

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA

**ANÁLISE DE RISCO NA FORMAÇÃO DE DECISÕES DE PRÉ-
DESPACHO EM SISTEMAS COM ELEVADA PENETRAÇÃO
EÓLICA**

Tese de Doutorado

MAURO SÉRGIO SILVA PINTO

SÃO LUÍS
2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA

**ANÁLISE DE RISCO NA FORMAÇÃO DE DECISÕES DE PRÉ-
DESPACHO EM SISTEMAS COM ELEVADA PENETRAÇÃO
EÓLICA**

MAURO SÉRGIO SILVA PINTO

Tese de Doutorado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão - UFMA, como requisito parcial para a obtenção do grau de DOUTOR em Engenharia Elétrica.

Oswaldo Ronald Saavedra Mendez, Dr.
(Orientador)
Vladimiro Henrique Barrosa Pinto de Miranda,
Dr.
(Co-orientador)

SÃO LUÍS
2016

Mauro Sérgio Silva Pinto

**Análise de Risco na Formação de Decisões de Pré-Despacho em
Sistemas com Elevada Penetração Eólica**

Tese de Doutorado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da Universidade Federal do Maranhão UFMA, como requisito parcial para a obtenção do grau de DOUTOR em Engenharia Elétrica.

Aprovação em: 01/07/2016

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez – UFMA.
(Orientador)

Prof. Dr. Vladimiro Henrique Barrosa Pinto de Miranda – INESC/Porto.
(Co-orientador)

Prof. Dr. Luiz Antônio de Sousa Ribeiro – UFMA.
(Membro interno da banca examinadora)

Prof. Dr. José Eduardo Onoda Pessanha – UFMA.
(Membro interno da banca examinadora)

Prof. Dr. Antônio Padilha Feltrin – UNESP.
(Membro externo da banca examinadora)

Prof. Dr. Roberto de Souza Salgado – UFSC.
(Membro externo da banca examinadora)

Agradecimentos

Em primeiro lugar a Deus por ter me mantido firme nos momentos de dúvidas e nas dificuldades.

À minha esposa Jhose Ariam Melo Costa Pinto, pelo incentivo, compartilhamento das dores, frustrações, amizade, orações e amor.

À minha mãe Leir Abraão Silva

Ao meu co-orientador Vladimiro Henrique Barrosa Pinto de Miranda por seu incentivo, preciosas contribuições a este trabalho e por sua amizade e por ter estabelecido um caminho sistemático para o desenvolvimento. Ao meu orientador Osvaldo Saavedra.

Aos meus irmãos, pelo incentivo e amor. À minha sogra (Zezé) e à Dilú por suas orações que me ajudaram a permanecer de pé.

Aos meus colegas do Laboratório de Sistemas de Potências: Sidney, Pedro, Jéssica, Olga, Gustavo, Jamerson pela amizade e carinho e a Cláudio Roberto.

Aos amigos do INESC-Porto, Marco Aurelio Saran, Nelson Knak, Susana Meneses, Elaine Aparecida, Dr. Leonel Carvalho, Dr Jean Sumaili, Lucas Rebouças, Álvaro Neuenfeldt, Eduardo Cúrcio, Paula Castro, Hrvoje Keko, Wagner Franchin, Victor Torres, Marcos Schlickmann, e demais Inesquianos.

Aos meus amigos do Porto, Dra Rose Autran, Joab Virgílio, Mailson, Jamil, José Pedro, Emanuel.

A esta banca de avaliação pela disponibilidade, revisão criteriosa e críticas construtivas.

“A menos que modifiquemos a nossa maneira de pensar, não seremos capazes de resolver os problemas causados pela forma como nos acostumamos a ver o mundo”.

Albert Einstein

Resumo

O problema do pré-despacho em sistemas de potência, conhecido na literatura como *Unit Commitment -UC*, é um problema não linear, tradicionalmente modelado como uma formulação de otimização inteira mista. Um dos pontos críticos deste processo é a sua interdependência temporal, além de restrições como tempos mínimos de parada e partida. Tradicionalmente, as fontes de incertezas no sistema são o valor atual da carga e a disponibilidade do fornecimento de potência por parte dos geradores, relacionando-se com a confiabilidade. A geração deve satisfazer a critérios que determinam um nível mínimo de reserva girante ou uma política de reserva operacional através de métricas determinísticas ou estocásticas. A incerteza da carga é menor e muitas vezes é desprezada no processo de pré-despacho. Em ambos os casos, o objetivo é transformar um problema com incerteza em um modelo determinístico. Devido à elevada integração de fontes eólicas na matriz energética, as abordagens tradicionais de pré-despacho se tornam inadequadas para lidar com as incertezas associadas a este tipo de fonte. O grau de incerteza das fontes eólicas é pelo menos maior em magnitude do que o grau de incertezas da carga. Além disso, o comportamento do vento inclui a possibilidade de fortes rajadas que podem se transformar em eventos de rampa não previstos. Diante disto, as formas usuais de tratar este problema podem produzir soluções sub-ótimas, colocando o sistema em risco ou causando perda financeira substancial por ações de correções técnicas dispendiosas. A transição para modelos que levam em conta o risco propõe uma mudança de paradigma no processo de tomada de decisão do problema do pré-desapcho. Desta forma, estes desafios exigem que novos modelos de decisão sejam elaborados levando em conta este novo quadro de incertezas e que forneçam soluções úteis para o planejamento da operação. Em particular, no que se refere à operação do sistema, são necessárias ferramentas que auxiliem os operadores na tomada de decisões levando em conta o risco decorrente do ambiente de incerteza presente no sistema. Esta tese vem contribuir no suporte ao processo de tomada de decisão, analisando um conjunto de paradigmas de planejamento quanto a sua capacidade/utilidade de fornecer soluções consistentes em sistemas com significativa integração eólica. Os resultados mostraram que a fronteira de Pareto das soluções ótimas não-dominadas em um espaço multicritério entre custo estocástico *versus* o risco pode não ser convexa, o que impede uma abordagem de análise simples de *trade-off*. Mostra-se, que o modelo tradicional estocástico pode não ser adequado para lidar com as incertezas geradas pelas fontes eólicas. Além disso, esta Tese mostra que eventos indesejados, sob

uma perspectiva de risco em um espaço multicritério, podem ser negligenciados pela abordagem tradicional estocástica. No muito curto prazo, a abordagem de tomada de decisão com incertezas eólicas mostra que o simples despacho de mais reservas operacionais no sistema com alta penetração eólica pode ser insuficiente para lidar com as incertezas. Sob o aspecto do planejamento, a incorporação do risco nos custos de operação capitalizados anualmente auxilia a tomada de decisão de investimentos no planejamento do sistema.

Palavras-chaves: potência eólica, pré-despacho, análise de risco, tomada de decisão.

Abstract

The Unit Commitment Problem (UC) in power generation is a difficult problem, traditionally modeled with a mixed-integer optimization formulation. What makes it especially difficult is the time-dependency of the generation decisions, caused by ramping limitation constraints applied mostly to thermal generation, as well as minimum shut down and start up times. The main types of uncertainty are usually taken in account: in the actual load values and the (un)reliability of the generators. The uncertainty in generator availability has been met with a specification of operational reserve policy. The uncertainty in load, taking in account that its magnitude is usually small, is in many cases simply ignored. With the significant inclusion of wind power in the portfolio of a county or region, it is no longer adequate to deal with the UC problem in the traditional way. The uncertainty in wind generation is at least one order of magnitude higher than the uncertainty in load. Moreover, the wind behavior includes the possibility of strong ramping, with important stressing effect on thermal generation. Dealing with such challenges in a business-as-usual manner is doomed to produce sub-optimal solutions and to put the system in jeopardy or cause substantial financial loss with costly emergency actions. The transition to models that take risk in account supposes a change in paradigm in the decision-making process in the UC process. Without clear guidelines, operators will tend to over-protect – while under commercial pressure, they may run excessive risks. To help in the transition to a UC decision-making process under uncertainty, this thesis contributes to the set of planning paradigms and makes an attempt to organize the comparative analysis and results and conclusions reached, from an illustrative case built around the IEEE RTS 30-bus system. The results show that the Pareto-optimal front, in a stochastic cost vs. risk space, may not be convex, which precludes the use of simplistic trade-off approaches. The conclusion, as a contribution from this thesis, is unmistakable: a stochastic programming approach is not adequately informative on the risks run as consequence of system operator decisions on unit commitment, in systems with a high penetration of wind power. Models that follow the Risk Analysis paradigm are necessary, in order to quantify the costs of hedging (protecting against adverse scenarios). Furthermore, by relying on an explicit multiple criteria representation, the thesis shows how this risk aversion perspective, in terms of undesired events, may be blended with a stochastic optimization perspective of average gain or expense. On the planning matter, embedding the risk in the operating cost annually capitalized assists the decision-making in investments in system planning.

Keywords: wind power; stochastic programming; risk analysis; unit commitment

Lista de Ilustrações

| | |
|---|-----|
| FIGURA 1 – ILUSTRAÇÃO DA PENETRAÇÃO EÓLICA NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ANUAL..... | 33 |
| FIGURA 2– ILUSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA, DEMANDA BRUTA E DA DEMANDA LÍQUIDA..... | 35 |
| FIGURA 3 – ILUSTRAÇÃO DOS CONCEITOS DE VARIABILIDADE E INCERTEZA DA PRODUÇÃO EÓLICA | 35 |
| FIGURA 4 – ILUSTRAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DE RESERVAS OPERACIONAIS DO SISTEMA DE POTÊNCIA. | 50 |
| FIGURA 5 – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO MÉTODO DAS RESTRIÇÕES (ϵ -CONSTRAINT). | 75 |
| FIGURA 6 -FUNÇÃO DE CUSTOS MODIFICADOS DO SISTEMA IEEE-30..... | 82 |
| FIGURA 7 - ILUSTRAÇÃO DA PRODUÇÃO EÓLICA EM PORTUGAL EM 15/01/16 | 83 |
| FIGURA 8 - CENÁRIOS DE PRODUÇÃO EÓLICA..... | 83 |
| FIGURA 9 - PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA CLÁSSICA - O EIXO x REPRESENTA O CORTE DE CARGA ESPERADO. | 84 |
| FIGURA 10 - SOLUÇÕES NÃO DOMINADAS CONSIDERANDO APENAS O EIXO DO ESTOCÁSTICOS CLÁSSICO | 85 |
| FIGURA 11 - SOLUÇÕES NÃO DOMINADAS CONSIDERANDO OS TRÊS EIXOS DE 3.20..... | 86 |
| FIGURA 12 - AVERSÃO AO RISCO COM OS MAIORES CORTES DE CARGA, O EIXO x REPRESENTA A MAGNITUDE DO PIOR EVENTO, FUNÇÃO NÃO-CONVEXA. | 87 |
| FIGURA 13 - AVERSÃO AO RISCO PARA OS PIORES CENÁRIOS DE CORTE DE CARGA, O EIXO x REPRESENTA O CORTE DE CARGA TOTAL DO PIOR CENÁRIO. | 87 |
| FIGURA 14 - GRÁFICO COM TODAS AS SOLUÇÕES DE TODAS AS MÉTRICAS NO DOMÍNIO DO PIOR EVENTO..... | 88 |
| FIGURA 15 - GRÁFICO COM TODAS AS SOLUÇÕES EM CUSTO V.S. CORTE DE CARGA NO DOMÍNIO DO CORTE DE CARGA ESPERADO..... | 89 |
| FIGURA 16 - ABORDAGEM DO ESTOCÁSTICO CLÁSSICO EM FUNÇÃO DO PIOR EVENTO. | 89 |
| FIGURA 17 - ILUSTRAÇÃO EM TRÊS DIMENSÕES DO CUSTO DE OPERAÇÃO, PIOR EVENTO E DO ESTOCÁSTICO CLÁSSICO. | 90 |
| FIGURA 18 - ESCALA DE ESTABILIDADE DE DECISÕES PARA TODOS OS MODELOS VARIANDO-SE β ; WE: PIOR EVENTO; WS: PIOR CENÁRIO; WSQ: ARREPENDIMENTO PROPORCIONAL AO QUADRADO DO EFEITO. CS: ESTOCÁSTICO CLÁSSICO (CORTE DE CARGA ESPERADO)..... | 92 |
| FIGURA 19 – ILUSTRAÇÃO DE UMA RAMPA ASCENDENTE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA..... | 96 |
| FIGURA 20 - CASO REAL DE RAMPA EÓLICA REGISTRADO NO NORDESTE BRASILEIRO. | 96 |
| FIGURA 21 – EXEMPLO DA APLICAÇÃO DA DEFINIÇÃO 4 COM DOIS SINAIS FILTRADOS..... | 99 |
| FIGURA 22 - ILUSTRAÇÃO DA POTÊNCIA EÓLICA (PARTE SUPERIOR), ILUSTRAÇÃO DA POTÊNCIA FILTRADA (PARTE INFERIOR)..... | 100 |
| FIGURA 23 – ILUSTRAÇÃO DE DOIS TIPOS DE ERRO NA PREVISÃO DE RAMPAS, CRONOLOGIA E MAGNITUDE..... | 101 |

| | |
|---|-----|
| FIGURA 24 - CENÁRIOS DE REALIZAÇÕES DE RAMPAS EÓLICAS..... | 102 |
| FIGURA 25 - DEMANDA BRUTA DO SISTEMA TESTE | 103 |
| FIGURA 26 - FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO ADOTADO. | 105 |
| FIGURA 27 - NOVAS SOLUÇÕES ENCONTRADAS A PARTIR DA NOVA PREVISÃO DE RAMPAS EÓLICAS..... | 106 |
| FIGURA 28 - GRÁFICO COM AS DIFERENÇAS DOS CUSTOS ENTRE A SOLUÇÃO CONTRATADA E AS NOVAS SOLUÇÕES ENCONTRADAS. | 107 |
| FIGURA 29 - ILUSTRAÇÃO DA EXPOSIÇÃO DO SISTEMA A CENÁRIOS COM CORTE DE CARGA..... | 108 |
| FIGURA 30 - EXPOSIÇÃO AO RISCO PELO VALOR ESPERADO DO NÚMERO DE CORTE DE CARGA. | 109 |
| FIGURA 32 – PERFIL DE UMA USINA HIDROELÉTRICA GENÉRICA. | 120 |
| FIGURA 33 - CUSTO DE UTILIZAÇÃO DA ÁGUA NO PRESENTE (CP) E UTILIZAÇÃO FUTURA (CF)..... | 121 |
| FIGURA 34 - ILUSTRAÇÃO DA RESTRIÇÃO DE ACOPLAMENTO DA OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO..... | 126 |
| FIGURA 35 - FUNÇÃO DE CUSTOS DOS GERADORES DO SISTEMA a | 127 |
| FIGURA 36 - FUNÇÃO DE CUSTOS DOS GERADORES DO SISTEMA b | 128 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|-----|
| TABELA 2.1 – COMPARAÇÃO ENTRE O LOLP E O LOWE, FONTE: (MA, 2012)..... | 46 |
| TABELA 2.2 – ILUSTRAÇÃO DAS CATEGORIAS DE RESERVAS. FONTES: (HOLTTINEN, MILLIGAN, <i>ET AL.</i> , 2012) E (MILLIGAN, LEW, <i>ET AL.</i> , 2010)..... | 51 |
| TABELA 3.1 – ILUSTRAÇÃO DE CORTES DE CARGA POR PERÍODO QUE CARACTERIZAM UM CENÁRIO..... | 72 |
| TABELA 3.2 LIMITES MÁXIMOS DE POTÊNCIAS DOS GERADORES..... | 81 |
| TABELA 3.3 - SOLUÇÕES NÃO DOMINADAS | 91 |
| TABELA 4.1 - RESERVA GIRANTE DO SISTEMA TESTE. | 103 |
| TABELA 4.2 - ILUSTRAÇÃO DAS SOLUÇÕES ENCONTRADAS A PARTIR DO NOVO CENÁRIO DE RAMPAS EÓLICAS. .. | 110 |
| TABELA 4.3 - ILUSTRAÇÃO DA CAPACIDADE OCIOSA DO SISTEMA PARA A SOLUÇÃO ROBUSTA A1. | 111 |
| TABELA 4.4 - FLUXOS DE POTÊNCIA EM P.U. PARA A SOLUÇÃO A1 NO CENÁRIO 5..... | 112 |
| TABELA 4.5 - ILUSTRAÇÃO DA CAPACIDADE OCIOSA DO SISTEMA PARA A SOLUÇÃO ROBUSTA A2. | 113 |
| TABELA 4.6 - ILUSTRAÇÃO DA CAPACIDADE OCIOSA DO SISTEMA PARA A SOLUÇÃO ROBUSTA A3. | 114 |
| TABELA 5.1 - CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA TESTE <i>a</i> | 128 |
| TABELA 5.2 - CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA TESTE <i>b</i> | 128 |
| TABELA 5.3 - ILUSTRAÇÃO DAS SOLUÇÕES PARA O SISTEMA <i>a</i> PARA UM MÊS..... | 130 |
| TABELA 5.4 - ILUSTRAÇÃO DAS SOLUÇÕES PARA O SISTEMA <i>b</i> PARA UM MÊS..... | 131 |
| TABELA 5.5 - RESUMO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PARA AMBOS OS SISTEMAS..... | 132 |

Lista de Abreviaturas e Siglas

- NFI(k) *Normalized Flexibility Index*, Índice de Flexibilidade Normalizado do sistema k ;
- LOWE *Loss of Wind Expected*, Perda estimada de vento;
- WEC *World Energy Council*, Conselho Mundial de Energia;
- LSI *Load Shedding Incidents*, Corte de Carga Incidente;
- LOLP *Loss of Load Probability*, Probabilidade de Perda de Carga;
- UC *Unit Commitment*, Pré-despacho;
- SUC *Stochastic Unit Commitment*, Pré-Despacho Estocástico;
- RA *Risk Analysis*, Análise de risco;
- PC *Probabilistic choice*, Escolha Probabilística;
- SCUC *Security Constrain Unit Commitment*, Pré-despacho com restrição de segurança;
- PBUC *Price-Based Unit Commitment*, Pré-despacho baseado no preço.
- CCGT *Closed-cycle gas turbine*, Turbina de ciclo combinado
- WPF *Wind Power Forecasting*, Potência eólica prevista
- SA *Simulated Annealing*, Recozimento simulado
- TS *Tabu Search*, Busca Tabu
- PSO *Particle Swarming Optimization*, Otimização por enxame de partículas
- EPSO *Evolutionary Particle Swarming Optimization*, Otimização Evolutiva por Enxame de Partículas

MOO *Multiobjective Optimization*, Otimização multiobjectivo

DM *Demand Manager*, Gerenciamento da demanda

DFIG *Doubly-fed Induction Generator*

Lista de Símbolos

Índices

| | |
|---------------|---|
| k | <i>Índice do gerador térmico;</i> |
| j | <i>Índice do parque gerador eólico;</i> |
| i | <i>Instante de tempo;</i> |
| k | <i>Índice para as barras de cargas;</i> |
| r | <i>Índice dos ramos do sistema;</i> |
| M | <i>Número de geradores térmicos;</i> |
| NW | <i>Número de parques eólicos;</i> |
| NL | <i>Número de barras com carga cortada;</i> |
| NS | <i>Número de cenários de realização eólica.</i> |
| t | <i>Instante de tempo</i> |
| ω | <i>Cenário</i> |
| ε | <i>Restrição de limite máximo</i> |
| T | <i>Número de períodos</i> |
| H | <i>Número de geradores hidráulicos</i> |

Constantes

| | |
|--------------|--|
| P_k^{min} | <i>Potência mínima do gerador térmico k;</i> |
| P_k^{max} | <i>Potência máxima do gerador térmico k;</i> |
| P_r^{min} | <i>Fluxo de potência mínima do ramo r;</i> |
| R_k^{up} | <i>Rampa de subida do gerador térmico k;</i> |
| R_k^{down} | <i>Rampa de descida do gerador térmico k;</i> |
| a, b, c | <i>Constantes de custo para o gerador térmico;</i> |
| π_m | <i>Probabilidade de realização do cenário eólico m.</i> |
| Δt | <i>Intervalo de tempo</i> |
| P_r^{max} | <i>Fluxo máximo do ramo ou linha r</i> |

| | |
|-------------------------|--|
| C_w | <i>Custo de corte eólico</i> |
| C_Z^{pen} | <i>Custo para penalização de cenário com pelo menos um cenário com corte de carga nulo</i> |
| α, β, γ | <i>Fatores de impactos ou intensificadores de impacto</i> |
| δ | <i>Parâmetro de filtragem de sinais</i> |
| Ch_k | <i>Custo de uso da água do gerador hidráulico k</i> |

Variáveis

| | |
|-----------------------|--|
| $P_{i,k}$ | <i>Potência do gerador k no instante i;</i> |
| $P_{i,j}^w$ | <i>Potência eólica no instante i do parque j;</i> |
| $X_{on_{i-1,k}}$ | <i>Número de períodos de tempo consecutivos até o intervalo i – 1 que a unidade k permanece ligada;</i> |
| $X_{off_{i-1,k}}$ | <i>Número de períodos de tempo consecutivos até o intervalo i – 1 que a unidade k permanece desligada;</i> |
| T_k^{up} | <i>Número de períodos consecutivos mínimos em que a unidade k deve permanecer ligada;</i> |
| T_k^{dn} | <i>Número de períodos consecutivos em que a unidade k deve permanecer desligada;</i> |
| $WS_{i,j}$ | <i>Corte eólico no intervalo i do parque j;</i> |
| ΔP_i^{max} | <i>Varição da potência máxima do gerador térmico i no intervalo de tempo Δt;</i> |
| ΔP_i^{min} | <i>Varição da potência mínima do gerador térmico i no intervalo de tempo Δt;</i> |
| L_{net_t} | <i>Demanda líquida do sistema no instante t;</i> |
| $L_{net_{pico-vale}}$ | <i>Diferença entre o pico e o vale da curva da demanda líquida;</i> |
| $P_{total_t}^w$ | <i>Produção eólica total do sistema no instante t;</i> |
| L_t | <i>Carga total do sistema no instante t (demanda bruta);</i> |
| σ_w | <i>Desvio padrão do erro de previsão eólico;</i> |
| $\mu_{t,k}$ | <i>Status da unidade k no instante t;</i> |
| σ_d | <i>Desvio padrão do erro de previsão da demanda;</i> |

| | |
|----------------|---|
| σ_{net} | <i>Desvio padrão do erro de previsão da demanda líquida;</i> |
| f_1 | <i>Custo de operação do sistema; representa o primeiro objetivo;</i> |
| f_2 | <i>Representa os fatores de risco que envolvem o problema;</i> |
| β | <i>Trade-off ou intensificador de risco;</i> |
| f_C | <i>Custo do despacho do sistema;</i> |
| f_S | <i>Custo do corte eólico;</i> |
| f_Z | <i>Função de penalização para evitar soluções nulas;</i> |
| $L_{C_{i,m}}$ | <i>Corte de carga no período i no cenário m;</i> |
| P_{total}^W | <i>Potência eólica total</i> |
| $Ramp_{UP_k}$ | <i>Rampa eólica ascendente da máquina k</i> |
| $Ramp_{DW_k}$ | <i>Rampa eólica descendente da máquina k</i> |
| $Ramp_k$ | <i>Média entre a rampa eólica ascendente e a rampa eólica descendente</i> |
| $\zeta(P, Q)$ | <i>Distância probabilística entre duas distribuições marginais, P e Q</i> |
| $Pf_{t,r}$ | <i>Fluxo de potência da linha r no instante t</i> |
| f_{2E} | <i>Função que representa a métrica do pior evento</i> |
| f_{2C} | <i>Função que representa a métrica do pior cenário</i> |
| f_{2P} | <i>Função que representa a métrica do estocástico clássico</i> |
| f_3 | <i>Função que mede a exposição a cenários com corte de carga</i> |
| P | <i>Amplitude de rampa eólica</i> |
| P_{val} | <i>Amplitude limiar de rampa eólica</i> |
| PRR_{val} | <i>Valor limiar de taxa de crescimento de rampa eólica</i> |
| p_t^f | <i>Função de rampa eólica filtrada no tempo t</i> |
| $L_{C_{max}}$ | <i>Corte de carga máximo;</i> |
| Red_t | <i>Reserva exigida no intervalo t</i> |
| I_C | <i>Função de exposição de cenários</i> |
| C_F | <i>Função de custo futuro</i> |
| C_P | <i>Função de custo presente</i> |

| | |
|------------|--|
| $Ph_{t,i}$ | <i>Potência hidráulica no instante t da máquina i</i> |
| $Pf_{s,i}$ | <i>Potência final da simulação são do instante i</i> |
| $Pi_{s,i}$ | <i>Potência inicial da simulação são do instante i</i> |
| E | <i>Energia do sistema</i> |
| n_j | <i>Instante de tempo j</i> |

Artigos Aceitos Relacionados com esta Tese

Periódicos Aceitos / Publicados

1. PINTO, M. S. S., MIRANDA V., SAAVEDRA O. Risk and Unit Commitment Decisions in Scenarios of Wind Power. **Renewable Energy**, Elsevier, DOI: 10.1016/2016; (PUBLICADO)
2. PINTO, M. S. S., Martins, C. *et al.* Tomada de Decisões em Leilões de Energia Elétrica de Longo Prazo. **Revista Chilena de Ingeniare**, Casilla, p. 6D, 07 maio de 2014; (PUBLICADO)

Congressos Nacionais e Internacionais

3. Coping with Wind Power Uncertainty in Unit Commitment: A Robust Approach using the New Hybrid Metaheuristic DEEPSO. **Power Tech 2015**, Maio, Eindhoven, 2015; (PUBLICADO)
4. PINTO, M. S. S., MARTINS, C. , SAAVEDRA, O. Uma Revisão das Principais Metodologias de Alocação dos custos de Segurança da Transmissão In: **Simpósio Brasileiro De Sistemas Elétricos**, 6, 2014, Foz do Iguaçu *Anais...* Foz do Iguaçu, 2014; (PUBLICADO)
5. OLIVEIRA, A; CERQUEIRA, S. PINTO, M.S.S, SAAVEDRA O. M. Despacho Hidrotérmico Levando em conta a Emissão de Poluentes. In: **XX Congresso Brasileiro de Automática**, p. 8, Belo Horizonte, 2014; (PUBLICADO)

Artigos em Processo de Submissão

6. PINTO, M. S. S., MIRANDA, V., CARVALHO, L., SUMAILI, J., SAAVEDRA O., Mitigation in the very short-term of risk from wind ramps with unforeseen severity.

**Journal of Control, Automation and Electrical Systems. 2016. (ACEITAÇÃO
CONDICIONAL)**

7. PINTO, M. S. S., SUMAILI , J., SAAVEDRA O, MIRANDA, V., Optimal Dispatch of Reserves against Wind Power Ramps. 2016 (EM ELABORAÇÃO)

Sumário

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 25 |
| 1.1 | Motivação | 25 |
| 1.2 | Metodologia | 28 |
| 1.3 | Organização da Tese | 30 |
| 2 | ENQUADRAMENTO E ESTADO DA ARTE..... | 32 |
| 2.1 | Introdução | 32 |
| 2.2 | A Energia Eólica no Brasil e no Mundo | 32 |
| 2.3 | Demanda Líquida do Sistema | 33 |
| 2.3.1 | Variabilidade e Incerteza da Demanda Líquida..... | 35 |
| 2.4 | Flexibilidade de Sistemas de Potência..... | 37 |
| 2.4.1 | A Geração do Sistema e os Índices de Flexibilidade..... | 39 |
| 2.4.2 | Índices de Flexibilidade do Sistema | 43 |
| 2.4.3 | Outras Informações sobre Flexibilidade | 47 |
| 2.5 | Reservas Operacionais do Sistema | 47 |
| 2.5.1 | Conceito | 48 |
| 2.5.2 | Classificação das Reservas Operacionais | 48 |
| 2.5.3 | Impacto das Eólicas nas Reservas Operacionais | 51 |
| 2.6 | Estado da Arte no pré-despacho | 52 |
| 2.6.1 | Pré-despacho (Unit Commitment - UC)..... | 52 |
| 2.6.2 | Pré - Despacho Considerando Fontes Eólicas | 54 |
| 2.6.3 | Pré-Despacho Estocástico (<i>Stochastic Unit Commitment</i>) | 55 |
| 2.6.4 | Geração de cenários | 56 |
| 2.6.5 | Algoritmos de Resolução do Pré-Despacho | 59 |
| 2.7 | Risco | 64 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 2.7.1 | Riscos versus Incertezas | 65 |
| 2.7.2 | Índices de Riscos | 66 |
| 2.8 | Conclusão..... | 68 |
| 3 | MODELO ESTOCÁSTICO VERSUS ANÁLISE DE RISCO EM sistemas COM ALTA INTEGRAÇÃO DE EÓLICAS. | 70 |
| 3.1 | Introdução | 70 |
| 3.2 | Pré-despacho Multicritério | 71 |
| 3.2.1 | Restrições..... | 76 |
| 3.3 | Representação da Incerteza da Produção Eólica..... | 77 |
| 3.3.1 | Função Objetivo - custos operacionais f_1 | 77 |
| 3.3.2 | Função Objetivo - risco f_2 | 79 |
| 3.4 | Procedimento de Análise | 80 |
| 3.5 | Estudo de Caso..... | 81 |
| 3.6 | Fronteira de Pareto para cada um dos modelos de risco..... | 83 |
| 3.6.1 | Programação Estocástica | 84 |
| 3.6.2 | Pior Evento | 86 |
| 3.6.3 | Pior Cenário | 87 |
| 3.6.4 | Comparação de modelos de programação estocástica (PC) e de análise de risco (RA). 88 | |
| 3.6.5 | Efeito da Aversão do Risco não Linear | 90 |
| 3.6.6 | Estabilidade das Decisões com Incerteza dos Custos de Arrependimento | 91 |
| 3.7 | Conclusões | 92 |
| 4 | MITIGAÇÃO DE RISCOS ASSOCIADOS COM RAMPAS EÓLICAS DE SEVERIDADE NÃO PREVISTA EM MUITO CURTO PRAZO | 94 |
| 4.1 | Introdução | 94 |
| 4.1.1 | Rampas Eólicas..... | 95 |
| 4.2 | Procedimento de Análise | 102 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 4.2.1 | Dados do Estudo de Caso | 102 |
| 4.2.2 | Descrição do Procedimento de Análise | 104 |
| 4.3 | Resultados e Simulações..... | 106 |
| 4.3.1 | CrITÉrio da Máxima Diferença | 106 |
| 4.3.2 | Análise da Reserva Operacional..... | 109 |
| 4.3.3 | CrITÉrio de Exposição ao Risco por Insuficiência de Recursos | 114 |
| 4.4 | Conclusões | 115 |
| 5 | ANÁLISE DE RISCO EM SISTEMAS COM PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA NO LONGO PRAZO | 117 |
| 5.1 | Introdução | 117 |
| 5.2 | Flexibilidade na geração: usinas hidráulicas | 118 |
| 5.2.1 | Custo do Uso da Água | 120 |
| 5.3 | Coeficiente de flexibilidade de sistemas..... | 122 |
| 5.4 | A metodologia multicritério..... | 123 |
| 5.4.1 | Função Objetivo: custos atualizados - f_1 | 123 |
| 5.4.2 | Função Objetivo: métrica de risco - f_2 | 125 |
| 5.4.3 | Restrições Adicionais | 125 |
| 5.5 | Análise de sensibilidade..... | 126 |
| 5.6 | Procedimento de Análise | 127 |
| 5.6.1 | Sistema Teste | 127 |
| 5.7 | Simulações e Resultados..... | 129 |
| 5.8 | Conclusões | 132 |
| 6 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 135 |
| 6.1 | Conclusões | 135 |
| 6.2 | Contribuições da Pesquisa | 139 |
| 6.3 | Trabalhos Futuros | 140 |
| 7 | BIBLIOGRAFIA..... | 141 |

| | |
|-----------------|-----|
| APÊNDICE A..... | 151 |
| APÊNDICE B..... | 162 |
| APÊNDICE C..... | 170 |
| ANEXO A | 173 |

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A operação de sistemas elétricos deve obedecer a princípios de racionalidade econômica e ter em conta aspectos de segurança e confiabilidade. A operação compreende o conjunto de decisões sobre a condução e funcionamento do sistema a serem tomadas dentro de um horizonte temporal limitado e que devem considerar recursos e disponibilidades físicas existentes.

A racionalidade econômica foi tradicionalmente abordada segundo uma ótica de minimização de custos, sujeita a diversos condicionamentos. Uma vez que a operação é a condução do sistema sob essa ótica, então exige-se um planejamento das ações a se executar.

Uma das fases do planejamento da operação, no curto prazo (um a alguns dias) é o pré-despacho de geração – fase em que o operador do sistema decide quais as unidades que deverão estar em serviço em cada posto horário do seu horizonte de planejamento. Para essa decisão, é tradicional levar em conta condições ou restrições de confiabilidade (levando à definição de reserva operacional mínima em cada momento) bem como os custos associados ao uso do recurso primário (tradicionalmente: combustível ou água) e ainda condicionamentos técnicos associados à tecnologia de geração (como limites operacionais de geração, tempos mínimos de parada / partida ou amplitudes de janelas de operação permitidas associadas a *ramping*, por exemplo).

No portfólio tradicional de geração de energia, a geração térmica foi sempre tomada como completamente controlável e sem incerteza associada: sujeita, portanto, a decisão determinística. Da mesma forma, sendo reconhecido que o recurso hídrico, no médio e longo prazo, é afetado por incertezas, no muito curto e curto prazo foi tradicionalmente adotada uma modelagem determinística para a disponibilidade desse recurso. Essa abordagem é, em regra, o resultado de modelos que consideram as incertezas das afluições como indicadores de custo de uso e disponibilidade do recurso. Na verdade, busca-se sempre reduzir as decisões sobre uso da geração hidrelétrica a um modelo similar ao usado para a geração térmica o que em resumo, significa obter um modelo determinístico oferecendo como resultado uma solução a ser usada na operação.

O advento de energias renováveis, com especial relevância para a eólica, com penetração elevada ou pelo menos significativa no portfólio de geração de um sistema complexo, veio introduzir uma nova característica ao problema do pré-despacho, que tão laboriosamente havia tentado eliminar dos modelos: a presença de incertezas relevantes no quadro do curto e muito curto prazo, que não podem ser ignoradas ou tratadas de modo simplista sem o risco de se incorrer em decisões sub-ótimas (fugindo da racionalidade econômica) ou mesmo colocando em risco a segurança do sistema.

As incertezas associadas ao recurso eólico podem ter, essencialmente, dois tipos de impactos: uma estimativa errada do recurso pode levar a decisões de ponto de operação que encarecem a operação do sistema ou que colocam em perigo a sua segurança. A estimativa errada das possíveis variações das amplitudes do recurso pode ter as seguintes consequências:

- A falta de recurso não prevista pode obrigar a operar com um parque de geração inadequado, levando a uma operação economicamente sub-ótima. Dependendo dos sistemas e regulamentações de mercado, o operador do sistema pode ser obrigado a comprar energia adicional a preços *spot* com as consequências econômicas óbvias (inclui-se aqui a possibilidade de recurso à disponibilidade oferecida por interconexões com sistemas vizinhos);
- O operador do sistema pode ser obrigado a forçar unidades a esforços de *ramping* excessivos (subidas ou descidas abruptas de valor de geração) com reflexos negativos no rendimento e principalmente na redução do tempo de vida útil das turbinas, impactando custos e confiabilidade do sistema;
- A falta de recurso eólico pode levar à necessidade de cortes de carga, se estiverem esgotadas ou indisponíveis as opções para lidar com o problema;
- Um excesso inesperado de recurso eólico também tem consequências econômicas e de segurança. Por exemplo, a falta de previsão do recurso também pode ter levado a decisões de pré-despacho que se revelam excessivamente onerosas, por terem requerido a entrada em serviço de geração que seria dispensável;
- O excesso de vento não previsto pode também resultar em oportunidades perdidas de otimizar a gestão das demais fontes de geração;
- Em caso de excesso de vento, o operador pode ter que optar entre pagar a geradores privados para desconectar geração eólica ou pagar, a preços de mercado, para cancelar a entrada em serviço de geração que estava agendada previamente;

- Se o excesso não previsto se transformar em rampas ascendentes vigorosas de produção eólica, igualmente podem aparecer estresses excessivos de *ramping* nos demais geradores, em particular na térmica mais pesada, com consequências similares ao das rampas descendentes: perda de vida útil das turbinas, custos excessivos e comprometimento da segurança ou da confiabilidade do sistema;
- Finalmente, há sempre a possibilidade de que a materialização das incertezas num cenário concreto obrigue à medida drástica de corte de carga, com as consequências óbvias e a aversão conhecida dos operadores de sistema por essa opção.

Compreende-se, portanto, que uma das características mais relevantes, quando os sistemas elétricos admitem uma elevada penetração de eólica em sua matriz de geração energética, é a flexibilidade em termos de capacidade de *ramping* do parque gerador. Isto significa que parques geradores com geração hidrelétrica se encaixam melhor à geração eólica do que a geração térmica clássica a *fuel* ou carvão. Da mesma forma, a geração térmica a gás também aumenta a flexibilidade do parque gerador, embora pagando um preço de uma geração mais cara. Além disso, a capacidade de interligação com redes vizinhas introduz um fator relevante pela possibilidade de lidar com o excesso ou a escassez de potência eólica. O armazenamento de água em reservatórios dispendendo de capacidade de bombeamento e turbinagem vira fator importante na economia da operação e na sua segurança.

Todas estas considerações têm um objetivo principal: justificar a necessidade de mudança de paradigmas, no processo de decisão de pré-despacho de geração. Essa mudança está certamente associada à necessidade de se reconhecer explicitamente, nos modelos, a incerteza na previsão do recurso eólico. Só esse fator já representa uma mudança no modelo determinístico tradicionalmente adotado – e, por isso, têm aparecido na literatura, em anos recentes, propostas de modelos com base em programação estocástica com uma justificativa forte: é que a incerteza na disponibilidade do recurso eólico é de uma ordem de grandeza, pelo menos, superior à incerteza na estimativa da demanda, evidenciando a impossibilidade de se aproximar simplesmente a distribuição da incerteza por seu valor esperado. Daí a abordagem estocástica, com representação de cenários associados a distintas probabilidades.

Esta tese, certamente, reconhece os méritos dessa inovação e os incorpora. Porém, vai bem mais longe na sua proposta: a tese defende que o próprio processo de decisão tem que evoluir para um novo paradigma, o da análise de risco para decisão sob incerteza.

Enquanto as abordagens tradicionais se concentram na produção de soluções (aí incluída a programação estocástica), esta tese foca o próprio problema do processo de tomada de decisão face às soluções disponíveis e face às consequências apercebidas das decisões que se possam tomar. Em outras palavras, a tese defende, na linha paradigmática da análise de risco, que a minimização de um valor esperado de uma solução não modela adequadamente um processo de decisão de pré-despacho, pois permite a minimização da possibilidade de ocorrência de consequências indesejadas da decisão a tomar, face ao leque de cenários possíveis de ocorrer para o recurso eólico.

É, portanto, objetivo desta tese, mostrar que o paradigma de decisão estocástica (que a literatura também designou de *probabilistic choice*), apresenta deficiências que o tornam inadequado para tratar o problema alvo desta tese. Também é mostrado que o paradigma de análise de risco (*risk analysis*) tem características promissoras que o tornam uma ferramenta poderosa e de grande utilidade no auxílio à tomada de decisões em sistemas com significativa penetração eólica. Um estudo de caso permite ilustrar as afirmações contidas neste trabalho, constatando-se a insuficiência do paradigma estocástico para atender às preocupações de um operador de sistema e modelar adequadamente o seu processo de tomada de decisão.

1.2 Metodologia

Face à motivação apresentada, ressalva-se que a tese não busca apresentar algoritmos ou aplicações computacionalmente eficientes, mas sim analisar e discutir os fundamentos metodológicos de distintos paradigmas e evidenciar as consequências da sua consideração. Neste sentido, a pesquisa que dá suporte à tese se organizou segundo os seguintes vetores:

- Reconhecer o estado da arte de modelos de pré-despacho de geração em sistemas com elevada penetração eólica;
- Identificar fatores de risco a ter em consideração pelo operador de sistema e desenvolver modelos de representação próprios;
- Identificar e incorporar nos modelos processos de geração de cenários, em especial de eólica;
- Desenvolver um conjunto de aplicações computacionais capazes de gerar soluções de pré-despacho de acordo com os diferentes paradigmas;

- Adotar uma abordagem multicritério para representar e visualizar potenciais conflitos e compromissos entre critérios econômicos e de risco;
- Definir uma metodologia de identificação e definição de decisões, face à análise das fronteiras de Pareto identificadas;
- Modelar a comparação entre paradigmas e processos de decisão no contexto de planejamento da operação de um processo de pré-despacho diário;
- Focar e especializar o processo para a tomada de decisões em contexto de operação com janela temporal de poucas horas de antecedência, face a possíveis cenários não antecipados anteriormente de rampas de vento (eventualmente conducentes a decisões de redefinição do pré-despacho);
- Efetuar uma análise complementar dos efeitos da flexibilidade do sistema na robustez das decisões tomadas, comparando sistemas de base térmica clássica com sistemas dispondo de unidades com capacidade de *ramping*.

