO 4

Alternativa	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	EWES _T (GWh/ano)
1 ^a	41	14,363	2,07	22,79
2 ^a	42	14,603	2,08	22,58
3 ^a	42	14,603	2,07	23,52
4 ^a	42	14,658	2,08	19,90
5 ^a	42	14,658	2,07	19,99
6 ^a	42	14,712	2,02	22,78
7 ^a	42	14,712	1,97	22,82
8 ^a	42	14,730	2,06	22,97
9 ^a	42	14,730	2,00	22,99
10 ^a	42	14,765	1,91	24,12

TABELA 5.13: ALTERNATIVAS DE EXPANSÃO VIA SIMULAÇÃO 3 COM REFINAMENTO – CASO 4

Alternativa	Nº Circuitos	Investimento (MU\$/ano)	LOLE (h/ano)	EWES _T (GWh/ano)
1 ^a	42	14,741	2,02	8,87
2 ^a	43	14,981	2,07	9,24
3 ^a	43	14,981	2,09	9,69
4 ^a	43	15,036	2,09	9,60
5 ^a	43	15,036	2,09	9,50
6 ^a	43	15,090	2,10	8,88
7 ^a	43	15,090	1,99	8,86
8 ^a	43	15,108	2,08	8,89
9 ^a	43	15,108	2,07	8,91
10 ^a	43	15,143	1,99	9,80

Comparação dos resultados

A Tabela 5.14 apresenta o conjunto das dez melhores alternativas de expansão para as três simulações realizadas. Note que, neste caso, a Simulação 1 superou as outras duas simulações e apresentou alternativas de menor custo de investimento. No entanto, tais alternativas apresentam maiores índices de desperdício residual. A fim de melhor comparar as simulações, o custo final de cada alternativa deve considerar o custo médio anual do desperdício residual de energia renovável, o qual corresponde ao aumento no custo de produção. Este custo médio anual é calculado de forma idêntica à realizada para o Caso 3.

TABELA 5.14: COMPARAÇÃO DOS PLANOS DE EXPANSÃO POR SIMULAÇÃO – CASO 4

Alternativa	Investimento (MU\$/ano)			EWES _T (GWh/ano)		
	S1	S2	S3	S1	S2	S3
1 ^a	14,628	15,327	14,741	24,41	9,04	8,87
2 ^a	14,628	15,327	14,981	23,07	6,85	9,24
3 ^a	14,761	15,460	14,981	24,58	8,78	9,69
4 ^a	14,891	15,590	15,036	24,37	8,92	9,60
5 ^a	14,891	15,259	15,036	24,49	10,47	9,50
6 ^a	14,891	15,590	15,090	24,40	8,58	8,88
7 ^a	14,891	15,590	15,090	23,09	6,40	8,86
8 ^a	14,891	15,590	15,108	23,07	6,75	8,89
9 ^a	14,891	15,590	15,108	23,07	6,84	8,91
10 ^a	14,891	15,590	15,143	23,13	6,86	9,80

A Tabela 5.15 apresenta o custo anual total de cada uma das 10 melhores alternativas obtidas nas 3 simulações. Note que ao se considerar o acréscimo no custo das alternativas decorrente do aproveitamento da energia renovável residual, as alternativas encontradas pela Simulação 2 recebem avaliação no mesmo nível da avaliação dada às alternativas da Simulação 1. Já as alternativas da Simulação 3 tornam-se as melhores soluções.

TABELA 5.15: CUSTO TOTAL DAS ALTERNATIVAS VENCEDORAS POR SIMULAÇÃO – CASO 4

Alternativa	Custo total (MU\$/ano)		
	S1	S2	S3
1 ^a	15,849	15,779	15,185
2 ^a	15,782	15,670	15,443
3 ^a	15,990	15,899	15,466
4 ^a	16,110	16,036	15,516
5 ^a	16,116	15,783	15,511
6 ^a	16,111	16,019	15,534
7 ^a	16,046	15,910	15,533
8 ^a	16,045	15,928	15,553
9 ^a	16,045	15,932	15,554
10 ^a	16,048	15,933	15,633

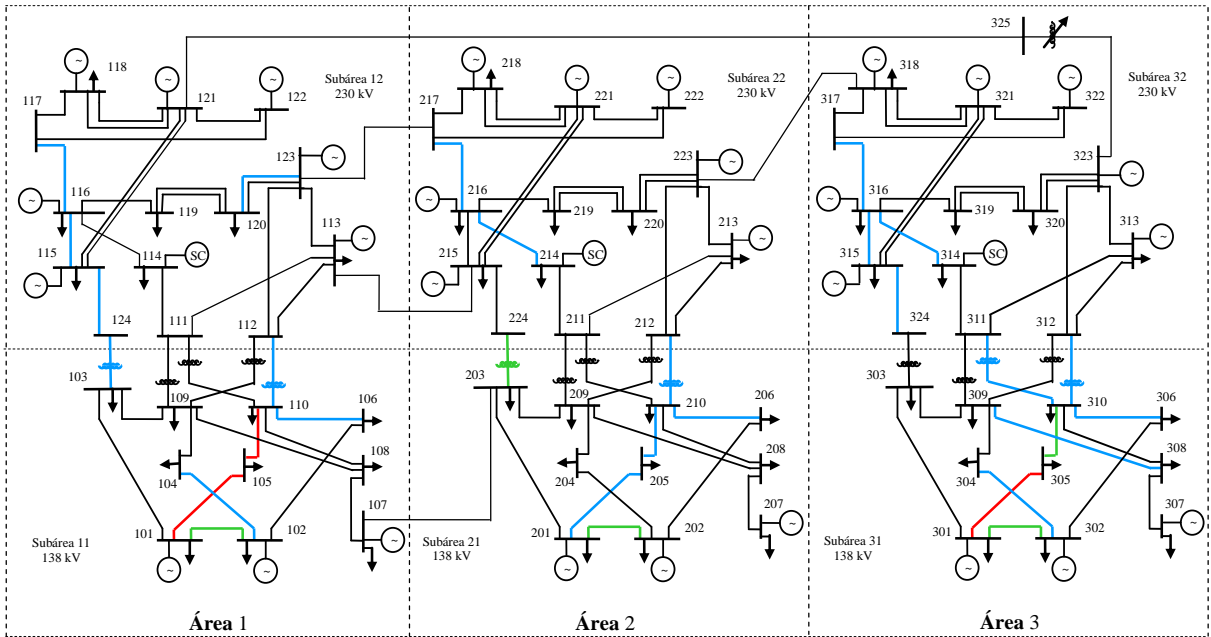
Alternativas de expansão

A Tabela 5.16 apresenta os reforços adicionados para cada uma das 10 alternativas obtidas pela Simulação 3.

TABELA 5.16: REFORÇOS ADICIONADOS POR ALTERNATIVA CONSIDERANDO SIMULAÇÃO 2 – CASO 4

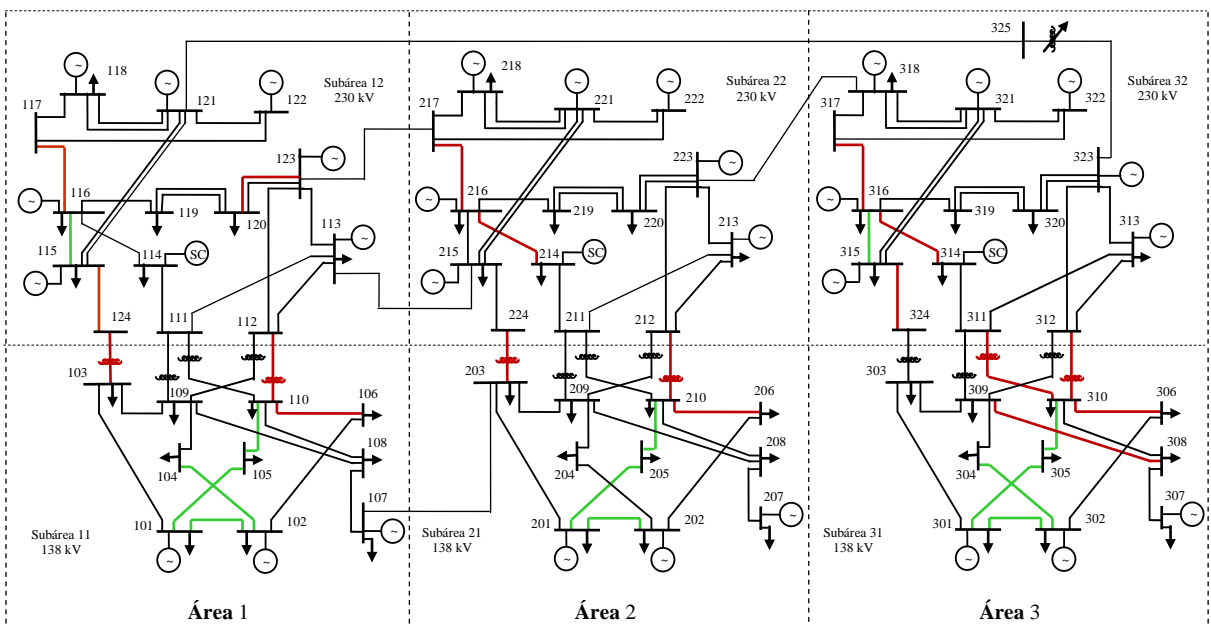
Circuitos		Alternativas de expansão									
		1 ^a	2 ^a	3 ^a	4 ^a	5 ^a	6 ^a	7 ^a	8 ^a	9 ^a	10 ^a
101	102	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
101	105	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
102	104	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
103	124	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
105	110	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
106	110	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1
109	111	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
110	112	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
115	116	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
115	124	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
116	117	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
117	118	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
120	123	1	-	-	-	-	1	1	-	-	-
201	202	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
201	205	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
203	224	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
205	210	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
206	210	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2
208	209	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-
210	211	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-
210	212	1	1	1	1	1	1	1	-	-	1
214	216	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
215	221	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
216	217	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-
217	218	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
301	302	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
301	305	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
302	304	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
305	310	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
306	310	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
308	309	1	1	-	-	-	1	1	1	1	1
308	310	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-
310	311	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1
310	312	1	1	3	1	2	1	1	1	1	2
314	316	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
315	316	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
315	324	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
316	317	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
323	325	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-
Total		42	43	43	43	43	43	43	43	43	43

A Figura 5.3 apresenta o diagrama do sistema com os reforços para a alternativa vencedora. A distinção entre a ferramenta que apontou cada um destes reforços é feita pela Figura 5.4.



nº de reforços: — 1, — 2, — 3

Figura 5.3: Diagrama com os reforços da alternativa vencedora via AHC_{EWES} e ES_{PI} – Caso 4.



— reforços via ES_{PI} , — reforços via AHC_{EWES}

Figura 5.4: Diagrama de reforços da alternativa vencedora $AHC_{EWES} \times ES_{PI}$ – Caso 4.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou uma metodologia de planejamento da expansão da transmissão de sistemas com alta participação de fontes renováveis. Tal metodologia utiliza as ferramentas ES_{PI} e AHC_{EWES} para alcançar, respectivamente, dois objetivos: o atendimento à demanda, sujeito às restrições de confiabilidade, e a maximização do aproveitamento renovável por meio da redução do desperdício enquanto houver uma relação de custo benefício satisfatória.

A metodologia foi validada por meio da execução de três simulações distintas, relacionadas à ordem de aplicação de cada ferramenta. De acordo com os resultados, embora os objetivos sejam distintos, assim como as restrições e os métodos de otimização empregados, a solução obtida por uma ferramenta pode ter uma leve interferência nas soluções encontradas pela outra. Isto fica mais evidente no Caso 4, cuja participação das fontes renováveis na matriz energética é superior. No entanto, a baixa variabilidade das soluções encontradas pelas três simulações é decorrente do pequeno acoplamento existente entre os dois problemas. Ou seja, enquanto o problema de atendimento à demanda é mais influenciado pelos instantes de escassez de energia frente à demanda momentânea, o problema de escoamento da energia renovável está mais relacionado aos períodos de maior oferta, associados com baixa demanda.