Naturalmente, visto que a variabilidade no curto e muito curto prazo do vento é de ordem elevada, o deslocamento de energia na rede de transmissão é muito mais acentuado do que em sistemas sem eólica. Daí a necessidade de considerar a rede de transmissão como um fator não negligenciável, pelas limitações que possa introduzir a esse movimento.

A inclusão da rede de transmissão nos modelos é fator que agrava o peso computacional das aplicações e, por isso, muitas propostas de modelos a negligenciam. Porém, dado que a tese se estabelece em aspetos metodológicos fundamentais, seria um equívoco ou omissão grave não incluir os seus efeitos, pelo que a sua representação é efetuada nesta tese (embora recorrendo ao modelo DC). Acredita-se que, uma vez demonstrados os benefícios (mesmo económicos) de modelos com ampla representação dos fatores de incerteza e da rede, os custos de capacidade de computação mais robusta serão negligenciáveis e, portanto, o problema da eficiência computacional tenderá a beneficiar apenas um aumento de recursos. Esta razão se adiciona ao próprio foco da tese para que não seja nela discutida essa questão.

A estrutura da tese segue os tópicos acima descritos. Os títulos dos capítulos são suficientes para guiar o leitor na seleção dos temas a examinar. A tese demonstrará, efetivamente, o seguinte:

- Que a consideração de cenários de vento é condição indispensável para o processo de decisão de pré-despacho de geração;

- Que o paradigma da programação estocástica é insuficiente para representar o processo de decisão;
- Que o paradigma de análise de risco traz contribuições valiosas para a tomada de decisão;
- Que uma conciliação entre os dois paradigmas é possível, no quadro de uma modelagem multicritério;
- Que a análise de risco é especialmente valiosa face à perspectiva de rampas;
- Que a análise de risco evidencia as vantagens de um planeamento de sistema com características de flexibilidade (no parque gerador e na rede de transmissão);
- Que a análise de risco permite avaliar a robustez das decisões, de uma maneira que a programação estocástica não permite – por robustez de uma decisão entende-se aqui a sua estabilidade face à incorreta estimativa de parâmetros dos modelos ou equivocada expectativa face a cenários ou realizações incertas.

As contribuições originais desta tese estão associadas às afirmações acima, que envolvem a discussão e revisão de conceitos na operação de sistemas de energia elétrica com penetração de geração eólica, formulação matemática, comparação de paradigmas e na extração de conclusões inovadoras, as quais podem guiar o desenvolvimento de modelos futuros adotando um paradigma distinto do classicamente seguido. Uma tese é uma ideia – e o que esta tese defende é que a adoção de um paradigma meramente estocástico pode incorrer em erros, pelo que deve ser substituído ou complementado por outro: a análise de risco.

1.3 Organização da Tese

Este trabalho está organizado da seguinte forma. No capítulo 2, é apresentado um enquadramento do Estado da Arte que contextualiza a utilização relevante da energia eólica no mundo. Além disso, apresenta os principais conceitos e formulações de procedimentos referentes ao estado da arte sobre a modelagem do Pré-despacho (*Unit Commitment*) sob o aspecto estocástico e de algoritmos para solucioná-lo.

O capítulo 3 é caracterizado pela análise comparativa no processo de tomada de decisão na operação de sistemas com elevado nível de penetração eólica entre abordagens que considerem os riscos e uma abordagem constituída por programação estocástica clássica, denominada de escolha probabilística.

No capítulo 4, elabora-se uma análise sobre a utilização das reservas operacionais do sistema no muito curto prazo sob a ótica de risco com o intuito de avaliar a capacidade do sistema acomodar a incerteza na variabilidade do vento e possivelmente corrigir decisões anteriores de pré-despacho, cujo objetivo é acomodar eventos de rampa eólica com severidade não prevista na fase de planejamento da operação.

No capítulo 5, é realizada uma comparação de qualidade das decisões por meio da análise da flexibilidade sob aspectos de risco em um ambiente de incerteza produzida por elevada produção de eólicas aplicado para auxiliar o processo de tomada de decisão do problema de planejamento estrutural do sistema. Dois casos são analisados: o primeiro caso é caracterizado por sistemas flexíveis de natureza hidrotérmica, enquanto o segundo caso é caracterizado por um sistema pouco flexível de natureza térmica no longo prazo sob o ponto de vista do risco em sistemas com alta penetração de eólicas.

As considerações finais, as conclusões e as contribuições deste trabalho, além de outros desdobramentos que podem ser melhor explorados em trabalhos futuros são apresentadas no capítulo 6.

2 ENQUADRAMENTO E ESTADO DA ARTE

2.1 Introdução

Neste capítulo, são abordadas as principais, mais relevantes e mais recentes definições, procedimentos e formulações que se refiram ao estado da arte sobre o Pré-despacho (*Unit commitment*) com abordagem estocástica, mais conhecido na literatura como *Stochastic Unit Commitment*, de algoritmos para solução de pré-despacho e de risco associado a operação de sistema de potência com elevado nível de integração eólica.

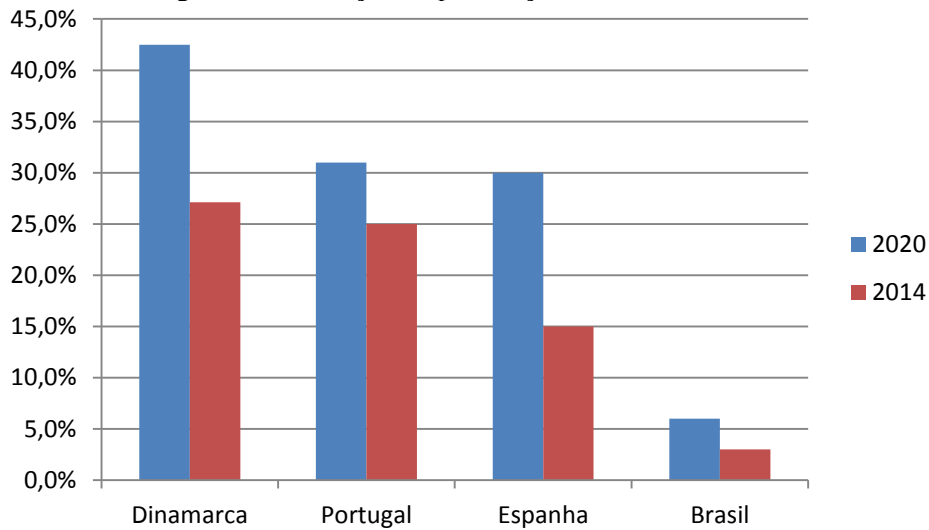
Além disso, são apresentadas informações sobre o status atual da utilização da energia eólica no mundo como uma tendência geral e irreversível em função das qualidades oferecidas pela energia eólica.

2.2 A Energia Eólica no Brasil e no Mundo

A participação relevante da energia eólica na matriz de produção de energia elétrica mundial já é uma realidade em alguns países e suas perspectivas de crescimento são muito favoráveis nos âmbitos nacional e internacional. Por isso, são crescentes as preocupações com seus efeitos, seja no domínio técnico operacional (despacho, pré-despacho, reservas operacionais), seja no domínio dos mercados de energia elétrica (preço marginal de operação de curto prazo, preço marginal de operação de longo prazo, contratos bilaterais, dentre outros) (GHAFARI e VENKATESH, 2013).

Está ilustrado na Figura 1 o percentual de participação das fontes eólicas no fornecimento anual de energia nos principais países que utilizam este tipo de fonte, incluindo, o Brasil.

Figura 1 – Ilustração da penetração eólica no fornecimento de energia anual.



Fontes: (BRASILEIRO,

2014), (HAMON e SÖDER, 2011) e (EWEA., 2014).

O crescimento da participação das eólicas é uma tendência natural. Em alguns países da Europa, como Espanha e Portugal, o nível de penetração já é significativo com níveis de participação eólica superiores a 12% e 15%, respectivamente, (HAMON e SÖDER, 2011).

Nos cenários mais modestos, as perspectivas de utilização para a Espanha e Portugal, por exemplo, ultrapassam 20% de penetração eólica para os próximos anos, como ilustrado no gráfico da Figura 1.

2.3 Demanda Líquida do Sistema

Em um sistema de potência com participação de geração eólica, os geradores tradicionais e os geradores eólicos atendem à demanda ao mesmo tempo, de modo a compartilhá-la. Como as eólicas são fontes não despacháveis e seus custos variáveis de produção são nulos, são inseridas na geração de base do sistema, de maneira que toda a produção eólica disponível em um dado instante seja aproveitada para o atendimento de parte da carga do sistema. O resto da demanda deve ser atendido pelos geradores tradicionais do sistema (geradores despacháveis), de forma que se a produção eólica aumentar em um dado instante, os geradores tradicionais devem reduzir a sua produção para manter o equilíbrio demanda/geração do sistema. Se o contrário acontecer, os demais geradores do sistema devem aumentar a sua produção para compensar o déficit eólico.

A parte da demanda que é atendida pelos geradores tradicionais é denominada pela literatura de “demanda líquida” ou “carga líquida” do sistema (ANTHONY, OREN e O’NEILL, 2011). O somatório de todas as cargas do sistema é denominado de demanda bruta¹ ou, simplesmente, demanda (ANTHONY, OREN e O’NEILL, 2011).

Formalmente, a demanda líquida no instante de tempo t é definida como a diferença entre a demanda bruta e a produção eólica em um dado instante, como descrito pela Equação 2.1.

$$L_{net_t} = L_t - P_{total_t}^w \quad 2.1$$

em que L_{net_t} é a demanda líquida do sistema no instante de tempo t . L_t , a carga total, isto é, a demanda bruta e $P_{total_t}^w$, a produção eólica total no instante t .

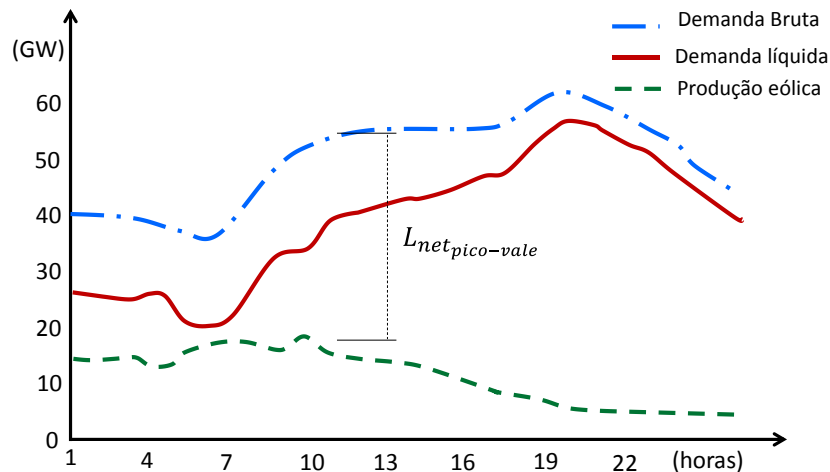
A demanda do sistema varia em função do comportamento da carga. Assim, durante os horários de atividades mais intensas seu valor é alto, sendo baixo para os horários de pouca atividade, como, por exemplo, após as 22 horas. A demanda obedece a certo padrão, isso significa que ferramentas de previsão podem estimá-la com boa precisão. Por outro lado, a produção eólica depende de fatores meteorológicos aleatórios, resultando em um processo estocástico e estatisticamente independente da demanda (DOHERTY e O’MALLEY, 2003). Na prática, isso significa que um número relevante de unidades eólicas eleva a incerteza da demanda que os geradores tradicionais satisfazem no curto prazo, a demanda líquida.

A variabilidade da demanda líquida é fortemente afetada pela produção eólica, alterando as diferenças entre os picos e os vales representadas por $L_{net_{pico-vale}}$, ilustrado na Figura 2. Há três possíveis cenários para este tipo de relação: a produção eólica pode aumentar o valor de $L_{net_{pico-vale}}$, diminuí-lo ou simplesmente não alterá-lo.

Na Figura 2 há um exemplo onde se pode observar o comportamento variável da geração de energia eólica. Neste gráfico, apresenta-se a demanda bruta, a demanda líquida e a geração eólica.

¹ A demanda bruta, conhecida na literatura como *Gross Demand* é a carga do sistema sem levar em consideração a geração eólica.

Figura 2– Ilustração da variação da geração eólica, demanda bruta e da demanda líquida.

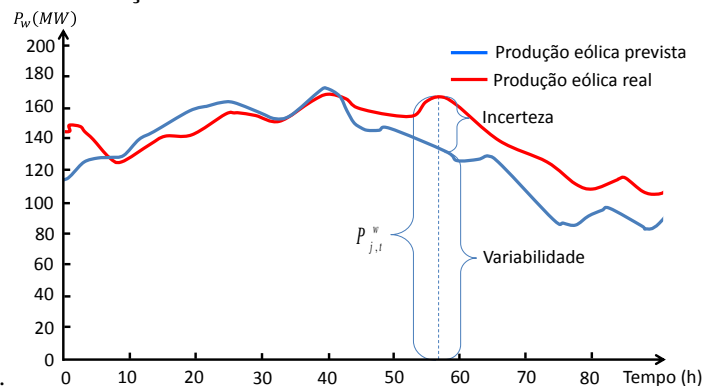


Fontes: (MA, 2012) e (HOLTTINNEN, 2004).

2.3.1 Variabilidade e Incerteza da Demanda Líquida

A incerteza da produção eólica pode ser definida como a diferença entre um valor previsto da produção eólica e o seu valor real em um instante de tempo. Estes conceitos estão mais claros nas curvas do gráfico da Figura 3, em que a incerteza da produção eólica e a sua variabilidade estão apresentados.

Figura 3 – Ilustração dos conceitos de variabilidade e incerteza da produção eólica



Fonte: (LU, QIAO e WANG, 2013).

Os conceitos de variabilidade e incerteza podem ser aplicados à demanda líquida, pois, esta grandeza é influenciada pela produção eólica, sendo que a amplitude desta correlação varia em função do nível de penetração eólico do sistema. O resultado desta influência é o aumento da incerteza da demanda líquida do sistema. Enquanto a variabilidade da demanda líquida afeta

o padrão de despacho do sistema, sua incerteza altera os valores de reserva operacional necessários para manter um nível específico de segurança (LU, QIAO e WANG, 2013).

A incerteza da demanda é relativamente pequena no longo prazo. Os erros de previsão de demanda possuem uma distribuição normal com desvio padrão da ordem de 1% (BILINTON e ALLAN, 1996). São representados como uma variável aleatória de média igual a zero e desvio padrão igual a σ_d .

Considerando um único gerador eólico não é possível supor que os erros de previsão sejam normalmente distribuídos, mas para um grande número de parques distribuídos geograficamente, é possível fazer a suposição considerando o Teorema Central do Limite² (*Central Limit Theorem*) (MA, 2012). Assim, define-se que o erro de previsão de produção eólica é também uma variável aleatória com média nula e desvio padrão igual a σ_w .

Os erros da demanda e os erros de previsão eólica são estatisticamente independentes. Além disso, os erros de previsão da demanda líquida também são considerados como variáveis aleatórias de média nula e desvio padrão σ_{net} . Desta forma, o desvio padrão dos erros de demanda líquida pode ser obtido em função dos erros de previsão da demanda e dos erros de previsão da produção eólica através da Equação 2.2 (GUODONG e TOMSOVIC, 2012).

$$\sigma_{net}(t) = \sqrt{\sigma_w(t)^2 + \sigma_d(t)^2} \quad 2.2$$

em que $\sigma_{net}(t)$ é o desvio padrão da demanda líquida no instante de tempo t , $\sigma_w(t)$ o desvio padrão da produção eólica no instante de tempo t e $\sigma_d(t)$ o desvio padrão da demanda no instante de tempo t .

Embora a incerteza da demanda líquida aumente com o nível de penetração eólica, a dispersão geográfica dos geradores nos parques eólicos pode contribuir em alguns casos para reduzi-la no muito curto prazo. Além disso, os métodos para prevê-la são mais precisos para estes intervalos e há a expectativa de reduzi-los para os próximos anos (MA, 2012).

² Existem literaturas que o traduz como Teorema do Limite Central.

Resumidamente, a incerteza e a variabilidade da demanda líquida provocadas pela produção eólica podem alterar os níveis de reservas operacionais do sistema para um mesmo nível de segurança e confiabilidade.

2.4 Flexibilidade de Sistemas de Potência

A flexibilidade de sistemas é um conceito complexo e importante, utilizado em diversas áreas da engenharia e em diversos tipos de sistemas. Refere-se à facilidade com que os sistemas se adaptam a possíveis mudanças. De forma mais ampla, a flexibilidade de sistemas pode ser definida como a habilidade em responder a potenciais mudanças externas e internas em um tempo hábil o suficiente e a um custo adequado. As mudanças às quais o conceito se refere estão diretamente ligadas a eventos incertos, que transformam as incertezas enfrentadas pelos sistemas em um elemento chave para a definição de flexibilidade, criando riscos e oportunidades para o seu projeto e desenvolvimento (MA, 2012). É exatamente o nível de incerteza dos eventos que justifica a relevância deste conceito.

No contexto de sistemas de potência, a flexibilidade se refere à habilidade do sistema em lidar com eventos que possam causar desequilíbrio entre o fornecimento de potência e o atendimento da demanda, mantendo a confiabilidade do sistema a um custo adequado. A palavra “evento” neste contexto é genérica e pode descrever episódios de alterações na parte da geração ou da carga dos sistemas (MA, 2012).

Com o aumento da penetração eólica nos sistemas de potência, novos eventos são inseridos, o que resulta na elevação da incerteza da geração e do atendimento à carga, implicando em uma necessidade de flexibilidade adicional para manter o equilíbrio nos mesmos parâmetros do sistema.

Este conceito interpreta a flexibilidade sob dois pontos de vista, um econômico e outro técnico. Do ponto de vista técnico, a flexibilidade é necessária para que o sistema lide com as incertezas e com as variabilidades da demanda e da geração. No caso das eólicas, a flexibilidade sob este aspecto fornece a capacidade do sistema em lidar com a variabilidade e com a incerteza da produção eólica. Sob o aspecto econômico, a flexibilidade fornece o custo adicional para satisfazer às variações e incertezas na produção de energia por este tipo de fonte. Este custo deve estar limitado em um intervalo razoável (MA, 2012).

A flexibilidade pode ser incrementada, sob ótica da carteira de geração, (parque de geração de energia) de duas maneiras: a primeira é feita alocando-se mais reservas para o sistema (novas unidades rápidas), o que implica em elevar o número de unidades fornecendo potência de reserva. A outra é melhorar a capacidade/velocidade de resposta a alterações de geração das unidades existentes, ou seja, melhorar a taxa de rampa, MW/min .

Teoricamente não haveria um limite para a penetração eólica se o sistema fosse completamente flexível. Entretanto, os sistemas reais, mesmo aqueles mais flexíveis, têm um limite de acomodação eólica, além do qual a produção (ou uma parte) poderia ser interrompida a fim de se manter o atendimento à demanda de modo satisfatório. Por isso é muito importante conhecer o quanto um sistema é flexível e qual seria o nível de penetração eólica para, adequadamente, acomodar este tipo de geração.

Muitos estudos importantes sobre este tema têm se dedicado a explorar o potencial de flexibilidade para o sistema com produção eólica em larga escala. De acordo com a literatura técnica mais recente, os principais recursos disponíveis para elevar a flexibilidade são (MA, SILVA, *et al.*, 2013), (HOLTTINEN, MILLIGAN, *et al.*, 2012):

- Escalonamento das unidades flexíveis;
- Resposta da demanda;
- Armazenamento de energia;
- Benefícios da interconexão.

O escalonamento de unidades flexíveis consiste, simplesmente, em um conjunto de algoritmos, como programação linear inteira mista por exemplo, capaz de otimizar a escolha das unidades do sistema e o nível de participação de cada unidade no sistema, como descrito em (LUICKX, DELARUE e D'HAESELEER, 2009) e (TANABE, YASUDA, *et al.*, 1993).

A resposta da demanda envolve as ações desempenhadas pelo lado da demanda para elevar o nível de flexibilidade do sistema, através da implementação de algoritmos capazes de gerenciá-la (*Demand Side Management – DSM*), como por exemplo, mitigação de necessidades de reserva e congestionamentos de rede. Em (MORENO, GARCIA, *et al.*, 2004) há um exemplo de uma ferramenta capaz de avaliar a potencial flexibilidade da demanda residencial. Em (HAMIDI, LI e ROBINSON, 2008) o custo da operação das eólicas no sistema de potência foi

calculado em dois momentos: antes e após a introdução da resposta da demanda e assim determinou-se a redução de custos com a introdução do gerenciamento da resposta da demanda, obtendo-se o valor do benefício adicional.

A introdução de armazenamento de energia em um sistema com alta penetração eólica é feita estocando-se a energia excedente das fontes eólicas para a utilização em momentos de baixa produção. Um exemplo é demonstrado em (BROWN, P. LOPES e MATOS, 2008), no qual um pequeno sistema isolado armazena a energia excedente de suas unidades eólicas sob a forma de bombeamento de água para reservatórios, otimizando os recursos através de programação linear. Em (MATEVOSYAN e SODER, 2006) é implementado um algoritmo para a programação diária para um sistema hidráulico com múltiplos reservatórios e coordenado com um sistema de energia eólica de proprietários diferentes, compartilhando a mesma linha de transmissão. A coordenação é feita com o objetivo de minimizar o corte eólico. O algoritmo foi aplicado em um sistema real em que se analisaram os custos com e sem a coordenação dos dois sistemas.

Outra medida para elevar o nível de flexibilidade é a possibilidade de exportar o excedente de produção eólica para outros sistemas, através de redes de interconexão. Os principais problemas enfrentados por este tipo de prática é avaliar se a rede tem capacidade de transmitir o excedente da produção eólica para outros sistemas nos momentos em que sua produção exceder a demanda. Em (AULT, BELL e GALLOWAY, 2007) é apresentada uma metodologia para avaliar os requisitos da capacidade da rede de transmissão na transferência da produção eólica excedente de um sistema a outro. Por meio de dados históricos da produção eólica e da demanda, realizou-se uma análise de custo-benefício entre o corte eólico e o aumento da capacidade de transmissão.

2.4.1 A Geração do Sistema e os Índices de Flexibilidade

As principais fontes de flexibilidade para o sistema de potência vêm da diversificação do portfólio da geração, ou seja, a composição de todas as fontes de energia elétrica mais confiáveis que a geração eólica e responsáveis por atender à carga em um dado intervalo.

Existe uma classificação da flexibilidade intrínseca a cada tipo de tecnologia utilizada para o fornecimento de energia elétrica; esta taxonomia pode ser obtida através de simulações e comparações entre as diversas tecnologias disponíveis em diversos cenários de capacidade

instalada de produção eólica, cujo objetivo é encontrar como tais unidades de geração contribuem, individualmente, para os requisitos de flexibilidade do sistema em diferentes níveis de penetração eólica. Geralmente, tal classificação ordena as diversas fontes do sistema em três tipos: baixa, média e alta flexibilidade (MA, 2012).

As unidades com baixa flexibilidade possuem características específicas em função de fatores como, por exemplo (MA, SILVA, *et al.*, 2013):

Valor da potência mínima (P_{min}) elevado, ou seja, o menor nível de potência da máquina possui valores próximos ao valor nominal de operação.

- Baixas taxas de rampas (MW/min), tanto ascendentes (taxa com que a unidade eleva a sua produção), como descendentes, (taxa com a qual a unidade reduz a sua produção);
- Longos intervalos para partida e parada. Em função dos limites térmicos de cada máquina, há a necessidade de um tempo mínimo para reativar a unidade após uma operação, que neste caso, é um tempo relevante para o período considerado, dificultando todo o processo de despacho e pré-despacho em sistemas com alta penetração de eólica.

Embora a potência de unidades deste tipo permaneça constante ao longo do tempo, há a oportunidade de contribuírem com certa flexibilidade, alterando levemente o seu nível de potência ou simplesmente, desconectando-se do sistema quando esta ação for mais barata do que um corte eólico, por exemplo.

Um exemplo de unidades deste tipo em um sistema real são as unidades nucleares. Apesar de suas limitações, há a vantagem de não emitirem gases causadores do efeito estufa durante sua operação. Por outro lado, o destino adequado de seus resíduos ainda é um grande desafio.

As unidades classificadas com teor de flexibilidade médio têm custos de operação ligeiramente superiores às de baixa flexibilidade, têm tempo de acionamento e tempo mínimo para partida inferior às unidades com baixa flexibilidade, o que pode facilitar a operação dos sistemas. Apesar disso, seus custos com partida também são elevados e reduzem as oportunidades de utilizá-las ao longo do período de operação.

Geralmente, este tipo de unidade tem baixos valores de potência mínima e altos valores de potência máxima, resultando em um intervalo de operação bem extenso para ajustar a modulação de potência. Possuem, contudo, custos marginais mais elevados do que as unidades de

baixa flexibilidade, tornando-as menos acionáveis durante a operação, principalmente em função de ocupar uma posição inferior na ordem de mérito do despacho. Além disso, seu fator de capacidade³ é ligeiramente inferior às unidades de baixa flexibilidade.

Um exemplo de unidades com média flexibilidade em um sistema real são as unidades de carvão do Reino Unido e do Brasil. A maior desvantagem deste tipo de fonte está em seu alto teor de emissões de CO_2 para a atmosfera. Apesar de existirem modernos filtros de partículas que retêm boa parte destas emissões, as unidades a carvão ainda possuem muitas restrições ambientais.

As maiores contribuições vêm de unidades classificadas como de alta flexibilidade. Esta característica surge do fato de possuírem:

- Baixo nível de potência mínima;
- Alto nível de potência máxima;
- Altas taxas de rampas ascendentes ou descendentes de produção (MW/min);
- Tempo mínimo para parada e partida reduzido;
- Baixos custos com partida.

Apesar de todas estas qualidades, tais unidades possuem elevados custos incrementais, o que as colocam na parte inferior da ordem de mérito do despacho (última a ser despachada). Esta situação pode mudar se penalidades para emissão de carbono forem consideradas no custo de operação do sistema, já que unidades deste tipo, geralmente, poluem menos que unidades a carvão por serem mais eficientes com relação a emissões de carbono (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013).

As unidades de alta flexibilidade fornecem potência para satisfazer ao pico da demanda em função de suas características construtivas e operacionais.

As plantas a Gás de Ciclo Combinado – CCGT (*Closed-cycle gas turbine*) são um exemplo deste tipo de unidade com alto nível de flexibilidade. Este tipo de unidade tem ganhado atenção principalmente por possuírem muitas características positivas em um sistema com elevado nível de eólica.

³ O fator de capacidade é definido como a relação entre a produção atual e a sua produção total na potência nominal ao longo de um período especificado (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013).

Outro exemplo de unidades com alta flexibilidade são as hidroelétricas com reservatório. As hidrelétricas têm alta flexibilidade por possuírem um tempo muito curto para entrarem em operação e para tomarem carga, ou seja, possuem altas taxas de rampa ascendentes e descendentes. Possuem uma faixa de operação elevada, ou seja, a diferença entre a potência mínima de operação e a potência máxima é alta. Teoricamente a potência de operação mínima de uma unidade hidráulica é próxima de zero. Sua potência máxima é, em grande parte, limitada pela capacidade de vazão e armazenamento dos reservatórios de água e pelas características operativas do gerador.

As fontes hidráulicas utilizam a energia cinética da água dos rios para a transformação em energia elétrica e são capazes de satisfazer à demanda e, por meio de tecnologia de bombeamento e estocagem de água, também podem satisfazer à demanda de pico e às demandas imprevistas.

Segundo dados do WEC⁴, medidos ao final de 2011 e apresentados no último relatório (2013), mais de 100 países dispunham de recursos hidráulicos para a geração de eletricidade, com capacidade total de 946 GW através de quase onze mil usinas espalhadas pelo mundo. Os maiores mercados em capacidade são, respectivamente: Brasil, Canadá, China, Rússia e EUA. (WORLD ENERGY COUNCIL, 2013).

No Brasil, as hidráulicas são a principal fonte para a produção de eletricidade, principalmente em função de seu grande potencial hídrico que figura entre um dos maiores do mundo. Apesar disso, apenas 45% deste total está sendo explorado atualmente (COUNCIL, 2014).

Embora as fontes hidráulicas sejam consideradas limpas e renováveis, existem alguns problemas relacionados à sua expansão, sob a argumentação de que as construções, principalmente na região amazônica, provocariam impactos na vida da população, na fauna e na flora, pois poderiam interferir no curso natural e no volume de águas dos rios. Em função das pressões oriundas destes problemas, os empreendimentos têm alocados recursos para a mitigação dos impactos sociais e ambientais.

Outro problema relacionado às fontes hidráulicas é a sua relação com as condições climáticas. Esta relação faz com que o potencial da produção hidráulica seja intensificado nos

⁴WEC – World Energy Council.

períodos úmidos e restrito nos períodos secos, fazendo com que outras fontes sejam utilizadas neste período para compensar o déficit de produção hidráulica (ELÉTRICA, 2011).

2.4.2 Índices de Flexibilidade do Sistema

Quantificar a flexibilidade é fundamental para um sistema com elevado nível de fontes eólicas, o que justifica todo o esforço que tem sido empreendido para isso por vários pesquisadores ao redor do mundo. As principais técnicas se baseiam em simulações da operação do sistema para obter dados mais detalhados. Como em (ORTEGA-VAZQUEZ, 2011), por exemplo, Bouffard e Ortega-Vazquez fizeram um pré-despacho modificado para quantificar a flexibilidade do sistema com elevada penetração eólica. Obviamente, uma análise detalhada sobre o nível de flexibilidade do sistema requer que simulações sejam feitas. Apesar disso, é também de interesse a obtenção de índices que estimem a flexibilidade do sistema de forma *off-line*, (sem a necessidade de simulações).

Assim, J. Ma e D. Kirschen em (MA, 2012), propuseram dois métodos alternativos para a obtenção de índices *off-line*, capazes de estimar a flexibilidade da matriz geradora de um sistema. A principal vantagem deste tipo de índice é a sua facilidade de implementação e a possibilidade de comparar e encontrar as contribuições individuais de cada gerador sem a necessidade de simulações estocásticas complexas, mesmo que para sistemas de grande porte com muitos geradores, o que seria, sem dúvida, uma tarefa árdua e demorada.

A primeira métrica de flexibilidade *off-line* é denominada de Índice de Flexibilidade Normalizado – (NFI, *Normalised Flexibility Index*). É utilizada para identificar o nível de flexibilidade individual de cada gerador e/ou para um sistema inteiro. O nível individual de flexibilidade de cada gerador é expresso como um número real positivo menor ou igual a um. O nível de flexibilidade do sistema inteiro é calculado através da média ponderada de todos os geradores do sistema, ponderados com a sua participação no atendimento à demanda.

A segunda métrica é calculada com base na Perda de Estimativa de Vento – LOWE (*Loss of Wind Estimation*); informando o quanto o sistema é capaz de acomodar eólicas. Quanto mais alto for o valor do LOWE, menos flexível o sistema será. Este índice se baseia em análises estatísticas da demanda líquida do sistema.

O Índice de Flexibilidade Normalizado baseia-se no fato de que a flexibilidade adicional de um gerador qualquer k é medida por sua reserva ociosa. Assim, o índice pode ser descrito matematicamente através da Equação 2.3

$$NFI(k) = \frac{1/2[P_{max}(k) - P_{min}(k)] + 1/2[Ramp(k) \cdot \Delta t]}{P_{max}(k)} \quad 2.3$$

Em que $Ramp(k) \cdot \Delta t$, Equação 2.6, é uma média aritmética entre $Re_{up}(k)$ e $Re_{dn}(k)$, respectivamente, descritos pelas equações 2.4 e 2.5. Nestas expressões, $Ramp(i)_{up}$ é a taxa de rampa ascendente do gerador k e $Ramp(k)_{dn}$ é a taxa de rampa descendente do gerador k .

$$Re_{up}(k) = Ramp_{up}(k) \cdot \Delta t \quad 2.4$$

$$Re_{dn}(k) = Ramp_{down}(k) \cdot \Delta t \quad 2.5$$

$$Ramp(k) = \frac{Re_{up}(k) + Re_{dn}(k)}{2 \cdot \Delta t} \quad 2.6$$

O Índice de Flexibilidade Normalizado de um sistema A é definido na Equação 2.7, em que M é o número de geradores deste sistema.

$$FLEX_A = \sum_{k=1}^M \left[\frac{P_{max}(k)}{\sum_{k \in A} P_{max}(k)} \cdot NFI(k) \right] \forall k \in A \quad 2.7$$

Apesar de a operação do sistema ser variável e complexa, este índice não é afetado pelas decisões operacionais. Desta forma, fornece de maneira simples uma forma de avaliar o fornecimento de flexibilidade em diferentes tipos de sistemas.

Em sistemas com elevado nível de penetração eólica, a opção do corte eólico aparece sempre quando o sistema não tem flexibilidade suficiente para lidar com as características intrínsecas da produção eólica. O corte eólico é mais frequente em sistemas inflexíveis ou pouco

flexíveis do que em sistemas flexíveis. Isto fornece outra forma de avaliar a flexibilidade do sistema, medindo a probabilidade de corte eólico. Assim, o *LOWE* é utilizado para medir a flexibilidade do sistema de modo *off-line*.

Formalmente, o *LOWE* representa a probabilidade estimada de ocorrer corte eólico ao longo de um ano. Trata-se de uma medição estatística que mede a probabilidade de ocorrência de corte eólico no sistema e não a quantidade de energia eólica cortada no sistema.

O corte é comumente aplicado nas seguintes situações:

- Quando a demanda líquida for menor que o nível mínimo de produção da geração dos geradores térmicos;
- Quando a demanda líquida subir rapidamente e os geradores despachados não tiverem rampa ascendente suficiente para elevar a produção a um nível desejado;
- Quando a demanda líquida cair de modo acentuado e os geradores despachados não tiverem capacidade de rampa descendente suficiente para reduzir sua produção ao nível esperado.

Assume-se que os três eventos descritos acima sejam estatisticamente independentes, ou seja, a ocorrência de um evento não altera a probabilidade dos outros. Assim, a probabilidade de cada evento será dada respectivamente por: $Prob(V_{MLL})$, $Prob(V_{Ramp-up})$ e $Prob(V_{Ramp-dn})$, onde V refere-se à violação da respectiva restrição violada.

Do mesmo modo, a probabilidade de que cada evento não ocorra é calculado através de: $1 - Prob(V_{MLL})$, $1 - Prob(V_{Ramp-up})$ e $1 - Prob(V_{Ramp-dn})$, respectivamente. Então, a probabilidade de o sistema não cortar energia eólica em um período específico é exatamente o produto destas probabilidades como apresentado pela Equação 2.8

$$Prob(NoWC) = (1 - Prob(V_{MLL})) \cdot (1 - Prob(V_{Ramp-up})) \cdot (1 - P(V_{Ramp-dn})) \quad 2.8$$

Em que $Prob(NoWC)$ é a probabilidade de não ocorrer corte eólico no sistema. Desta forma o *LOWE* é calculado por meio da Equação 2.9.

$$LOWE = 1 - Prob(NoWC)$$

$$LOWE = 1 - \left[(1 - Prob(V_{MLL})) \cdot (1 - Prob(V_{Ramp-up})) \cdot (1 - Prob(V_{Ramp-dn})) \right] \quad 2.9$$

Assim, para um sistema com mesmo nível de penetração, um baixo valor de *LOWE*, significa que o respectivo sistema é necessariamente mais flexível. A aplicação deste índice não serve apenas para comparações, é possível obter outras informações interessantes, tais como:

- Estimar a capacidade eólica máxima do sistema, dado um valor de *LOWE* aceitável;
- Avaliar o ganho em capacidade eólica dos novos investimentos.

O nível de flexibilidade de um sistema *A* qualquer pode ser alcançado comparando-se o índice *LOWE* encontrado para este sistema com um valor de referência. Se o *LOWE* for maior do que este valor de referência, significa que o sistema não tem flexibilidade suficiente para acomodar o nível presente de penetração eólica.

O nível de penetração máxima do sistema *A* pode ser encontrado, utilizando-se o *LOWE*, alterando o nível de penetração eólica até o *LOWE* do sistema seja menor ou igual ao valor de referência adotado.

A Tabela 2.1 foi sugerida em (MA, 2012) e contribui para o entendimento do *LOWE*, através de sua comparação com outro índice bem conhecido, o *LOLP*. O *LOLP* é definido como a probabilidade de perda de carga (*Loss of Load Probability*), trata-se de um índice já estabelecido na literatura e aceito na prática (BILINTON e ALLAN, 1996).

Tabela 2.1 – Comparação entre o *LOLP* e o *LOWE*, Fonte: (MA, 2012).

| | LOLP | LOWE |
|-------------------------------------|---|---|
| Conceito | Indica a probabilidade de a geração do sistema não atender à demanda em um período de tempo específico. | Indica a probabilidade de corte eólico em um período de tempo específico. |
| Função | Mede a adequabilidade do sistema, ou seja, a capacidade com que o sistema atende à demanda. | Mede a flexibilidade do sistema. |
| Critério | Se o sistema tem capacidade suficiente e serviços auxiliares para suprir à demanda. | Se o sistema tem flexibilidade suficiente para lidar com a variabilidade da energia eólica |
| Conseqüências de violação do índice | Um <i>LOLP</i> maior que o aceitável, indica que o atendimento à demanda está ameaçado. | Um <i>LOWE</i> maior que o aceitável, indica que a penetração eólica está além do suportável. |

Estes dois índices, o *NFI* e o *LOWE* são importantes para a análise de flexibilidade do sistema. Sua principal vantagem é a análise do sistema de forma rápida e simples; além disso, estes índices apresentam a contribuição individual de cada gerador para a flexibilidade e/ou para a inflexibilidade do sistema, como também é capaz de apresentar o nível de penetração

eólica para um limiar esperado de corte eólico através do *LOWE*. Apesar disso, estes índices não incluem a rede em sua análise, um importante fator que deveria ser considerado.

2.4.3 Outras Informações sobre Flexibilidade

Como apresentado no início desta secção, quantificar a flexibilidade do sistema é um procedimento muito complexo. Uma alternativa a isto são os índices de análise obtidos de forma *off-line*, entretanto uma análise mais detalhada do sistema, de fato, requer que simulações sejam feitas. Estas simulações são feitas através de um pré-despacho plurianual em que se consideram os efeitos da variabilidade/dispersão e da incerteza do vento no curto e no longo prazo.

Levando em consideração tudo o que foi levantado neste tópico, uma métrica de análise de flexibilidade deve levar em consideração os seguintes aspectos (LANNOYE, FLYNN e O'MALLEY, 2011):

- Quantificar a habilidade do sistema em responder às variações da demanda, da produção eólica e das interrupções dos geradores tradicionais do sistema no curto prazo e no longo prazo;
- Minimizar as necessidades de dados e esforço computacional, considerando de forma apropriada as restrições do sistema e das problemáticas;
- Ser independente das políticas adotadas para o sistema, de forma que a métrica seja genérica e aplicável a outros sistemas.

Qualquer métrica proposta deve incluir os cálculos de adequação e de capacidade do sistema, além da simulação do sistema no estágio de planejamento. É necessário, ainda, que a métrica verifique se o sistema é capaz de atender à demanda líquida (LANNOYE, FLYNN e O'MALLEY, 2011).

2.5 Reservas Operacionais do Sistema

Os maiores impactos da penetração eólica em larga escala no sistema podem ser observados nas reservas operacionais, nas várias escalas de tempo e nos diversos tipos de reserva. Isso ocorre, principalmente, em função do aumento da incerteza da demanda líquida provocada pela inserção de fontes eólicas que possuem um nível de produção variável e incerto. Esta incerteza aumenta de forma proporcional ao nível de penetração eólica no sistema.