A realização do planejamento em duas etapas permitiu tratar o problema do aproveitamento renovável em função de uma análise de custo benefício. Desta forma, investimentos elevados na rede de transmissão que têm como objetivo apenas o escoamento da energia produzida pelas fontes renováveis podem ser respaldados em função de um adequado retorno financeiro. Sob outro prisma, pode-se identificar o montante de desperdício de energia renovável que deve ser entendido como aceitável e, deste modo, evitar o sobredimensionamento da rede de transmissão, justificando, por exemplo, a não implantação de circuitos destinados ao total aproveitamento da geração renovável.

A qualidade e proximidade dos resultados apresentados pelas três simulações propostas não permite concluir, categoricamente, qual procedimento é o mais indicado para a aplicação da metodologia em problemas PET com grande penetração de energia renovável, em particular a eólica. Nos dois casos analisados, a Simulação 3 apresentou os melhores resultados. Nesta simulação, a ferramenta AHC_{EWES} é executada duas vezes: antes e após a execução da ferramenta ES_{PI} . Em princípio, este procedimento permite garantir maior aproveitamento da energia renovável sendo, inclusive, parte dessa energia mais bem utilizada na solução do

problema de atendimento à demanda. Portanto, a Simulação 3 tende a apresentar o menor custo de investimento e os menores índices de desperdício. Contudo, algumas alternativas obtidas pelas Simulações 1 e 2 se mostraram muito interessantes, podendo até figurar entre as 10 melhores soluções gerais (i.e., considerando todas as três simulações). Além disso, é possível que, dependendo das características do sistema, as Simulações 1 e 2 possam apresentar um desempenho melhor que os registrados para os Casos 3 e 4. De qualquer forma, elas podem sempre contribuir significativamente, pois fornecem planos de expansão de boa qualidade e diferentes daqueles obtidos pela Simulação 3. Diante do exposto, entende-se que o planejador pode fazer uso das três simulações, o que permite ampliar a diversidade dos planos de expansão selecionados para análises posteriores do processo de tomada da decisão.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

ESTA tese apresentou uma nova metodologia para o planejamento da transmissão considerando a alta participação de fontes renováveis. A principal contribuição está relacionada à abordagem do planejamento em duas etapas, tratando o problema do aproveitamento renovável separadamente do problema de atendimento à demanda. O planejamento realizado em duas etapas permitiu modelar adequadamente o comportamento estocástico das fontes renováveis. Dessa forma, são apresentadas soluções que atendem às restrições de segurança e que permitem uma eficiente integração das fontes renováveis.

No Capítulo 2 foi apresentada uma metodologia, denominada Fluxo de Potência Cronológico, que verifica possíveis desperdícios de energia renovável em função de congestionamentos na rede de transmissão e identifica os circuitos candidatos a reforços através da violação média, obtida para a condição de máximo aproveitamento dessas fontes. Esta metodologia foi aplicada através de um algoritmo heurístico construtivo (AHC_{EWES}) para auxiliar os planejadores a encontrar um conjunto de reforços de transmissão capaz de possibilitar a integração de fontes eólicas. Os resultados demonstram que o algoritmo é capaz de obter conjuntos de reforços robustos e economicamente atrativos, que levam em consideração a interação entre a volatilidade das fontes renováveis e a curva de carga do sistema.

Os planos de expansão propostos foram submetidos à análise de confiabilidade apresentada no Capítulo 3. Os resultados demonstram que o conjunto de reforços responsáveis pelo escoamento da energia renovável nos períodos de elevada oferta, não correspondem aos circuitos que garantem o fornecimento de energia frente às indisponibilidades dos equipamentos. Portanto, é importante que durante o planejamento do sistema sejam utilizadas funções de desempenho que levem em consideração tanto os índices relacionados à confiabilidade do sistema, quanto os índices de desperdícios propostos. Estes indicam restrições, que não são observadas durante a simulação de confiabilidade e prejudicam a eficiência da rede, no que diz respeito à integração das fontes renováveis.

O algoritmo proposto no Capítulo 2 tem como principal objetivo encontrar problemas locais de congestionamentos, causados pela flutuação da energia renovável. Portanto, ao avaliar um cenário de longo prazo, em que a rede de transmissão encontra-se mais fragilizada e necessita de reforços em níveis globais, o algoritmo apresenta dificuldade em obter um conjunto de reforços que minimize completamente o desperdício. Portanto, foi apresentada no Capítulo 4 uma metodologia para o PET de longo prazo, utilizando a meta-heurística ES.

A ferramenta computacional apresentada no Capítulo 4, ES_{PI} , realiza o planejamento da transmissão adotando como critério de segurança o índice PI_M . Trata-se de uma estratégia para flexibilizar o tradicional método “N-1”. Para garantir um nível adequado de qualidade, o critério de segurança via PI_M é definido a partir de comparações com análises de confiabilidade feitas a posteriori. Durante as simulações, a disponibilidade das fontes renováveis é representada por um cenário fixo. Portanto, existe a necessidade de simular o problema de planejamento para algumas combinações entre cada índice PI_M avaliado e diferentes cenários de vento. Contudo, a ferramenta ES_{PI} apresenta bons resultados e tempo computacional que permite sua utilização.

No Capítulo 5 é apresentada uma metodologia para integração das duas ferramentas propostas para a solução do PET. Esta foi validada por meio da execução de três simulações distintas, relacionadas à ordem de aplicação de cada ferramenta. Verificou-se que a Simulação 3, a qual executa duas vezes a ferramenta AHC_{EWES} , antes e após a execução da ferramenta ES_{PI} , tende a apresentar o menor custo de investimento e os menores índices de desperdício. No entanto, as Simulações 2 e 3 não devem ser descartadas, pois podem contribuir significativamente para o processo de planejamento, fornecendo alternativas de expansão de boa qualidade e diferentes daquelas obtidas pela Simulação 3. Diante do exposto, entende-se que o planejador pode, e deve, fazer uso das três simulações, o que trará maior diversidade de planos para o processo de tomada da decisão.