Devido a isso, esta tese destina uma secção específica para as reservas operacionais do sistema, em que são destacados seus conceitos formais, classificação e os principais impactos que as eólicas podem produzir em um sistema sob o ponto de vista das reservas operacionais.

2.5.1 Conceito

As reservas operacionais de um sistema de potência é um termo genérico e descreve a capacidade de geração disponível ao operador do sistema para satisfazer a alterações da demanda devido a eventos previsíveis e imprevisíveis. É necessário que estas reservas estejam disponíveis para o sistema em um intervalo específico; o valor deste intervalo varia em função do tipo de evento e do tipo de reserva considerado (MILLIGAN, LEW, *et al.*, 2010).

Existem outras literaturas que descrevem as reservas operacionais como a capacidade de reserva de geração necessária para permitir a recuperação do sistema elétrico a partir de falhas de geração e providenciar o acompanhamento da carga e a regulação de frequência (ENERGY, 2004).

2.5.2 Classificação das Reservas Operacionais

Existem vários conceitos, regras e definições em relação às reservas operacionais. Tais fatores variam de acordo com a região ou país. De forma geral, as reservas podem ser classificadas de diversas formas, como por exemplo, com relação à direção: ascendentes e descendentes.

As reservas ascendentes são aquelas utilizadas nos momentos em que a carga é maior do que a geração. Já as reservas descendentes são utilizadas quando o contrário acontece. As reservas ascendentes são obtidas elevando-se a produção das unidades de geração (potência adicional), ou da redução do nível de carga do sistema (cortes de carga). As reservas descendentes são obtidas ou da redução da produção de potência elétrica das unidades ou do aumento da carga do sistema.

Outra classificação importante das reservas refere-se ao tempo de resposta. Assim, existem reservas rápidas e reservas lentas. Um exemplo deste tipo de reserva são aquelas utilizadas para a correção de desvios de frequência do sistema. Neste caso, as reservas devem estar dis-

poníveis instantaneamente para serem utilizadas. Outro exemplo, são as utilizadas para substituir outras fontes de geração; neste caso, a prontidão das reservas costuma levar alguns poucos minutos para estar completamente disponíveis, mesmo assim algumas literaturas as classificam como reservas rápidas.

Existem, ainda, aquelas reservas que precisam de um tempo maior para estar disponíveis, como é o caso das reservas utilizadas para correção do erro de previsão de demanda. Este tipo de reserva é classificado pela literatura como reservas lentas (HOLTTINEN, MILLIGAN, *et al.*, 2012).

As reservas também podem ser classificadas de acordo com os eventos em que são utilizadas. Assim, têm-se as reservas para eventos de contingências e as reservas para a operação normal do sistema. As contingências de um sistema consistem em alterações abruptas da demanda devido à perda de geração ou à perda de carga (SAAVEDRA, 1996).

Em (HOLTTINEN, MILLIGAN, *et al.*, 2012) Holttinen elaborou uma ordenação mais abrangente para as reservas operacionais. Apesar de nem todos adotarem este tipo de classificação, o trabalho é interessante, pois inclui e tenta classificar os principais tipos de reserva. Esta classificação está ilustrada na Figura 4.

Analisando-se a Figura 4, percebem-se duas classes principais de reserva: as reservas alocadas para operação normal, ou seja, sem a ocorrência de eventos, e as reservas alocadas para a contenção de eventos raros como a ocorrência de contingências no sistema. Abaixo desta classe de reservas, a divisão ocorre em função do tempo de resposta de cada reserva.

Figura 4 – Ilustração da classificação de reservas operacionais do sistema de potência.



Fonte: (HOLTTINEN, MILLIGAN, *et al.*, 2012).

A Tabela 2.2 descreve e conceitua resumidamente cada um dos nove tipos de reservas apresentadas pela Figura 4. Além disso, apresenta os termos comumente utilizados em sua definição. As reservas de contingência são alocadas para promover a segurança e elevar o nível de confiabilidade do sistema. Como indicado na Tabela 2.2, são utilizadas para equilibrar o sistema diante de um evento de contingência como a perda súbita de geração. A quantidade de potência deve ser suficiente para cobrir a perda do maior gerador do sistema (critério determinístico comumente adotado). A resposta do sistema é dimensionada para lidar pelo menos com um tipo de contingência por vez. Este tipo de critério é denominado na literatura como critério N-1. Em grandes sistemas de potência interconectados, existem regras específicas para estabelecer o quanto de reservas cada área do sistema deve fornecer. Isso é feito seguindo critérios específicos para cada sistema, uma filosofia de cada operador.

Tabela 2.2 – Ilustração das categorias de reservas. Fontes: (HOLTTINEN, MILLIGAN, *et al.*, 2012) e (MILLIGAN, LEW, *et al.*, 2010).

| Nome | Uso | Termo comum |
|--|---|--|
| Reserva Operacional | Qualquer capacidade de potência ativa disponível para equilibrar o sistema. | Reserva |
| Reserva de operação normal (sem eventos) | Capacidade disponível para auxiliar o balanço de potência ativa em condições de operação normal, incluindo os eventos que acontecem rotineiramente. | - |
| Reserva de regulação | Capacidade disponível durante condições normais para corrigir desequilíbrios do sistema, é mais rápida do que o despacho ótimo, é aleatória e requer uma resposta automática centralizada. | Reserva de Regulação, regulação, controle de frequência de carga, controle primário/secundário. |
| Reserva de acompanhamento de carga (<i>Load-following</i>) | Capacidade de potência disponível sob condições normais para corrigir desequilíbrios futuros da carga, como erros de previsão de demanda, não requer um controle automático centralizado. | Reserva de acompanhamento de carga, reserva terciária, reserva de minutos, reserva de escalonamento, reserva de despacho, reserva de equilíbrio. |
| Reserva de Eventos (rápidos e lentos) | Capacidade de potência ativa disponível para equilibrar o sistema durante eventos infrequentes ou pouco comuns, ou simplesmente eventos mais severos do que o desequilíbrio de carga sob condições normais. | - |
| Reserva de contingência | Capacidade disponível para equilibrar o balanço de potência ativa durante eventos infrequentes, como a perda de geradores, ou eventos que sejam mais severos que os desequilíbrios rotineiros do sistema. É utilizada para corrigir desequilíbrios instantâneos. | Reserva de contingência, reserva de distúrbio, reserva N-1. |
| Reserva de rampa | Capacidade disponível para equilibrar o balanço de potência ativa durante eventos infrequentes, mais lentos e mais severos do que aqueles que acontecem em condições normais do sistema. | Reserva de rampa, reserva suplementar, reserva de balanço. |
| Reserva de substituição | Parte da reserva de contingência destinada a substituir a reserva de resposta da frequência (primária e secundária), utilizada em um evento instantâneo e severo. Também podem ser utilizadas para corrigir grandes erros de previsão e eventos de rampas lentas. | Reserva de controle terciário, reserva de substituição, reserva suplementar, reserva de equilíbrio, reserva de minutos. |

2.5.3 Impacto das Eólicas nas Reservas Operacionais

A análise do impacto das eólicas nas reservas operacionais deve ser segregada em função do tipo de reserva analisada, pois as consequências das eólicas em larga escala no sistema se diferenciam em função do tipo de reserva.

Uma conclusão comum em alguns estudos (MILLIGAN, LEW, *et al.*, 2010), (O'MALLEY, STRBAC, *et al.*, 2004) e (HOLTTINEN, MILLIGAN, *et al.*, 2012) é que a potência eólica não impacta nos requisitos de reservas de contingência, o que significa que este tipo de reserva não é alterado com a introdução de eólicas no sistema. Isso ocorre porque as variações eólicas, mesmo as maiores, são menores em magnitude (*MW*) e mais lentas (*MW/min*) do que as alterações provocadas por grandes contingências no sistema, como a perda de uma linha ou a perda de um grande gerador. Em função destes fatores, as alterações eólicas ou simplesmente rampas eólicas não são classificadas como eventos de contingência. Em vez disso, as rampas eólicas são classificadas como eventos lentos e podem impactar diretamente a reserva de acompanhamento de carga do sistema (descritas na Tabela 2.2).

As reservas de regulação não são muito afetadas pelas eólicas em larga escala no sistema por causa do efeito de “suavização” (*smoothing effect*) provocado principalmente pela dispersão geográfica dos geradores e pela inércia das turbinas eólicas.

De forma geral, as eólicas em larga escala no sistema introduzem eventos de grande variabilidade e grandes incertezas (erros de previsão) que podem ser qualificados como eventos lentos e interferem diretamente nos requisitos das reservas de rampa, também conhecidas como reserva suplementar ou reserva de balanço, definida na Tabela 2.2.

2.6 Estado da Arte no pré-despacho

Nas seções seguintes serão abordadas as principais, mais relevantes e recentes definições, procedimentos e formulações relacionadas ao estado da arte da formulação do Pré-despacho (*Unit commitment*), incluindo-se suas variações (Pré-despacho com abordagem estocástica, mais conhecido na literatura como *Stochastic Unit Commitment*, por exemplo) em sistema de potência com elevado nível de produção eólica. Além disso, apresenta-se os principais algoritmos utilizados para solucionar problemas envolvendo o Pré-despacho.

2.6.1 Pré-despacho (Unit Commitment - UC)

O pré-despacho (UC) é um problema de otimização não linear misto cujo objetivo é minimizar o custo total de produção de energia em um período de tempo específico, 24 horas por exemplo, através do escalonamento das unidades de produção do sistema baseado em uma carga (demanda) prevista para o período especificado (respeitando as restrições operacionais).

A necessidade de se encontrar um escalonamento ótimo das unidades de geração, ou seja, definir quais as unidades que estarão ligadas⁵ ou desligadas (*ON/OFF*) vem do fato de a carga do sistema (demanda) variar. Tal variação pode ser observada por dias, semanas, meses e até por anos e existe devido às atividades humanas que muitas vezes seguem ciclos. Definir simplesmente uma quantidade fixa de unidades que seja suficiente para lidar com toda esta variação de carga seria obviamente uma solução muito cara, em outras palavras, seria economicamente inviável escalonar todas as unidades do sistema (ou um número muito grande) o tempo

⁵ O termo ligada ou escalonada refere-se a trazer a unidade de produção sincronizada com a rede e pronta para receber/tomar carga (fornecer potência).

inteiro. Por isso é importante se definir uma quantidade ótima de unidades comissionadas e em quais momentos estas unidades estariam ligadas ou desligadas (WOOD, WOLLENBERG e SHEBLE, 1984).

Normalmente, o problema do pré-despacho (UC) ou Pré-Despacho com restrição de segurança, conhecido na literatura como Security-Constrained Unit Commitment (SCUC), cujo objetivo, em outras palavras, é encontrar um escalonamento a um custo de produção mínimo sem que a confiabilidade do sistema seja comprometida. A confiabilidade do sistema pode ser interpretada como a disponibilidade de uma quantidade adequada de recursos disponíveis para atender ao pico da demanda (adequacy) e que o sistema deva ser capaz de suportar grandes mudanças ou contingências em um dia em uma base horária (security) (SHAHIDEHPOUR, YAMIN e LI, 2002).

A seguir são apresentadas algumas abordagens que têm sido consideradas como referências para a formulação do UC usado como propósito desta tese.

Carrion e Arroyo apresentaram em (CARRIÓN e ARROYO, 2006) uma nova formulação linear inteira mista do problema UC com unidades térmicas. A formulação desenvolvida precisou de menos variáveis binárias e restrições do que os modelos mais tradicionais o que permitiu incluir uma descrição mais precisa das restrições intertemporais além de custos de partidas das máquinas resultando em uma redução significativa de recursos computacionais. Neste trabalho, o problema foi resolvido por uma ferramenta comercial de resolução de problemas não lineares conhecida como CPLEX. O modelo foi testado com sucesso em um sistema real e os resultados revelaram sua precisão e eficiência computacional.

Em (FU, SHAHIDEHPOUR e LI, 2005), desenvolveram uma nova abordagem CA de SCUC com restrições para a obtenção de um custo de operação mínimo considerando a segurança dos sistemas através de uma técnica conhecida como Decomposição de Benders aplicada de forma que o problema principal (problema mestre ou master problem) seria o problema do Pré-despacho sem restrições (relaxado) e os subproblemas seriam as restrições CA do problema. O problema mestre foi resolvido por meio de técnicas de Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica. O corte de Benders é aplicado cada vez que surgir uma violação de uma restrição. O processo iterativo segue até que todas as eventuais violações das restrições sejam resolvidas e conseqüentemente uma solução ótima seja encontrada. A abordagem foi testada com sucesso em dois sistemas: um com seis barras e outro com 118 barras (*IEEE 118-bus*).

2.6.2 Pré - Despacho Considerando Fontes Eólicas

A energia eólica como um recurso de geração no sistema é intermitente e incerta o que a classifica como uma fonte não despachável ou não controlável. Isso traz grande impacto no problema de pré-despacho do sistema quando a sua utilização alcança níveis elevados, o que leva à necessidade de se revisar os métodos clássicos para abordar o problema do pré-despacho.

Com relação à incerteza eólica, os modelos de previsão da produção eólica, conhecidos na literatura como *Wind Power Forecasting* (WPF) são complexos e utilizam séries de dados de modelos de previsões do tempo, dados de sistemas SCADA da produção corrente de energia eólica, dados meteorológicos e características da geografia local. Isto explica a complexidade intrínseca da abordagem (WPF) e o erro sempre presente em todas as previsões de produção eólica (BOTTERUD, ZHOU, *et al.*, 2011).

A variabilidade da produção eólica também representa um grande problema para o escalonamento da geração. Uma vez que a geração eólica tem custo nulo, o operador do sistema tenta utilizá-la ao máximo, assim é necessário escalonar outros recursos de geração através do pré-despacho e do despacho, justificando a necessidade de inclusão da variabilidade da energia eólica nos requisitos de reserva operacional do sistema, balanço de carga e restrições de rede quando da formulação do pré-despacho.

Wang et al apresentaram em (QIANFAN , GUAN e WANG, 2011) uma abordagem do problema de pré-despacho considerando a incerteza da produção de energia eólica formulado como uma programação estocástica em dois estágios. O modelo desenvolvido garante que com alta probabilidade uma grande porção da energia eólica será utilizada em cada hora de operação. Os resultados computacionais indicaram que um alto nível de geração eólica poderia aumentar o custo total de geração. O mesmo autor em (QIANFAN , WANG e GUAN, 2013) utilizou esta metodologia para propor um pré-despacho baseado no preço considerando o uso da energia eólica. Este modelo incorporou o preço do dia seguinte, o preço em tempo real e a produção de energia eólica sob incerteza. A metodologia é dividida em dois estágios: no primeiro, o pré-despacho é definido bem como a quantidade de energia ofertada no mercado do dia seguinte. No segundo estágio, um despacho econômico é realizado e para garantir que a utilização da energia eólica seja feita de forma eficiente, uma restrição de oportunidade é inserida no problema.

2.6.3 Pré-Despacho Estocástico (*Stochastic Unit Commitment*)

Em um sistema com elevada produção de eólicas, o problema pré-despacho torna-se crítico devido à incerteza e à intermitência deste tipo de fonte. Uma forma bastante difundida pela literatura de lidar com os problemas causados pela introdução de eólicas em larga escala no sistema é a introdução de incerteza no processo de otimização do escalonamento das máquinas. Tal processo é mais conhecido como pré-despacho estocástico ou *Stochastic Unit Commitment* - SUC. O SUC é muito similar ao problema UC, a diferença está em representar a incerteza da produção eólica através de cenários ponderados por probabilidades na formulação do problema (WANG, SHAHIDEHPOUR e LI, 2008).

Em (WANG, BOTTERUD, *et al.*, 2009) e (BOUFFARD e GALIANA, 2008) Bouffard e Wang usaram o SUC para lidar com a incerteza da produção eólica em larga escala no problema de liquidação de mercados de energia elétrica no curto prazo além de outras operações de mercado. Já em (RUIZ, PHILBRICK, *et al.*, 2009) e em (BARTH, BRAND, *et al.*, 2006) o SUC é aplicado para reduzir os custos operacionais do sistema e garantir a segurança e a confiabilidade na operação em sistemas com elevada penetração eólica. Em problemas que envolvam o SUC, a qualidade das soluções pode ser elevada através do aumento do número de cenários considerados na análise, o que resultaria em uma representação futura mais abrangente e conseqüentemente mais confiável. É importante declarar que a qualidade referida nesta discussão se refere ao grau de correspondência entre os verdadeiros valores e aqueles que foram previstos (PINSON e GIRARD, 2012).

Wang e Liu em (ZHENG, WANG e ANDREW, 2014) e Ruiz et al em (RUIZ, PHILBRICK e SAUER, 2009) dividiram o problema do SUC em dois modelos: modelos com dois estágios e modelos multi-estágios. Nos modelos com dois estágios, as decisões são divididas em: decisões do dia seguinte obtidas do primeiro estágio onde o escalonamento é realizado com um dia de antecedência e as operações de tempo real obtidas do segundo estágio, em que o custo esperado é calculado considerando a incerteza do problema. Nos modelos multi-estágios, as decisões são dinamicamente ajustadas ao longo do tempo, muitas vezes utiliza-se cenários em árvores de decisão para simplificar a formulação do problema.

Em (WU e SHAHIDEHPOUR, 2008), Wu e Shahidehpour desenvolveram um modelo de UC para calcular o custo da confiabilidade de sistema baseado em otimização estocástica em longo prazo. Os eventos aleatórios e incertos são modelados como árvores de cenários.

Apesar de a abordagem incluir cenários em sua formulação, não houve inclusão de sistemas de potência com elevada penetração eólica.

Garlika e Krinvan em (GARLÍKA e KRIVAN, 2013) formularam um pré-despacho para fontes renováveis em ambiente *smart grid* considerando fontes como: solar, eólica e biomassa. Este trabalho focou o problema de UC classificando cada fonte renovável para minimizar o custo total de operação sem incluir modelos de realização de cenários para representar fontes eólicas, por exemplo.

Em (THAPA, KARKI, *et al.*, 2013) Suman Thapa et al propôs um modelo matemático baseado em séries temporais para representar a velocidade do vento e uma abordagem probabilística para calcular a variabilidade da geração eólica no curto prazo e desta forma aplicar uma análise de risco de UC em sistemas com elevada penetração eólica. Neste trabalho, o risco no problema de Pré-Despacho é a probabilidade de as unidades comissionadas (Capacidade operacional escalonada) falhar ou não entregar energia às cargas em um intervalo de tempo específico (BILLINTON, KARKI, *et al.*, 2019).

O efeito estocástico da produção eólica e das cargas no UC e no despacho do sistema com elevada produção de energia eólica é analisado por Aidan Tuohy et al em (TUOHY, MEIBOM, *et al.*, 2009), onde se compararam os custos esperados de produção com os custos dos escalonamentos produzidos.

Hung et al em (HUANG, ZHENG e WANG, 2014) desenvolveram dois modelos para o problema de UC em um sistema com elevada produção eólica baseado no risco de a geração não atender à demanda, ou seja, no risco de a restrição de balanço do sistema falhar. O objetivo principal é a redução do custo esperado de produção. Esta abordagem inclui ainda gerenciamento de recursos não despacháveis, como gerenciamento pelo lado da demanda.

2.6.4 Geração de cenários

A previsão da geração eólica é extremamente importante para a definição do pré-despacho porque dispõem de informações valiosas acerca da incerteza da geração eólica. Tais informações contribuem de forma relevante para o resultado final do escalonamento obtido a partir do pré-despacho, sem deixar de incluir o nível de reservas operacionais necessárias para lidar com a incerteza inerente das fontes eólicas, além de colaborar para a segurança do fornecimento de energia destas fontes.

Os modelos de previsão eólicos podem ser divididos em três grandes grupos: modelos de previsão numéricas, modelos físicos e modelos estatísticos (RODRIGUES, 2013). Os modelos de previsão numérica descrevem a evolução das variáveis atmosféricas para definir o estado das condições do tempo. Os modelos físicos tentam modelar o comportamento dos fluídos sobre o terreno com base em leis físicas. Os modelos estatísticos baseiam-se em dados históricos e estabelecem relações entre estes valores.

No âmbito do processo de previsão da produção eólica, a geração de cenários desempenha um papel fundamental porque estabelece um conjunto de dados estimados e inter-relacionados ou interdependentes com um grau de confiança conhecido, o que o coloca em vantagem sobre outras formas de representação de incertezas como *point forecasting* que considera apenas distribuições marginais.

Dentre as técnicas conhecidas para a geração de cenários de realização de produção eólica, a técnica descrita por Pinson *et al* em (PINSON, PAPAETHYMIU, *et al.*, 2007) tem sido muito utilizada e se estabelecido como um procedimento padrão para a geração de cenários (PINSON e GIRARD, 2012). Trata-se da utilização da matriz de covariância dos dados históricos para a realização de novos cenários. Desta forma, é possível capturar uma estrutura de interdependência temporal dos erros de previsão entre o conjunto de horizontes previstos. Qualquer que seja o tipo de técnica empregada para a geração de cenários, os resultados serão produzidos segundo uma série de dados que não possui informações de como a incerteza se comporta ao longo desta sequência de dados. Esta informação adicional é de fundamental importância ao se tratar de problemas de tomadas de decisão multi-estágios, como por exemplo otimização da operação de sistema com estocagem e eólicas.

Desta forma, um conjunto discreto de cenários pode representar a incerteza da previsão eólica de acordo com a função densidade de probabilidade associada à previsão, por meio da distribuição histórica de erros. Entretanto, para melhorar a precisão do processo de previsão eólico e consequentemente reduzir a incerteza, é necessário que um grande número de cenários seja analisado durante este processo, isso implica em aumentar o tempo de processamento computacional, ou seja, o “peso computacional” do problema. Em outras palavras, há uma relação direta entre o número de cenários e o tempo computacional necessário para a realização do processo de previsão e que se constitui em um problema (esforço computacional) que deve ser abordado durante o processo de previsão eólica.

Uma forma de lidar com este problema são as técnicas de redução de cenários. A redução de cenários é uma área relativamente nova e tem ganhado a atenção dos pesquisadores nos últimos anos (FENG e RYAN, 2014). Pineda *et al* em (PINEDA e CONEJO, 2010) introduziram o conceito de redução ótima de cenário, conhecido na literatura como *Optimal Scenario Reduction*. A redução ótima de cenários consiste em determinar uma distribuição de probabilidade X que melhor se aproxime da distribuição original Y (HEITSCH e RÖMISCH, 2003).

De forma geral, o procedimento de redução de cenários é realizado através da identificação de quais cenários seriam preservados, do conjunto original de cenários do modelo estocástico, excluindo-se os outros cenários restantes de forma que a aderência entre a amostra original e a sub-amostra resultante da redução não seja degradada de forma relevante. A sub-amostra resultante não será mais equiprovável. A nova probabilidade de cada amostra será feita de acordo com o algoritmo utilizado para a redução de cenários. De forma mais específica, define-se uma métrica de probabilidades denotada muitas vezes por $\zeta(P, Q)$ para medir a distância probabilística entre uma distribuição de probabilidade Q de um cenário reduzido e a distribuição de probabilidade P do conjunto original de cenário.

Em (DUPAČOVÁ, GRÖWE-KUSKA e RÖMISCH, 2003), Dupačová *et al* introduziram duas métricas heurísticas para a redução ótima do conjunto original de cenários chamada *backward reduction* e *forward reduction*, o objetivo principal destas heurísticas é encontrar um número ótimo de cenários k a serem eliminados do conjunto original. O algoritmo *forward reduction* adiciona um cenário do conjunto original para o conjunto reduzido de forma iterativa até que o conjunto reduzido de cenários contenha o número de cenário ótimos. O algoritmo *backward reduction* elimina um cenário do conjunto original de forma iterativa até que se alcance o número desejado de cenários. Os testes mostraram uma redução aproximada de 50% dos cenários. Os cenários reduzidos obtidos alcançaram ainda uma precisão relativa de 90%.

Morales *et al* em (MORALES, PINEDA, *et al.*, 2009) modificaram o algoritmo descrito na abordagem elaborada por (DUPAČOVÁ, GRÖWE-KUSKA e RÖMISCH, 2003) para torná-la compatível com problemas de programação estocástica com dois estágios aplicada em mercados de eletricidade, por exemplo. Embora, o problema tenha se tornado um pouco mais complexo, a metodologia proposta por (MORALES, PINEDA, *et al.*, 2009) permanece ainda tratável.

Em (SUMAILI, KEKO, *et al.*, 2011) Sumail *et al* descreveram uma nova técnica de redução de cenários aplicada à representação da incerteza da previsão da energia eólica utilizando um conjunto discreto de cenários capaz de caracterizar a função densidade de probabilidade da previsão da energia eólica. A principal vantagem desta abordagem está na redução da complexidade computacional dos modelos estocásticos que requeiram representação de cenários. A abordagem foi testada através de um problema de pré-despacho simplificado. A capacidade de redução de cenário desta abordagem depende do erro admitido para o processo.

2.6.5 Algoritmos de Resolução do Pré-Despacho

Além das questões de segurança e confiabilidade, o pré-despacho pode ser utilizado para outros propósitos. Os mercados de eletricidade são um bom exemplo disso, onde os participantes utilizam o pré-despacho baseado no preço, conhecido na literatura como *Price-Based Unit Commitment (PBUC)*, cujo objetivo principal é maximizar os lucros. Este tipo de extensão do pré-despacho não é guiado pela segurança do sistema, em vez disso, utiliza-se sinais de preço. Tais informações podem ajudar os produtores de energia a escalonar de forma mais lucrativa as manutenções de suas máquinas (LI e SHAHIDEHPOUR, 2005). Já sob o prisma do operador de mercado, as soluções do pré-despacho com restrição de segurança (SCUC) podem contribuir para a avaliação de abusos de mercados, a distribuição de geradores e concentração de mercados, situações de congestionamentos de linhas de transmissão que podem conduzir a isolamentos temporários e resultar em abusos de poder de mercado (REITZES, PFEIFENBERGER, *et al.*, 2007).

O problema do Pré-despacho é classificado como extremamente complexo, não apenas por ser fortemente não linear, mas principalmente por possuir um misto de variáveis reais e inteiras. Há diversas maneiras de se resolver este problema, mas todas têm vantagens e limitações. Os principais métodos são: Lista de Prioridades, Programação Dinâmica, Relaxação Lagrangeana, Algoritmos Genéticos, Recozimento Simulado, EPSO, Busca Tabu e Algoritmos que empregam Lógica de Fuzzy (BHARDWAJ, KAMBOJ, *et al.*, 2012).

2.6.5.1 Lista de Prioridades

O método da Lista de Prioridades é um procedimento que classifica as soluções por meio de todas as combinações factíveis de escalonamento das unidades, segundo um critério que utiliza o custo total de produção e a potência máxima produzida por cada combinação de unidades. Em seguida, é criada uma tabela organizada com as combinações de escalonamento,

com o custo de produção e com a potência máxima de cada combinação. A seleção das soluções será realizada de acordo com o *ranking* da tabela, a solução com o menor custo e que satisfizer a demanda.

A formulação mais tradicional e clássica deste método é simples e requer poucos recursos computacionais, entretanto suas soluções podem não ser exatamente ótimas por não incluir necessariamente os custos de partida das máquinas e as restrições de acoplamento temporal como as taxas de rampas. Além disso, há dificuldades ao se abordar problemas com grandes dimensões, pois o número de combinações possíveis, dado por 2^n em que n seria o número de máquinas, poderia ser intratável computacionalmente (LEE e FENG, 1992). Tingfang e Ting em (TINGFANG e TING, 2008) conseguiram aprimorar o método da lista de prioridades incorporando uma estratégia mais inteligente. Os resultados foram soluções mais eficientes em comparação ao método convencional.

2.6.5.2 Programação Dinâmica

O método da programação dinâmica consiste em organizar cada uma das combinações factíveis dos n grupos de geradores do sistema de tal forma que alguns geradores estarão ligados e outros desligados de maneira que a carga total do sistema em um dia, semanas, ou meses será distribuída a cada um destes estados, desconsiderando as perdas e as restrições com o fluxo de potência.

Os principais custos associados ao pré-despacho são reunidos em uma função matemática⁶ que varia de acordo com o período do problema (passo temporal) e com o estado da máquina (ligado ou desligado). Apesar de este método reduzir o estado de busca por soluções, há também o mesmo problema do método anterior, ou seja, em sistemas com grandes dimensões o problema pode tornar-se impraticável/intratável (BHARDWAJ, KAMBOJ, *et al.*, 2012). Para tentar resolver este tipo de problema, tem-se tentado muitas estratégias baseadas em meta-heurísticas para procurar as melhores soluções dentro do espaço de busca factível do problema, como exemplo em (OUYANG e SHAHIDEHPOUR, 2002), em que Ouyang e Shahidehpour propuseram um algoritmo denominado de DP - TC aplicado a um grande sistema, os resultados mostraram um ganho no tempo de execução do problema sem comprometer muito as soluções encontradas.

⁶ Também conhecida como fórmula de recorrência.

2.6.5.3 Algoritmo da Relaxação Lagrangeana

A Relaxação Lagrangeana permite que o processo de otimização aconteça desprezando-se temporariamente uma das restrições do problema. Quando aplicada ao pré-despacho, a restrição de balanço do sistema é geralmente escolhida para ser desprezada ou relaxada temporariamente, daí a origem do termo, tornando o problema mais simples na prática (WOOD, WOLLENBERG e SHEBLE, 1984).

O processo de resolução deste tipo de método funciona por meio da adição das restrições relaxadas aos subproblemas de forma iterativa até que seja encontrada uma solução que satisfaça às restrições e que seja ótima. Em seguida, o processo continua resolvendo-se o problema dual. Este tipo de método tem a vantagem de permitir a introdução de restrições mais complexas encontradas no problema de pré-despacho, como por exemplo: restrições de tempo mínimo de partida e taxas de rampa. Pommalee e Damrongkulkamjorn em (POOMMALEE e DAMRONGKULKAMJORN, 2008) utilizaram o método da Relaxação Lagrangeana em um problema de Pré-Despacho com restrição de segurança (SCUC) em conjunto com algoritmo genéticos em sistemas em condições normais e em contingências para encontrar o menor custo de operação.

2.6.5.4 Algoritmos Genéticos

A aplicação de algoritmos genéticos ao problema de pré-despacho é uma forma recente e promissora de se encontrar soluções para problemas não lineares. Este método baseia-se na busca de soluções por meio da evolução natural, conceito inspirado na biologia evolutiva que inclui características de hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação (*crossing over*). Uma das vantagens deste método é a introdução de restrições mais complexas como restrições de rampa, custos de partida e tempos mínimos.

Em (ADEMOVIC, BISANOVIC e HAJRO, 2010) Ademovic *et al* propuseram uma abordagem que utiliza algoritmos genéticos aplicados ao problema do pré-despacho usando uma base de dados reais em substituição à base de dados binária tradicionalmente utilizada neste tipo de abordagem com o objetivo de obter soluções mais próximas das soluções ótimas. Em seguida, um processo de otimização Fuzzy é realizado para guiar o processo inteiro. Esta abordagem foi aplicada a um sistema de 10 geradores. Os resultados mostraram que a técnica proposta apresentou resultados melhores quando comparada à Programação Dinâmica baseada em Algoritmos Genéticos.

2.6.5.5 Recozimento Simulado (SA)

O Recozimento Simulado, conhecido na literatura como *Simulated Annealing* (SA), foi inicialmente proposto por Gelatt e Vecchi em (KIRKPATRICK, GELATT e VECCHI, 1983) e consiste em simular o procedimento de resfriamento/recozimento lento e gradual de metais com o objetivo de encontrar a energia mínima. O recozimento simulado tem fundamentos na termodinâmica. O SA tem sido utilizado para encontrar soluções para o problema de pré-despacho. Simopoulos e Contaxis em (SIMOPOULOS e CONTAXIS, 2004) aplicaram o *Simulated Annealing* ao problema do pré-despacho adicionando novas regras ao processo de resfriamento e à geração aleatória de soluções para o processo. O recozimento simulado é utilizado para escalonar as unidades de geração enquanto uma rotina realiza o despacho econômico. Os resultados obtidos com estas alterações mostraram sua eficiência e a necessidade de estudos mais aprofundados sobre o assunto.

O SA também foi utilizado para resolver o problema de pré-despacho de curto prazo em (SIMOPOULOS e CONTAXIS, 2004) por Simopoulos *et al*, nesta abordagem implementou-se uma abordagem diferente para a geração de soluções iniciais o que contribui para a redução do tempo computacional. Em (VIANA, DE SOUSA e MATOS, 2001) Ana Viana *et al* utilizaram o SA em dois esquemas de códigos: um binário e um inteiro. Além disso, refinou-se as estratégias de buscas. Os resultados mostraram a flexibilidade desta abordagem além da capacidade de suportar extensões/derivações.

2.6.5.6 Busca Tabu

O algoritmo Busca Tabu, conhecido na literatura *Tabu Search* (TS), é um algoritmo iterativo de busca de soluções caracterizado por utilizar uma memória flexível capaz de eliminar mínimos locais e buscar outras áreas por meio de um processo determinístico. A partir de uma solução inicial, o algoritmo tenta avançar a outra solução na vizinhança até que um critério de parada seja satisfeito. O algoritmo Busca Tabu é geralmente aplicado ao problema de despacho em conjunto com redes neurais e combina qualidade e rapidez no processo de busca por soluções. Rajan *et al* em (RAJAN, MOHAN e MANIVANNAN, 2003) utilizaram o algoritmo TS para encontrar o menor custo de operação do sistema em um problema de pré-despacho com as restrições clássicas em um sistema com 10, 26 e 34 unidades térmicas geradoras. Os resultados encontrados foram comparados àqueles obtidos por métodos convencionais como programação dinâmica e relaxação Lagrangeana. Khatibzadeh *et al* em (KHATIBZADEH, KHANBEIGI, *et*

al., 2011) desenvolveram uma abordagem para o problema de pré-despacho utilizando em conjunto o TS e PSO com o objetivo de melhorar a precisão das soluções encontradas e reduzir o tempo computacional.

2.6.5.7 Lógica Fuzzy

A lógica Fuzzy também é utilizada como algoritmo para resolver o problema do pré-despacho. Trata-se de uma teoria matemática que inclui a ideia de indefinição em sua formulação, de forma mais precisa a lógica fuzzy admite um estado a mais com relação aos estados verdadeiros ou falso (Lógica Booleana), isto é um estado “talvez”, por exemplo. Kadam *et al* em (KADAM, SONWANE, *et al.*, 2009) descreveram a aplicação de um algoritmo baseado em Lógica Fuzzy para a resolução do problema do pré-despacho com o objetivo de encontrar um escalonamento com o menor custo de operação possível, considerando todas as restrições clássicas do problema de UC. Os resultados encontrados por esta metodologia foram comparados aos encontrados através do método da lista de prioridades e demonstraram que a Lógica Fuzzy pode ser uma ferramenta interessante para a resolução do pré-despacho, porém não houve informações sobre desempenho computacional na resolução deste problema.

2.6.5.8 EPSO

O algoritmo Otimização por Enxame de Partículas, conhecido na literatura com *Particle Swarm Optimization (PSO)* baseia-se na inteligência de enxames, inspirado no comportamento de pássaros na busca por alimentos. Sriyanyong *et al* utilizaram o PSO em conjunto com o método de relaxação Lagrangeana para resolver o problema do pré-desapacho a um sistema de 10 geradores (SRIYANYONG e SONG, 2005). O principal problema em se aplicar o PSO é a sua dependência de parâmetros externos que são definidos pelo usuário e que muitas vezes dependem do problema de tal forma que um delicado trabalho de ajuste fino deve ser feito para que se tenham bons resultados (MIRANDA e FONSECA, 2002). Miranda e Fonseca em (MIRANDA e FONSECA, 2002) propuseram uma extensão do PSO denominada *Evolutionary Self-Adapting PSO (EPSO)*. A ideia por trás do EPSO é conceder ao PSO um esquema de seleção explícito e propriedades de auto adaptação para seus parâmetros. De maneira que a cada iteração do EPSO tenha-se replicação, mutação, reprodução, avaliação e seleção de soluções por meio de um torneio estocástico. O EPSO apresenta bons resultados em problemas complexos de sistemas de potência como demonstrado em (MIRANDA, 2005), (MIRANDA e FONSECA, 202) e (LEE e EL-SHARKAWI, 2008).

É possível reunir as técnicas de resolução do pré-despacho em dois grandes grupos: as técnicas analíticas e as meta-heurísticas. As técnicas analíticas de resolução do pré-despacho, transformam o problema não linear em linear através de aproximações. Isto permite, teoricamente, que se encontre um valor ótimo global para o problema e que pode ser próximo do valor ótimo do problema original. As meta-heurísticas são uma opção relativamente nova que têm mostrado resultados promissores na resolução de problemas não lineares semelhantes ao abordado por esta tese, dentre as quais merece destaque o EPSO que possui características auto adaptativas e que tem apresentado bons resultados na literatura citada.

2.6.5.9 CPLEX

O CPLEX é um software comercial que soluciona problemas de otimização linear ou quadrático convexo com restrições lineares e quadráticas convexas. Apesar de se limitar a problemas lineares, o CPLEX tem sido aplicado para resolver o problema de pré-despacho em sistemas de potência. Ruiwei *et al* aplicou o CPLEX para a resolução de uma abordagem de otimização robusta em sistemas de potência com alta penetração de eólicas com o objetivo de fornecer um escalonamento robusto dos geradores térmicos e reduzir o custo total sob o pior cenário de produção eólica em (JIANG , WANG e GUAN, 2011). Os resultados mostraram que o algoritmo forneceu soluções próximas às soluções ótimas, porém esta condição tende a piorar quanto a incerteza da produção eólica aumenta. Em (ALEMANYA, MAGNAGOA, *et al.*, 2014), Alemany *et al* apresentou uma metodologia para reduzir o tempo computacional para resolver o problema do pré-despacho em sistemas de potência por meio de um algoritmo de otimização combinacional conhecido na literatura como *Branch-and-cut* adicionando mais inequações ao problema. O problema foi solucionado utilizando-se o CPLEX. A metodologia foi aplicada a diferentes sistemas e verificou-se uma redução do tempo computacional. A principal desvantagem de abordagens como (JIANG , WANG e GUAN, 2011) e (ALEMANYA, MAGNAGOA, *et al.*, 2014) está na necessidade de se fazer aproximações linearizando problemas não lineares.

2.7 Risco

De forma mais geral, risco é definido como a combinação entre a probabilidade e a consequência de um determinado evento e está relacionado à possibilidade de não se atingir um nível de remuneração consoante com o investimento (pode ou não estar relacionado a perdas financeiras).

Em sistemas elétricos de potência, a origem do risco vem de seu comportamento probabilístico, a variação da carga, apesar de ser bem previsível, a operação de componentes e a incerteza gerada por fontes renováveis (LI, 2014).

2.7.1 Riscos versus Incertezas

As incertezas estão relacionadas com os fatores que influenciam decisivamente a atividade de uma empresa, por exemplo, mas que não está sob seu controle ou não podem ser previstos com exatidão.

A modelagem das incertezas pode ser feita de forma probabilística, se o fenômeno for quantificável, se houver informação suficiente (quanto a distribuições) e se o problema puder ser enquadrado consistentemente dentro dos conceitos subjacentes à lei dos grandes números. Caso não haja informação suficiente ou mesmo se esta for de natureza subjetiva e qualitativa, as incertezas podem ser representadas com recurso à teoria dos conjuntos imprecisos (*fuzzy sets*), ou assumindo-se valores desconhecidos, mas enquadradas em intervalos fixos por janelas de ocorrência estabelecidos por limites inferiores e superiores. É importante destacar que nos últimos dois casos, os modelos contêm cada vez menos informação do que numa modelagem probabilística, revelam-se, por vezes, mais fiéis à representação e ao julgamento humano e ao problema real.

O risco corresponde ao acaso a que está sujeita uma empresa por causa das incertezas. O risco está relacionado com tributos como custos de insumos, esforços financeiros, o impacto no ambiente, seu conceito vai além de uma medida de como estes podem variar. O risco é uma característica das decisões e não dos atributos, tendo uma dupla vertente:

- A possibilidade de se tomar uma decisão imprópria que acarrete em arrependimento posteriormente
- O grau de arrependimento atribuível a uma decisão posteriormente.

A possibilidade de se tomar uma decisão a ser lamentável mais tarde e o grau de arrependimento podem não ter nenhuma correspondência com qualquer esperança matemática ou variância de um atributo. Entretanto há processos de medição (ou pelo menos, qualitativamente) e controle do risco associado a uma decisão.

2.7.2 Índices de Riscos

Os índices de riscos em sistemas de potência são uma forma de medir o risco no qual o sistema está exposto. Uma boa métrica de risco não informa apenas uma probabilidade, mas uma combinação de probabilidade e consequências, ou seja, não apenas a probabilidade de um componente falhar, por exemplo, mas além disso, a severidade do evento e o grau de suas consequências (LI, 2014). Não há um índice ou abordagem universalmente estabelecidos para lidar com o risco e assim representar o equilíbrio entre ganho e perda em sistemas de potência (DEMBO, 1998). Porém, há diversas abordagens de riscos que podem ser utilizadas para estabelecer este equilíbrio, tais como: Variância dos Retornos, *Downside Risk*, Arrependimento, *Value at Risk*.

A Variância dos Retornos consiste em calcular os desvios padrões dos retornos com o objetivo de construir uma fronteira eficiente que indicaria o portfólio que teria o máximo retorno para cada nível de risco. Esta teoria se fundamenta no gerenciamento moderno de portfólios⁷ que utiliza o princípio da diversificação de portfólios com o objetivo de otimizar as carteiras de investimento (MARKOWITZ, 1991), ainda hoje aplicada no gerenciamento de risco como em (GAMONWET e MARPAUNG, 2011) onde Gamonwet e Marpaung realizaram uma análise financeira de preços de energia elétrica no mercado de varejo com o objetivo de mapear os maiores retornos em função dos preços de investimentos.

O índice *Downside Risk* penaliza apenas os retornos inferiores a um valor de referência especificado pelo tomador de decisão ou investidor (HARLOW, 1991). Sua principal vantagem está no fato de penalizar baixos retornos sem desconsiderar retornos mais elevados. Isto é uma vantagem sobre a Variância dos Retornos porque evita distorções do valor esperado quando a distribuição dos retornos não é simétrica.

O Arrependimento utilizado como índice de mensuração de risco é calculado através da diferença entre o custo real em um ambiente sob incerteza e o custo incidido se o tomador de decisão tivesse conhecimento prévio de que um cenário em específico ocorreria. Trata-se de uma combinação entre decisão versus cenário. O critério de arrependimento ou *Regret Method*, como é conhecido na literatura, é calculado com o objetivo de minimizar o maior arrependimento (arrependimento máximo) com relação a cada cenário. Este critério também é conhecido

⁷ Também conhecida como modelo de Avaliação de Ativos Financeiros, ou *Capital Asset Pricing Model*

como *Min-Max Regret* e tem sido utilizado em problemas de expansão da geração sob condições de incerteza e em problemas de pré-despacho. Em (JIANG, JIANHUI, *et al.*, 2013) Jiang et al introduziram um modelo de pré-despacho com o objetivo de minimizar o máximo arrependimento nas decisões do dia seguinte aplicados a realizações de cenários em sistemas de potências com elevado nível de eólica, apesar de incluir uma métrica de risco no pré-despacho, esta abordagem considerou apenas os custos das soluções obtidas e não analisou a transição entre as decisões em função de um perfil de risco. Miranda e Proença em (MIRANDA e PROENCA, 1998) e (MIRANDA e PROENCA, 1997) mostraram as diferenças entre a aplicação de metodologias estocásticas baseadas em cenários futuros pesados por probabilidades e metodologias baseadas em estratégias de aversão ao risco, em que se utilizou *min-max-regret* como métrica de risco aplicados a solução de problemas de planejamento da expansão de sistemas elétricos de potência. Em ambos os paradigmas, utilizou-se GA para a resolução do problema. Os resultados mostraram que em alguns casos as abordagens probabilísticas se apresentaram inadequadas por conduzir a soluções de risco que não eram evidenciadas pela abordagem probabilística.

A abordagem Valor em Risco ou *Value at Risk* (VaR) quantifica o risco penalizando a máxima perda (pior consequência) a um dado valor de probabilidade, ou seja a pior perda esperada em um dado horizonte de tempo associado a um intervalo de confiança (LINSMEIER e PEARSON, 2000).

A aplicação de um único método para a avaliação de risco para a análise de um problema sob incerteza pode implicar em distorções nas medidas apuradas em funções das possíveis desvantagens de cada um dos métodos citados. Como por exemplo, aqueles critérios de risco que se concentram apenas em cenários ruins e não consideram as receitas (ganhos) obtidos nos cenários restantes (STREET, 2004). Uma alternativa a este tipo de problema é a utilização de funções utilidades que consideram toda a gama de cenários do problema, revelando os graus de satisfação em unidades de utilidade, pois expressam o perfil de risco do tomador de decisão (LUENBERGER, 2013). Em linhas gerais, a teoria fundada pela função utilidade estabelecida inicialmente por Neuman e Morgenstern em (NEUMANN e MORGENSTERN, 1947) permite constituir a preferência entre as diversas decisões associadas a distribuições de probabilidade de possíveis resultados. Em função das vantagens demonstradas, utilizou-se funções utilidades associadas à métrica de risco *Minimax-Regret* como ferramenta de produção e análise de dados.

2.8 Conclusão

Este capítulo abordou os principais e mais recentes conceitos, procedimentos e ferramentas sobre o pré-despacho em sistemas de potência com elevado nível de produção eólica. Em um sistema com a presença relevante de incerteza, como um sistema de potência com alta penetração de eólicas, o pré-despacho deve considerar em sua formulação as incertezas geradas pelas fontes eólicas; isto pode ser feito através da inclusão de cenários de realização que possam representar a produção eólica durante um período específico.

Há diversos algoritmos disponíveis na literatura com vantagens e desvantagens para a resolução do pré-despacho. Não é objetivo desta tese estabelecer o melhor algoritmo para a resolução do pré-despacho. O EPSO foi escolhido, entre as alternativas possíveis, como ferramenta de resolução do problema formulado nesta tese por ter apresentado vantagens na resolução de problema não lineares inteiro mistos, como descrito nos trabalhos apresentados anteriormente.

Os riscos associados a sistemas de potência podem ser abordados e medidos de diversas maneiras. Dentre as obras citadas, é possível verificar que descrever o risco através de funções utilidades é uma forma interessante e utilizada nesta tese em conjunto com outras métricas de risco mais detalhadas nas seções seguintes.

A abordagem utilizando cenários para o problema de Pré-despacho com incerteza gerada pelas eólicas é apropriada e a mais interessante, apesar de a indústria de previsão de energia eólica representar a incerteza da produção eólica por meio de distribuições marginais de probabilidade em cada hora, pois considera a forte interdependência temporal encontrada neste tipo de problema. Apesar de não ser o foco desta tese, é essencial que as incertezas sejam representadas por um modelo com capacidade de considerar a forte interdependência intertemporal do problema do pré-despacho.

Em forma de conclusão, adequada a um capítulo dedicado a explorar o estado da arte, pode afirmar-se o seguinte:

- É reconhecido que negligenciar o fator de incerteza na disponibilidade de recurso eólico é inadequado no contexto do problema de pré-despacho de geração;
- A comunidade científica tem focado a sua proposta no paradigma da programação estocástica como modelo a adotar;

- Não se identificou nenhuma proposta, aplicada ao problema do pré-despacho, que consistentemente adote um paradigma de análise de risco.

Fica, portanto, justificado o interesse e oportunidade de um trabalho que pesquise o tema da análise de risco e investigue até que ponto ele supre deficiências do paradigma de programação estocástica e ofereça uma ampla e robusta base para a tomada de decisão de pré-despacho de geração em sistemas com elevada penetração eólica.

3 MODELO ESTOCÁSTICO VERSUS ANÁLISE DE RISCO EM SISTEMAS COM ALTA INTEGRAÇÃO DE EÓLICAS.

3.1 Introdução

As abordagens tradicionais de pré-despacho já não conseguem lidar com o aumento da inclusão da energia eólica nos sistemas de potência, e mais recentemente da energia solar. Isso acontece porque a incerteza sobre a previsão da geração de energia eólica é maior do que a incerteza sobre a previsão da carga. Além disso, o comportamento da energia eólica inclui a possibilidade de fortes rampas na produção eólica o que pode levar os sistemas fortemente dependentes de geradores térmicos a perdas financeiras por soluções sub-ótimas e, em casos mais graves, a exposição a condições inseguras e até mesmo a condições catastróficas, como *blecautes*. O planejamento e a operação de sistemas sob incertezas devem ser feitos não apenas por meio do custo. Nestas condições, é importante que o risco seja também levado em consideração, entretanto, a mudança de modelos utilizados deve alterar o paradigma do processo de tomada de decisão no problema de pré-despacho.

No âmbito da operação de sistemas, o risco deve ser considerado no processo de tomada de decisão de forma equilibrada, pois o operador do sistema não deve ser responsabilizado por decisões políticas, por exemplo: se o operador adotar soluções que protejam muito o sistema contra riscos, os custos podem ser muito elevados e o operador pode ser acusado de gastos excessivos, o que prejudicaria o interesse dos investidores, por outro lado se o operador proceder de maneira inversa, poderá ser acusado de expor o sistema ao risco e com isso traria prejuízos e comprometeria a segurança do sistema, podendo levar o sistema a um *blackout* no pior cenário. Sem políticas claras, o operador tenderá a sobre proteger o sistema, mas por pressões comerciais poderá deixar o sistema a correr riscos excessivos.

Com o objetivo de auxiliar a transição de um processo de tomada de decisão para outro, este capítulo estuda um conjunto de paradigmas e apresenta uma análise comparativa, resultados e conclusões alcançadas a partir de um estudo de um caso elaborado com um sistema exemplo de 30 barras, o IEEE-30 Bus System

3.2 Pré-despacho Multicritério

Como já mencionado nas secções anteriores, o objetivo do problema do Pré-despacho pode ser resumido como: estabelecer um escalonamento de unidades que minimize o custo de operação enquanto satisfaz as restrições consideradas no problema. Porém, em um ambiente com incertezas, uma abordagem multicritério através da minimização de dois objetivos é uma maneira interessante de se abordar este problema com o objetivo de introduzir o risco no processo de tomada de decisão no problema de UC. Na abordagem multiobjectivo, o primeiro objetivo refere-se ao custo global do sistema, enquanto o segundo refere-se à mensuração do arrependimento (análise de risco). No segundo objetivo, o risco é analisado por meio de três métricas distintas: a primeira consiste em se penalizar o pior evento, a segunda métrica consiste em se penalizar o pior cenário enquanto a última é feita por meio de abordagem estocástica clássica em que se penaliza o corte de carga esperado.

A palavra “evento”, neste contexto, significa corte de carga em algum cenário de algum período pela incapacidade do sistema acomodar uma rampa eólica descendente, por exemplo. Portanto, penalizar o pior evento na descrição da primeira métrica de avaliação significa penalizar o maior corte de carga em algum período de algum cenário (LIMA, 2013).

Este processo também considera o excesso de energia eólica no sistema, denominado pela literatura como *Wind Power Curtailment* e que pode ser traduzido como corte eólico, uma medida tomada para equilibrar o sistema quando não for possível acomodar o excesso de produção eólica. O corte eólico é realizado por meio da desconexão de turbinas eólicas da rede ou por redução da eficiência de geração a um certo nível (ajuste do ângulo de ataque, por exemplo) através de grupos geradores que utilizam tecnologia DFIG, por exemplo (CHEN, GUERRERO e BLAABJERG, 2009) (MULJADI e BUTTERFIELD, 2002), (SENJYU, SAKAMOTO, *et al.*, 2006). Ação de corte eólico é penalizada por um custo como o descrito na secção 3.3.1.2.

Neste trabalho, um cenário é formado pelas realizações de vento que podem produzir cortes de carga em cada período. Portanto, um cenário é a soma dos cortes de cargas ocorridos em cada período do problema, como ilustrado na Tabela 3.1 em que as linhas representam os cenários de realização de potência eólica e as colunas os períodos do problema. O pior cenário é aquele que apresentar a maior soma de cortes de carga em todos os períodos, desta forma, como exemplo ilustrativo, o pior cenário da Tabela 3.1 é o cenário cinco e o pior evento é o corte de carga do cenário um no período dez.

Tabela 3.1 – Ilustração de cortes de carga por período que caracterizam um cenário.

| | Per. 1 | Per. 2 | Per. 3 | Per. 4 | Per. 5 | Per. 6 | Per. 7 | Per. 8 | Per. 9 | Per. 10 | Per. 11 | Per. 12 |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|
| Cenário 1 | - | 2,0 MW | - | - | - | 4,5 MW | - | - | - | 8,0 MW | - | - |
| Cenário 2 | - | 2,0 MW | - | - | - | 1,0 MW | - | - | - | 5,0 MW | - | - |
| Cenário 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cenário 4 | - | 3,0 MW | - | - | 1,0 MW | 3,0 MW | - | 0,5 MW | - | 5,0 MW | - | - |
| Cenário 5 | 0,5 MW | 1,0 MW | 0,6 MW | - | - | 6,0 MW | 0,3 MW | 0,8 MW | - | 6,0 MW | 0,1 MW | 2,0 MW |

Sob o ponto de vista operacional, esta tese considera que o corte de carga, realizado pela incapacidade de o sistema acomodar uma determinada variação eólica, é obtido a partir de um plano de contingência executado pelo operador do sistema (OS) que discrimina as cargas (das barras) que podem ser cortadas, incluindo as condições transitórias e dinâmicas do sistema (DELFINO, MASSUCCO, *et al.*, 2001), (HASANI e PARNIANI, 2005). Sob o ponto de vista de mercados, considera-se que os cortes de carga são estabelecidos por contratos de interrupção, resultantes de um mercado de negociação que levam em consideração o gerenciamento pelo lado da demanda (*Demand Manager - DM*) (STEEN, BALRAM e TUAN, 2014) .

A abordagem estocástica clássica considera o corte de carga esperado calculado com base nas probabilidades de ocorrência de cada cenário e defende o sistema dos cenários mais prováveis. Cada cenário pode ser considerado como um conjunto de vetores formados por variáveis aleatórias (cortes de carga). Em termos matemáticos, um conjunto de cenários λ pode ser considerado como um processo estocástico discreto expresso como $\lambda = \{\lambda(\omega), \omega = 1, 2, \dots, N_\Omega\}$, em que ω é o índice do cenário e N_Ω é o número de cenários. A probabilidade de ocorrência de cada cenário $\pi(\omega)$ precisa ser associada a cada realização de tal forma que $\sum_{\omega=1}^{N_\Omega} \pi(\omega) = 1$.

A minimização do custo esperado do sistema e do corte de carga, por qualquer uma das métricas mencionadas anteriormente, caracteriza um problema de otimização não linear multi-objectivo (*Multi Objective Optimization – MOO*), pois a minimização do corte de carga e do custo esperado do sistema são objetivos conflitantes entre si, ou antagônicos. Uma função objetivo é dita ser conflitante com outra função objetivo quando não se consegue melhorar o valor de um objetivo sem piorar o valor do outro, portanto não há uma solução que represente o ótimo global do problema, desta forma não se consegue reduzir o custo esperado do sistema sem piorar o valor do corte de carga. Em problemas assim, emprega-se o conceito de dominância de Pareto e de *trade-off* para comparar as diversas soluções que pertençam ao conjunto de soluções

factíveis do problema. A literatura descreve o conjunto de soluções não dominadas como aquelas que possuem um valor melhor que as outras em pelo menos um objetivo e que possuem no mínimo o mesmo valor nos objetivos restantes. Ao conjunto de soluções não dominadas do problema, define-se como conjunto ótimo de Pareto.

O problema MOO é transformado em um problema mono objetivo por meio de uma função utilidade que reflete um compromisso entre ambos, como descrito na Equação 3.1, em que f_1 representa todos os custos de operação com o sistema (escalonamento dos geradores, custo do despacho e custo do corte eólico), menos o custo com o corte de carga. O termo f_2 representa o arrependimento medido pelo valor do corte de carga calculado por uma das três métricas mencionadas acima. β é um *trade-off*.

$$\min U = f_1 + \beta \cdot f_2 \quad 3.1$$

A função f_2 envolve os fatores de risco como o corte de carga (L_C). O *trade-off* β também pode ser interpretado como um coeficiente que serve para intensificar o impacto das consequências do corte de carga sobre o sistema. Os custos com corte de carga e os parâmetros do sistema estão ajustados para que a máxima aversão ao risco seja alcançada quando o valor β for igual ou superior a um, o que significa intensificar a penalização do corte de carga (máxima aversão ao risco). Quando o valor de β for igual à zero, o valor do corte de carga é desprezado no processo de otimização. Desta forma, o tomador de decisão está mais propenso ao risco.

Para se obter um conjunto aproximado de soluções ótimas não dominadas, o processo de busca por soluções deve ser repetido com diferentes valores de β , variando-o de 0 a 1 com acréscimos iguais a $0,05^8$ de maneira a formar um conjunto de soluções ótimas com os valores encontrados para cada β . É importante afinar o valor do incremento de β , pois se muito elevado, por exemplo, há a possibilidade de se perder informações no processo de otimização e com isso não se observar as diversas mudanças nas decisões de pré-despacho ao longo do processo. Além disso, a magnitude dos coeficientes de penalização deve ser proporcional aos valores da função objetivo a fim de se evitar erros de proporcionalidade durante o processo de busca de soluções.

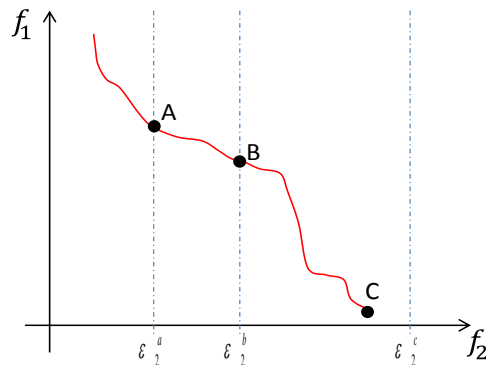
⁸ Adotado por ter contribuído com uma fronteira de Pareto mais uniforme e distribuída.

O procedimento de análise de risco descrito acima é inspirado no Método de Pesos que é utilizado para se obter as soluções não dominadas do problema e para formar um conjunto de pontos próximos à fronteira de Pareto. Tal método é mais conhecido na literatura como *Weighted Aggregation*, *Weighted Sum Method* ou *Parametric Approach* (MIRANDA e PROENCA, 1998). É muito popular e ainda muito utilizado principalmente por sua facilidade de implementação, por fornecer múltiplos pontos de soluções factíveis (quando os pesos estão bem afinados) e por fornecer uma única solução a cada repetição que reflete as preferências do tomador de decisão incorporadas a um conjunto de pesos. Uma das principais desvantagens deste método é a necessidade de a função objetivo do problema e de suas restrições serem convexas, ou seja, a superfície de Pareto ótimo deve ser convexa. Atualmente, não se conhece nenhum método capaz de prever se a superfície de Pareto ótimo é convexa ou não (MIRANDA e PROENCA, 1997).

Para contornar o problema citado acima, utiliza-se em conjunto com o Método dos Pesos outro método para obtenção da fronteira de Pareto: o Método das Restrições, conhecido na literatura como *ε -Constraint Approach* (CHANKONG e HAIMES, 1983) (MIRANDA e FONSECA, 2002). Trata-se de uma técnica muito popular que tem sido bastante empregada em problemas multiobjectivos. Nesta técnica, otimiza-se um único objetivo, escolhido dentre aqueles originais, enquanto os demais são mantidos como restrições de desigualdade do problema, cujos valores são definidos pelo usuário do problema e representados por ε . Cada ε_m definido pelo usuário representa um limite máximo para o objetivo f_m .

Como um exemplo, em um problema de otimização qualquer com dois objetivos, definidos como f_1 e f_2 , escolhe-se f_1 para ser minimizado, mantendo-se f_2 com a restrição $f_2 \leq \varepsilon_2$. Assim, a Figura 5 representa o espaço dos objetivos com vários valores para ε_2 . O valor mínimo da função objetivo f_1 depende de ε , como exemplo, o menor valor de f_1 com $\varepsilon = \varepsilon_2^a$ é o ponto “A”, enquanto o ponto “B” é o menor valor de f_1 quando $\varepsilon = \varepsilon_2^b$. Seguindo o mesmo procedimento, para diferentes valores de ε , encontram-se diversas soluções ótimas de Pareto.

Figura 5 – Exemplo de aplicação do Método das Restrições (ε -constraint).



Fonte: (WALDO e ALEXANDRE CLAUDIO , 2008)

Matematicamente, o Método das restrições pode ser descrito de acordo com a Equação 3.2.

$$\text{Min } I_1(x)$$

s.a.

3.2

$$I_i(x) \leq \varepsilon_i \quad i = 2,3,4, \dots, n$$

$$g_j(x) \leq 0 \quad j = 1,2,3,4, \dots, m$$

$$h_k(x) = 0 \quad k = 1,2,3,4, \dots, p$$

em que I_i é o conjunto de objetivos $g_j(x)$ e $h_k(x)$ são as restrições de desigualdade e igualdade, respectivamente. Portanto, este método pode ser utilizado para gerar soluções ótimas independentemente de o espaço de objetivos e de restrições ser convexo ou não convexo ou até mesmo discreto, como é o caso do problema em questão.

É interessante que o valor de ε seja factível, ou seja, que exista no espaço de soluções do problema. Na análise de risco realizada, os valores de ε são os cortes de carga calculados a partir de umas das métricas já descritas, por isso é necessário utilizar em conjunto com o Método das Restrições, o Método dos Pesos para que os cortes de carga utilizados sejam factíveis no problema.

A utilização de dois métodos para a obtenção da curva de Pareto do problema é importante porque auxilia o processo de otimização a sair de ótimos locais, um problema comum encontrado neste tipo de abordagem.

3.2.1 Restrições

As restrições são aquelas tradicionalmente abordadas pelo problema do pré-despacho: equilíbrio entre a carga e a geração, (incluindo a inserção de geradores fictícios no modelo para simular o corte de carga e de cargas fictícias para simular o corte eólico), limites de geração, limites de rampa, limites de fluxo de potência ativa⁹, descritas em: 3.3 a 3.9, como segue:

$$\sum_{k=1}^M \mu_{i,k} \cdot P_{i,k} = L_i - P_{w_{i,j}} + \sum_{j=1}^{NW} WS_{i,j} - \sum_{b=1}^{NL} L_{c_{i,b}} \quad 3.3$$

$$\sum_{k=1}^M \mu_{i,k} \cdot P_k^{max} \geq L_i - P_{w_{i,j}} + r_i \quad 3.4$$

$$\sum_{k=1}^M \mu_{i,k} \cdot P_k^{min} \leq L_i - P_{w_{i,j}} \quad 3.5$$

$$P_k^{min} \leq P_{i,k} \leq P_k^{max} \quad 3.6$$

$$R_k^{up} \cdot \Delta t \geq (P_{i+1,k} - P_{i,k}) \quad 3.7$$

$$R_k^{dn} \cdot \Delta t \geq (P_{i,k} - P_{i+1,k}) \quad 3.8$$

$$(X_{on_{i-1,k}} - T_k^{up}) \cdot (\mu_{i-1,k} - \mu_{i,k}) \geq 0 \quad 3.9$$

$$(X_{off_{i-1,k}} - T_k^{dn}) \cdot (\mu_{i-1,k} - \mu_{i,k}) \leq 0 \quad 3.10$$

$$|Pf_{i,r}| \leq Pf_r^{max} \quad 3.11$$

$$0 \leq WS_{i,j} \leq P_{i,j}^w \quad 3.12$$

em que $\mu_{t,j} \in \{0,1\}$ representa o status do gerador j no intervalo t .

⁹ Representado por meio de um modelo CC que inclui um sistema de transmissão.

3.3 Representação da Incerteza da Produção Eólica

Normalmente, as previsões de produção eólicas podem ser modeladas pelas incertezas das previsões, isso significa que uma distribuição de probabilidade é atribuída a cada passo temporal no futuro (SUMAILI, KEKO, *et al.*, 2014). Entretanto, esta representação não é muito útil para o problema de pré-despacho por serem distribuições marginais e não possuírem interdependência temporal. Além disso, as restrições de rampa e as restrições temporais (tempos mínimos de partida, por exemplo) impõem uma forte dependência intertemporal nas decisões de escalonamento. Desta forma, a representação da produção eólica deve também manter esta relação. A representação por cenários é uma maneira de contornar este tipo de problema, pois os cenários são um conjunto de valores estabelecidos por relações com interdependência temporal (PINSON e GIRARD, 2012). Assim, uma probabilidade deve ser atribuída a cada cenário.

Uma maneira de se alcançar isso é utilizar o procedimento a seguir:

- A partir de dados históricos, constrói-se um modelo de distribuição de energia eólica com dimensões de 24 horas ou 12 horas, por exemplo;
- Um processo de Monte Carlo pode amostrar um grande número de cenários de acordo com uma função densidade de probabilidade estimada;
- Um processo de redução de cenários é aplicado para identificar os *clusters* dos cenários produzidos da energia eólica e substituir cada cluster por um centroide equivalente;
- Um valor de probabilidade é atribuído a cada centroide como uma função da frequência do cluster ao longo do conjunto inteiro de cenários.

A necessidade para a aplicação de redução de cenários é amplamente reconhecida porque qualquer tipo de modelo que inclua um grande conjunto de cenários para evitar que o problema com os cenários se torne intratável computacionalmente, principalmente quando se tratam de amostras com dimensões de 12 ou 24 horas.

3.3.1 Função Objetivo - custos operacionais (f_1)

Nesta tese, a função objetivo 3.3 é composta de duas partes: f_1 e f_2 . A primeira parte contabiliza os custos de operação do sistema, enquanto a segunda parte da função objetivo refere-se aos fatores de risco do problema.

De forma mais detalhada, os custos incorridos em f_1 relacionam-se aos custos com combustível e com a partida das máquinas. Além disso, dois outros termos aparecem, o primeiro relaciona-se ao custo com o corte eólico, que ocorre pela incapacidade de o sistema utilizar todo o recurso eólico disponível, o corte eólico está associado a um custo C_w que traduz a perda econômica por não utilizar o recurso eólico ou uma compensação/indenização aos geradores eólicos. O segundo é um custo associado a uma penalidade, cujo objetivo é garantir que a decisão encontrada pelo processo garanta pelo menos um cenário sem cortes de carga. A função que representa os custos com a operação (f_1) em 3.13 é composta de três parcelas descritas a seguir:

$$f_1 = f_C + f_S + f_Z \quad 3.13$$

3.3.1.1 Custo de despacho f_C

O custo de despacho (f_C) está ilustrado na Equação 3.14.

$$f_C = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^M C_j(\mu_{t,j}, P_{t,j}) + (1 - \mu_{t,j}) \cdot \mu_{t-1,j} \cdot SD_j \quad 3.14$$

em que $C_j(\mu_{t,j}, P_{t,j}) = \mu_{t,j} \cdot (aP_{t,j}^2 + bP_{t,j} + c)$ é o custo dos geradores e a, b, c – são os parâmetros da função de custo. SD_j é o custo de parada do gerador j .

3.3.1.2 Custo de corte eólico f_S

O custo com o corte eólico está ilustrado analiticamente em 3.15.

$$f_S = \sum_{m=1}^{NS} \sum_{t=1}^T C_{w_t} S_{t,m} \quad 3.15$$

em que C_{w_t} é o custo de 1 unidade de corte eólico no instante t . $S_{t,m}$ é o corte eólico no instante t no cenário m . NS é o número de cenários.

3.3.1.3 Penalização para cenário sem corte de carga f_Z

Como descrito anteriormente, esta penalização garante que pelo menos um cenário tenha corte de carga nulo em todos os períodos.

$$f_Z = C_Z^{pen} \cdot \min\{L_{C1}, \dots, L_{Cm}, \dots, L_{CM}\} \quad 3.16$$

C_Z^{pen} é um fator de penalidade não econômico que penaliza o cenário com menor corte de carga. L_{cm} é o corte de carga total do cenário m , tal que $L_{cm} = \sum_{t=1}^T L_{ct,m}$ em que $L_{ct,m}$ é o corte de carga no instante t do período m . Em outras palavras, esta penalidade é adicionada ao processo de otimização para evitar que a minimização visando apenas o custo conduza a uma solução em que todos os geradores estejam desligados. Desta forma, se houver uma solução que contenha o menor custo e que em pelo menos em um cenário, o corte de carga seja nulo, esta terá grandes chances de ser escolhida.

3.3.2 Função Objetivo - risco (f_2)

A segunda função objetivo refere-se aos fatores de risco e está relacionada ao corte de carga. Além do paradigma estocástico clássico, dois outros critérios serão investigados: a penalidade para o pior cenário e a penalidade para o pior evento.

Adotando-se a abordagem do *min-max* tenta-se reduzir a presença de um futuro em que uma decisão tomada possibilitaria um grande impacto, ou seja, reduz-se o risco de se ter resultados inaceitáveis. A seguir as três abordagens mencionadas serão descritas com mais detalhes.

3.3.2.1 Abordagem do pior evento

Como mencionado anteriormente, esta métrica analisa o risco das decisões de pré-despacho através da penalização do pior evento, ou seja, penaliza o maior corte de carga existente entre os períodos de todos os cenários da análise. Matematicamente, tal técnica pode ser descrita através de 3.17.

$$f_2 \triangleq f_{2E} = \max\{L_{C_{i,m}} : \forall_{i,m}\} \quad 3.17$$

$L_{C_{i,m}}$ é o corte de carga no período i e no cenário m . Ao se penalizar o maior valor de $L_{C_{i,m}}$, defende-se o sistema dos piores eventos encontrados entre os cenários em análise no problema, mesmo que estes tenham baixa probabilidade de ocorrerem.

3.3.2.2 Abordagem do Pior Cenário

A métrica do Pior Cenário penaliza o cenário de realização eólica que apresentar a maior soma de cortes de carga entre os períodos da análise, ou seja, os piores cenários. Matematicamente, esta métrica de análise de risco pode ser descrita como em 3.18.

$$f_2 \triangleq f_{2C} = \max\{L_{C_m} : \forall m\} \quad 3.18$$

L_{C_m} é o pior cenário do conjunto m . $L_{C_m} = \sum_{t=1}^T L_{C_m,t}$, em que T é o conjunto de períodos, neste caso igual a 12.

3.3.2.3 Abordagem Estocástica Clássico

Esta técnica penaliza o corte de carga esperado em todos os cenários de todos os períodos, como descrito analiticamente por 3.19, em que π_m é a probabilidade de realização de um cenário m . L_{C_t} é o corte de carga em cada período t e T é o número de períodos.

$$f_2 \triangleq f_{2P} = \sum_{m=1}^M \pi_m \left(\sum_{t=1}^T L_{C_t} \right) \quad 3.19$$

3.4 Procedimento de Análise

A análise de risco é realizada minimizando-se o custo esperado do sistema e o corte de carga obtido pelas métricas descritas nas secções 3.3.2.1 a 3.3.2.3, em que são consideradas todas as restrições clássicas do problema de pré-despacho, como exposto na secção 2.6.1. Para efeito de análise, o processo de otimização do pré-despacho pode ser dividido em duas etapas: a primeira parte corresponde à busca pela melhor solução de escalonamento das unidades. É realizada pelo EPSO – *Evolutionary Particle Swarm Optimization* apresentado na secção 2.6.5.8. Não faz parte do escopo deste estudo sugerir o algoritmo mais eficiente para ser aplicado ao problema, mas investigar as propriedades das soluções, entretanto devido à dificuldade de paisagem (*landscape*) resultante de 3.1, a busca pelo ótimo deve contar com um método versátil como EPSO. A segunda etapa consiste em minimizar o custo de operação do sistema para a solução de pré-despacho encontrada, ou seja, encontrar um nível de potência ótimo para as unidades que foram escalonadas em cada período de cada cenário. Em linhas gerais, a segunda etapa do processo corresponde em calcular o custo de cada solução encontrada pelo processo

de otimização acrescido do custo de corte eólico, ou seja, calcular o custo de cada solução (*fitness*) candidata à ótima. A heurística utilizada realiza a busca da melhor solução utilizando uma população de indivíduos (conjunto de soluções), armazenando as melhores experiências realizadas pelo grupo (conhecimento coletivo) e pelo próprio indivíduo (conhecimento individual) e com a capacidade de se auto adaptar e evoluir (MIRANDA e FONSECA, 2002).

Várias simulações são realizadas com diferentes valores de beta (equação 3.1), iniciando-se com 0 (zero), que indica a máxima propensão ao risco, até 1 (um) que indica a máxima aversão ao risco com incrementos iguais e pequenos o suficiente para detectar as diversas soluções obtidas, os testes mostraram que se obtém maior diversidade de soluções quando o incremento é igual ou menor que 0,05. Para cada simulação, e, portanto, para cada valor de beta, obtém-se um custo de operação e um corte de carga (calculado por uma das métricas descritas em acima). Para evitar que ótimos locais distorçam o processo de análise, utiliza-se o método das restrições descrito em 3.17, onde se empregam os valores de corte de carga encontrados no processo anterior. Esta parte do processo é importante, pois ajuda o otimizador a encontrar o menor custo de operação para cada valor de corte de carga e a detectar soluções que estejam fora do alcance da primeira simulação por não serem convexas, por exemplo.

O propósito desta investigação é descobrir a forma da curva de Pareto ótima para os três modelos descritos em 3.4: otimização estocástica e dois modelos de minimização de risco.

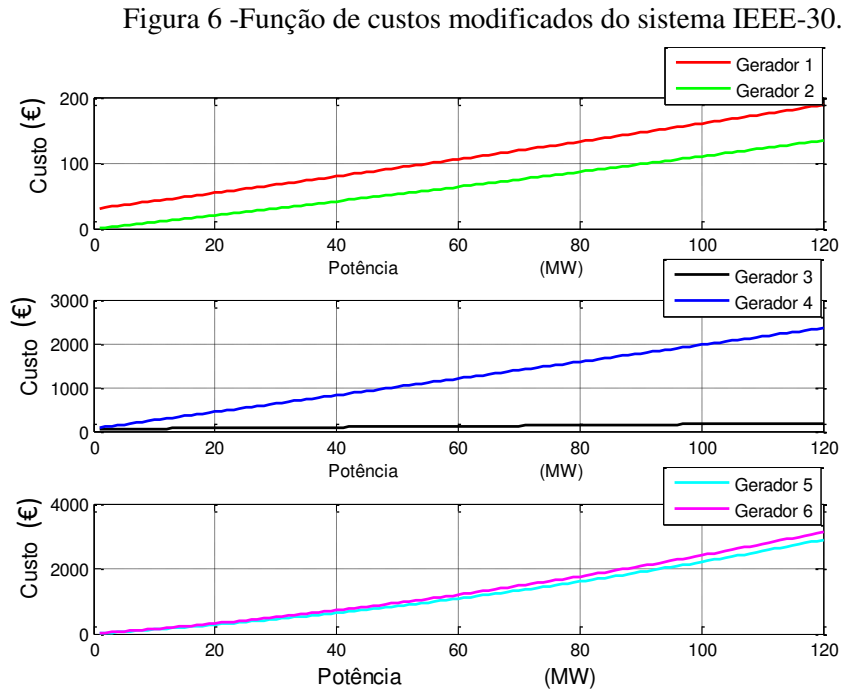
3.5 Estudo de Caso

O sistema utilizado nesta pesquisa foi o *IEEE-30 BUS*. Duas modificações foram feitas neste sistema e estão apresentadas e ilustradas a seguir. A primeira refere-se aos níveis de potência máxima, que foram reduzidos em alguns geradores como ilustrado na Tabela 3.2. A segunda consistiu em alterar a função de custos dos geradores e está ilustrada em forma de gráfico e apresentado na Figura 6.

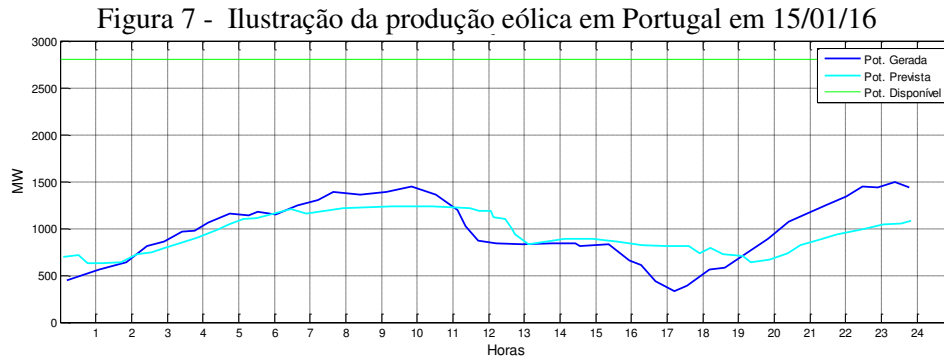
Tabela 3.2 Limites máximos de potências dos geradores.

| Gerador | Potência Máxima |
|-----------|-----------------|
| Gerador 1 | 110 MW |
| Gerador 2 | 50 MW |
| Gerador 3 | 50 MW |
| Gerador 4 | 50 MW |
| Gerador 5 | 35 MW |
| Gerador 6 | 100 MW |

Tais modificações realizadas neste sistema foram motivadas com o objetivo de se evidenciar os resultados apresentados.



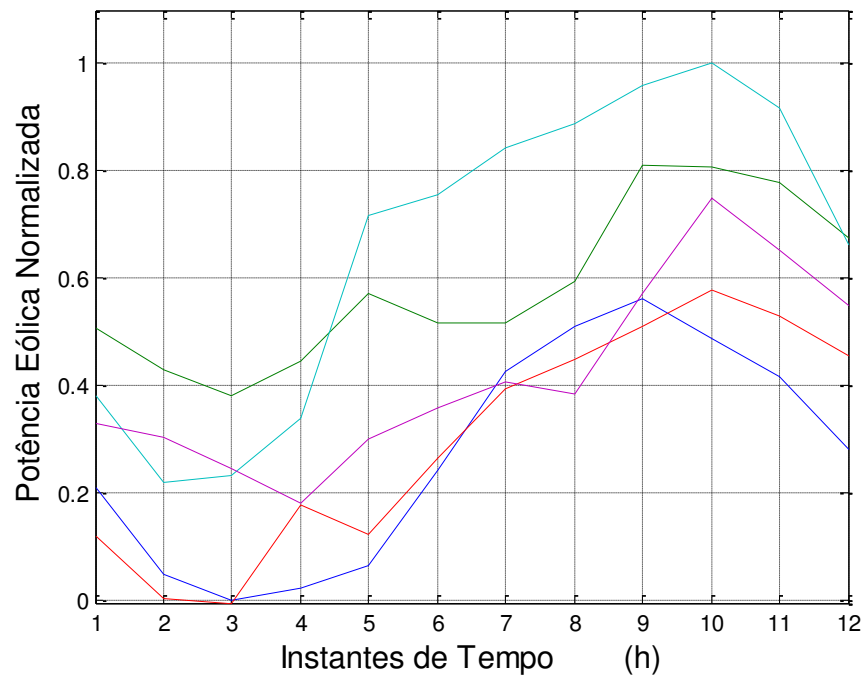
Mais informações sobre o sistema IEEE-30 BUS podem ser encontradas na referência (CHRISTIE , 1993). Um parque eólico foi conectado à barra cinco deste sistema em alta tensão (500kV, por exemplo). O parque eólico conectado à barra cinco representa a injeção de potência eólica. Foge do escopo desta tese indicar a tecnologia de turbina mais adequada para este caso teste. Considera-se, por exemplo, que tais turbinas possam utilizar a tecnologia DFIG (*Double-fed Induction Generator*) que tem se tornado muito comum (HUGHES, ANAYA-LARA, *et al.*, 2005). Um conjunto de cenários com características reais foram criados e reduzidos conforme (SUMAILI, KEKO, *et al.*, 2011) para cinco *clusters* de cenários de produção eólica ilustrados na Figura 8. Estes cenários têm características reais, o que pode ser comprovando ao se comparar as Figura 8 e a Figura 7 que representa a produção eólica do dia 15 de janeiro de 2016, as últimas doze horas se assemelha muito com os clusters de cenários utilizados nesta tese.



Fonte: (REN, 2016)

Os custos e penalidades foram definidos baseados em dados reais e em valores comumente encontrados na literatura de tal forma que permita que o problema possa assumir características reais.

Figura 8 - Cenários de produção eólica.