A partir da experiência obtida durante o desenvolvimento desta tese pode-se concluir que a abordagem adotada, em duas etapas, permitiu tratar o aproveitamento renovável como uma análise de custo benefício. O problema do planejamento da transmissão ainda não foi muito explorado considerando essa abordagem. Existe, assim, um grande potencial para desenvolver novos estudos baseados no índice de desperdício EWES. Dentre as principais sugestões para trabalhos futuros podem-se citar as seguintes:

- Aplicar a metodologia em um sistema real;
- Aplicar técnicas computacionais de alto desempenho para melhorar o tempo de simulação do algoritmo ES_{PI};
- Aperfeiçoar o AHC_{EWES}, por exemplo, definindo lista de violações que contenham apenas os circuitos relacionados com o problema renovável;
- Considerar os diversos fatores que podem influenciar o valor do índice de desperdício EWES, como por exemplo, as indisponibilidades dos equipamentos e os planos de manutenção preventiva durante a execução do FPC;
- Substituir a ferramenta ES_{PI} por ES_{LOLE}, substituindo o critério determinístico por uma análise de confiabilidade inserida dentro do processo de busca;
- Considerar a influência do conjunto de reforços, propostos via AHC_{EWES}, no custo de reserva operativa;
- Avaliar a integração das fontes renováveis, aplicando o FPC para verificar o desperdício simultâneo de diversos tipos de fontes e avaliar a complementaridade entre elas;
- Avaliar a ociosidade de linhas de transmissão e estabelecer uma política para melhor utilização das mesmas.

Finalmente, deve-se destacar que o desenvolvimento deste trabalho possibilitou a publicação de cinco artigos, além de um capítulo de livro internacional. Tais publicações são listadas a seguir.

Periódico Internacional:

A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, W.S. Sales, S.A. Flávio, G.J. Anders e L.C. Resende, "Chronological Power Flow for Planning Transmission Systems Considering Intermittent Sources," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2314-2322, Nov. 2012.

Capítulo de Livro Internacional:

A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, S.A. Flávio, M.A. Rosa, e L.C. Resende, "Composite Reliability Assessment of Power Systems with Large Penetration of Renewable Sources," *Reliability and Risk Evaluation of Wind Integrated Power Systems*. India: Springer, 2013, ch. 8, pp. 107-128.

Congresso Internacional:

R.A. González-Fernandez, A.M. Leite da Silva, S.A. Flávio, L.A.F. Manso, “Composite reliability evaluation with renewable sources based on quasi-sequential Monte Carlo and cross entropy methods”, International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, 2014.

Congressos Nacionais:

L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, W.S. Sales, S.A. Flávio, e L.C. Resende, "Avaliação do Desperdício de Energia Eólica Utilizando Fluxo de Potência Cronológico," XIX CBA - Congresso Brasileiro de Automática, Campina Grande, 2012.

L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, W.S. Sales, L.C. Resende, e S.A. Flávio, "Planejamento de Redes Elétricas Considerando a Integração de Fontes Renováveis" XII SEPOPE - Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação Elétrica, Rio de Janeiro, 2012.

R.A. González-Fernandez, A.M. Leite da Silva, S.A. Flávio, L.A.F. Manso, “Avaliação da Confiabilidade Composta com Fontes Renováveis Baseada nos Métodos de Simulação Monte Carlo Quasi-Sequencial e Entropia Cruzada”, XX CBA - Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte, 2014.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [AA77] R.N. Allan and M.R.G. Al-Shakarchi, "Linear Dependence between Nodal Power in Probabilistic A. C. Load Flow," *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers (IEE)*, vol. 124, no. 6, pp. 529-534, 1977.
- [ABG07] G.W. Ault, K.R.W. Bell, and S.J. Galloway, "Calculation of Economic Transmission Connection Capacity for Wind Power Generation," *IET Procedures Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 61-69, Mar. 2007.
- [AFPB03] C.I.F. Agreira, C.M.M. Ferreira, J.A.D. Pinto, and F.P.M. Barbosa, "Contingency Screening and Ranking Algorithm Using two Different sets of Security Performance Indices," *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 4, June 2003.
- [AGNS76] R.N. Allan, C.H. Grigg, D.A. Newey, and R.F. Simmons, "Probabilistic Power Flow Techniques Extended and Applied to Operational Decision Making," *Proceeding of the Institution Electrical Engineers (IEE)*, vol. 123, no. 12, pp. 1317-1324, 1976.
- [ALB81] R.N. Allan, A.M. Leite da Silva, and R.C. Burchett, "Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions," *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, vol. PAS-100, no. 5, pp. 2539-2546, May 1981.
- [AMC03] N. Alguacil, A.L. Motto, and A.J. Conejo, "Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1070-1077, Aug. 2003.
- [APM79] Subcommittee on the Application of Probability Methods IEEE, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 98, no. 6, pp. 2047-2054, Dec. 1979.
- [APM99] Subcommittee on the Application of Probability Methods IEEE, "The IEEE Reliability Test System - 1996," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.
- [AST83] O. Alsac, B. Stott, and W.F. Tinney, "Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 5, pp. 1050 - 1060 , 1983.

- [AVH11] A.G. Anastasiadis, E. Voreadi, and N.D. Hatziargyriou, "Probabilistic Load Flow Methods with High Integration of Renewable Energy Sources and Electric Vehicles – Case Study of Greece," in IEEE Power & Energy Society Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, 2011.
- [B04] J.R.P. Barros, "Planejamento da Expansão de Transmissão Baseada em Custos Marginais de Confiabilidade," UNIFEI, Itajubá, Tese de Doutorado 2004.
- [B07] J.W. Bialek, "Transmission Charging and Growth of Renewable in the UK," in IEEE Power & Energy Society General Meeting, Stockholm, Sweden, 2007.
- [B74] B. Borkowska, "Probabilistic Load Flow," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 752-759, May 1974.
- [B85] J.A. Bloom, "Probabilistic Production Costing with Dependent Generating Sources," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 8, pp. 2064-2070, 1985.
- [BA92] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1992.
- [BA94] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York: Plenum Press, 1994.
- [BG90] S. Burns and G. Gross, "Value of Service Reliability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 825-834, Aug. 1990.
- [BO08] D.J. Burke and M.J. O'Malley, "Optimal Wind Power Location on Transmission Systems – A Probabilistic Load Flow Approach," in Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAAPS), Puerto Rico, 2008, pp. 1-8.
- [BOA01] S. Binato, G.C. Oliveira, and J.L. Araújo, "A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for Transmission Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 16, no. 2, pp. 247-253, May 2001.
- [BPG01] S. Binato, M.V. F. Pereira, and S. Granville, "A new benders decomposition approach to solve power transmission network design problems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 16, pp. 235–240, May 2001.
- [BW07] R. Billinton and W. Wangdee, "Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, pp. 34-41, Feb. 2007.