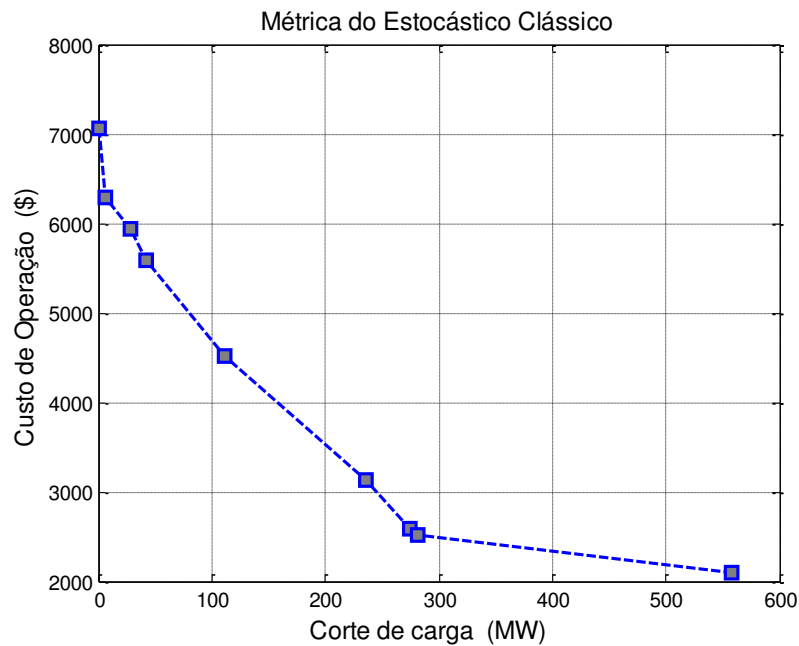
3.6 Fronteira de Pareto para cada um dos modelos de risco

Alguns dos resultados obtidos estão ilustrados da Figura 10 a Figura 18. O eixo vertical de cada figura representa o custo de operação f_1 de 3.1 sem qualquer custo de corte de carga, enquanto o eixo horizontal representa o valor da função de corte de carga dado em MW de acordo com cada uma das funções f_C , f_S ou f_Z descritos em 3.3.2.1 a 3.3.2.3, dependendo do modelo ilustrado.

3.6.1 Programação Estocástica

Está ilustrada na Figura 9 a Fronteira de Pareto, variando-se o valor de β para o problema de minimizar $U = f_1 + \beta \cdot f_{2P}$. Pela Figura 9, é possível notar o aspecto convexo da curva. O eixo x nesta análise representa o corte de carga esperado.

Figura 9 - Programação estocástica clássica - o eixo x representa o corte de carga esperado.



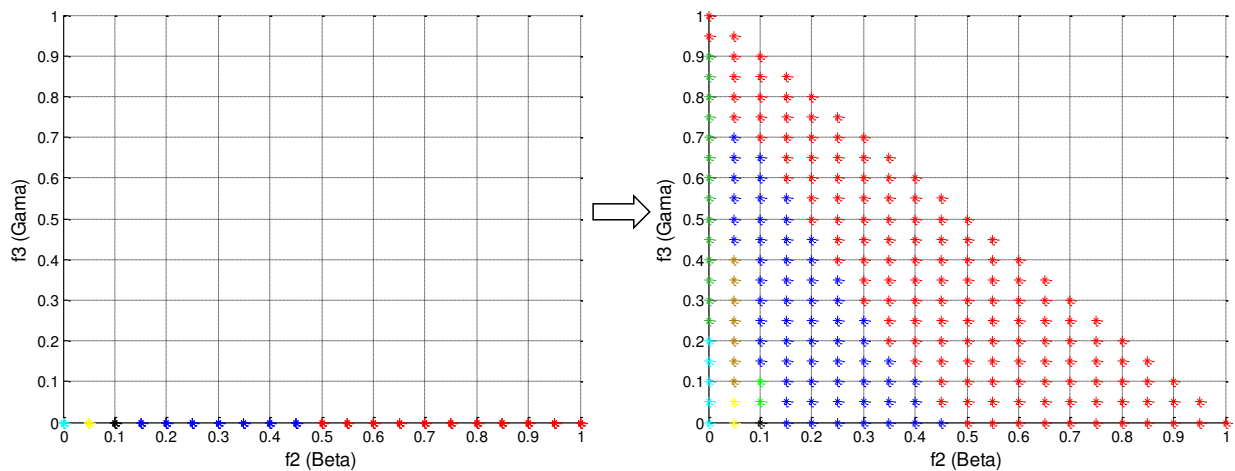
Uma análise mais detalhada pode ser elaborada a este paradigma, inserindo-se um novo fator que considere a exposição aos cenários em que há o corte de carga. Isto pode ser elaborado incluindo-se um terceiro objetivo, transformando 3.1 em 3.20, de modo que f_3 seja uma função que penalize a função objetivo toda vez que soluções que exponham o sistema ao corte de carga apareçam. Os coeficientes α , β e γ representam os indicadores de impacto para este processo, de tal modo que $\alpha + \beta + \gamma = 1$. Em outras palavras, adiciona-se um fator que considere risco ao processo de programação estocástica que agora é definido por 3.20.

$$U = \alpha \cdot f_1 + \beta \cdot f_{2P} + \gamma \cdot f_3 \quad 3.20$$

As soluções não dominadas no processo estão apresentadas na Figura 10, à esquerda desta figura, ilustra-se o conjunto de soluções não dominadas apenas para o eixo que representa

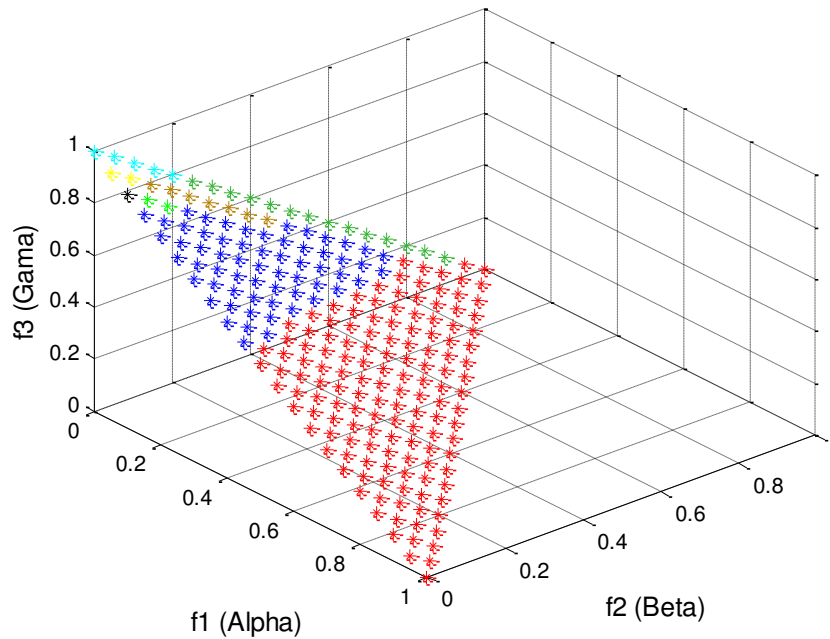
f_{2P} (fazendo: $\alpha = 0$ e $\gamma = 0$) ou seja apenas as soluções encontradas pela programação estocástica clássica. Neste caso, foram encontradas cinco soluções não dominadas (separadas por cores), de modo que cada uma seja representada por um código de cores. A solução mais robusta e mais avessa ao risco, obviamente a mais cara, está destacada em vermelho. As outras soluções que se seguem são mais baratas, mas são mais propensas ao risco. A solução destacada na cor azul claro é a mais propensa ao risco e a mais barata.

Figura 10 - Soluções não dominadas considerando apenas o eixo do Estocásticos Clássico



À direita da Figura 10, apresenta-se os valores dos eixos f_3 e f_2 . A Figura 11 tem três dimensões e, portanto, é a representação natural do processo de otimização com três objetivos. Nesta figura, é possível observar que a solução mais robusta, tingida em vermelho tem o maior custo de operação entre as demais. Percebe-se ainda que a parte à direita da Figura 10 é uma projeção das soluções no plano formado pelos eixos f_3 e f_2 .

Figura 11 - Soluções não dominadas considerando os três eixos de 3.20.



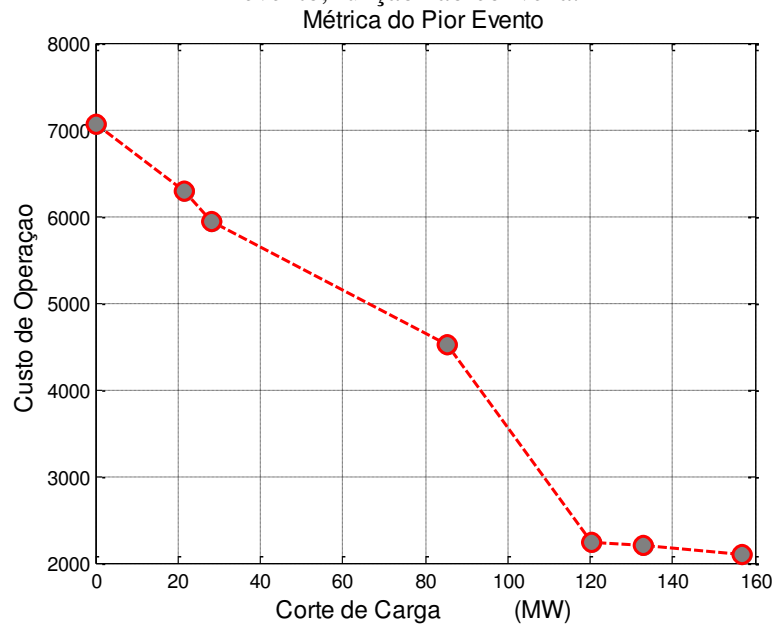
O gráfico à direita da Figura 10 faz a expansão da abordagem para um contexto de análise de risco, onde se penalizou a exposição a cenários com corte de carga, como descrito anteriormente. O resultado, como se pode observar (as novas soluções na cor verde escuro e marrom), é o advento de novas soluções ao se inserir o risco neste processo de otimização (fazendo-se $\gamma > 0$ em 3.20). Em outras palavras, as soluções do domínio da programação estocástica começam a mudar quando a rejeição a cenários de risco é incluída no processo. Isto sugere a possibilidade de se explorar de outras formas (sob a ótica do risco) as decisões que rejeitem cenários que contenham cortes de carga.

Os subcapítulos a seguir abordam este problema, onde são explorados outros fatores de risco.

3.6.2 Pior Evento

Minimiza o custo de operação do sistema, incluindo a métrica de risco que penaliza o pior corte de carga em f_{2E} , transformando 3.1: $\min U = f_1 + \beta \cdot f_{2E}$. Na Figura 12, o eixo x representa a magnitude do pior evento.

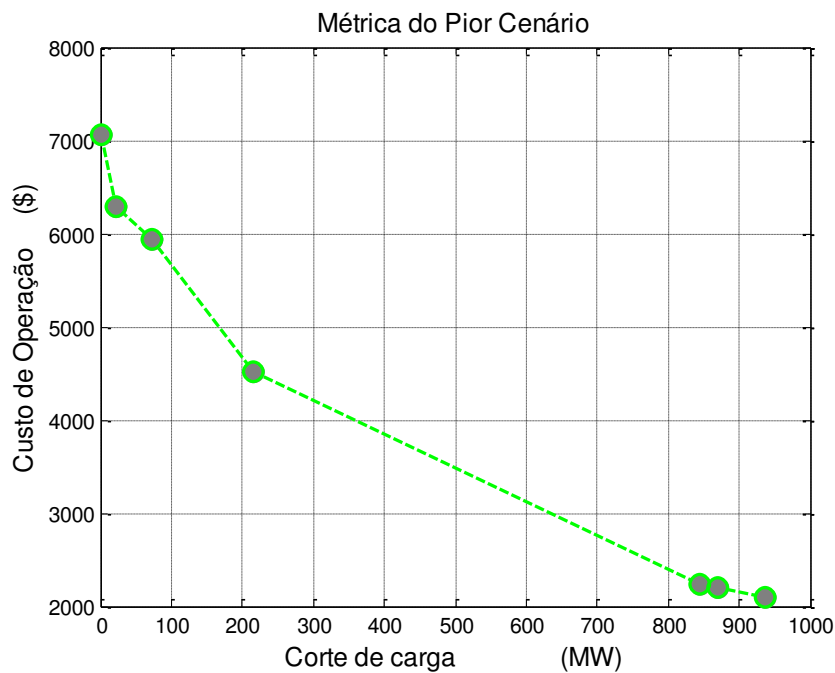
Figura 12 - Aversão ao risco com os maiores cortes de carga, o eixo x representa a magnitude do pior evento, função não-convexa.



3.6.3 Pior Cenário

Nesta métrica, apresenta-se a fronteira de Pareto para o problema $\min U = f_1 + \beta \cdot f_{2C}$, variando-se o valor de β . A Figura 13 ilustra a Fronteira de Pareto onde é possível observar seu aspecto convexo.

Figura 13 - Aversão ao risco para os piores cenários de corte de carga, o eixo x representa o corte de carga total do pior cenário.



É interessante observar que o modelo de programação estocástica produz mais soluções alternativas não dominadas do que os modelos de aversão ao risco. Todas as figuras fornecem informações de *trade-off* em termos de aumento do custo de operação para reduzir as decisões indesejadas com corte de carga.

3.6.4 Comparação de modelos de programação estocástica (PC) e de análise de risco (RA).

Os modelos apresentados anteriormente foram analisados de forma isolada (utilizando um gráfico custo versus corte de carga a partir de um efeito). Nos próximos parágrafos, será discutida e analisada a interdependência entre estes três modelos.

Estão apresentados na Figura 14 os resultados da Figura 13, Figura 12 e Figura 9 no mesmo eixo de referência do domínio do pior evento com o intuito de apresentar uma nova perspectiva de análise. Percebe-se claramente que algumas soluções produzidas pela programação estocástica (PC) se traduzem em custos elevados sem necessariamente melhorar a segurança do sistema, como o evento de 120MW de corte eólico, por exemplo. O perfil não convexo da Fronteira de Pareto torna-se bem visível. Já na Figura 15 fez-se o mesmo procedimento apresentado na Figura 14 no domínio da abordagem PC. É importante mencionar que as decisões não dominadas do pior evento e do pior cenário coincidem. Em função disso, as decisões encontradas no pior cenário foram sobrepostas pelas decisões de pior evento.

Figura 14 - Gráfico com todas as soluções de todas as métricas no domínio do pior evento.
Comparação de Métricas

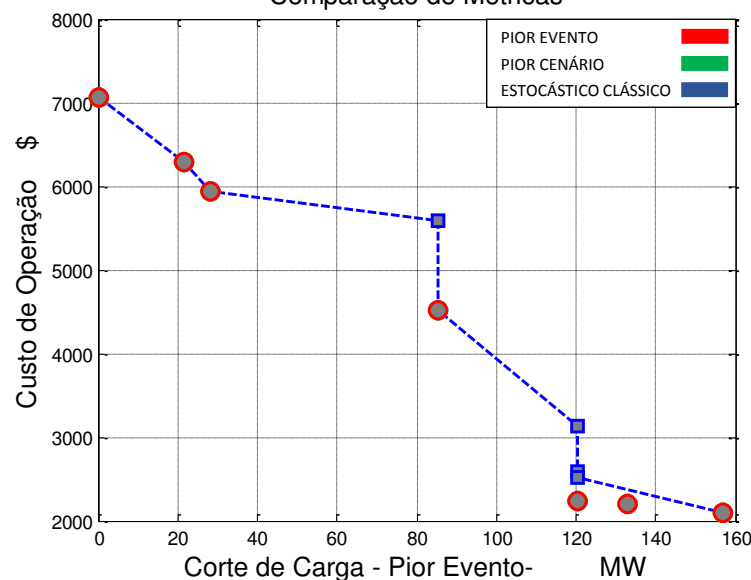


Figura 15 - Gráfico com todas as soluções em custo v.s. corte de carga no domínio do corte de carga esperado.

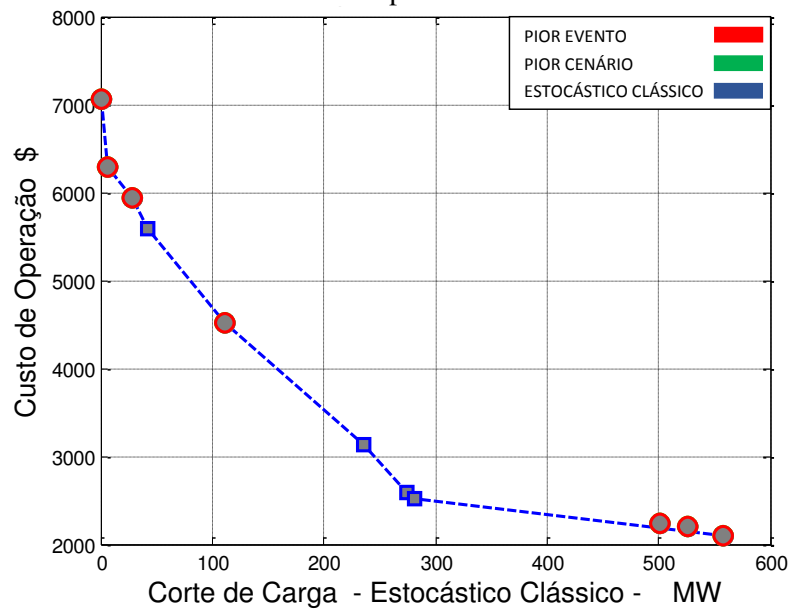
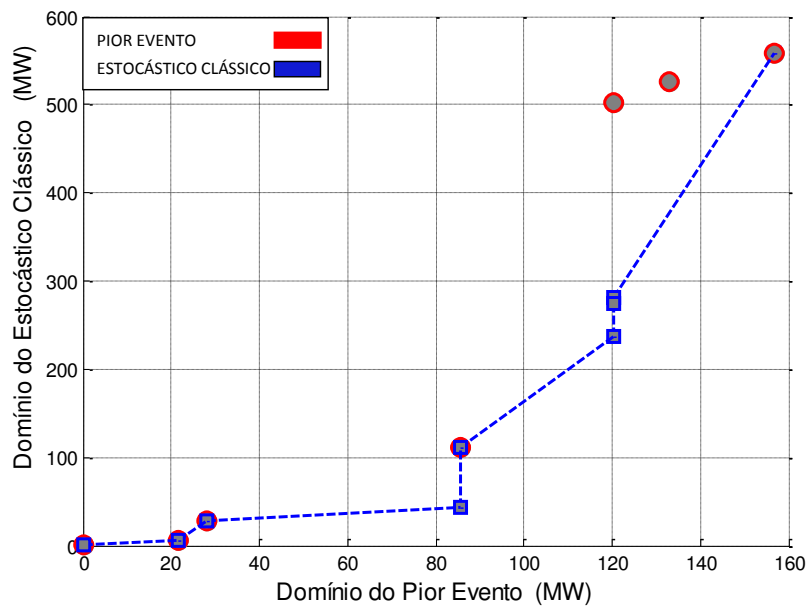


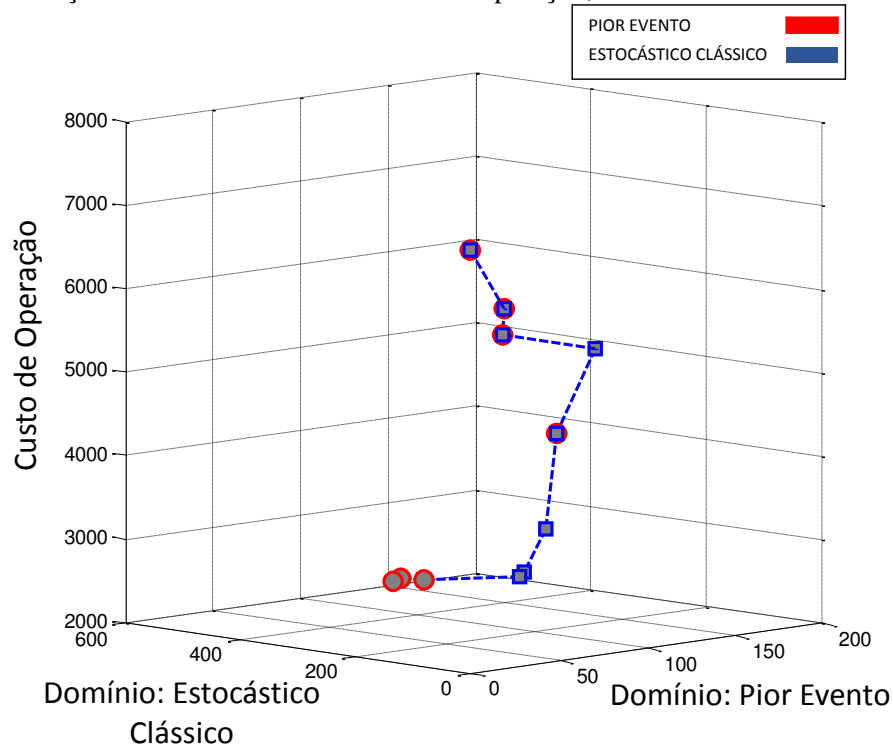
Figura 16 - Abordagem do Estocástico clássico em função do Pior Evento.



Outra perspectiva é apresentada na Figura 16 no domínio do pior evento no eixo x e o domínio do estocástico clássico no eixo y . O efeito mencionado sobre o evento de 120MW no domínio do pior evento, torna-se claro.

Finalmente, um gráfico em três dimensões com as mesmas soluções adicionando-se o custo no eixo z é apresentado na Figura 17. O domínio do pior cenário está sobreposto ao domínio do pior evento.

Figura 17 - Ilustração em três dimensões do custo de operação, Pior Evento e do Estocástico Clássico.



3.6.5 Efeito da Aversão do Risco não Linear

Até então, a aversão ao risco tem sido feita por meio de uma dependência linear utilizando o critério do arrependimento, mas pode-se argumentar que tal relação se dá por um crescimento não linear. Desta forma, explora-se esta possibilidade, utilizando um critério de arrependimento quadrático para tornar a comparação mais simples, considerou-se o quadrado do corte de carga.

A consequência imediata foi a condução à solução de mais alto custo, ou seja, aquela em que o corte de carga em todos os cenários é nulo. Esta solução praticamente dominou todas as outras decisões, exceto no caso extremo quando os custos dos eventos indesejados são muito baixos.

Tabela 3.3 - Soluções não dominadas

| Gerator 1 | Gerator 2 | Gerator 3 | Gerator 4 | Gerator 5 | Gerator 6 | Soluções |
|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------|
| 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 1 | 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | A1 |
| 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 0 1 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | 1 1 0 1 0 1 1 1 1 1 1 1 0 1 | 1 0 1 0 0 0 0 1 1 1 1 0 0 0 | A2 |
| 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 | 1 1 1 1 1 1 1 1 1 0 0 1 1 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | A3 |
| 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 1 1 0 0 0 0 0 1 | 1 1 1 0 0 1 1 1 0 0 1 1 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | A4 |
| 1 1 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 1 1 1 1 1 0 1 1 0 0 0 0 1 | 1 1 1 0 1 1 1 1 0 0 1 1 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 | A5 |

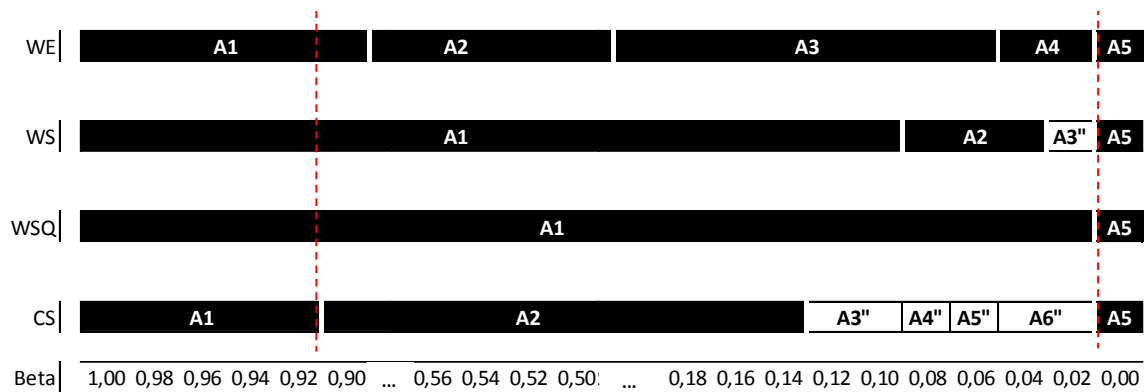
3.6.6 Estabilidade das Decisões com Incerteza dos Custos de Arrependimento

Em análise de risco é importante, além de outras coisas, verificar se as decisões são robustas, ou seja, se a melhor decisão permanece a mesma, mesmo se existir incerteza em alguns parâmetros. Se assim o for, o tomador de decisão terá a certeza de que estará tomando a medida certa independente de fatores desconhecidos e de informações imprecisas. Será mostrado, então, que dentro de alguns limites, o tomador de decisão pode decidir por um específico escalonamento sem se preocupar com o modelo de escolha para guiar sua decisão, porque as abordagens PC ou RA fornecerão o mesmo resultado. O parâmetro tomado como incerto é o fator β em 3.1 que tem um significado geral de custo por MW de corte de carga.

Está apresentado na Figura 18 os resultados dos modelos referidos acima, de acordo com a mesma referência em β , onde se percebe que para uma dada escala de $\beta \in [0,91; 1]$ a decisão nomeada como A1, ilustrada na Tabela 3.3 é a mesma independente do modelo escolhido (espaço demarcado pela linha tracejada à esquerda da tabela), por isso denomina-se esta solução de robusta. De fato, a alta penalidade associada com o MW de corte de carga, acaba pagando o valor da proteção para os cenários adversos comissionando mais unidades de geração e, portanto, dando mais flexibilidade à operação. No outro extremo (parte demarcada com a linha tracejada à direita), em função de a penalidade ser muito baixa para o corte de carga, uma solução comum também aparece, a solução A5 (também ilustrada na Tabela 3.3), que satisfaz por não apresentar corte de carga em pelo menos um cenário, mas forçará os outros cenários a ter cortes de carga.

A discussão acima, significa que para um número de casos não há a necessidade de preocupação em adotar o modelo certo. Uma estimativa mesmo que grosseira pode ser suficiente porque para uma gama de valores a melhor decisão será a mesma. Isto mostra que as abordagens PC e RA para as decisões não são necessariamente contraditórias em todos os casos.

Figura 18 - Escala de estabilidade de decisões para todos os modelos variando-se β ; WE: pior evento; WS: pior cenário; WSQ: arrependimento proporcional ao quadrado do efeito. CS: Estocástico Clássico (Corte de carga esperado).



3.7 Conclusões

Este capítulo apresentou uma discussão aprofundada com modelos e resultados sobre as decisões em ambientes sob incerteza utilizando uma métrica tradicional de processos estocásticos e análise de risco. Em um nível de penetração relevante de energia eólica, e até mesmo de energia solar, no sistema, o contexto das decisões não são determinísticos, pois é necessário que se leve em consideração as incertezas associadas às fontes renováveis que são pelo menos em magnitude maior que o valor da incerteza da carga, mas como fazer isso ainda está sujeito a discussão.

A forma mais visível na literatura recente de se abordar o problema acima é adotar técnicas de programação estocásticas, as técnicas chamadas de Escolhas Probabilísticas (PC) para tomada de decisões. As desvantagens são conhecidas, além do esforço computacional necessário para lidar com este tipo de análise, comumente encontrado em modelos que utilizem cenários, a abordagem PC não encontra uma solução ótima para um cenário, pois trabalha com a “média dos cenários”. Além disso, por pesar o impacto das consequências através das probabilidades dos respectivos cenários, a abordagem PC ignora a possibilidade de impactos catastróficos dos cenários restantes (*outliers scenarios*) por terem sua importância desprezada por possuírem baixa probabilidade de ocorrência.

Este capítulo fez uma análise sob perspectiva de uma abordagem de análise de risco. Os argumentos estão ilustrados através de um sistema exemplo com características de um sistema real. As principais contribuições são as seguintes: sob um ambiente de incertezas, é importante

focar nas consequências das decisões em vez de focar na otimização de soluções. A abordagem de análise de risco (RA) evidencia os arrependimentos que podem resultar de decisões. A abordagem RA que combine a minimização de custo de operação com um critério de minimização do arrependimento (*regret*) em um espaço multicritério permite uma compreensão dos custos de proteção contra eventos indesejados e inaceitáveis, independentes da probabilidade. Um simples raciocínio de *trade-off* pode não ser apropriado para abordagens RA, porque a fronteira ótima de Pareto pode não ser convexa. Uma análise em paralelo proposta por diferentes modelos (PC vs. RA) permite a identificação de regiões de estabilidades onde as decisões serão as mesmas independente do modelo adotado.

O modelo estocástico tradicional é inadequado para lidar com as incertezas de fontes eólicas em sistemas de potência porque a escolha probabilística funciona com base em uma solução ótima calculada a partir de um cenário médio que pode não existir, o fato de o impacto das consequências dos cenários serem medidas por probabilidades, a escolha probabilística pode ignorar cenários catastróficos com baixa probabilidade, expondo o sistema a riscos e consequentemente, mascarando as decisões encontradas a partir deste método, obtendo-se em consequência resultados cuja interpretação possa ser enganadora.

4 MITIGAÇÃO DE RISCOS ASSOCIADOS COM RAMPAS EÓLICAS DE SEVERIDADE NÃO PREVISTA EM MUITO CURTO PRAZO

4.1 Introdução

A incerteza e a variabilidade são as características mais marcantes da energia eólica. Além disso, há outras características que podem influenciar a operação do sistema no curto e muito curto prazo, ou seja, momentos em que o vento é capaz de produzir súbitas e grandes variações na produção de energia eólica, tais eventos são denominados pela literatura de eventos de rampa eólica ou simplesmente rampas eólicas (*Ramping Events*) e são fontes de preocupações por parte dos operadores do sistema, pois podem abalar fortemente as restrições de atendimento à demanda e conseqüentemente as decisões de pré-despacho tomadas com 6 a 48 horas de antecedência. Diante disso, é necessário que o operador do sistema tome decisões com o objetivo de corrigir o escalonamento para acomodar os eventos de rampa previstos no prazo especificado.

Este problema pode se tornar crítico à medida que a participação das fontes eólicas na produção de energia elétrica aumenta. Desta forma, é necessária a implementação de procedimentos e ações que permitam o atendimento à carga do sistema nestas situações sem perder os potenciais benefícios econômicos e ambientais que este tipo de fonte pode trazer ao sistema.

Apesar de a identificação de rampas parecer visualmente simples, sua detecção e definição formal são mais complexas e exigem muito cuidado, podendo se tornar um grande problema quando da elaboração de algoritmos para detectá-la. Isso acontece porque para definir uma rampa, busca-se um parâmetro relacionado ao tempo e outro relacionado à potência estes parâmetros são estabelecidos de forma totalmente arbitrária (BOSSAVY, 2012).

O impacto destes eventos sobre o sistema se dá principalmente sobre suas reservas operacionais, que podem ser insuficientes para permitir ao sistema reagir adequadamente a uma rampa. Os paradigmas estocásticos tradicionais, focando valores médios ou esperados, não são capazes de modelar estes impactos nos seus aspectos extremos, sendo necessária uma abordagem que inclua fatores de risco neste processo.

Este capítulo faz uma análise da utilização das reservas operacionais do sistema no muito curto prazo sob um ponto de vista do risco, para avaliar a capacidade de o sistema acomodar a incerteza na variabilidade do vento e eventualmente corrigir decisões anteriores de pré-

despacho, tomadas pelo operador em horizonte de muito curto prazo. O objetivo é acomodar eventos de rampa eólica cuja percepção tenha sido adquirida durante a própria operação, em tempo real, portanto, e que apresentem uma severidade não prevista na fase de planejamento da operação. Os subcapítulos seguintes descrevem os principais conceitos envolvidos sobre rampas eólicas, além de exibir os resultados e conclusões sobre a proposta de modelo a ser apresentada.

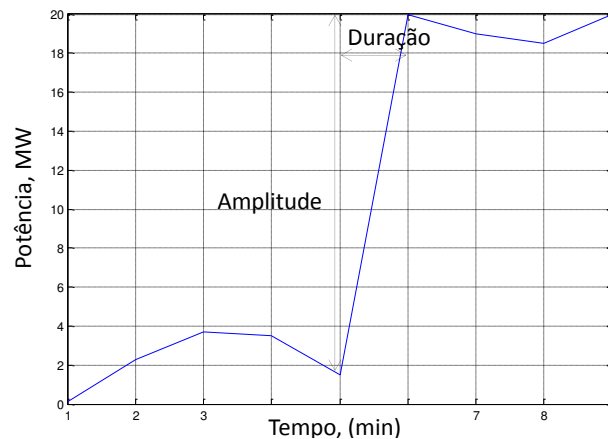
Tal como anteriormente, não é objetivo deste capítulo propor uma solução computacional imediata e compatível com as exigências de tempo real, mas explorar a questão da reação de um operador face à informação de uma eventual rampa de severidade não prevista – e abordar este tema segundo a perspectiva da análise de risco, privilegiando o mérito das decisões levando em consideração o cálculo das soluções.

4.1.1 Rampas Eólicas

4.1.1.1 Características e definições

Um exemplo de rampa pode ser visto na Figura 19, onde é possível identificar os principais parâmetros que a caracterizam. O primeiro deles é a duração da rampa que descreve o intervalo em que esta ocorre. No caso da Figura 19, é a diferença entre os instantes: $6 \text{ min} - 5 \text{ min} = 1 \text{ min}$. Outro parâmetro é a amplitude da rampa, também denominada de magnitude, neste caso, é a diferença entre $P(6) - P(5)$. Por fim, a direção em que a rampa ocorre que também é um parâmetro importante e deve ser levado em consideração durante sua análise. Com relação à direção, as rampas podem ser ascendentes ou descendentes (POTTER, GRIMIT e NIJSSEN, 2009). A direção da rampa pode ser calculada observando-se o sinal da diferença de magnitude, isto é $P(t_f) - P(t_0)$, em que t_0 é o instante inicial do evento e t_f , o instante final, caso esta diferença seja maior que zero, a rampa será ascendente, caso contrário, será descendente (GRIMIT, 2008), (FERREIRA, GAMA, *et al.*, 2011) e (SEVLIAN, 2013). O exemplo da Figura 19 ilustra uma rampa ascendente, pois $P(t_f) - P(t_0)$ é maior que zero.

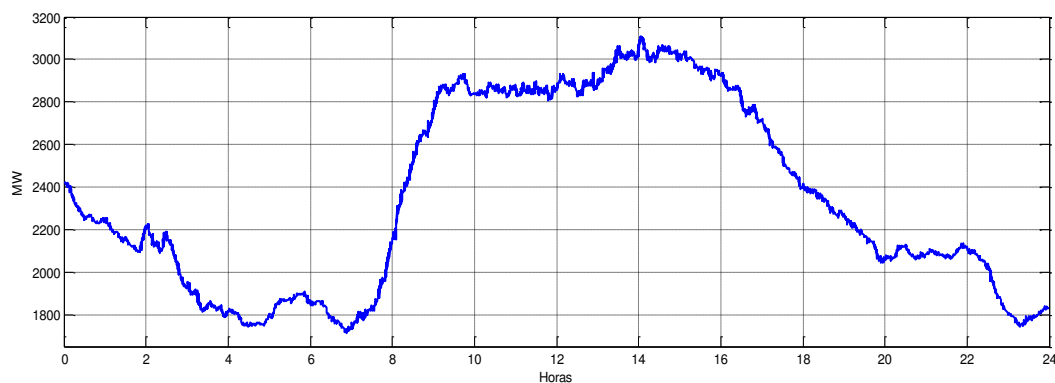
Figura 19 – Ilustração de uma rampa ascendente da produção de energia eólica.



Fonte: (SEVLIAN, 2013).

Em sistemas com baixa penetração de eólicas, as rampas são facilmente absorvidas pelo sistema por representarem variações diminutas, mas em um cenário de alta penetração, as rampas eólicas podem representar um problema real de grande magnitude e latente na comunidade científica. Um exemplo disso, está apresentado na Figura 20, em que um exemplo real de rampa eólica foi registrado na produção de parques eólicos localizados no nordeste do Brasil em 18 de agosto de 2013 (na costa brasileira). Percebe-se claramente nesta figura, a presença de uma rampa eólica entre às 7:00 e 9:00 horas da manhã. Esta rampa possui magnitude igual a 1150MW e uma taxa de inclinação ascendente igual a aproximadamente 10MW/min.

Figura 20 - Caso real de rampa eólica registrado no nordeste brasileiro.



Fonte: (CISNEIROS, 2016)

4.1.1.2 Detecção de Rampas

Quanto mais cedo uma rampa eólica for detectada, mais as decisões para mitigá-la se tornam efetivas, o que mostra a necessidade de algoritmos que sejam capazes de fazer uma previsão de rampas eólicas com boa precisão (GALLEG, CUERVA, *et al.*, 2015). Para isso, é

fundamental que as rampas sejam corretamente detectadas dentro do perfil de variação da produção eólica o que exige um conceito formal e analítico bem estabelecido. Embora não exista uma definição formal (matemática) para as rampas eólicas (LANGE, 2008), há diversos trabalhos na área que tentam descrevê-la analiticamente, como em (KAMATH, 2010), (SEVLIAN, 2013), (SEVLIAN, 2012). Assim, há cinco propostas de definições para uma rampa:

- **Definição 1** (KAMATH, 2010): um evento de rampa ocorre quando a magnitude da potência eólica $(P(t + \Delta t) - P(t))$ ultrapassar um valor limiar P_{val} em um intervalo de tempo específico Δt . Como descrito na equação 4.1.

$$|P(t + \Delta t) - P(t)| \geq P_{val} \quad 4.1$$

- **Definição 2** (KAMATH, 2010): um evento de rampa ocorre quando a diferença entre o maior e o menor valor de potência em um intervalo de tempo Δt for maior que um valor limiar, descrito por 4.2.

$$\max(P[t, t + \Delta t]) - \min(P[t, t + \Delta t]) \geq P_{val} \quad 4.2$$

- **Definição 3** (ZHENG e ANDREW, 2009): um evento de rampa eólica ocorre se a taxa do valor absoluto entre dois valores inicial e final de potência dividido pelo intervalo de tempo em que ocorre a rampa for maior que o um valor de referência pré-estabelecidos, ou seja, trata-se de uma comparação entre a taxa de inclinação de uma variação com um valor pré-estabelecido, como descrito na Equação 4.3.

$$\frac{|P(t + \Delta t) - P(t)|}{\Delta t} \geq PRR_{val} \quad 4.3$$

em que PRR_{val} é um valor pré-estabelecido.

Nas definições que utilizam as expressões 4.1 e 4.3, a identificação do tipo de rampa é bem simples, observa-se a condição: $P(t) > P(t + \Delta t)$. Se isto acontecer, então, tem-se uma rampa descendente, caso contrário, uma rampa ascendente. Porém, isto não é trivial para a Definição 2 que utiliza a expressão 4.2. Como são utilizados os valores máximos e mínimos, esta informação não pode ser encontrada comparando-se simplesmente as diferenças das magnitudes de $P(t + \Delta t)$ e $P(t)$. Neste caso, utiliza-se a informação dos instantes de tempo em que

ocorreram os valores máximos e mínimos da função. Caso o ponto de potência máxima aconteça após o ponto de mínimo, tem-se uma rampa ascendente, caso o ponto de mínimo aconteça depois do ponto de máximo, tem-se uma rampa descendente (FERREIRA, GAMA, *et al.*, 2011).