- [BWH07] T. Boehme, A.R. Wallace, and G.P. Harrison, "Applying Time Series to Power Flow Analysis in Networks with High Wind Penetration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 951-957, Aug. 2007.
- [CCB08] P. Chen, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, "Probabilistic load flow: A review," in Proc. 3rd Int. Conf. on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, NanJing, China, 2008.
- [CIGR95] CIGRE Working Group 37.10, "Methods for Planning under Uncertainty - Towards Flexibility in Power System Development," *ELECTRA*, no. 161, pp. 143-164, 1995.
- [CN99] J.L. Ceciliano and R. Nieva, "Transmission Network Planning Using Evolutionary Programming," *Proc. of the 1999 Congress on Evolutionary Computation*, vol. 3, pp. 1796-1803, 1999.
- [CTNS82] M.C. Caramanis, R.D. Tabors, K.S. Nochur, and F.C. Schweppe, "The Introduction of Non-Dispatchable Technologies as Decision Variables in Long-Term Generation Expansion Models," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 2, pp. 2658-2666, 1982.
- [D78] P. Dersin, "New insights in the use of the DC model for steady-state analysis of power systems," in IEEE Conference on Decision and Control including the 17th Symposium on Adaptive Processes, Fort Lauderdale, 1978, pp. 871-877.
- [DE73] Y.P. Dusonchet and A.H. El-Abiad, "Transmission Planning Using Discrete Dynamic Optimization," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, pp. 1358-1371, July 1973.
- [DLLW06] Z.Y. Dong, M. Lu, Z. Lu, and K.P. Wong, "A Differential Evolution Based Method for Power System Planning," in IEEE Congress on Evolutionary Computation, Vancouver, Canada, July 2006, pp. 2699-2706.
- [EGR04] A.H. Escobar, R.A. Gallego, and R. Romero, "Multistage and Coordinated Planning of the Expansion of Transmission Systems," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 19, no. 2, pp. 735-744, May 2004.
- [F11] S.A. Flávio, "Avaliação da Confiabilidade Composta de Sistemas Elétricos de Potência com Elevada Penetração de Energia Renovável," Universidade Federal de São João del-Rei, São João del-Rei, Dissertação de Mestrado 2011.
- [F94] D.B. Fogel, "An Introduction to Simulated Evolutionary Optimization," *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol. 5, no. 1, pp. 3-14, Jan. 1994.

- [FBGO89] C.C. Fong, R. Billinton, R.O. Gunderson, P.M. O'Neill et al., "Bulk System Reliability - Measurement and Indices," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 829-835, Aug. 1989.
- [FBRF05] H.J. Faria, S. Binato, M.G. C. Resende, and D.M Falcão, "Power transmission network design by greedy randomized adaptive path relinking," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 20, pp. 43-49, Feb. 2005.
- [FGMV96] C. Fleurent, F. Glover, P. Michelon, and Z. Vall, "A Scatter Search Approach for Unconstrained Continuous Optimization," in Proceedings of the 1996 IEEE International Conference on Evolutionary Computation, 1996, pp. 643-648.
- [FMRS11] S.A. Flávio, L.A. F. Manso, L.C. Resende, W.S. Sales, and A.M. Leite da Silva, "Reliability of Generation and Transmission Systems with Large Penetration of Renewable Sources," in Cigré International Symposium - Assessing and Improving Power System Security, Reliability and Performance in Light of Changing Energy Sources, Recife, Brazil, 2011, pp. 1-10.
- [FOMM09] L. Fan, D. Osborn, J. Miland, and Z. Miao, "Regional Transmission Planning for Large-Scale Wind Power," in IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, Alberta, Canadá, 2009.
- [FSGA96] R.N. Fontoura Filho, M.Th. Schilling, P. Gomes, and J.C. O. Aires, "Enfrentando incertezas no planejamento da transmissão de sistemas de potência," in V SEPOPE, vol. SP-31, Recife, Pernambuco, 1996.
- [FVG11] I. Fuchs, S. Voller, and T. Gjengedal, "Improved method for integrating renewable energy sources into the power system of Northern Europe: Transmission expansion planning for wind power integration," in 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), Rome, 2011, pp. 1-4.
- [G70] L.L. Garver, "Transmission Network Estimation Using Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688-1697, Sep. 1970.
- [GAMR97] R.A. Gallego, A.B. Alves, A. Montecelli, and R Romero, "Parallel Simulated Annealing Applied to Long Term Transmission Network Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 1, pp. 181-188, Feb. 1997.

- [GL11] R.A. González-Fernández and A.M. Leite da Silva, "Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Sequential Cross-Entropy Monte Carlo Simulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2381-2389, Nov. 2011.
- [GL12] R.A. González-Fernández and A.M. Leite da Silva, "Comparison between Different Cross-Entropy Based Methods Applied to Generating Capacity Reliability," in 12th PMAPS - Int. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Istanbul, Turkey, 2012, pp. 10-14.
- [GMR98a] R.A. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero, "Transmission Expansion Planning by Extended Genetic Algorithm," *IEEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 3, pp. 329-335, May 1998.
- [GMR98b] R.A. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero, "Comparative studies on nonconvex optimization methods for transmission network expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 3, pp. 822-828, Aug. 1998.
- [GRM00] R.A. Gallego, R. Romero, and A. Monticelli, "Tabu search algorithm for network synthesis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 490-495, May 2000.
- [HHK13] R. Hemmati, R.-A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, "Comprehensive review of generation and transmission expansion planning," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 9, pp. 955-964, Sep. 2013.
- [HMGR01] S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, and R. Romero, "Specialised branch-and-bound algorithm for transmission network expansion planning," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 5, pp. 482-488, Sep. 2001.
- [J07] M.B. Jacobs, "Transmission Recommendations for High Wind Penetration," in IEEE Power & Energy Society General Meeting, Stockholm, Sweden, 2007, pp. 1-6.
- [KNMI10] Koninklijk Netherlands Meteorological Institute (KNMI). (2010, Oct.) KNMI - Climate and Services. [Online]. http://www.knmi.nl/klimatologie/onderzoeksgegevens/potentiele_wind/index.cgi?language=eng
- [LAA84] A.M. Leite da Silva, V.L. Arienti, and R.N. Allan, "Probabilistic Load Flow Considering Dependence between Input Nodal Powers", IEEE, *Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 6, pp. 1524-1530, 1984.

-
- [LC07] W. Li and P. Chowdhury, "Probabilistic Transmission Planning," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 5, pp. 46-53, Oct. 2007.
- [LCAV03] G. Latorre, R.D. Cruz, J.M. Areiza, and A. Villegas, "Classification of publication and model on transmission expansion planning.," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 18, pp. 938–946, 2003.
- [LE02] K.Y. Lee and M.A. El-Sharkawi (Editors), "Tutorial on Modern Heuristic Optimization Techniques with Application to Power Systems," IEEE PES, IEEE Pub. Jan, 02TP160, Jan 2002.
- [LGSM10] A.M. Leite da Silva, R.A. González-Fernández, W.S. Sales, and L.A.F. Manso, "Reliability assessment of time-dependent systems via quasi-sequential Monte Carlo simulation," in 11th PMAPS – Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Singapore, 2010, pp. 14-17.
- [LHH74] S.T. Lee, K.L. Hocks, and E. Hnylicza, "Transmission expansion by branch and bound integer programming with optimal cost-capacity curves," *IEEE Transaction on Power Apparatus and systems*, vol. PAS-93, no. 5, pp. 1390-1400, Feb. 1974.
- [LI05] W. Li, *Risk Assessment of Power Systems – Models, Methods, and Applications*. New York, U.S.: IEEE Press/Wiley, 2005.
- [LMMB00] A.M. Leite da Silva, L.A. F. Manso, J.C. O. Mello, and R. Billinton, "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 73-80, Feb. 2000.
- [LMRR08] A.M. Leite da Silva, L.A. F. Manso, L.C. Resende, and L.S. Rezende, "Tabu Search Applied to Transmission Expansion Planning Considering Losses and Interruption Costs," in Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS '08. Proceedings of the 10th International Conference on, Rincón, Puerto Rico, 2008, pp. 1-7.
- [LMRS07] A.M. Leite da Silva, L.A. F. Manso, W.S. Sales, L.C. Resende et al., "Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-being Analysis Considering Renewable Sources," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 17, pp. 387-400, Aug. 2007.
- [LMSR04] A.M. Leite da Silva, L.A. F. Manso, W.S. Sales, L.C. Resende et al., "Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-Being Analysis Considering Renewable Sources," in 8th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Iowa, 2004.
-

- [LP94] G. LATORRE-BAYONA and I.J. Chopin PÉRES, "A heuristic model for long term transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 4, pp. 1886–1894, 1994.
- [LRAC90] A.M. Leite da Silva, S.M. P. Ribeiro, V.L. Arienti, R.N. Allan, and M. B. Do Coutto Filho, "Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 5, no. 4, pp. 1047-1053, Nov. 1990.
- [LRMA10] A.M. Leite da Silva, L.S. Rezende, L.A.F. Manso, and G.J. Anders, "Transmission Expansion Planning: A Discussion on Reliability and “N-1” Security Criteria," in *IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Singapore, 2010, pp. 244-251.
- [LRMB04] A.M. Leite da Silva, L.C. Resende, L.A. F. Manso, and R. Billinton, "Well-Being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1763-1770, Nov. 2004.
- [LRMR10] A.M. Leite da Silva, L.S. Rezende, L.A. F. Manso, and L.C. Resende, "Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, no. 10, pp. 1077-1084, Dec. 2010.
- [LSMB10] A.M. Leite da Silva, W.S. Sales, L.A.F. Manso, and R. Billinton, "Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 106-116, Feb. 2010.
- [LSMR08] A.M. Leite da Silva, C.E. Sacramento, L.A.F. Manso, L.S. Rezende et al., "Metaheuristic Based Optimization Methods for Transmission Expansion Planning Considering Unreliability," in *Optimization Advances in Electric Power Systems*, Castronuovo, Ed. USA, USA: Nova Publishers, 2008, ch. 4.
- [LSMRR09] A.M. Leite da Silva, C.E. Sacramento, L.A. F. Manso, L.S. Rezende et al., "Metaheuristic Based Optimization Methods for Transmission Expansion Planning Considering Unreliability," USA, USA, Book Chapter 2009.
- [LSRM06] A.M. Leite da Silva, W.S. Sales, L.C. Resende, L.A.F. Manso et al., "Evolution Strategies to Transmission Expansion Planning Considering Unreliability Costs," in *Proceedings of the 9thPMAPS - Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm, Sweden, Jun 2006, pp. 11-15.