Enquanto as definições das expressões 4.1, 4.2 e 4.3 utilizam diretamente os valores de potência em um intervalo para detectar uma rampa, existem outras abordagens que manipulam estas informações para produzir valores mais apropriados para a detecção de rampas. Um exemplo disso é a utilização das diferenças médias destes valores em um intervalo, como é o caso da abordagem proposta por (BOSSAVY, 2012), descrita analiticamente, pela expressão 4.4, onde p_t^f é um sinal filtrado obtido a partir das médias entre as diferenças das potências produzidas em instantes diferentes de tempo. O termo n_{am} representa o tamanho das diferenças entre os valores de potência.

$$p_t^f = \text{média}\{p_{t+h} - p_{t+h-n_{am}}; h = 1, \dots, n_{am}\} \quad 4.4$$

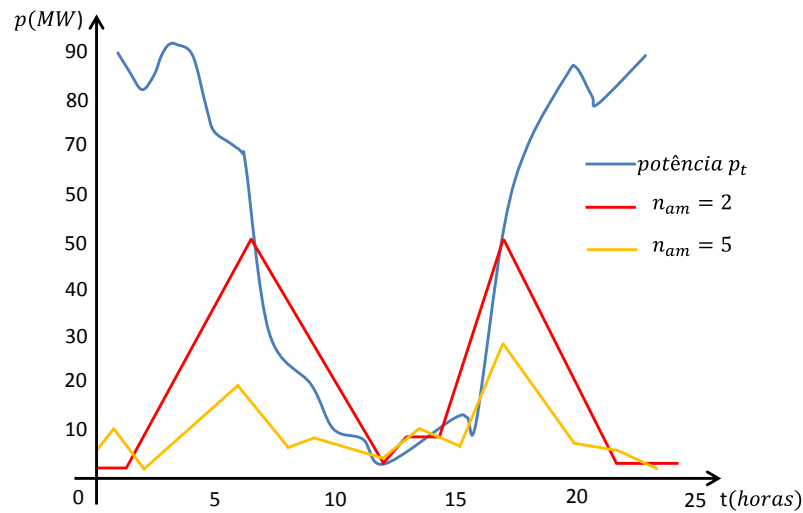
Na

Figura 21, tem-se um exemplo da aplicação da técnica em que dois sinais são gerados: um em amarelo e outro em vermelho com a magnitude das diferenças estabelecidas em $n_{am} = 2$ e $n_{am} = 5$. Nestas condições, percebe-se que a rampa eólica ficou melhor identificada utilizando a técnica de filtragem do que com as definições anteriores. Assim, é possível estabelecer uma nova definição, como estabelecido na definição 4

- **Definição 4** (BOSSAVY, 2012): um evento de rampa ocorre em um intervalo se o valor do sinal filtrado exceder um valor limiar P_{val} . A Equação 4.5 descreve esta definição analiticamente.

$$|p_t^f| > p_{val} \quad 4.5$$

Figura 21 – Exemplo da aplicação da definição 4 com dois sinais filtrados.



Fontes: (FERREIRA, GAMA, *et al.*, 2011).

O valor limiar na Figura 21 foi estabelecido em 25% da potência nominal. É possível identificar dois eventos, um às 6h e outro às 17h.

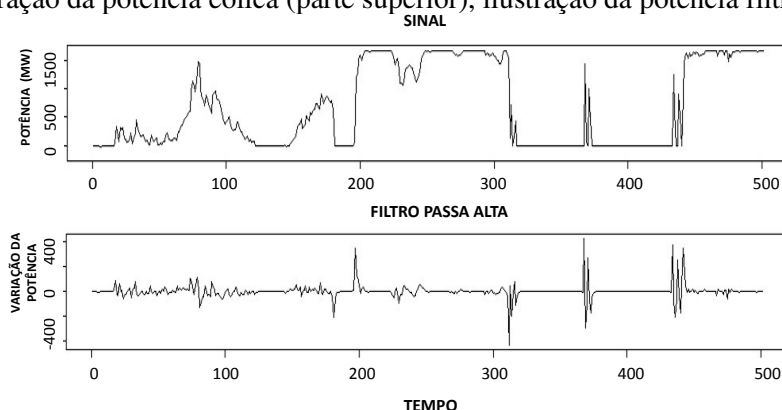
- **Definição 5** (BILLINTON, KARKI e VERMA, 2013): esta definição utiliza um filtro passa alta que reduz/atenua os sinais de baixa frequência e permite a passagem dos sinais de alta frequência maiores que o valor limiar (*cutoff*). Isto significa que somente as mudanças relevantes, grandes e rápidas na produção da energia eólica (as rampas) podem passar pelo filtro. A formulação de um filtro assim pode ser descrita pela equação 4.6.

$$y[i] = \delta(y[i - 1] + x[i] - x[i - 1]) \quad 4.6$$

Em que δ é um parâmetro que incorpora valores no intervalo $]0; 1]$. Valores de δ próximos a 1, significa que a saída do filtro irá decair rapidamente, enquanto que valores pequenos, faz a saída decair rapidamente.

A Figura 22 ilustra o procedimento 4.6 remove os pequenos picos e mantém somente os valores acima de certo limiar, compatível com o conceito de rampa.

Figura 22 - Ilustração da potência eólica (parte superior), ilustração da potência filtrada (parte inferior)



Fonte: (BILLINTON, KARKI e VERMA, 2013)

4.1.1.3 Previsão de Rampas

Como os procedimentos e ações para mitigar os efeitos das rampas são mais efetivos quando se tem a informação com antecedência, a previsão de rampas se torna extremamente importante para sistemas com elevando nível de penetração eólica. Além disso, tais informações são muito úteis em mercados para o gerenciamento de parques eólicos, como por exemplo, a quantidade de energia que deve ser negociada em mercados para compra ou venda ou ainda o escalonamento da geração.

De forma geral, existem dois modelos utilizados para a previsão de rampas (FERREIRA, GAMA, *et al.*, 2011): os Modelos de Detecção de Eventos e os Modelos que envolvem Métodos Regressivos.

Os modelos que utilizam a detecção de eventos funcionam aplicando-se uma das cinco definições de rampa da seção 4.1.1.1 sobre séries temporais de dados de produção eólicos previstos ou sobre séries temporais de dados meteorológicos. Os resultados são séries binárias de 0 e 1, em que 1 significa a presença de uma rampa e 0 sua ausência, geralmente ponderado com uma probabilidade de ocorrência.

Os modelos de regressão usam dados históricos para preverem as rampas por meio de técnicas de mineração de dados¹⁰. Nestes casos, tem-se como resultado um número real em função da magnitude da rampa.

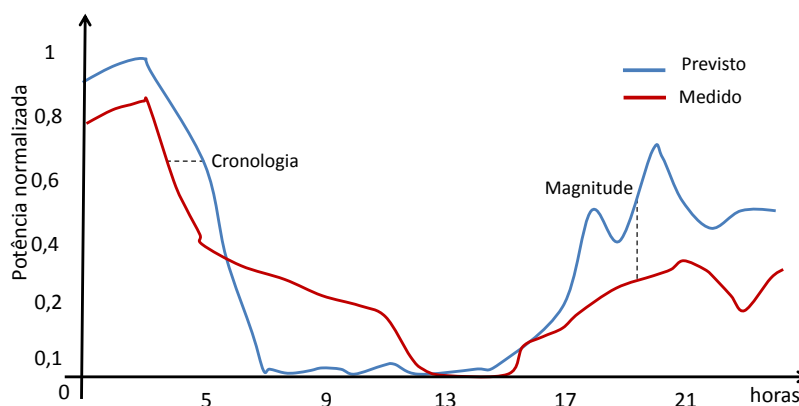
¹⁰ O termo em inglês é conhecido como *data mining*.

Existem alguns parâmetros que medem a precisão da previsão das rampas. São variáveis que medem os erros sobre vários aspectos: de cronologia, intensidade e localização.

O erro de cronologia (ou erro de fase) é definido como um evento, cuja magnitude é perfeitamente prevista, mas ocorre com certo atraso ou antecipação no tempo. O erro de intensidade é simplesmente a diferença entre as magnitudes das rampas previstas e das rampas realizadas. O erro de localização refere-se a um erro na localização geográfica de um evento de rampa, ou simplesmente quando um evento segue um caminho diferente daquele que foi previsto, incorrendo em erros de intensidade ou de cronologia.

A Figura 23 ilustra um exemplo com dois gráficos, um com a potência prevista para 24 horas e outro com os valores reais. Através destes dois gráficos é possível observar melhor as métricas de erros de previsão apresentadas.

Figura 23 – Ilustração de dois tipos de erro na previsão de rampas, cronologia e magnitude.



Fonte: (GRIMIT, 2008).

A acurácia da previsão de rampas é um tema recente e desafiador. As pesquisas que abordam este tema estão crescendo rapidamente, apresentando bons resultados que podem ser utilizados com boa precisão no curto prazo. As abordagens tradicionais estocásticas não são adequadas para abordar este tipo de problema em função de suas dificuldades relacionadas a ocultar as consequências catastróficas de cenários com baixa probabilidade de ocorrência, mas que se ocorrerem podem levar o sistema ao colapso e a soluções sub ótimas. Desta forma, é necessário introduzir uma abordagem que introduza critérios de risco para verificar como as reservas operacionais de curto prazo se comportam face a evento como as rampas.

A seguir são apresentados os procedimentos, resultados e conclusões sobre a análise levantada neste capítulo, cujo objetivo maior é avaliar as reservas operacionais de curto prazo diante de eventos de rampa eólicas, além de desenvolver um modelo para auxiliar o operador

do sistema a tomar decisões diante de eventos de rampa de curto prazo, baseados em um sistema de previsão adequado.

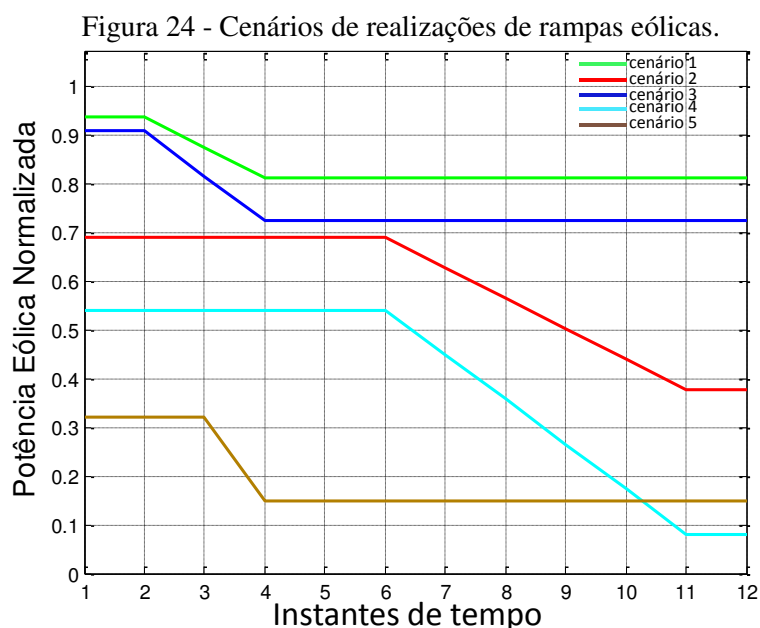
4.2 Procedimento de Análise

4.2.1 Dados do Estudo de Caso

O sistema teste utilizado na análise é semelhante ao descrito na secção 3.5 e em (CHRISTIE , 1993) com algumas diferenças descritas nas próximas secções. Inseriram-se cenários de realizações de rampas eólicas utilizando os procedimentos semelhantes aos descritos na secção 3.3. Os clusters de cenários de realizações eólicas gerados para este problema são semelhantes aos apresentados na Figura 24 e diferem entre si, apenas na severidade e na cronologia.

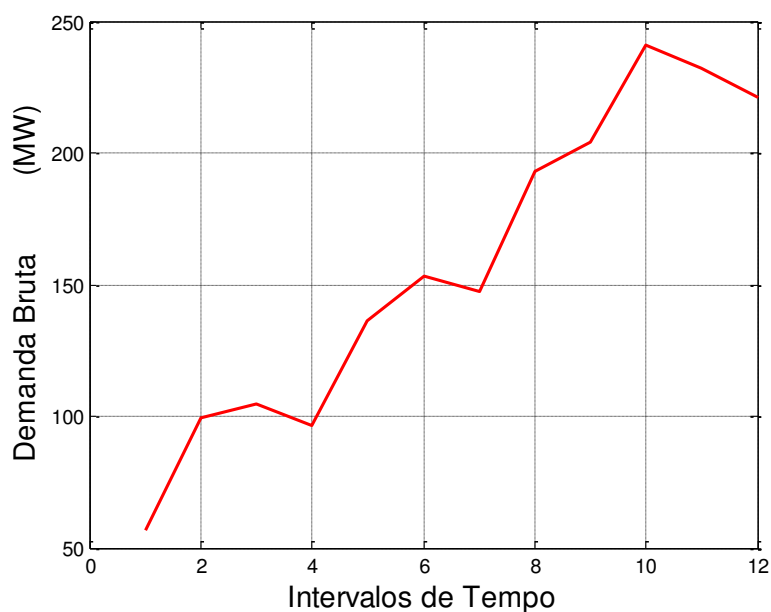
As rampas eólicas consideradas na análise são todas descendentes ou negativas para submeter o sistema a situações de corte de carga, de modo que os geradores convencionais sejam exigidos para compensar a rampa descendente de recurso eólico com uma contrarrampa incremental, respeitando seus limites técnicos e operacionais. Por outro lado, a hipótese de corte eólico em condição extrema também está considerada nesta análise, como descrito nos itens 3.2 e 3.3.2.

A produção de energia eólica neste sistema teste provém de dois parques eólicos instalados nas barras 29 e 30.



A demanda bruta estabelecida para esta análise, está apresentada na Figura 25, onde foram considerados 12 instantes temporais e iguais a uma hora. A forma ascendente da curva desta figura (por exemplo, na ascensão matinal da carga) foi propositalmente dimensionada para que, aliado aos cenários da Figura 24, a demanda líquida possa expor o sistema a uma situação mais severa de corte de carga.

Figura 25 - Demanda bruta do sistema teste



A reserva girante¹¹, para este capítulo e a para o restante desta tese, foi dimensionada como 10% da carga bruta do sistema. A Tabela 4.1 apresenta o valor da reserva girante calculada com base no critério acima para cada intervalo de tempo.

Tabela 4.1 - Reserva girante do sistema teste.

| | | | | | |
|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Intervalo 1 | Intervalo 2 | Intervalo 3 | Intervalo 4 | Intervalo 5 | Intervalo 6 |
| 5,67 MW | 9,92 MW | 10,49 MW | 9,64 MW | 13,60 MW | 15,30 MW |
| Intervalo 7 | Intervalo 8 | Intervalo 9 | Intervalo 10 | Intervalo 11 | Intervalo 12 |
| 14,74 MW | 19,27 MW | 20,40 MW | 24,09 MW | 23,24 MW | 22,11 MW |

¹¹ Nesta tese, para melhorar o entendimento da análise será denominada de Reserva Exigida ou Reserva de Confiabilidade.

O modelo clássico utilizado nesta tese para o cálculo da reserva girante é suficiente para apresentar os resultados pretendidos, sua facilidade de implementação é uma vantagem relevante, pois não contribui para elevar a complexidade da abordagem pretendida. A utilização de um método mais complexo para o cálculo da reserva girante iria apenas aumentar a complexidade do problema sem necessariamente trazer algum benefício ou clareza para a discussão dos resultados, pelo contrário, existiria a possibilidade de se obscurecer alguns resultados devido a excessivos detalhes colocados na modelagem de aspectos não centrais ao tema da tese.

4.2.2 Descrição do Procedimento de Análise

Inicialmente, elabora-se um pré-despacho para as 24 horas do dia seguinte (dia $d - 1$) para satisfazer a uma demanda líquida formada pela composição da demanda bruta da Figura 25 e por cenários de realização eólica. No dia da operação (dia d), considera-se que uma nova previsão de realização de cenários de rampas eólicas seja feita durante algum momento da operação para as próximas doze horas restantes e que estes novos cenários de rampas sejam mais severos¹² do que aqueles previstos anteriormente. Isto significa, por exemplo, que as rampas eólicas da nova previsão teriam um coeficiente de inclinação maior do que as anteriores, forçando o parque gerador não eólico do sistema a tentar produzir uma contrarrampa para lidar com esta nova situação. Tais cenários são representados por *clusters* de cenários semelhantes aos da Figura 24.

A solução escolhida para a operação do dia d e portanto a solução contratada no mercado de energia será representada aqui como A_c . A nova previsão de realização de rampas eólicas é representada por um conjunto de clusters de cenários não equiprováveis denominados de W_n , tal que $W_n = \{w_1, w_2, w_3, w_4, w_5\}$. Em que w_1 representa o cluster de cenários 1, w_2 representa o cluster de cenário 2 e assim por diante. As novas soluções encontradas re-escalando-se o sistema pela introdução deste novo conjunto de cenários de energia eólica (W_n) são denominadas de A_n , em que $n = 1, 2, 3 \dots N$ e N é o número de soluções encontradas para uma escala de risco que parte das soluções mais propensas ao risco até aquelas mais avessas ao risco, ou seja, à medida em que as soluções se tornam mais conservadoras (avessas ao risco) o custo

¹² A palavra “severo” neste caso é utilizada para demonstrar que as rampas eólicas são mais acentuadas que a previsão anterior, ou seja, possuem uma taxa de variação instantânea da potência em relação ao tempo mais elevada (neste caso negativa).

de operação aumenta e o maior corte de carga entre os cenários diminui, podendo chegar a zero. O fluxograma apresentado na Figura 26 ilustra o procedimento adotado de forma mais didática e facilita a sua análise.

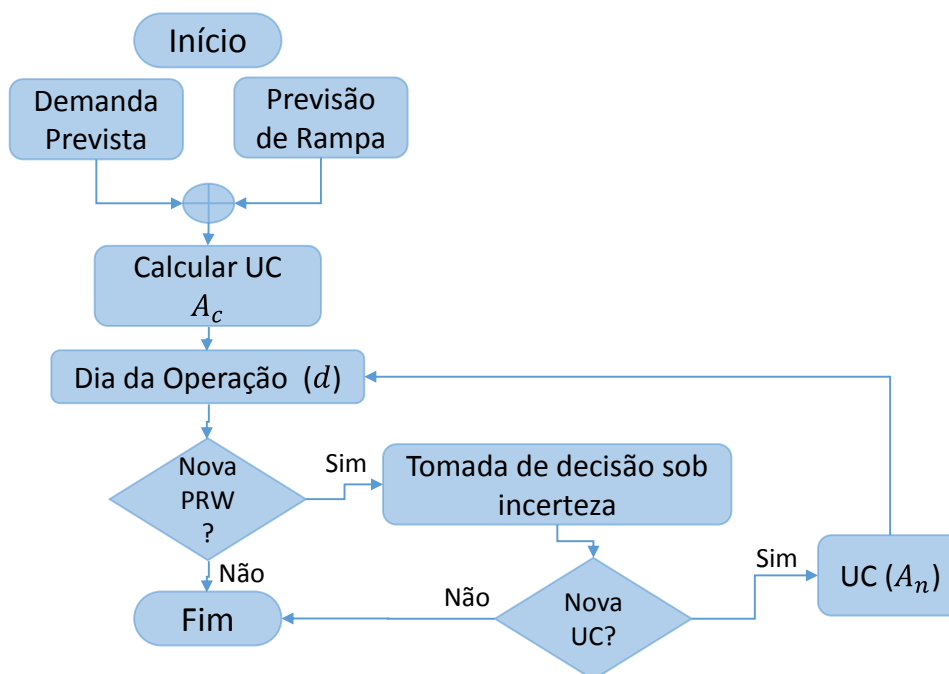


Figura 26 - Fluxograma do procedimento adotado.

Cada solução encontrada, A_n , assim como a solução contratada, A_c , tem associado um custo de operação e uma medida de risco dado respectivamente em unidades monetárias horárias e em MW cortado, respectivamente. A métrica utilizada para introduzir o risco ao problema foi a do pior evento, descrita na secção 3.3.2.1. As novas soluções encontradas são precificadas ao preço *spot* e em função disso, possuem um custo unitário mais elevado em relação à solução contratada no mercado no dia anterior ($d - 1$).

O método utilizado para encontrar as novas soluções e conseqüentemente para formar a fronteira de Pareto é semelhante aos descritos em 3.3.2.1 a 3.3.2.3, de forma semelhante, o método das restrições ε – *Constraint Approach*, descrito em 2.6.1, é utilizado para auxiliar o processo de buscas por novas soluções.

Desta forma, é interessante observar o comportamento da diferença entre o custo da solução contratada, A_c , e as novas soluções encontradas. Neste contexto, as melhores decisões (soluções não-dominadas) podem ser encontradas maximizando a diferença entre a solução contratada e as novas soluções como em 4.7.

$$D_n = \max(A_c - A_n) \quad 4.7$$

Em que D_n é a diferença entre a solução contratada e uma solução A_n calculada com base em W_n . Assim, $D_1 = A_c - A_1$, $D_2 = A_c - A_2$, $D_n = A_c - A_n$. É bom lembrar que D_n , A_c e A_n estão sempre associados a um custo e a um corte de carga. Isso significa que as diferenças apresentadas nas próximas figuras representam estas soluções em duas dimensões: corte de carga e custos.

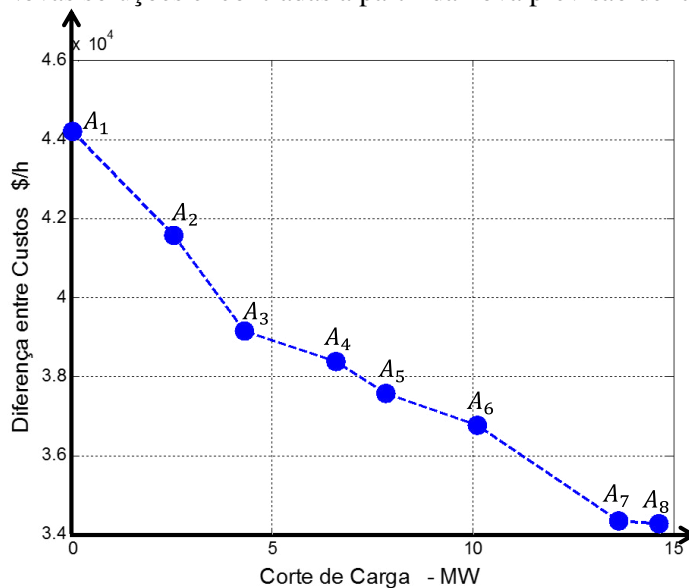
4.3 Resultados e Simulações

A seguir são apresentados os resultados e discussões sob forma de gráficos e/ou tabelas obtidos a partir das simulações e análises.

4.3.1 Critério da Máxima Diferença

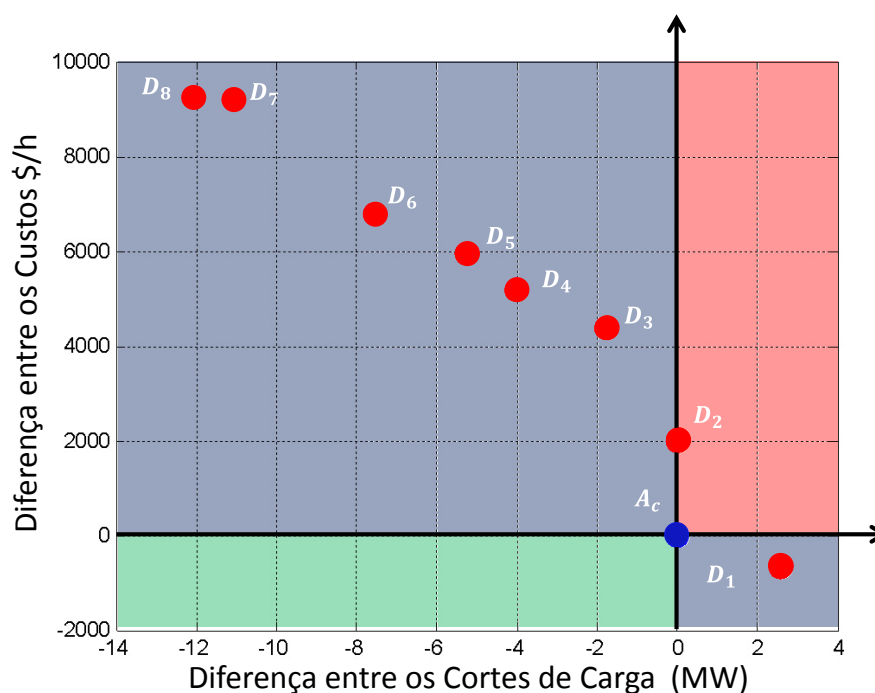
A Figura 27 ilustra as soluções encontradas a partir dos procedimentos descritos em 4.2.2. Oito soluções foram encontradas. A solução nomeada como A_1 é a mais conservadora e denominada como a solução mais robusta por evitar o corte de carga em todos os cenários, conseqüentemente é a solução mais cara. Já a solução A_8 é a solução mais propensa ao risco, por possuir o maior corte de carga entre os cenários. É a solução com menor custo de operação.

Figura 27 - Novas soluções encontradas a partir da nova previsão de rampas eólicas.



Na Figura 27, o eixo vertical representa os custos de operação por hora sem a inclusão dos custos com o corte de carga, enquanto que o eixo horizontal representa o maior corte de carga entre os cenários, denominado, nesta tese, como pior evento de corte de carga.

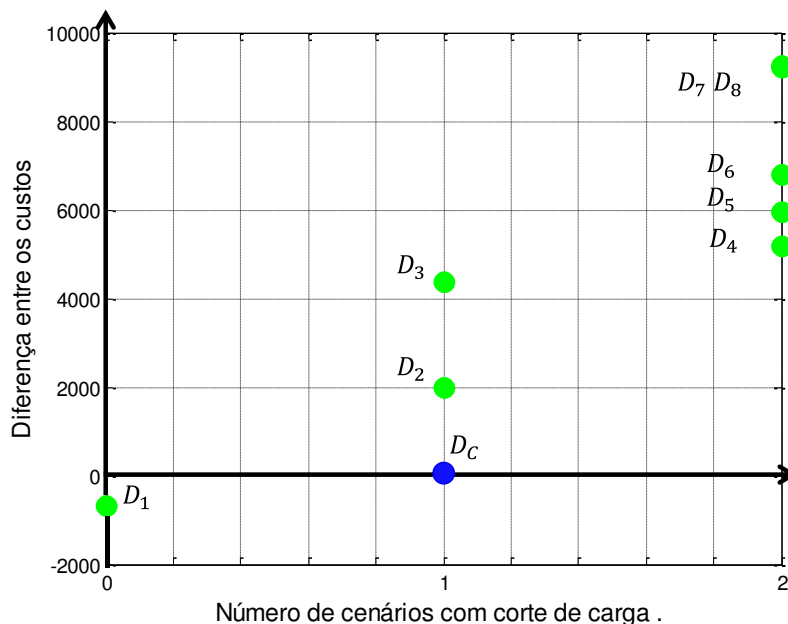
Figura 28 - Gráfico com as diferenças dos custos entre a solução contratada e as novas soluções encontradas.



Na Figura 28 estão ilustradas e destacadas em vermelho as diferenças entre a solução atual e as novas soluções encontradas a partir de 4.7. A solução contratada também apresentada neste gráfico destacada em azul (A_c).

A região destacada em vermelho (primeiro quadrante) reúne as decisões que dominam a solução contratada, neste caso a decisão D_2 porque possui o mesmo corte de carga, mas com custo de operação menor do que o da decisão contratada. Já a região destacada em verde (terceiro quadrante) é a parte do gráfico que abriga todas as soluções que seriam dominadas pela solução contratada. Por fim, as regiões destacadas em azul (segundo e quarto quadrantes) são decisões não-dominadas.

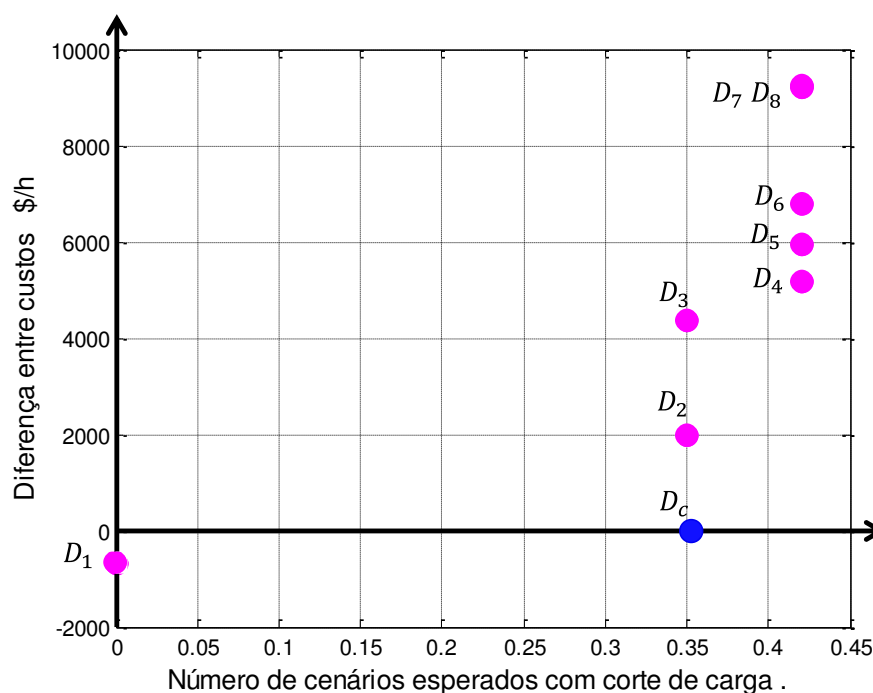
Figura 29 - Ilustração da exposição do sistema a cenários com corte de carga.



O gráfico da Figura 28 apresenta no eixo horizontal as diferenças entre o corte de carga da solução contratada e o corte de carga das novas soluções. Outra forma de representar a exposição do sistema ao risco está apresentada na Figura 29. Em que o eixo vertical representa as diferenças de custos de operação sem o corte de carga da solução contratada e da nova solução, enquanto que o eixo horizontal representa o número de cenários com corte de carga. Por exemplo, as decisões D_2 e D_3 têm dois cenários com corte de carga. Neste caso, a quantidade máxima de cenários a que o sistema pode ficar exposto é igual a cinco.

Outra forma interessante de se verificar a exposição do sistema provocada por cada uma das decisões calculadas anteriormente, seria por meio da utilização do valor esperado de cenários com corte de carga, ou seja, o número de cenários ponderados (pesados) por sua respectiva probabilidade de ocorrência, ilustrado na Figura 30.

Figura 30 - Exposição ao risco pelo valor esperado do número de corte de carga.



Pode-se observar no gráfico da Figura 30 que as decisões mais propensas ao risco como D_2 a D_8 estão bem próximas umas das outras. Isto significa que o aumento no custo de operação com decisões mais caras não reduzem, necessariamente, o risco de corte de carga na mesma proporção, ou seja, o aumento do custo de operação com decisões mais caras não reduzem a exposição do sistema ao risco na mesma magnitude.

A aplicação específica ao muito curto prazo conduz à observação de novos aspectos que agora são relevantes – dentre os quais evidencia-se a análise do uso da reserva e do compromisso (eventualmente quebrado) entre os riscos decorrentes da inconfiabilidade do sistema e os da incerteza na ocorrência e severidade de rampas.

4.3.2 Análise da Reserva Operacional

Para uma análise mais detalhada sobre a exposição do sistema, no muito curto prazo, a riscos, é interessante observar o consumo das reservas operacionais face a eventos eólicos, tais como rampas descendentes (semelhantes ao gráfico da Figura 24). Para tanto, elaborou-se um modelo computacional para calcular os fluxos de potência em cada ramo do sistema teste com base em (CHRISTIE, 1993) e com isso medir o consumo das reservas operacionais em relação

à reserva girante dimensionada para o novo conjunto de cenários de rampas eólicas (W_n). Isto resultou nas soluções apresentadas na Tabela 4.2, denominadas de soluções: A_1, A_2, \dots, A_5 .

Tabela 4.2 - Ilustração das soluções encontradas a partir do novo cenário de rampas eólicas.

| Gerador 1 | Gerador 2 | Gerador 3 | Gerador 4 | Gerador 5 | Gerador 6 | Soluções |
|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|----------|
| 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 | 1 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 0 0 0 1 1 1 | A1 |
| 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 | 0 1 1 0 0 0 0 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 0 0 0 1 1 1 | A2 |
| 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 0 0 0 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 0 1 1 1 0 1 1 1 | 1 1 1 0 0 0 0 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 0 0 1 1 1 1 | A3 |
| 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 1 1 0 1 1 1 1 0 | 0 1 1 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 0 0 1 1 0 1 1 1 | 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 | 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 | A4 |
| 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 0 0 1 1 1 1 1 0 | 0 1 1 0 0 0 0 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 0 0 0 1 1 1 | A5 |
| 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 1 1 0 0 1 1 1 1 1 | 0 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1 1 0 | 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 1 1 | 0 0 1 1 0 1 1 1 0 1 1 1 | A6 |
| 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 1 1 0 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 0 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 0 0 0 0 1 1 0 0 | 0 1 1 0 0 0 0 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 0 1 1 0 0 1 1 1 | A7 |
| 0 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 1 1 0 0 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 1 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0 0 | 1 1 0 0 0 0 0 1 1 1 1 1 | 0 0 0 0 1 1 0 0 0 1 1 1 | A8 |

A fim de se melhorar o entendimento da análise, elaborou-se a descrição de alguns termos que serão utilizados nesta análise:

Capacidade ociosa ou *reserva em operação* no sistema – será tomada como a diferença entre a capacidade total de geração mobilizável ou em serviço e a demanda;

Reserva mobilizável – é a porção da capacidade ociosa disponível para ser utilizada em caso de necessidade.

Reserva inútil – trata-se da porção da reserva operacional ou capacidade ociosa que, embora estando presente, não pode ser utilizada para lidar com a exigência de rampa inesperada (devido aos limites técnicos dos geradores para fazer rampas).

Reserva exigida ou *reserva de confiabilidade* – é o valor de reserva operacional mínimo que deve ser respeitado em cada intervalo de tempo para garantir a observância de um critério de confiabilidade. Neste trabalho, tomou-se como sendo 10% da demanda.

Estado marginal ou *de alerta* – estado de operação do sistema em que está perdida, total ou parcialmente, a capacidade de reagir a novos eventos ou incidentes, os quais levarão a um corte de carga. Por exemplo, o esgotamento da reserva mobilizável coloca o sistema em estado marginal, pois um novo incidente de avaria de algum componente pode desencadear um corte de carga já que não há reserva disponível.

A apresentação destes resultados é feita em tabelas discretizadas em períodos (12 períodos ou horas) ilustradas a seguir.

Um código de cores foi criado para que se possa identificar o cenário e o período em que ocorreram os cortes de carga e os momentos em que o critério da reserva exigida (reserva girante) foi violado. Assim, as células das tabelas que forem tingidas em verde, sinalizam que

não houve corte de carga e que o critério da reserva exigida foi respeitado (as reservas não foram totalmente esgotadas), já as células em amarelo representam violação do critério de reserva exigida. As células em vermelho destacam os cortes de carga ocorridos. A última coluna das tabelas a seguir ilustra o máximo corte de carga ou pior evento.

A Tabela 4.3 ilustra a capacidade ociosa do sistema para solução mais robusta, A1, ilustrada na Tabela 4.2, que garante corte de carga nulo para todos os períodos. Os períodos (passos temporais) estão organizados por colunas, enquanto as linhas apresentam os cinco cenários da análise. A última coluna desta tabela ($L_{c_{max}}$) ilustra que não houve corte de carga em nenhum período de nenhum evento. Apesar disso o critério de reserva exigida foi violado em dois períodos, (dez e onze) de dois cenários (quatro e cinco) expondo o sistema ao risco por falta de recursos de confiabilidade.

Tabela 4.3 - Ilustração da capacidade ociosa do sistema para a solução robusta A1.

| Períodos | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | $L_{c_{max}}$ |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|---------------|
| Cenários 1 | 214,85 MW | 213,98 MW | 202,35 MW | 204,23 MW | 166,38 MW | 150,15 MW | 155,56 MW | 112,30 MW | 101,48 MW | 66,33 MW | 74,44 MW | 85,26 MW | 0,00 MW |
| Cenários 2 | 214,85 MW | 189,07 MW | 183,67 MW | 191,78 MW | 153,92 MW | 137,70 MW | 136,88 MW | 87,39 MW | 64,97 MW | 28,97 MW | 30,85 MW | 41,67 MW | 0,00 MW |
| Cenários 3 | 214,85 MW | 211,02 MW | 196,42 MW | 195,35 MW | 157,49 MW | 141,27 MW | 146,67 MW | 103,41 MW | 92,59 MW | 57,44 MW | 65,55 MW | 76,37 MW | 0,00 MW |
| Cenários 4 | 214,82 MW | 174,26 MW | 168,86 MW | 176,97 MW | 139,11 MW | 122,89 MW | 119,11 MW | 66,65 MW | 40,85 MW | 2,31 MW | 1,23 MW | 12,05 MW | 0,00 MW |
| Cenários 5 | 192,77 MW | 152,21 MW | 146,80 MW | 137,91 MW | 100,06 MW | 83,83 MW | 89,24 MW | 45,98 MW | 35,16 MW | 0,01 MW | 8,12 MW | 18,94 MW | 0,00 MW |
| Reserva Exigida | 5,67 MW | 9,92 MW | 10,49 MW | 9,64 MW | 13,60 MW | 15,30 MW | 14,74 MW | 19,27 MW | 20,40 MW | 24,09 MW | 23,24 MW | 22,11 MW | |

Especificamente, nota-se no período 10 do cenário 5 da Tabela 4.3, que a capacidade ociosa do sistema foi quase que totalmente esgotada para evitar o corte de carga. Esta ação, como comentado, apesar de ter evitado o corte de carga em todos os cenários, consumiu quase que totalmente a reserva ociosa do sistema, conduzindo-o a um estado de marginal ou de alerta.

A Tabela 4.4 apresenta os fluxos de potência em valores por unidade (p.u.) em uma base de 60MW de todas as 41 linhas do sistema teste em todos os doze períodos de análise para a solução A1 no cenário cinco. Observa-se que as linhas um e quatro alcançaram sua capacidade máxima de condução, o que contribui para caracterizar o sistema em Estado de Alerta ou em risco por incerteza de recurso (MA, 2012).

Tabela 4.4 - Fluxos de potência em p.u. para a solução A1 no cenário 5

| | Período 1 | Período 2 | Período 3 | Período 4 | Período 5 | Período 6 | Período 7 | Período 8 | Período 9 | Período 10 | Período 11 | Período 12 |
|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
| Linha 1 | 0,10 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,74 | 0,83 | 0,84 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Linha 2 | 0,12 | 0,07 | 0,07 | 0,06 | 0,34 | 0,43 | 0,62 | 0,63 | 0,61 | 0,68 | 0,68 | 0,68 |
| Linha 3 | 0,15 | 0,05 | 0,06 | 0,12 | 0,35 | 0,46 | 0,65 | 0,66 | 0,63 | 0,74 | 0,74 | 0,74 |
| Linha 4 | 0,34 | 0,60 | 0,66 | 0,77 | 0,94 | 1,00 | 0,66 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Linha 5 | 0,18 | 0,41 | 0,44 | 0,43 | 0,65 | 0,75 | 0,77 | 0,95 | 0,98 | 0,80 | 0,81 | 0,83 |
| Linha 6 | 0,06 | 0,11 | 0,12 | 0,18 | 0,35 | 0,43 | 0,51 | 0,56 | 0,53 | 0,58 | 0,59 | 0,59 |
| Linha 7 | 0,12 | 0,33 | 0,36 | 0,47 | 0,64 | 0,70 | 0,54 | 0,70 | 0,65 | 0,61 | 0,63 | 0,66 |
| Linha 8 | 0,24 | 0,31 | 0,33 | 0,26 | 0,31 | 0,33 | 0,27 | 0,41 | 0,47 | 0,16 | 0,17 | 0,19 |
| Linha 9 | 0,36 | 0,51 | 0,54 | 0,45 | 0,59 | 0,64 | 0,56 | 0,80 | 0,88 | 0,64 | 0,64 | 0,64 |
| Linha 10 | 0,04 | 0,14 | 0,15 | 0,19 | 0,29 | 0,33 | 0,31 | 0,43 | 0,46 | 0,55 | 0,53 | 0,50 |
| Linha 11 | 0,02 | 0,10 | 0,11 | 0,13 | 0,20 | 0,23 | 0,23 | 0,31 | 0,33 | 0,41 | 0,39 | 0,37 |
| Linha 12 | 0,01 | 0,06 | 0,06 | 0,08 | 0,12 | 0,13 | 0,13 | 0,18 | 0,19 | 0,23 | 0,22 | 0,21 |
| Linha 13 | 0,01 | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,05 | 0,07 | 0,07 | 0,08 | 0,08 | 0,08 |
| Linha 14 | 0,02 | 0,10 | 0,11 | 0,13 | 0,21 | 0,24 | 0,23 | 0,32 | 0,34 | 0,42 | 0,40 | 0,38 |
| Linha 15 | 0,06 | 0,17 | 0,19 | 0,22 | 0,32 | 0,37 | 0,34 | 0,46 | 0,48 | 0,57 | 0,55 | 0,53 |
| Linha 16 | 0,01 | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,05 | 0,07 | 0,07 | 0,08 | 0,08 | 0,08 |
| Linha 17 | 0,01 | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,09 | 0,09 | 0,11 | 0,11 | 0,10 |
| Linha 18 | 0,00 | 0,05 | 0,06 | 0,08 | 0,12 | 0,14 | 0,13 | 0,18 | 0,19 | 0,23 | 0,22 | 0,21 |
| Linha 19 | 0,01 | 0,03 | 0,03 | 0,04 | 0,05 | 0,06 | 0,05 | 0,07 | 0,07 | 0,08 | 0,08 | 0,08 |
| Linha 20 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Linha 21 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 |
| Linha 22 | 0,04 | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,12 | 0,13 | 0,15 | 0,14 | 0,14 |
| Linha 23 | 0,01 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,02 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 | 0,03 |
| Linha 24 | 0,03 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,09 | 0,10 | 0,12 | 0,11 | 0,10 |
| Linha 25 | 0,04 | 0,07 | 0,07 | 0,06 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,13 | 0,14 | 0,17 | 0,16 | 0,16 |
| Linha 26 | 0,04 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,07 | 0,08 | 0,08 | 0,10 | 0,11 | 0,13 | 0,12 | 0,12 |
| Linha 27 | 0,03 | 0,01 | 0,01 | 0,05 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,14 | 0,15 | 0,19 | 0,18 | 0,17 |
| Linha 28 | 0,03 | 0,02 | 0,01 | 0,01 | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 0,06 | 0,06 | 0,08 | 0,07 | 0,07 |
| Linha 29 | 0,10 | 0,12 | 0,12 | 0,07 | 0,08 | 0,09 | 0,08 | 0,10 | 0,10 | 0,11 | 0,11 | 0,10 |
| Linha 30 | 0,06 | 0,06 | 0,05 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Linha 31 | 0,14 | 0,13 | 0,13 | 0,06 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,04 | 0,03 | 0,03 | 0,04 |
| Linha 32 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Linha 33 | 0,25 | 0,27 | 0,27 | 0,15 | 0,17 | 0,18 | 0,18 | 0,20 | 0,21 | 0,23 | 0,23 | 0,22 |
| Linha 34 | 0,01 | 0,02 | 0,03 | 0,02 | 0,03 | 0,04 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | 0,05 |
| Linha 35 | 0,27 | 0,30 | 0,30 | 0,18 | 0,21 | 0,22 | 0,22 | 0,25 | 0,26 | 0,29 | 0,28 | 0,27 |
| Linha 36 | 0,36 | 0,33 | 0,33 | 0,12 | 0,09 | 0,08 | 0,08 | 0,05 | 0,04 | 0,01 | 0,02 | 0,03 |
| Linha 37 | 0,38 | 0,38 | 0,38 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 | 0,18 |
| Linha 38 | 0,26 | 0,26 | 0,26 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,12 |
| Linha 39 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Linha 40 | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 | 0,07 |
| Linha 41 | 0,28 | 0,25 | 0,24 | 0,07 | 0,04 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,03 | 0,06 | 0,05 | 0,04 |

A mesma análise foi realizada para as soluções A2 e A3. A capacidade ociosa do sistema para a solução A2 está ilustrada na Tabela 4.5 e a capacidade ociosa para a solução A3 está ilustrada na Tabela 4.6. Observando-se estas últimas tabelas, verifica-se que apesar de a capacidade ociosa do sistema não ter sido totalmente consumida, houve cortes de carga em alguns períodos da análise, como nos cenários quatro e cinco para a solução A2 e para os cenários de dois a cinco para a solução A3, caracterizando esta sobra da Reserva Mobilizável como Reserva Inútil. Com relação à solução A2, o critério da reserva exigida foi violado no período dez e onze dos cenários quatro e cinco. Além disso, houve um corte de carga no período dez dos mesmos cenários, entretanto não houve cortes de carga no período onze do cenário quatro. Isso ocorreu em função de o sistema não ter capacidade de rampa suficiente para com os eventos eólicos dos cenários propostos.

Pode-se concluir que a parte da reserva mobilizável, igual a 4,85MW, da Tabela 4.5 do período dez dos cenários quatro e cinco pode ser caracterizada como Reserva Inútil, pois não foi capaz de resolver o corte de carga ocorrido neste período.

Tabela 4.5 - Ilustração da capacidade ociosa do sistema para a solução robusta A2.

| Períodos | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | Lc _{max} |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------------|
| Cenários 1 | 214,85 MW | 213,98 MW | 202,35 MW | 204,23 MW | 166,38 MW | 150,15 MW | 155,56 MW | 112,30 MW | 101,48 MW | 66,33 MW | 74,44 MW | 85,26 MW | 0,00 MW |
| Cenários 2 | 214,85 MW | 189,07 MW | 183,67 MW | 191,78 MW | 153,92 MW | 137,70 MW | 136,88 MW | 87,39 MW | 64,97 MW | 28,97 MW | 30,85 MW | 41,67 MW | 0,00 MW |
| Cenários 3 | 214,85 MW | 211,02 MW | 196,42 MW | 195,35 MW | 157,49 MW | 141,27 MW | 146,67 MW | 103,41 MW | 92,59 MW | 57,44 MW | 65,55 MW | 76,37 MW | 0,00 MW |
| Cenários 4 | 214,82 MW | 174,26 MW | 168,86 MW | 176,97 MW | 139,11 MW | 122,89 MW | 119,11 MW | 66,65 MW | 40,85 MW | 4,85 MW | 1,23 MW | 12,05 MW | 2,54 MW |
| Cenários 5 | 192,77 MW | 152,21 MW | 146,80 MW | 137,91 MW | 100,06 MW | 83,83 MW | 89,24 MW | 45,98 MW | 35,16 MW | 4,85 MW | 8,12 MW | 18,94 MW | 4,84 MW |
| Reserva Exigida | 5,67 MW | 9,92 MW | 10,49 MW | 9,64 MW | 13,60 MW | 15,30 MW | 14,74 MW | 19,27 MW | 20,40 MW | 24,09 MW | 23,24 MW | 22,11 MW | |

O consumo da reserva exigida para a solução A3 está detalhado na Tabela 4.6, onde se pode observar que os cortes de carga ocorreram no período cinco enquanto que o maior consumo da Reserva Exigida está registrado nos períodos dez e onze do cenário cinco e a Reserva Inútil no período cinco é igual a 164,85MW. Isto comprova que, simplesmente, elevar o nível de Capacidade de Reserva Exigida não necessariamente protege um sistema com alta penetração eólica de eventos drásticos como cortes de carga.

Tabela 4.6 - Ilustração da capacidade ociosa do sistema para a solução robusta A3.

| Períodos | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | LC _{max} |
|-----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------------|
| Cenários 1 | 214,85 MW | 213,98 MW | 202,35 MW | 204,23 MW | 166,38 MW | 150,15 MW | 155,56 MW | 112,30 MW | 101,48 MW | 66,33 MW | 74,44 MW | 85,26 MW | 0,00 MW |
| Cenários 2 | 214,85 MW | 189,07 MW | 183,67 MW | 191,78 MW | 164,85 MW | 137,70 MW | 136,88 MW | 87,39 MW | 64,97 MW | 28,97 MW | 30,85 MW | 41,67 MW | 10,93 MW |
| Cenários 3 | 214,85 MW | 211,02 MW | 196,42 MW | 195,35 MW | 164,85 MW | 141,27 MW | 146,67 MW | 103,41 MW | 92,59 MW | 57,44 MW | 65,55 MW | 76,37 MW | 7,36 MW |
| Cenários 4 | 214,82 MW | 174,26 MW | 168,86 MW | 176,97 MW | 164,85 MW | 122,89 MW | 119,11 MW | 66,65 MW | 40,85 MW | 4,85 MW | 1,23 MW | 12,05 MW | 25,74 MW |
| Cenários 5 | 192,77 MW | 152,21 MW | 146,80 MW | 137,91 MW | 164,85 MW | 114,85 MW | 89,24 MW | 45,98 MW | 35,16 MW | 4,85 MW | 8,12 MW | 18,94 MW | 64,79 MW |
| Reserva Exigida | 5,67 MW | 9,92 MW | 10,49 MW | 9,64 MW | 13,60 MW | 15,30 MW | 14,74 MW | 19,27 MW | 20,40 MW | 24,09 MW | 23,24 MW | 22,11 MW | |

Diante dos resultados acima, constata-se, portanto, que existe a reserva inútil em serviço, o que pode ser perigoso por transmitir falsa sensação de segurança a um operador. A capacidade de rampa significa flexibilidade sistêmica para suportar rampas eólicas positivas e negativas (MA, SILVA, *et al.*, 2012).

4.3.3 Critério de Exposição ao Risco por Insuficiência de Recursos

Diante das questões levantadas anteriormente, verifica-se a necessidade de se elaborar um critério que seja capaz de evitar com que o sistema se exponha ao risco por insipiência de recursos de confiabilidade, ou seja, evitar que o critério da capacidade de reserva mínima permitida seja violado. Este critério pode ser feito penalizando-se a função objetivo toda vez em que o processo de otimização se deparar com uma solução que o exponha a este tipo de risco.

Para elaborar um critério assim, é necessário medir a exposição do sistema a este tipo de risco, uma forma de se fazer isso é contar o número de cenários em que existe violação do critério da reserva exigida, como na Equação 4.9.

$$f_s(x) = \begin{cases} 1, & \text{se } [(P_k^{max} - P_{t,s}) \leq R_{ed_t} : \forall_t] \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad 4.8$$

$$I_e(x) = \sum_{s=1}^{NS} f_s(x) \quad 4.9$$

A Equação 4.8 é uma função que se torna igual a um toda a vez em que um cenário qualquer s em qualquer período t apresentar uma violação do critério da reserva exigida ou zero se o contrário ocorrer, em que P_k^{max} é o somatório das potências máximas dos geradores em serviço, $P_{t,s}$ é o somatório das potências dos geradores em serviço e R_{ed_t} é a reserva exigida no instante t . I_e em 4.9 é um índice proporcional ao número de cenários em que houve violações para a solução x , NS é o número de cenários da simulação envolvida, neste caso é igual a cinco.

4.4 Conclusões

Este capítulo analisou o uso das reservas operacionais do sistema no muito curto prazo sob ótica do risco, para avaliar a capacidade do sistema em acomodar a incerteza na variabilidade da produção eólica e eventualmente alterar as decisões de pré-despacho (solução de pré-despacho), anteriormente tomadas pelo operador com o objetivo de acomodar eventos de rampa eólica cuja percepção tenha sido adquirida durante a própria operação, em tempo real portanto, e que apresentem uma severidade não prevista na fase de planejamento da operação.

Os resultados da simulação mostraram que a diferença entre o custo da solução A1 e o custo das demais soluções pode ser caracterizado como o custo de *hedging* para o sistema quando se compara a decisão mais robusta com A2 ou A3, por exemplo, pois a solução A1 defende o sistema contra os riscos de corte de carga em todos os períodos de todos os cenários.

Além disso, a reserva útil em serviço não garante que o sistema seja capaz de acomodar eventos súbitos como rampas eólicas, isto depende tão somente da amplitude da rampa eólica e da flexibilidade do sistema. Por outro lado, em muitas situações, o uso severo da capacidade de rampa dos geradores em serviços pode levar ao consumo parcial ou mesmo total da reserva exigida, expondo o sistema a um risco de confiabilidade por incapacidade de recursos. Diante de tal situação, é fundamental que um critério que seja capaz de medir a exposição do sistema a este tipo de risco seja criado e inserido no processo de tomada de decisão por parte do operador do sistema com o objetivo de mitigar este tipo de exposição, ou seja, um critério de aversão ao estado marginal ou de alerta do sistema.

Desta forma, a abordagem considerada neste capítulo, além de levar em conta fatores de riscos para a tomada de decisão no muito curto prazo, também apresenta um mapa visual

para auxiliar o operador nos períodos e cenários em que o sistema estiver exposto ao risco incorrido por falta de recursos para a confiabilidade no muito curto prazo.

5 ANÁLISE DE RISCO EM SISTEMAS COM PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA NO LONGO PRAZO

5.1 Introdução

No capítulo 3, elaborou-se uma abordagem para auxiliar o operador do sistema na tomada de decisão no curto prazo através de uma análise comparativa entre paradigmas tradicionais estocásticos e paradigmas que utilizam métricas de risco. Já no capítulo 4, tratou-se do impacto das fontes eólicas sobre o sistema no muito curto prazo, analisando o uso das reservas operacionais por meio de métricas de risco frente a rampas eólicas com severidade não prevista na fase de planejamento da operação, além da possibilidade de alterar a decisão tomada no dia anterior. Para completar a descrição do quadro de aplicação da metodologia de incorporação de risco em processos de decisão em problemas incluindo geração eólica, falta examinar que impactos pode ter, sobre um processo de planejamento da constituição de um parque gerador, a decisão sobre investimentos em diversos tipos de geração, em contextos de importante penetração de eólica no *mix* de geração do sistema.

Desta maneira, neste capítulo é apresentado um processo de análise de sensibilidade do risco face a decisões de investimento que conduzem a carteiras de geração compostas por geradores de distintos graus de flexibilidade. A qualidade das decisões no longo prazo, sob o ponto de vista do risco em sistemas com alta penetração de eólicas, é comparada em dois casos: o primeiro é caracterizado por um sistema menos flexível, apenas térmico + eólico, enquanto o segundo é caracterizado por um sistema flexível de natureza hidrotérmica + eólica. Esta comparação é efetuada no domínio do comportamento da flexibilidade versus custo de operação do sistema. Deseja-se observar como o custo anual de operação do sistema pode ser influenciado pelo nível de flexibilidade em um sistema com alta penetração de eólica, ou seja, o impacto da disponibilidade de unidades flexíveis na operação de um sistema.

Resumidamente, a flexibilidade de uma unidade de geração pode ser entendida como a capacidade desta de reagir a rampas eólicas. Assim, é conhecido que os tipos de unidades mais flexíveis são os geradores hídricos, seguidos de grupos térmicos com turbinas a gás. Grupos térmicos clássicos experimentam dificuldades em acompanhar grandes variações da tomada de carga (e, se forem forçados a fazê-lo, daí resulta um custo elevado em manutenção acrescida,

redução de tempo de vida útil e da confiabilidade, por via da elevada probabilidade de aparecimento de fenômenos de cavitação nas pás das turbinas, por exemplo). Grupos nucleares são os menos flexíveis de todos, como é sabido.

O capítulo oferece uma abordagem de análise original, e que estende para o planejamento os conceitos já discutidos de modelagem da operação. Dois tipos de resultados se decantam:

- A metodologia de análise, que fica assim formalizada, oferecendo um quadro sistemático de análise em um tema em que, até o presente, pontificavam apenas afirmações de princípio com base no bom senso de engenharia, sem quantificação;
- Indicações úteis qualitativas, derivadas da análise dos resultados de um caso de estudo formatado com características realistas.

Os resultados e a metodologia proposta permitem utilizar o conceito de *trade-off* entre flexibilidade e risco de forma sistemática, permitindo a tomada de decisões sobre a variação da composição do parque gerador na base de valores de investimento adicionais para incremento da flexibilidade do sistema, o que se traduz em menores riscos.

O capítulo defende, assim, a partir de uma metodologia de análise com base científica, o desenvolvimento de métricas que quantifiquem o custo da flexibilidade em sistemas elétricos de potência modernos.

5.2 Flexibilidade na geração: usinas hidráulicas

Os sistemas hidrotérmicos são caracterizados pela presença de fontes hidráulicas adicionais às fontes térmicas. As fontes hidráulicas utilizam a energia cinética da água dos rios para a transformação em energia elétrica (STROBEL, 2012). Está ilustrado na Figura 31 o perfil de uma usina hidrelétrica básica, onde é possível observar o fluxo de água que faz girar as pás das turbinas que geram torque para os geradores de energia elétrica.

Dentre as fontes renováveis, as fontes hidráulicas estão entre as mais flexíveis e firmes. São capazes de satisfazer à demanda e, por meio de tecnologia de bombeamento e estocagem de água, também podem satisfazer à demanda de pico e às demandas imprevistas.

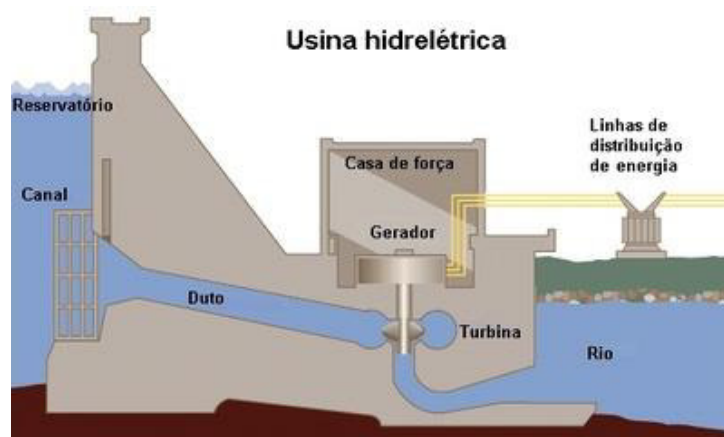
De forma geral, há três tipos básicos de usinas hidrelétricas: as a fio d'água, usinas com reservatórios, e aquelas com capacidade de bombeamento de água. As usinas a fio d'água geram energia apenas através do fluxo de água e por isso não são despacháveis, têm a vantagem de utilizarem uma área alagada reduzida e assim não formam reservatórios. Entretanto, a ausência de reservatórios reduz a capacidade de armazenamento da água e assim perde-se a possibilidade de utilização da água estocada em períodos secos, além de potencializar a redução da capacidade de rampa da usina. Já as usinas com reservatórios têm a possibilidade de estocar água para a futura utilização e, por isso, têm algumas vantagens operacionais sobre as a fio d'água. As usinas com possibilidade de bombeamento de água funcionam através da retroalimentação das turbinas para bombear parte da água de volta aos reservatórios, reciclando a água turbinada.

Segundo dados do *World Energy Council - WEC*, a capacidade atual de geração mundial de eletricidade a partir das fontes hidráulicas gira em torno de 1,31TW (WEC, 2015). Embora as fontes hidráulicas sejam consideradas fontes renováveis, limpas do ponto de vista ambiental, existem alguns problemas relacionados à sua expansão sob a argumentação de que as construções, principalmente nas regiões ribeirinhas, provocariam impactos na vida da população local, na fauna e na flora locais, pois poderiam interferir no traçado natural e no volume de águas dos rios. Em função das pressões oriundas destes problemas, os empreendimentos têm alocados recursos para a mitigação dos impactos sociais e ambientais.

As fontes hidráulicas apresentam uma relação de dependência com as condições climáticas. Esta relação faz com que o potencial da produção hidráulica seja intensificado nos períodos úmidos e restrito nos períodos secos, fazendo com que outras fontes sejam utilizadas neste período para compensar o déficit de produção hidráulica.

Em função dos problemas supracitados, muitos países com sistemas hidrotérmicos, como o Brasil por exemplo, têm investido em outras fontes de energia elétrica, além das hidráulicas, para a diversificação de sua matriz, o que vem diminuindo sua dependência por este tipo de fonte e conseqüentemente das afluências temporais.

Figura 31 – Perfil de uma usina hidroelétrica genérica.



Fonte: (STROBEL, 2012)

Em sistemas hidrotérmicos, os reservatórios são utilizados para o acúmulo de água nos períodos úmidos para utilizá-la nos períodos secos, desta forma, estes recursos são otimizados para resolver a questão dos benefícios presentes da utilização da água ou dos benefícios futuros em seu armazenamento para, então, utilizá-la posteriormente com o fim principal de minimizar o custo de operação do sistema. Tudo isso compõe uma das principais atividades dos operadores de sistemas hidrotérmicos.

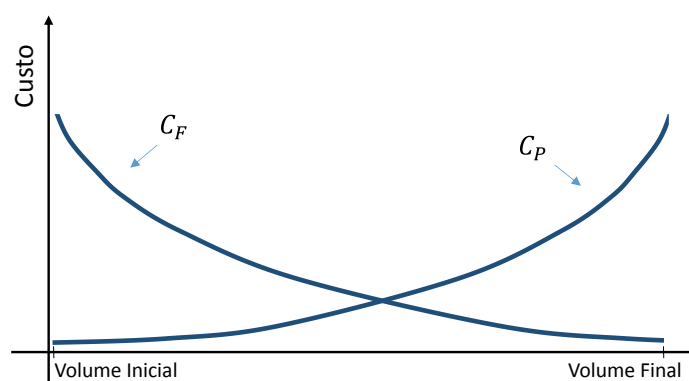
5.2.1 Custo do Uso da Água

Apesar de não haver um custo atribuído diretamente à utilização da água para a conversão de energia elétrica, sua utilização deve ser feita com racionalidade por causa de sua limitação, em outras palavras, a sua disponibilidade presente depende de sua utilização anterior e das previsões de afluências futuras. Isto estabelece uma relação entre as decisões operativas em determinado estado e as suas consequências futuras. Por exemplo, caso a decisão de utilizar o recurso hidroelétrico para atender a toda carga presente for tomado e baixas afluências ocorrerem no futuro, haverá o risco de as hidrelétricas não atenderem à demanda no futuro, resultando em um despacho maior de unidades térmicas para compensar a falta de recursos hídricos, podendo levar à situação extrema de corte de carga. Por outro lado, se toda a água for armazenada para a utilização no futuro, e altas afluências ocorrem, haverá a necessidade de se verter água, resultando em um desperdício de recursos.

Em função disso, é necessário que um custo¹³ seja associado ao uso da água na função objetivo do pré-despacho para balancear os benefícios de sua utilização no presente ou o seu armazenamento para utilização no futuro. Este custo é geralmente calculado com base em uma curva de aversão ao risco de escassez hídrica, descrita detalhadamente a seguir (WOOD, WOLLENBERG e SHEBLE, 1984).

O benefício presente da utilização da água e o benefício futuro de seu armazenamento podem ser representados através de duas funções, como demonstrado na Figura 32, C_F é um gráfico de uma função que descreve o custo da utilização futura da água, enquanto C_P é uma função que descreve custo presente ou imediato de utilização da água (SIMÕES e GOMES, 2011). O eixo vertical representa o custo de operação enquanto o eixo horizontal representa a utilização do reservatório.

Figura 32 - Custo de utilização da água no presente (C_P) e utilização futura (C_F).



Fonte: (SIMÕES e GOMES, 2011)

Pode-se dizer que o custo marginal de uso da água está em função da cota de nível dos reservatórios e das decisões futuras de utilização das térmicas.

A decisão ótima que minimiza a soma das duas curvas localiza-se, em geral, próxima do ponto de cruzamento de ambas as curvas, ilustrado na Figura 32. Neste capítulo, assume-se um “custo marginal” para representar o uso da água na função objetivo do problema e garantir que a melhor decisão com relação a sua utilização seja tomada. Esse custo marginal pode ser estimado com alguma aproximação a partir de simulações de longo prazo, podendo envolver exercícios de otimização estocástica dinâmica, e que levam a poder avaliar o custo incremental

¹³ Este “custo” é não financeiro e serve para despachar as unidades hidráulicas, segundo uma metodologia de utilização dos reservatórios.

futuro de uso de recurso térmico em função do uso incremental presente de água nos reservatórios. Como é evidente, este conceito não se aplica a usinas de operação pura a fio de água.

5.3 Coeficiente de flexibilidade de sistemas

Por flexibilidade, entende-se qualitativamente como a facilidade com que um sistema se adapta a possíveis alterações internas e externas em um certo intervalo de tempo.

Em termos gerais, é conhecido que a geração menos flexível, e que tem menos capacidade de acompanhar flutuações da carga devendo operar em regime constante e preferencialmente à plena carga, é a nuclear.

A geração térmica clássica é também pouco flexível, levando à definição de janelas de operação pouco dilatadas, que representam uma possibilidade limitada de, sem danos, acompanhar rampas de demanda a subir (rampas positivas ou ascendentes) ou a descer (rampas negativas ou descendentes). Esse aspecto já foi analisado em capítulos anteriores.

Já a geração térmica com turbinas a gás apresenta grande flexibilidade e permite acompanhar a modulação de carga bem como compensar a flutuação eólica. Porém, é conhecido que os custos de operação são elevados, assim, se um sistema dispuser de alternativas, estas são em geral preferidas.

A geração de base hídrica é, efetivamente, a que oferece maior grau de flexibilidade ao sistema gerador. A modulação de potência nas turbinas hidráulicas pode ser efetuada com agilidade e essa flexibilidade se incrementa se o sistema dispuser de bombeamento, em particular de grupos reversíveis rápidos.

Porém, apesar de o conceito qualitativo de flexibilidade estar bem estabelecido na literatura, não existe um coeficiente amplo e preciso capaz de quantificá-lo em todos os seus aspectos sem a necessidade de sucessivas simulações. Na verdade, boa parte dos trabalhos utilizam simulações para construir um índice que represente a flexibilidade de um sistema. Em (MA, 2012), Ma e Kirschen desenvolveram um coeficiente capaz de medir o nível de flexibilidade do parque gerador de um sistema sem a necessidade de simulações. Mesmo considerando apenas o parque gerador (existem outras fontes de flexibilidade no sistema, tais como a própria rede e alguns equipamentos como capacitores e *FACTS*), este índice é suficiente para a quantificação do conceito de flexibilidade adotado neste trabalho.

Assume-se no restante deste capítulo, portanto, que a flexibilidade do sistema depende, em primeira análise, da composição do parque gerador e que é quantificada através do coeficiente de flexibilidade proposto em (MA, 2012).

5.4 A metodologia multicritério

Para avaliar impactos do grau de flexibilidade, será adotada uma metodologia paralela à desenvolvida anteriormente, organizando uma avaliação multicritério explícita, com objetivos antagônicos: custo de operação esperado e risco. O processo de análise corresponde à construção de cenários de investimento em sistemas geradores com graus de flexibilidade distintos, avaliação dos custos de operação resultantes e sua comparação.

5.4.1 Função Objetivo: custos atualizados - f_1

A função objetivo f_1 apresenta o custo esperado de operação relativo a um ano e atualizados a valores presentes (VP), com custos associados aos investimentos. É composta de três parcelas:

$$f_1 = f_i + f_s + f_z \quad 5.1$$

5.4.1.1 Operação e investimentos: f_i

Nessa função objetivo, f_i representa os custos com operação e investimentos detalhados a seguir e está dividida em duas parcelas: Os demais termos estão descritos na seção 3.3.1.1.

$$f_i = C_{inv} + f_c \quad 5.2$$

O subcritério f_c representa os custos com a operação e o subcritério C_i os custos com os investimentos que, na presente modelagem, representam o custo de construção de uma unidade de geração flexível a mais.

O termo f_c tem a seguinte expressão:

$$f_C = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^M C_j(\mu_{t,j}, P_{t,j}) + (1 - \mu_{t,j}) \cdot \mu_{t-1,j} \cdot SD_j + \sum_{i=1}^H Ch_i(Ph_{t,i}) \right) \quad 5.3$$

Em 5.3, $Ph_{t,i}$ representa o gerador hidráulico i no instante t e Ch_i é um custo que representa o uso racional da água para gerador i ou, equivalentemente, o custo futuro de utilização das térmicas como medida complementar à geração das fontes hidráulicas (pode ser representado como um valor marginal do uso da água, obtido de estudos de longo prazo). H é o número de geradores hidráulicos do sistema que tenham capacidade de armazenamento em reservatório, pois só nesses é que faz sentido definir um valor marginal do uso da água – nos aproveitamentos a fio de água puro não há processo de decisão.

Os custos com a operação e com o investimento são calculados mensalmente e atualizados a mês presente, de acordo com 5.4. Os termos restantes estão descritos na tabela de símbolos desta tese.

$$C_{inv} = PV \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad 5.4$$

Nesta expressão, PV consiste em custos de operação mais investimentos (€/mês) i é a taxa mensal de juros (decimal), n é o período mensal de amortização (mês).

5.4.1.2 Custo de corte eólico f_S

A base de cálculo do custo com o corte eólico segue a mesma lógica do modelo explicitado em 3.15.

$$f_S = \sum_{m=1}^{NS} \sum_{t=1}^T C_{w_t} S_{t,m} \quad 5.5$$

Em que C_{w_t} é o custo de uma unidade de corte eólico no instante t . $S_{t,m}$ é o corte eólico no instante t no cenário m . NS é o número de cenários. Os valores dos cortes eólicos são atualizados para o momento presente.

5.4.1.3 Penalização para cenário sem corte de carga f_Z

Tal como descrito para o problema de operação, o modelo matemático inclui uma penalização que garante que pelo menos um cenário tenha corte de carga nulo em todos os períodos.

$$f_Z = C_Z^{pen} \cdot \min\{L_{C1}, \dots, L_{Cm}, \dots, L_{CM}\} \quad 5.6$$

C_Z^{pen} é um fator de penalidade não econômico que penaliza o cenário com menor corte de carga. L_{Cm} é o corte de carga total do cenário m , tal que $L_{Cm} = \sum_{t=1}^T L_{Ct,m}$ em que $L_{Ct,m}$ é o corte de carga no instante t do período m . Esta penalidade é adicionada ao processo de otimização para evitar que a minimização visando apenas o custo conduza a uma solução em que todos os geradores estejam desligados. Desta forma, se houver uma solução que contenha o menor custo e que, em pelo menos em um cenário, o corte de carga seja nulo, esta deverá ser escolhida.

5.4.2 Função Objetivo: métrica de risco - f_2

A métrica de risco utilizada neste capítulo é análoga à descrita na secção 3.3.2.1, em que se penaliza o pior evento por meio da Equação 3.17. Evidentemente, outras modelagens de risco seriam igualmente possíveis, mas a sua apresentação é dispensada pois não acrescentaria valor. O objetivo do capítulo, que é mostrar como uma abordagem explícita do risco pode ser um instrumento adequado e auxiliar das decisões de planejamento, no que diz respeito à composição da carteira de geração e às opções em alternativa (seja um conjunto diversificado de geradores de tecnologia flexível ou um número restrito de unidades térmicas pouco flexíveis), quando o sistema incorpora uma importante componente de eólica.

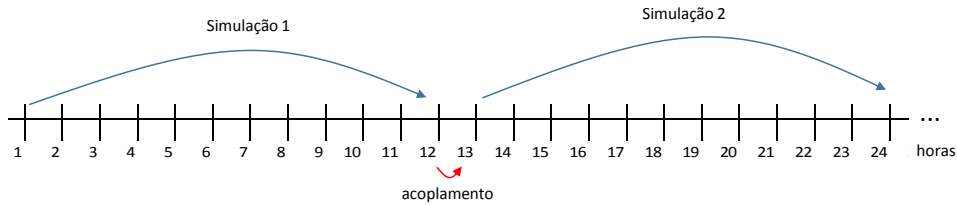
5.4.3 Restrições Adicionais

As restrições utilizadas neste problema são semelhantes às utilizadas no problema descrito no Capítulo 3, porém, em função da natureza do problema tratado neste capítulo, houve a necessidade de se adicionar algumas restrições para acoplar a abordagem de simulação utilizada (com algumas alterações apresentadas no Apêndice C) ao presente problema. A primeira refere-se ao acoplamento de cada potência dentro da otimização do despacho. As simulações do despacho são realizadas com doze intervalos temporais e por isso devem ser interdependentes entre si. A Equação 5.7 descreve esta restrição e garante a interdependência das potências em cada instante de tempo ao longo do processo de otimização, em que $Pf_{s,j}$ é a potência final da máquina j para a simulação s , quanto $Pi_{s,j}$ é a potência inicial da simulação s da máquina j .

$$Pf_{s,j} = Pi_{s,j} \quad 5.7$$

A Figura 33 ilustra de forma mais detalhada o funcionamento e a necessidade da restrição de acoplamento 5.7.

Figura 33 - Ilustração da restrição de acoplamento da otimização do despacho.



Além da restrição de acoplamento, há a necessidade de se adicionar uma restrição que represente o consumo de água nos reservatórios, tal restrição pode ser estabelecida por meio do balanço de energia no sistema como em 5.8. Em que $P_{j,i}$ é a potência do gerador térmico i no instante j , $Ph_{j,i}$ é a potência do gerador hidráulico i no instante j , E é energia do sistema, neste caso, o produto entre a demanda líquida dimensionada e o instante de tempo considerado. n_j é o instante de tempo j .

$$\sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^M (P_{j,i})n_j + \sum_{j=1}^T \sum_{i=1}^H (Ph_{j,i})n_j = E \quad 5.8$$

5.5 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade basicamente consiste em se observar a influência de uma variável de um sistema sobre o seu desempenho. Apesar de ser genérico, este conceito é importante por permitir a análise do comportamento de certas variáveis que não têm uma relação simples e linear com as outras.

De forma geral, a sensibilidade entre duas variáveis é dada pela relação de $\Delta x / \Delta y$ em que Δ é o passo de variação de ambas as variáveis. Neste capítulo, é abordado a influência da flexibilidade do sistema sobre o custo de operação. Para tal, será gerado um conjunto de pontos de operação para diferentes níveis e tipos de capacidade instalada de geração flexível, a partir do qual é estabelecida uma relação de sensibilidade entre o custo de operação e as necessidades de corte de carga (*load shedding*).

O custo de operação anual do sistema é calculado como 5.1 em que f_1 e f_2 são, respectivamente, o custo de operação do sistema e a função de risco.

$$f_{anual} = f_1 + f_2 \quad 5.1$$

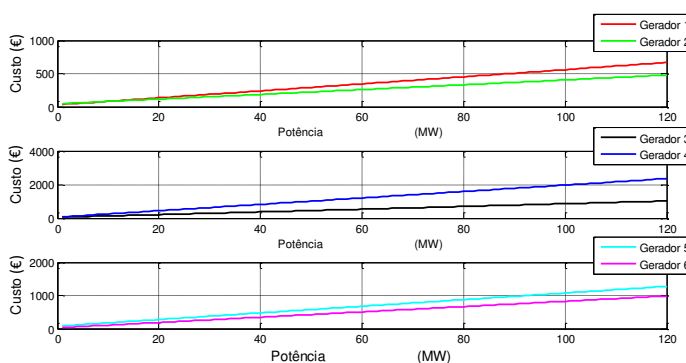
5.6 Procedimento de Análise

O modelo acima descrito, formalmente coerente, permite a obtenção de uma avaliação quantitativa e comparativa entre várias opções de investimento. Para ilustrar a sua utilização, as seções seguintes procedem a um estudo de caso sobre sistemas teste, correspondendo a uma opção inteiramente térmica e outra de misto hidrotérmico, complementada por geração eólica importante. Os casos foram construídos para evidenciar a compreensão avançada (*insight*) que o novo modelo permite, face a procedimentos de planeamento clássicos em que os fatores de risco não se encontram explicitados. Como é natural, a tese tem por objetivo propor uma nova aproximação metodológica e não resolver casos particulares, pelo que se entende que o exemplo apresentado é adequado, pois a sua dimensão limitada permite a compreensão dos fatores relevantes, sem que sejam obscurecidas as reações e dependências por excessos de dados ou informação.

5.6.1 Sistema Teste

Os resultados encontrados em 5.7 foram elaborados utilizando-se dois sistemas de teste baseados em (CHRISTIE , 1993). O primeiro é denominado de Sistema *a*, é semelhante ao sistema descrito em 3.5, é totalmente térmico. Sua função de custo está ilustrada na Figura 34.

Figura 34 - Função de custos dos geradores do Sistema *a*.

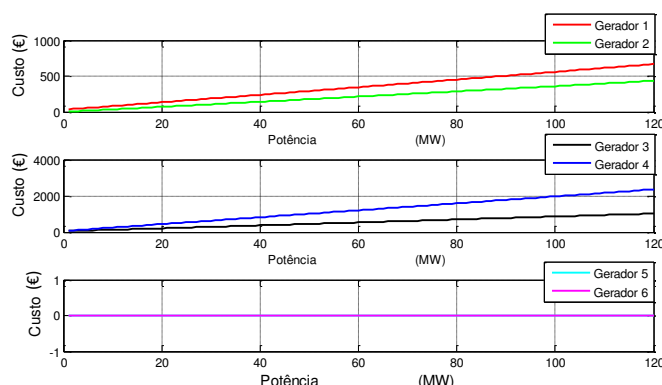


As taxas de rampas, as potências máximas e os tempos mínimos de parada e partida dos geradores do Sistema *a* estão descritos na Tabela 5.1. As duas últimas colunas desta tabela representam, respectivamente os tempos mínimos de partida e de parada de cada um dos geradores.

Tabela 5.1 - Características do sistema teste *a*.

| | Potência Max | Rampa: Subida | Rampa: Descida | T _{LIGADO} | T _{DESIGADO} |
|-----------|--------------|---------------|----------------|---------------------|-----------------------|
| Gerador 1 | 120.0 MW | 2.00 MW/min | 2.00 MW/min | 2 h | 3 h |
| Gerador 2 | 50.0 MW | 3.50 MW/min | 2.70 MW/min | 2 h | 3 h |
| Gerador 3 | 75.0 MW | 3.00 MW/min | 6.00 MW/min | 2 h | 3 h |
| Gerador 4 | 50.0 MW | 4.00 MW/min | 4.90 MW/min | 2 h | 1 h |
| Gerador 5 | 70.0 MW | 2.00 MW/min | 4.20 MW/min | 2 h | 2 h |
| Gerador 6 | 80.0 MW | 2.00 MW/min | 4.10 MW/min | 2 h | 2 h |

O segundo, (o Sistema *b*), representa um sistema hidro-térmico. Os geradores cinco e seis da Tabela 5.1 assumiram as características de geradores hidráulicos. Diante disso, é possível assumir que houve um investimento em flexibilidade no Sistema *b* em relação ao Sistema *a*. A função de custo de cada um dos geradores deste sistema está representada na Figura 35.

Figura 35 - Função de custos dos geradores do Sistema *b*.

Os custos variáveis de produção dos geradores cinco e seis são nulos, por serem hidráulicos, mas como descrito na secção 5.2.1 assumiu-se um custo para representar o uso da água nos reservatórios e otimizar a decisão de sua utilização, que neste caso é igual a \$ $2/MW$ para o gerador cinco e \$ $3/MW$ para o gerador seis, ou seja, um custo proporcional à potência produzida. As demais características estão apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Características do sistema teste *b*

| | Potência Max | Rampa: Subida | Rampa: Descida | T _{LIGADO} | T _{DESIGADO} |
|-----------|--------------|---------------|----------------|---------------------|-----------------------|
| Gerador 1 | 120,0 MW | 2,00 MW/min | 2,00 MW/min | 2 h | 3 h |
| Gerador 2 | 50,0 MW | 3,50 MW/min | 2,70 MW/min | 2 h | 3 h |
| Gerador 3 | 75,0 MW | 3,00 MW/min | 6,00 MW/min | 2 h | 3 h |
| Gerador 4 | 50,0 MW | 4,00 MW/min | 4,90 MW/min | 2 h | 1 h |
| Gerador 5 | 80,0 MW | 6,50 MW/min | 7,20 MW/min | 1 h | 1 h |
| Gerador 6 | 80,0 MW | 5,00 MW/min | 6,10 MW/min | 1 h | 1 h |

A principal diferença entre ambos os sistemas está na capacidade de rampa. Os geradores do Sistema *b* possuem taxas de rampas maiores que as do Sistema *a* por causa da inserção

dos geradores hidráulicos. Isto foi feito para que as diferenças nas decisões aconteçam apenas em função da flexibilidade dos geradores hidráulicos. A seguir, são ilustrados os principais resultados e observações encontradas ao longo das simulações.

5.7 Simulações e Resultados

Para medir a flexibilidade de cada um dos sistemas apresentados em 5.6.1 empregou-se o critério de (MA, SILVA, *et al.*, 2013) e descrito em 2.4.2. Desta forma, a flexibilidade medida para o parque gerador do Sistema *a* é igual a 0,44, enquanto a medição para a flexibilidade do Sistema *b* resulta em 0,53. Estes valores são adimensionais e diretamente proporcionais à flexibilidade do parque gerador.

Elaborou-se uma curva de carga¹⁴ com pico de 380MW discretizada por hora (8760 horas). As simulações foram feitas utilizando-se cinco clusters de cenários de vento representados e elaborados como em (SUMAILI, KEKO, *et al.*, 2011). Os outros parâmetros, tais como custos, foram baseados em dados reais e no censo comum da engenharia de maneira que o problema admita características reais.

A carga líquida, resultante da diferença entre a carga bruta e os cenários, foi simulada em ambos os sistemas durante 8760 horas, utilizando-se como critério de risco a métrica do pior evento.

As tabelas a seguir ilustram uma amostra dos resultados simulados ao longo de um ano para ambos os sistemas, com dados sobre a medida de risco dada pelo pior evento (máximo corte de carga dado em MW), custo de operação e as diversas soluções ao longo do processo organizadas em conjuntos de doze intervalos.