- [LY98] K.Y. Lee and F.F. Yang, "Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A Comparative Study for Evolutionary Programming, Genetic Algorithm, and Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 1, pp. 101-108, Feb. 1998.
- [M05] S.H. Marchiori Hashimoto, "Análise e desenvolvimento de algoritmos eficientes de programação linear para o problema de planejamento de sistemas de transmissão a longo prazo," Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, SP, Tese de Doutorado 2005.
- [M80] M. Munasinghe, "A New Approach to Power System Planning," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 99 (1980) 1198-1209., vol. PAS-99, no. 3, pp. 1198-1209, June 1980.
- [M83] A.J. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- [M99] L.A. F. Manso, "Um Ambiente para Planejamento de Sistemas de Geração e Transmissão Utilizando o Valor da Confiabilidade," EFEI, Itajubá, MG, Tese de Doutorado 1999.
- [MAF12a] M. Moeini-Aghaie, 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*, vol. 3, no. 1, pp. 1585-1593, Aug. 2012.
- [MAF12b] M. Moeini-Aghaie, A. Abbaspour, and M. Fotuhi-Firuzabad, "Incorporating Large-Scale Distant Wind Farms in Probabilistic Transmission Expansion Planning—Part II: Case Studies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 1, pp. 1594-1601, Aug. 2012.
- [MARL12] L.A. F. Manso, P.E. Abreu, L.C. Resende, and A.M. Leite da Silva, "Transmission Expansion Planning Including Unreliability Costs," in *Proceedings of Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Istanbul, Turkey, 2012, pp. 28-33.
- [MF02] V. Miranda and N. Fonseca, "EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization, a New Algorithm with Applications in Power Systems," *Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, vol. 2, pp. 745-750, Oct. 2002.

- [MK11] H. Mori and H. Kakuta, "Multi-objective Transmission Network Expansion Planning in Consideration of Wind Farms," in *IEEE PES International Conference and Exhibition on 2nd Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, Manchester, UK, 2011, pp. 1-7.
- [ML04] L.A. F. Manso and A.M. Leite da Silva, "Modelagem de Cargas Variantes no Tempo na Avaliação de Confiabilidade Composta via Simulação Monte Carlo Não Sequencial," *Revista Controle & Automação*, vol. 15, no. 1, pp. 93-100, 2004.
- [MPRF09] M.A. Matos, J.A. Peças Lopes, M.A. Rosa, R. Ferreira, and A.M. Leite da Silva, "Probabilistic evaluation of reserve requirements of generation systems with renewable power sources: the Portuguese and Spanish cases," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 31, pp. 562-569, May 2009.
- [MRSL09] L.A. F. Manso, L.C. Resende, C.E. Sacramento, A.M. Leite da Silva, and L.S. Rezende, "Planejamento da expansão da transmissão sob incertezas internas e externas," in *XX SNPTEE*, vol. GPL/026, Recife, Pernambuco, 2009.
- [MSLR07] L.A.F. Manso, C.E. Sacramento, A.M. Leite da Silva, L.C. Resende et al., "Planejamento da Expansão da Transmissão via Estratégias de Evolução Considerando o Valor da Confiabilidade e os Custos de Perdas," in *XIX SNPTEE*, vol. GPL/026, Rio de Janeiro, RJ, 2007.
- [MSPC82] A. Monticelli, A. Santos Jr., M.V. F. Pereira, S.H. F. Cunha et al., "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion," *IEEE Transaction on Power Apparatus and System*, vol. PAS-101, no. 10, pp. 3919-3925, Oct. 1982.
- [MWBJ82] A.P. Meliopoulos, R.P. Webb, R.J. Bennon, and J.A. Juves, "Optimal Long Range Transmission Planning with AC Load Flow," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 10, pp. 4156-4163, Oct. 1982.
- [NADR07] J.A. D. Navarro, J.L. B. Agustín, A. Diaz, D. Requena, and E.P. Vargas, "Optimal Parameters of FACTS Devices in Electric Power Systems Applying Evolutionary Strategies," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, pp. 83-90, 2007.
- [OGH13] 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*, vol. 28, no. 2, pp. 1355-1362, May 2013.

-
- [OTA11] O.A. Oke, D.W.P. Thomas, and G.M. Asher, "A New Probabilistic Load Flow Method for Systems with Wind Penetration," in IEEE Power & Energy Society Trondheim PowerTech, Trondheim, Norway, 2011.
- [PB92] M.V. F. Pereira and N.J. Balu, "Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation," *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. 80, no. 4, pp. 470-491, Apr. 1992.
- [PCTB09] F. Porrua, R. Chabar, L.M. Thome, L.M. Barroso, and M.V.F. Pereira, "Incorporating Large-Scale Renewable to the Transmission Grid: Technical and Regulatory Issues," in IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, Alberta, Canada, 2009.
- [PMRF08] J.A. Peças Lopes, M.A. Matos, M.A. Rosa, R. Ferreira et al., "Dealing with intermittent generation in the long-term evaluation of system adequacy and operational reserve requirements in the Iberian Peninsula," in Cigré International Symposium, Paris, France, 2008, pp. paper c1-304, 24-29.
- [PP85] M.V. F. Pereira and L.M. V. G. Pinto, "Application of Sensitivity Analysis of Load Supplying," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 2, pp. 381-389, Feb. 1985.
- [PPCO85] M.V. F. Pereira, L.M. V. G. Pinto, S.H. F. Cunha, and G.C. Oliveira, "A Decomposition Approach to Automated Generation/Transmission Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 11, pp. 3074-3083, Nov. 1985.
- [R06] L.C. Resende, "Avaliação da Confiabilidade Preventiva de Sistemas Elétricos de Grande Porte Utilizando Redes Neurais," UNIFEI, Itajubá, Tese de Doutorado 2006.
- [R11] L.S. Rezende, "Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão: Avaliação de Metaheurísticas e Critérios de Segurança," UNIFEI, Itajubá, Tese de Doutorado 1, 2011.
- [R65] I. RECHENBERG, "Cybernetc solution path of an experimental problem," Royal Aircraft Establishment, Franborough, UK, Relatório Técnico 1122 1965.
- [RGM96] R. Romero, R.A. Gallego, and A Monticelli, "Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing," *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 364-369, Feb. 1996.
-

- [RGR07] M.J. Rider, A.V. Garcia, and R. Romero, "Power System Transmission Network Expansion Planning Using AC Model," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, no. 5, pp. 731-742, Sep. 2007.
- [RLH09] L.S. Rezende, A.M. Leite da Silva, and L.M. Honorio, "Artificial Immune Systems and Differential Evolution Based Approaches Applied to Multi-Stage Transmission Expansion Planning," in *ISAP - 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, Curitiba, Nov. 2009, pp. 1-6.
- [RLM08] L.S. Rezende, A.M. Leite da Silva, and L.A. F. Manso, "Aplicação de Colônia de Formigas ao Planejamento Cronológico da Expansão da Transmissão Considerando Restrições de Confiabilidade," in *XVII CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, Juiz de Fora, MG, 2008.
- [RM94] R. Romero and A. Monticelli, "A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 9, pp. 373-380, 1994.
- [RRMM03] R. Romero, C. Rocha, M. Mantovani, and J.R.S Mantovani, "Analysis of Heuristic Algorithms for the Transportation Model in Static and Multistage Planning in Network Expansion Systems," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 5, pp. 521-526, Sep. 2003.
- [S06] W.S. Sales, "Planejamento de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica," UNIFEI, Itajubá, Dissertação de Mestrado 2006.
- [S07] C.E. Sacramento, "Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Subtransmissão Através de Meta-Heurísticas," UNIFEI, Itajubá, MG, Tese de Doutorado 2007.
- [S12] JohannMichael Steinberger, "Integração em Larga Escala de Geração de Eólica em Sistemas Hidrotérmicos," UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, Tese de doutorado 2012.
- [S75] H.P. Schwefel, "Evolutionsstrategie und numerische optimierung," Technical University of Berlin, Berlin, Alemanha, Tese de Doutorado 1975.
- [SA85] A. Sharifnia and H.Z. Aashtiani, "Transmission Network Planning: A Method For Synthesis Of Minimum-Cost Secure Networks," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 8, pp. 2026-2034, Aug. 1985.

- [SAA85] B. Stott, O. Alsac, and F.L. Alvarado, "Analytical and Computational Improvements in Performance-index Ranking Algorithms for Networks," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 154-160, July 1985.
- [SB95] S.N. Siddiqi and M.L. Baughman, "Value-Based Transmission Planning and the Effects of Network Models," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 4, pp. 1835-1842, Nov. 1995.
- [SBL91] A.P. Sanghvi, N.J. Balu, and M.G. Laub, "Power Systems Reliability Planning Practices in North America," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 4, pp. 1485-1492, Nov. 1991.
- [SEA11] JohannM. Steinberger, Emanuel L. van Emmerik, and Maurício Aredes, "Large Scale Wind Generation Integrated in Hydrothermal Electric Power Systems a Green Solution," in International Conference on Machines and Systems - ICEMS, Benjing, China, Aug. 2011, pp. 1-6.
- [SFCM05] G.K. Stefopoulos, Fang Yang, G.J. Cokkinides, and A.P.S. Meliopoulos, "Advanced Contingency Selection Methodology," *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium*, pp. 67-73, Oct. 2005.
- [SL14] M.T. Schilling and A.M. Leite da Silva, "Conceptual Investigation on Probabilistic Adequacy Protocols: Brazilian Experience," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp. 1270-1278, May 2014.
- [SLBE90] M.T. Schilling, A.M. Leite da Silva, R. Billinton, and M.A. El-Kady, "Bibliography on power system probabilistic analysis (1962-1988)," *IEEE Transactions on Power System*, vol. 5, no. 1, pp. 1-11, Feb. 1990.
- [SM79] B. Stott and J.L. Marinho, "Linear Programming for Power Systems Network Security Applications," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 3, pp. 837-848, May 1979.
- [SR95] H.P. Schwefel and G. Rudolph, "Contemporary Evolution Strategies," in 3rd. International Conference on Artificial Life, vol. 929, Springer, Berlin, 1995, pp. 893-907.
- [SRC02] P.S. Sensarma, M. Rahmani, and A. Carvalho, "A Comprehensive Method for Optimal Expansion Planning Using Particle Swarm Optimization," *IEEE Power Eng. Society Winter Meeting*, vol. 2, pp. 1317-1322, 2002.

- [SRRG05] I.J. Silva, M.J. Rider, R. Romero, A.V. Garcia, and C.A. Murari, "Transmission Network Expansion Planning with Security Constraints," *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 6, pp. 828-836, Nov. 2005.
- [SSC08] M.T. Schilling, J.C. Stacchini de Souza, and M.B. Coutto Filho, "Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 868-876, Aug. 2008.
- [SSL89] A. Seifu, S. Salon, and G. List, "Optimization of transmission line planning including security constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, pp. 1507-1513, Oct. 1989.
- [STIS07] T. Sum-Im, G.A. Taylor, M.R. Irving, and Y.H. Song, "A Differential Evolution Algorithm for Multistage Transmission Expansion Planning," *UPEC 2007*, pp. 357-364, Sep. 2007.
- [TQ01] G.L. Torres and V.H. Quintana, "On a nonlinear multiple-centrality-corrections interior-point method for optimal power flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 2, pp. 222-228, May 2001.
- [VBPD11] F. Vallée, G. Brunieau, M. Pirlot, O. Deblecker, and J. Lobry, "Optimal Wind Clustering Methodology for Adequacy Evaluation in System Generation Studies Using Nonsequential Monte Carlo Simulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2173-2184, Nov. 2011.
- [VGS85] R. Villasana, L.L. Garver, and S.J. Salon, "Transmission Network Planning Using Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, pp. 349-356, 1985.
- [VPF11] D. Villanueva, J.L. Pazos, and A. Feijóo, "Probabilistic load flow including wind power generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 1659-1667, Aug. 2011.
- [XX87] T.M. B. S. Xavier and A.F. S. Xavier, "Classificação e Monitoração de Períodos Secos ou Chuvosos e Cálculo de Índices Pluviométricos para a Região Nordeste do Brasil," *Revista Brasileira de Engenharia*, vol. 5, pp. 7-30, 1987.
- [Y01] H.K. M. Youssef, "Dynamic Transmission Planning Using a Constrained Genetic Algorithm," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 23, pp. 857-862, 2001.

- [YCWZ09] 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*, vol. 24, no. 3, pp. 1568-1576, Aug. 2009.
- [YGD08] Q. Yu, J. Guo, and X. Duan, "Dynamic Multi-stage Transmission Network Expansion Planning," *DRPT 2008*, pp. 635-640, Apr. 2008.
- [YH89] H.K. Youssef and R. Hackam, "New transmission planning model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, pp. 9-18, Feb. 1989.