A segunda coluna denominada custo consiste nos valores obtidos por 5.1, onde já são considerados os custos capitalizados mensalmente. A terceira coluna representa o corte de carga, enquanto as demais colunas representam as soluções para doze horas de solução.

A Tabela 5.3 ilustra as soluções para o Sistema *a* (pouco flexível). O custo total para esta simulação é igual a € 950.754,90, enquanto que o corte de carga total é igual a 37,66 MW.

¹⁴ Carga bruta.

Tabela 5.3 - Ilustração das soluções para o Sistema α para um mês.

| | Custo | Lc | Gerador 1 | Gerador 2 | Gerador 3 | Gerador 4 | Gerador 5 | Gerador 6 |
|----|-------------|-------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | € 11.774,88 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111100011111 | 000000000000 | 111000011100 | 111111100000 |
| 2 | € 9.964,41 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111000001111 | 000000000000 | 000000111000 | 111100000011 |
| 3 | € 15.985,90 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111110001111 | 000000000000 | 111000011100 | 111111111111 |
| 4 | € 19.467,49 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000011100 | 111111111111 |
| 5 | € 17.287,33 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000011100000 | 111111111111 |
| 6 | € 19.763,13 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000011100 | 111111111111 |
| 7 | € 13.575,03 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000111000 | 111100001111 |
| 8 | € 19.485,20 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000000011 | 111111111111 |
| 10 | € 16.842,58 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000001 | 111111111111 |
| 11 | € 15.970,08 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000011100 | 111100001111 |
| 12 | € 18.346,23 | 1,15 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 13 | € 15.212,84 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000011100 | 111100001111 |
| 14 | € 17.333,77 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111100001110 | 111111111111 |
| 15 | € 11.345,25 | 0 | 111111111111 | 000111111111 | 111000011111 | 000000000000 | 000011100000 | 111100001111 |
| 16 | € 17.141,82 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111111001110 | 111111111111 |
| 17 | € 13.798,05 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111100011111 | 000000000000 | 111000001110 | 000011111111 |
| 18 | € 13.705,94 | 1,49 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000011100 | 111110000111 |
| 19 | € 11.263,50 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000011100 | 000000001111 |
| 20 | € 11.025,56 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111100011111 | 110000000000 | 111000011100 | 111111000000 |
| 21 | € 10.918,67 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000011100 | 111110000111 |
| 22 | € 9.547,03 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111100011 | 000000000000 | 111000011100 | 000000001111 |
| 23 | € 4.969,71 | 0 | 111111110011 | 111111111111 | 111000011100 | 000000000000 | 001110001110 | 111100000000 |
| 24 | € 7.956,12 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000011100 | 111100000000 |
| 25 | € 7.619,75 | 0 | 111111001111 | 111111111111 | 000011110000 | 000000000000 | 000011100000 | 000000111111 |
| 26 | € 15.214,46 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000000000 | 111111111111 |
| 27 | € 17.687,05 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000000011 | 111111111111 |
| 28 | € 22.956,95 | 0,02 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111111000000 | 111111111111 |
| 29 | € 17.069,80 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 001110000111 | 111111111111 |
| 30 | € 23.553,24 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111111000011 | 111111111111 |
| 31 | € 20.028,90 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000000111 | 111111111111 |
| 32 | € 21.438,16 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111110011100 | 111111111111 |
| 33 | € 19.682,14 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000001111 | 111111111111 |
| 34 | € 20.885,53 | 1,1 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111100000000 | 111111111111 |
| 35 | € 8.352,65 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111000001111 | 000000000000 | 111000000000 | 000000001111 |
| 36 | € 15.823,46 | 4,63 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111000000000 | 111111111111 |
| 37 | € 7.619,35 | 0 | 111001111111 | 111111111111 | 111111000011 | 000000000000 | 000000111100 | 111110000111 |
| 38 | € 10.683,61 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000000000 | 111100000000 |
| 39 | € 13.471,85 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000011 | 000000001111 |
| 40 | € 21.253,30 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111000000000 | 111111111111 |
| 41 | € 13.225,47 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111100001111 | 000000000000 | 111000000000 | 000011111111 |
| 42 | € 23.330,93 | 4,26 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111110000011 | 111111111111 |
| 43 | € 18.425,19 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000111 | 111111111111 |
| 44 | € 22.729,07 | 2,18 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111111000000 | 111111111111 |
| 45 | € 17.311,90 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000011 | 111111111111 |
| 46 | € 21.964,77 | 22,83 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111100000000 | 111111111111 |
| 47 | € 20.757,97 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000111 | 111111111111 |
| 48 | € 22.293,20 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111111000000 | 111111111111 |
| 49 | € 17.418,54 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 50 | € 15.586,26 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 51 | € 14.336,96 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111000000000 | 111111111111 |
| 52 | € 12.582,13 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000000 | 111100001111 |
| 53 | € 12.475,15 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111000111111 | 000000000000 | 000001110000 | 111100001111 |
| 54 | € 19.112,06 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111111001110 | 111111111111 |
| 55 | € 18.516,07 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000111 | 111111111111 |
| 56 | € 17.472,73 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 111111000000 | 111111111111 |
| 57 | € 19.977,82 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 111000000011 | 111111111111 |
| 58 | € 16.468,82 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000001100 | 000011100111 | 111111111110 |
| 59 | € 9.512,03 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111000000111 | 000000000000 | 111000000011 | 111100000000 |
| 60 | € 20.437,55 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000111001111 | 111111111111 |

Pela Tabela 5.3 percebe-se que os geradores dois e três têm a preferência no pré-despacho por terem custos menores. Já os geradores cinco e seis são utilizados para regular a flutuação da demanda líquida por serem os mais flexíveis, já o gerador quatro foi poucas vezes escalonado em função de seu alto custo.

Cada solução encontrada por este processo já incorpora o risco. Para esta simulação, fez $\beta = 0,25$, pois neste nível de risco, há a maior diversidade de decisões.

A Tabela 5.4 ilustra as soluções para o Sistema *b* (flexível), os resultados desta tabela, assim como a anterior, foram obtidos com $\beta = 0,25$ e os resultados são uma amostra para um ano de simulação.

Tabela 5.4 - Ilustração das soluções para o Sistema *b* para um mês.

| Cost | Lc | Gerador 1 | Gerador 2 | Gerador 3 | Gerador 4 | Gerador 5 | Gerador 6 |
|------|------------|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 1 | € 1.830,81 | 0 | 111111000000 | 111111111111 | 110001100000 | 011111000001 | 111111111111 |
| 2 | € 1.241,12 | 0 | 000111100011 | 111100011111 | 000000000110 | 000001100011 | 111111111111 |
| 3 | € 4.425,12 | 0 | 111111000111 | 111000111111 | 110000111000 | 001101100000 | 111111111111 |
| 4 | € 6.596,70 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 011000111100 | 001101110011 | 111111111111 |
| 5 | € 5.380,61 | 0 | 111111000111 | 111000111111 | 110000111000 | 001101100000 | 111111111111 |
| 6 | € 6.664,86 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 011000111000 | 001101110011 | 111111111111 |
| 7 | € 2.756,43 | 0 | 111111000111 | 111111111111 | 000001110000 | 001101100000 | 111111111111 |
| 8 | € 6.311,92 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000011000 | 011000110110 | 111111111111 |
| 10 | € 4.553,72 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000001100 | 011000011010 | 111111111111 |
| 11 | € 4.071,06 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000001100 | 011000001110 | 111111111111 |
| 12 | € 5.652,10 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000001100 | 011000000110 | 111111111111 |
| 13 | € 3.859,01 | 0 | 111100011111 | 111111111111 | 110000110000 | 001100000000 | 111111111111 |
| 14 | € 5.130,50 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000011000 | 111110000110 | 111111111111 |
| 15 | € 1.482,60 | 0 | 110001100011 | 111000111111 | 000110000110 | 000000000000 | 111111111111 |
| 16 | € 4.990,86 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111110000110 | 111000000010 | 111111111111 |
| 17 | € 3.061,89 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000001100 | 011000000010 | 111111111111 |
| 18 | € 2.874,07 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000110 | 111000000010 | 111111111111 |
| 19 | € 1.701,23 | 0 | 111100011111 | 111111111111 | 110000110000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 20 | € 1.440,61 | 0 | 111100001111 | 111111111111 | 011000000000 | 110000000010 | 111111111111 |
| 21 | € 1.742,17 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000110000 | 110000000000 | 111111111111 |
| 22 | € 917,18 | 0 | 000111100011 | 110000011110 | 110000001100 | 000000000000 | 111111111111 |
| 23 | € 157,07 | 0 | 110000111000 | 111000000000 | 000000110000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 24 | € 655,86 | 0 | 111110001111 | 111100011111 | 000001100000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 25 | € 233,80 | 0 | 000000011111 | 000000000110 | 000001100000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 26 | € 3.638,13 | 0 | 000111111111 | 111111111111 | 110000001100 | 011000000110 | 111111111111 |
| 27 | € 5.060,27 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 28 | € 8.587,79 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111000000 | 110000000110 | 111111111111 |
| 29 | € 4.754,66 | 0 | 111110001111 | 111111111111 | 110000110000 | 011000000010 | 111111111111 |
| 30 | € 8.990,25 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111000000 | 110000000000 | 111111111111 |
| 31 | € 6.514,08 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 000110000110 | 011000000000 | 111111111111 |
| 32 | € 7.608,59 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111110000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 33 | € 6.375,65 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 000110000000 | 011000000000 | 111111111111 |
| 34 | € 7.180,86 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111100000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 35 | € 950,17 | 0 | 000000001111 | 110000000110 | 110000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 36 | € 3.691,07 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111000000000 | 110000000000 | 111111111111 |
| 37 | € 700,95 | 0 | 111000111111 | 111000000110 | 110000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 38 | € 904,20 | 0 | 111111111111 | 111100011111 | 000000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 39 | € 2.731,60 | 0 | 000001111111 | 111111111111 | 000011000011 | 000000000000 | 111111111111 |
| 40 | € 7.465,11 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111000000000 | 110000000000 | 111111111111 |
| 41 | € 2.794,22 | 0 | 111110001111 | 111111111111 | 110000110000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 42 | € 8.937,37 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111110000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 43 | € 5.467,93 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 000011000011 | 110000000000 | 111111111111 |
| 44 | € 8.461,50 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111000000 | 110000000000 | 111111111111 |
| 45 | € 5.085,41 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000110 | 011000000000 | 111111111111 |
| 46 | € 8.384,77 | 27,14 | 111111111111 | 111111111111 | 111100000000 | 110000000000 | 111111111111 |
| 47 | € 7.008,84 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 000000000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 48 | € 8.233,51 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 49 | € 4.911,33 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 110000000000 | 111111111111 |
| 50 | € 3.752,10 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 51 | € 2.765,96 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 52 | € 2.076,60 | 0 | 110001111111 | 111111111111 | 000000000000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 53 | € 2.345,54 | 0 | 111110001111 | 110000111111 | 000001100000 | 000000000000 | 111111111111 |
| 54 | € 6.333,69 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111111000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 55 | € 5.494,96 | 2,09 | 111111111111 | 111111111111 | 000000001100 | 000000000000 | 111111111111 |
| 56 | € 5.074,23 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 111110000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 57 | € 6.611,64 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 110000000110 | 110000000000 | 111111111111 |
| 58 | € 4.270,05 | 0 | 111111111111 | 111111111111 | 000111000110 | 000000000000 | 111111111111 |
| 59 | € 972,69 | 0 | 111000000000 | 111000000110 | 110000000000 | 110000000000 | 111111111111 |
| 60 | € 6.926,75 | 0,5 | 000111111111 | 111111111111 | 111111000110 | 011000000000 | 111111111111 |

O custo total de operação para o período foi igual a € 260.054,67 e o corte de carga total deste período foi igual a 29,73 MW. Comparando-se estes valores com aqueles encontrados na simulação anterior (Tabela 5.3), percebe-se que o custo com a operação e o corte de carga foram inferiores, em função do uso de hidráulicas e consequentemente da introdução de mais flexibilidade no sistema. A redução do valor do corte de carga para o período simulado significa mais segurança na operação, pois a abordagem proposta internalizou o risco sobre a operação do

sistema. A tabela Tabela 5.2 resume os resultados de custo e corte de carga para ambos os sistemas.

Tabela 5.5 - resumo dos resultados das simulações para ambos os sistemas.

| | custo total de operação | corte de carga |
|-----------|--------------------------------|-----------------------|
| Sistema a | € 950.754,89 | 37,7 MW |
| Sistema b | € 260.054,67 | 29,7 MW |

Os resultados são compatíveis com aqueles que o bom senso de engenharia esperaria, o que em si é positivo, mas ilustram a enorme vantagem de se dispor de um modelo quantificador dos fatores e que permite, posteriormente, análises de sensibilidade e avaliações de *trade-off* – por exemplo, quanto de flexibilidade deveria ser introduzido no sistema para reduzir o risco em um determinado valor incremental.

5.8 Conclusões

Este capítulo apresentou, como última contribuição original desta tese, uma metodologia de análise comparativa para apoio à decisão de política de planejamento estrutural do parque de geração de um país. Com efeito, considerando o caso do Brasil, é notório que a sua matriz de geração tem sofrido uma transformação profunda na última década. Pode-se identificar dois elementos fundamentais transformadores:

O crescimento de uma componente térmica importante;

O mais recente crescimento de uma componente eólica importante.

Ou seja, o país evoluiu no sentido de adicionar rigidez (diminuir flexibilidade) ao sistema gerador, e ao mesmo tempo de adicionar risco (aumentar a flutuabilidade da geração renovável e sua imprevisibilidade). Estes dois caminhos somam-se, não se compensam, no seu potencial de agravamento das condições de segurança de abastecimento elétrico.

Importa, por isso, desenvolver e apurar metodologias que aporem subsídios para a decisão política sobre a composição estrutural do sistema gerador. A identificação e quantificação de riscos (e custos associados) de perda de geração e corte de carga, devido à incapacidade de o sistema acompanhar flutuações importantes (principalmente rampas) da geração eólica, é de fato muito importante, até porque tudo indica que as duas tendências terão evolução sustentável no prazo médio.

Essa definição de política estrutural poderia levar, por exemplo, e retirando lições de outros países que evoluíram para taxas de penetração eólica consideráveis, a decisões de privilegiar térmica rápida ou então, preferentemente, reforço de usinas de bombeamento. As avaliações de investimentos que não considerem riscos poderão sugerir outras linhas de decisão, por exemplo térmicas clássicas a *fuel*, por apenas levarem em conta eventuais custos diretos da geração, o que se poderia revelar catastrófico face a eventos pronunciados de oscilação eólica.

Assim, neste capítulo foi feita uma comparação ilustrativa das soluções obtidas em dois sistemas teste, com objetivo de analisar as consequências da flexibilidade sobre os custos capitalizados dirigido ao planejamento estrutural do sistema, sob a suposição de que em sistemas com elevado nível de eólicas as decisões de investimentos de longo prazo devem ser consideradas sob o aspecto do risco.

Os resultados apresentados neste capítulo permitiram confirmar que a introdução de flexibilidade nos sistemas reduz os riscos na operação, implicando em decisões mais robustas. Embora as soluções encontradas no sistema mais flexível tenham apresentado custos mais reduzidos em função da introdução das hidráulicas, o contrário poderia acontecer, principalmente quando a introdução de flexibilidade no sistema vem de outras fontes, como por exemplo com a introdução de turbo geradores, etc.

Além disso, percebeu-se que o custo de operação de sistemas pouco flexíveis é maior do que seria para sistemas mais flexíveis para atender ao mesmo critério de risco, o que permite que decisões mais caras de investimentos possam ser tomadas por se ter custos de operação mais baratos, desconsiderando a hipótese de que as hidráulicas contribuem para isto.

A diferença entre o custo da solução mais cara com o risco e o da solução mais barata sem o risco pode ter uma interpretação muito interessante: corresponderia ou seria equivalente a um custo de *hedging*, que se traduz por estratégia de segurança. Ou seja: é um valor que um tomador de decisão decide investir para se proteger de futuros adversos. Esta interpretação é especialmente interessante no caso dos sistemas com carteira de reação incluindo eólica, pois o risco é sempre uma medida de alguma forma ou probabilística ou função de fatores aleatórios. Dito de outra forma: quanto deveria o Brasil pagar adicionalmente para ter um sistema de geração que o protegesse um pouco mais da possibilidade (fortuita, aleatória) de cortes no abastecimento de energia que resultassem de perturbação eólica? É como pagar um seguro de um automóvel: há uma proteção contra um acidente que pode nunca acontecer (mas, se acontecer, tem custos catastróficos).

Esta metodologia auxilia a tomada de decisão em processos de análise de longo prazo através da internalização do risco no custo da operação capitalizado anualmente para avaliar uma decisão de investimento com dois critérios: o primeiro em que se tenha de um lado o custo de investimento no sistema e o segundo, o custo de operação com o objetivo de reduzir o custo e o risco capitalizados anualmente. Desta forma, a decisão tomada sob o ponto de vista da racionalidade econômica considera o risco internalizado no custo da operação em detrimento a outras metodologias que o consideram apenas como um fator externo a este processo, como por exemplo as restrições operacionais.

Apesar de esta metodologia ter sido aplicada somente para verificar as consequências da flexibilidade do parque gerador, é possível estender a sua aplicação, sem perda de generalidade, a toda e qualquer fonte de flexibilidade no sistema, como por exemplo a análise dos impactos da flexibilidade da resposta da demanda ou pela introdução de *FACTS (flexible AC transmission system)*, armazenamento de energia sob forma água represada ou ar comprimido, ou qualquer outra que possa elevar o nível de flexibilidade no sistema.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 Conclusões

O operador do sistema é diariamente desafiado a decidir o melhor despacho de geração para o próximo dia. Anteriormente, todas as fontes de geração de energia elétrica eram controláveis e, portanto, a incerteza relevante e presente no sistema conduzia apenas ao dimensionamento de reservas operacionais que eram determinadas por fatores determinísticos e limitada a manter a confiabilidade do sistema através da imposição de um nível mínimo de reserva para cada hora.

A perspectiva da introdução, e depois incremento substancial, de geração eólica, deixando de ser uma variedade exótica alternativa para se constituir em um dos pilares de uma carteira de geração (*mix* de geração) de uma região ou país, perturbou este quadro clássico de decisão. Inicialmente, este processo sofreu muitas críticas, principalmente no que se refere ao carácter “imprevisível” do comportamento do vento, anunciando colapsos do sistema e sob a alegação de que a introdução de eólica teria de ser acompanhada por introdução de igual capacidade clássica, como reserva, derivando a conclusão lógica da inviabilidade econômica da opção.

A realidade de vários países se encarregou de um desmentido brutal destas visões agourentas. Nenhum dos países que apresenta elevada penetração eólica sofreu de agravamentos de segurança ou catástrofes/apagões. Importa analisar porquê.

O certo é que não existe “uma realidade”: cada país apresenta um contexto distinto, meteorológico, estrutural, geográfico, de escala – e é preciso, portanto, para uma representação abstrata e abrangente, construir uma aproximação metodológica às consequências da convivência da energia eólicas com formas clássicas de geração. Esta tese propôs dar um passo nesse sentido e é a sua contribuição maior.

A grande transformação de paradigma vem do fato de a incerteza eólica ser de tal magnitude, que deixam de ser adequados modelos e processos determinísticos para apoiar a formação de decisão – seja no planejamento, seja na operação. Isto conduz ao que se poderia cog-nominar de “novo choque cultural”: se é certo que no planejamento os modelos probabilísticos já estão de certa forma estabelecidos, na operação isto ainda não ocorreu de fato. A consequência disso é que a formação de decisão passa a necessitar da incorporação do conceito de risco,

quando anteriormente se vivia na ilusão dos modelos determinísticos, onde o risco estava ausente; ou seja, com a elevação do nível de penetração eólica nos sistemas, o contexto de decisão deve levar em conta não apenas os fatores de confiabilidade (causados por interrupções forçadas das máquinas de geração), mas, também, a incerteza provocada pelas fontes renováveis e não controláveis (como as eólicas) que é em maior magnitude que a incerteza provocada pela carga. A maneira de se fazer isso está sujeita a discussões.

A proposta mais visível na literatura recente é a adoção de técnicas de programação estocásticas (escolha probabilística) para a tomada de decisão. As desvantagens deste tipo de processo são bem conhecidas. Além do esforço computacional, a abordagem probabilística decide por uma solução ótima baseado em um cenário que pode não ter expressão real (o cenário “médio”, associado ao valor esperado do conjunto dos cenários considerados). Além disto, o impacto das consequências é calculado pelos cenários pesados por sua respectiva probabilidade, o que pode ignorar o efeito potencialmente catastrófico de cenários cuja importância é, todavia, frequentemente excluída da abordagem por sua baixa probabilidade de ocorrência.

O trabalho de suporte desta Tese concebeu e propôs formas de se introduzir o risco em sistemas com elevado nível de integração de eólicas, com o objetivo de auxiliar a tomada de decisões no curto, muito curto e longo prazo, partindo da avaliação de que as abordagens tradicionais (abordagem estocásticas clássicas), ou mesmo aquelas que sejam simplesmente determinísticas, não são adequadas para se lidar com as incertezas produzidas pelas fontes eólicas, dada a possibilidade de se expor o sistema a situações de risco.

Desta forma, propõe-se uma abordagem que visa acomodar os fatores de risco, o que permite aos agentes de decisão do sistema, em particular os operadores do sistema, decidir quais os graus de risco que estão disponíveis a correr, quantificando os arrependimentos. Além disso, se estabelece um processo capaz de identificar a robustez das soluções por meio da medição da amplitude dos parâmetros de incerteza em que esta solução permaneça como a melhor solução a ser tomada. Esta abordagem permite, ainda, a re-calibração do sistema através da análise de suas reservas operativas por considerar a possibilidade de se alterar as decisões já estabelecidas previamente, face a eventos com severidade não prevista, tais como rampas eólicas. Além disso, internalizou-se o risco no custo de operação, auxiliando o processo de tomada de decisão de investimentos de longo prazo sob o planejamento estrutural do sistema em um espaço multicritério de custos de operação capitalizados anualmente contra custos de investimentos.

A presente metodologia foi elaborada através da introdução de métricas de risco em uma análise multicritério, cujo objetivo é minimizar o custo operacional e o risco do sistema medido através do arrependimento. As incertezas da produção eólica foram representadas utilizando-se cenários por serem a forma mais adequada de se lidar com o problema de pré-despacho que, por natureza, possui forte acoplamento temporal. A vantagem principal desta abordagem é a capacidade de manter a relação de interdependência temporal necessária para o problema de pré-despacho, em detrimento aos modelos tradicionais que fornecem apenas pontos de incertezas com distribuições marginais de probabilidade a cada hora (*point forecasting*), não incluindo a interdependência temporal, e, portanto, implicando em soluções sub-ótimas. Apesar de o foco desta Tese não ser a geração de cenários ou mesmo a sua redução, é de fundamental importância que as incertezas produzidas sejam representadas de forma adequada.

Os modelos concebidos constituem inovação, precisamente na medida em que explicitam, em critérios independentes, os custos e os riscos, permitindo, portanto, avaliações de *trade-off* e de oportunidade de *hedging*.

Porém, seria importante confirmar, em exemplos numéricos, as virtudes de que se pretendeu dotar os modelos e avaliar a sua aplicabilidade prática. Por isso, foram construídos sucessivos exemplos práticos de dimensão controlada, com a preocupação de exibirem características reais e, mesmo assim, permitirem a compreensão clara dos fenômenos ocorrendo.

O sistema teste com base foram, portanto, concebidos de forma realista. Os cenários de vento foram estabelecidos a partir de modelos publicados que trabalham com representação da previsão eólica na forma de distribuições de probabilidade, condensadas em cenários com probabilidades associadas. As evoluções temporais dos cenários de vento correspondem a casos reais documentados, incluindo a formação de rampas.

As abordagens propostas na tese foram, portanto, testadas em sistema com características reais, e tomando como ponto de partida modelos do estado da arte na modelagem eólica. Fica, assim, afastado qualquer receio de que os conceitos, pressupostos e bases de trabalho da tese pudessem ser apenas produto de uma imaginação, que afeiçoasse os modelos de forma a poder produzir resultados antecipadamente desejados.

Nos vários modelos, se comparou a metodologia tradicional estocástica para a tomada de decisão, que representa as soluções encontradas por métodos que utilizam valores médios esperados, denominada de Escolha Probabilística (*probabilistic choice*) com uma abordagem que considerou métricas de risco, utilizando o critério do *min-max* ou arrependimento.

Foram elaboradas Fronteiras de Pareto que traçaram o perfil de risco do tomador de decisão sob três métricas, sendo duas de risco e uma clássica de valor esperado: o pior evento, o pior cenário e uma abordagem estocástica de custo médio dos cenários. Estas soluções não dominadas foram alcançadas pela utilização de dois métodos de otimização multiobjectivo, o método dos pesos e o método das restrições (o método das restrições foi adicionado ao processo em função de a Fronteira de Pareto ter por vezes aspecto não convexo, o que não ocorreu com a fronteira oriunda da abordagem estocástica, um resultado já esperado). A forma não convexa da fronteira de Pareto não permite que se faça uma análise de *trade-off* a abordagens de risco de forma direta, pois essa abordagem é por derivadas e, portanto, em função de incrementos muito pequenos em um critério para avaliar reações infinitesimais em outro.

Os resultados mostraram que, ao se introduzir o risco no processo de pré-despacho, novas soluções surgiram por considerarem eventos que antes não tinham sido considerados pela abordagem estocástica (escolha probabilista). Embora estas soluções sejam mais caras que aquelas encontradas pela escolha probabilista, são mais robustas por considerarem o pior evento independente de sua probabilidade de ocorrência. A diferença de custo entre estas soluções pode ser interpretada também como um custo de *hedging*, ou seja, o preço pago por um tomador de decisão para se defender de eventuais consequências de cenários adversos.

A internalização do risco sobre o custo de operação do sistema permite que um *trade-off* possa ser estabelecido entre o custo de investimento e o custo capitalizado da operação ao longo de um certo período como por exemplo, um ano.

Especificamente, pode-se destacar:

- Em um sistema sob incerteza decorrente de forte penetração eólica, é importante focar nas consequências das decisões em vez da otimização das soluções.
- A abordagem de análise de risco evidencia o arrependimento que possa surgir das decisões em cenários específicos – estes arrependimentos não podem ser averiguados sobre uma média de um conjunto de cenários, especialmente quando se assume eventos inaceitáveis.
- A abordagem de risco, combinada com um critério de minimização do arrependimento em um espaço multicritério, permite a compreensão dos custos de *hedging* contra eventos indesejáveis ou inaceitáveis, independentes de sua probabilidade.

- Uma simples análise de *tradeoff*, sendo um instrumento poderoso e não descartável, não pode ser aplicada a uma abordagem que envolva risco em função de sua Fronteira de Pareto ser não convexa.
- A análise paralela das decisões propostas por diferentes modelos permite a identificação de regiões de estabilidade da decisão, onde a melhor decisão será a mesma independente do modelo e da penalização aplicada a resultados indesejáveis.
- A reserva útil em serviço não garante que o sistema seja capaz de acomodar eventos súbitos como rampas eólicas, apesar de poder ser utilizada para atender a eventos de rampas com severidade não prevista;

A internalização do risco sobre o custo de operação auxilia o processo de tomada de decisão do planejamento estrutural do sistema sobre incertezas provocadas pelas eólicas.

6.2 Contribuições da Pesquisa

Esta tese contribui para o pré-despacho sob incertezas, discutindo a validade da abordagem tradicional estocástica e estabelecendo uma abordagem baseada no risco, que se mostrou poderosa para o tratamento de incertezas decorrentes da participação significativa de geração eólica. Também direciona os operadores de sistemas de potência em relação a políticas e a instruções claras para lidar com o risco e com o custo de *hedging* contra eventos indesejáveis – e, como uma prova de conceito, comprova a sua versatilidade em casos trabalhados, de características realistas.

As três conclusões fundamentais, que derivam dos modelos e resultados apresentados em cada um dos capítulos substanciais da tese, e que constituem as contribuições de conceito mais importantes da tese, são:

As decisões de despacho em sistemas com elevada penetração eólica podem ter em consideração fatores de risco, associados a diferentes cenários de previsão de geração eólica.

As decisões de re-despacho em função de atualizações de previsão eólica, prevendo a possibilidade da ocorrência de fortes rampas, podem ser tomadas levando em conta uma quantificação dos riscos envolvidos.

As decisões estratégicas de definição da composição adequada do *mix* de geração de um sistema (quantidade relativa de geração térmica, hídrica, eólica...), que têm várias implicações

incluindo as de investimento. Podem ser melhor informadas a partir de modelos que explicitem o risco em função da flexibilidade apresentada pela carteira de geração disponível.

Esta tese não propõe simplesmente um modelo alternativo para o pré-despacho sobre incertezas, mas contribuiu com argumentos técnicos para rever a forma de abordar a operação de sistemas com alta penetração eólica e sua relação com a presença de reserva de diferentes naturezas, além de alertar para o fato de que os operadores de sistema devem estabelecer políticas e instruções claras para lidar com o risco e com o custo de *hedging* contra eventos indesejáveis.

A tese afirma-se como uma prova de conceito, não como uma demonstração de algoritmos ou da sua eficiência e atuando em contextos clássicos. Nesse sentido, a prova foi feita concludentemente e o caminho fica aberto para a busca de soluções algorítmicas eficientes que materializem o conceito de forma a ser utilizável em ambiente industrial.

6.3 Trabalhos Futuros

É clássico oferecer-se, no desfecho de uma tese, um enunciado de perspectivas de trabalhos futuros em continuação do trabalho apresentado. As linhas mais óbvias são, naturalmente:

- Validação da abordagem em sistemas maiores;
- Integração dos modelos dos vários fatores de flexibilidade de sistema que seja mais abrangente;
- Casamento da abordagem proposta com modelos de previsão eólica;
- Encontrar ou elaborar algoritmos eficientes do ponto de vista industrial em escala real.

A evolução mais plausível para os softwares de apoio à tomada de decisão é a de incorporar, mesmo na operação, modelos probabilísticos. Nesse sentido, toda a pesquisa sobre algoritmos eficientes e que resolvam, em tempo real, os problemas, será interessante. Em particular, muitos dos modelos e algoritmos descritos na tese são suscetíveis de paralelização – e uma solução tecnológica, provavelmente combinando software e hardware, que permita um avanço notável na qualidade das decisões em operação e planejamento.

7 BIBLIOGRAFIA

ADEMOVIC, A.; BISANOVIC, S.; HAJRO, M. A Genetic Algorithm solution to the Unit Commitment problem based on real-coded chromosomes and Fuzzy Optimization. **MELECON 2010 - 2010 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference**, April 2010. 1476 - 1481.

ALEMANYA, et al. Symmetry issues in mixed integer programming based Unit Commitment. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 54, January 2014. 86–90.

ANTHONY, P.; OREN, S. S.; O'NEILL, R. P. Reserve Requirements for Wind Power Integration: A Scenario-Based Stochastic Programming Framework. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 26, n. 4, p. 2197- 2206, 2011.

AULT, G. W.; BELL, K. R. W.; GALLOWAY, S. J. Calculation of economic transmission connection capacity for wind power generation. **Renewable Power Generation, IET** , v. 1, n. 1, p. 61-69, 2007.

BARTH, et al. A Stochastic Unit-commitment Model for the Evaluation of the Impacts of Integration of Large Amounts of Intermittent Wind Power. **Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on**, v. 1, n. 1, p. 1-8, Jun 2006.

BHARDWAJ, A. et al. Unit commitment in electrical power system-a literature review. **Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO)**, p. 275 - 280, June 2012.

BILINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems**. 1. ed. New York, London: Pleum Press, 1996.

BILLINTON, R. et al. Reliability and Risk Evaluation of Wind Integrated Power Systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 24, n. 2, p. 930 - 939, March 2019.

BILLINTON, R.; KARKI, R.; VERMA, A. K. **Reliability and Risk Evaluation of Wind Integrated Power Systems**. 1. ed. [S.l.]: Springer, 2013.

BOSSAVY, A. . R. G. A. G. K. Forecasting Uncertainty Related to Ramps of Wind Power Production. **Proceedings of the European Wind Energy Conference & Exhibition**, v. 1, n. 1, p. 1-9, 2012.

BOTTERUD, A. et al. Wind power forecasting, unit commitment, and electricity market operations. **Power and Energy Society General Meeting**, July 2011. 1-2.

BOUFFARD, ; GALIANA, F. Stochastic Security for Operations Planning with Significant Wind Power Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, 23, n. 2, 2008. 306–316.

BRASILEIRO, G. **Portal Brasil**, maio 2014. Disponível em: <www.brasil.gov.br/sobre/economia/energia/matriz-energetica/energia-eolica>.

BROWN, P. D.; P. LOPES, J. A.; MATOS, M. A. Optimization of Pumped Storage Capacity in an Isolated Power System With Large Renewable Penetration. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 23, n. 2, p. 523-531, 2008.

CARRIÓN, M.; ARROYO, J. M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 21, n. 3, p. 1371 - 1378, July 2006.

CHANKONG, V.; HAIMES, Y. Y. Multiobjective Decision Making – Theory and. **Elsevier**, 1983.

CHEN, Z.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F. A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines. **Power Electronics, IEEE Transactions on**, p. 1859 - 1875, August 2009.

CHRISTIE , R. **Power Systems Test Case Archive**, Agust 1993. Disponível em: <https://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm>. Acesso em: August 2015.

CISNEIROS, S. **Operador Nacional do Sistema - ONS**. Operador Nacional do Sistema - ONS. Natal. 2016. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE.

COUNCIL, W. E. **WEC**, maio 2014. Disponível em: <<http://www.worldenergy.org/data/resources/region/africa/hydropower>>.

DELFINO, B. et al. Implementation and comparison of different under frequency load-shedding schemes. **Power Engineering Society Summer Meeting**, p. 15-19, July 2001.

DEMBO, R. **Mark to Future: A consistent Firm-Wide Paradigm for Measuring Risk and Return**. 1. ed. [S.l.]: John Wiley&Sons, 1998.

DOHERTY, R.; O'MALLEY,. QuantifLing Reserve Demands due to Increasing Wind Power Penetration. **Bologna PowerTech Conference**, 2003.

DUPAČOVÁ, J.; GRÖWE-KUSKA, N.; RÖMISCH, W. Scenario reduction in stochastic programming: An approach using probability metrics. **Math. Program Ser. A**, v. 95, p. 493–511, 2003.

ELÉTRICA, C. -C. D. C. D. E. **Formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD**. CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Brasília. 2011.

ENERGY, D. **Terminologia do Setor Elétrico Brasileiro**. Duke Energy. [S.l.]. 2004.

EWEA. **EWEA - European Wind Energy Association**., abr. 2014. Disponível em: <<http://www.ewea.org/>>.

FENG , ; RYAN, S. M. Scenario reduction for stochastic unit commitment with wind penetration. **PES General Meeting | Conference & Exposition**, v. 1, n. 1, p. 1-5, July 2014.

FERREIRA, C. et al. **A survey on wind power ramp forecasting**. Argonne National Laboratory (ANL). [S.l.], p. 40. 2011. (OSTI ID: 1008309).

FU , ; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z. Security-constrained Unit Commitment With AC Constraints. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 20, n. 3, p. 1538 - 1550, August 2005.

GALLEG, C. . C. et al. A review on the recent history of wind power ramp forecasting. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, July 2015.

GAMONWET, P.; MARPAUNG, C. O. P. Electricity retail price in competitive market using the risk-adjusted capital asset pricing model (CAPM): A case of Thailand. **Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues & Prospects for Asia (ICUE), 2011 International Conference and**, September 2011. 1 - 7.

GARLÍKA, B.; KRIVAN, M. Renewable energy unit commitment, with different acceptance of balanced power, solved by simulated annealing. **Energy and Buildings**, v. 67, p. 392–402, 2013.

GHAFFARI, R.; VENKATESH, B. Options Based Reserve Procurement Strategy for Wind Generators—Using Binomial Trees. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 28, p. 1063-1072, 2013.

GRIMIT, E. A. P. G. A Prototype Day-Ahead Forecast System for Rapid Wind Ramp. **Proceedings of Windpower 2008 Conference and Exhibition**, p. 1-9, 2008.

GUODONG , ; TOMSOVIC, K. Quantifying Spinning Reserve in Systems With Significant Wind Power Penetration. **Power Systems, IEEE Transactions on** , 24, n. 4, November 2012. 2385 - 2393.

HAMIDI, V.; LI, F.; ROBINSON, F. Responsive demand in networks with high penetration of wind power. **Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2008. T&D. IEEE/PES** , p. 1-7, 2008.

HAMON, C.; SÖDER, L. Review paper on wind power impact on operation of reserves. **Energy Market (EEM), 2011 8th International Conference on the European**, v. 1, p. 895-903, 2011.

HARLOW, W.. Asset Allocation in a Downside-Risk Framework. **Financial Analysts Journal**, 47, n. 5, September 1991.

HASANI, M.; PARNIANI, M. Method of Combined Static and Dynamic Analysis of Voltage Collapse in Voltage Stability Assessment. **Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES**, v. 1, p. 1-6, 2005.

HEITSCH, ; RÖMISCH, W. Scenario reduction algorithms in stochastic programming. **Computation Optimization and Applications**, v. 24, n. 6, p. 187-206, 2003.

HOLTTINEN, H. et al. Methodologies to Determine Operating Reserves due to Increased Wind Power. **Sustainable Energy, IEEE Transactions on**, v. 3, n. 4, p. 713- 723, 2012. ISSN 10.1109/TSTE.2012.2208207.

HOLTTINEN, H. **The Impact of large scale wind power production on the Nordic electricity systems**. Helsinki University of Technology. Espoo, Finland. 2004.

HUANG, ; ZHENG, ; WANG,. Two-stage stochastic unit commitment model including non-generation resources with conditional value-at-risk constraints. **Electric Power Systems Research**, 116, n. 1, November 2014. 427-438.

HUGHES, F. et al. Control of DFIG-based wind generation for power network support. **IEEE Trans. Power Systems**, v. 20, n. 4, p. 1958-1966, Nov. 2005.

JIANG , ; WANG , J.; GUAN,. Robust Unit Commitment With Wind Power and Pumped Storage Hydro. **Power Systems, IEEE Transactions on** , 27, n. 2, November 2011. 800 - 810.

JIANG, et al. Two-Stage Minimax Regret Robust Unit Commitment. **Power Systems, IEEE Transactions on**, 28, n. 3, April 2013. 2271 - 2282.

KADAM, et al. Fuzzy logic algorithm for Unit Commitment Problem. **Control, Automation, Communication and Energy Conservation, 2009. INCACEC 2009. 2009 International Conference on**, June 2009. 1-4.

KAMATH, C. Understanding wind ramp events through analysis of historical data Analysis of Historical Data. **Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES** , v. 1, n. 1, p. 1-6, 2010. ISSN 10.1109/TDC.2010.5484508.

KHATIBZADEH, et al. An improved Tabu search algorithm and PSO for unit commitment problem solving. **Electrical Engineering (ICEE), 2011 19th Iranian Conference on**, May 2011. 1 - 6.

KIRKPATRICK, S.; GELATT, C. D.; VECCHI, M. P. Optimization by simulated annealing. **Science**, v. 220, p. 671-680, May 1983.

LANGE, U. F. A. M. **Wind power forecasting pilot project in Alberta, Canada: Final Report**. Energy and Meteo Systems. Alberta. 2008.

LANNOYE, E.; FLYNN, D.; O'MALLEY, M. The Role of Power System Flexibility in Generation Planning. **Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE** , v. 1, n. 1, p. 1-6, 2011.

LEE, F. N.; FENG, Q. Multi-area unit commitment. **Power Systems, IEEE Transactions on** , v. 7, n. 2, p. 591 - 599, August 1992.

LEE, K. Y.; EL-SHARKAWI, M. A. **Modern Heuristic Optimization**. 1. ed. New Jersey: Wily-interscience, 2008.

LI, T.; SHAHIDEHPOUR, M. Price-based unit commitment: a case of Lagrangian relaxation versus mixed integer programming. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 20, n. 4, p. 2015 - 2025, November 2005.

LI., **Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods, and Applications**. 2. ed. [S.l.]: Wiley, 2014.

LIMA, L. D. **Diagnóstico de Falhas Incipientes e Tomada de Decisão em Transformadores de Potência**. Universidade Federal do Maranhão. São Luís. 2013.

LIN, G. C. L.; NAGALINGAM, S. V. **CIM justification and optimisation**. London: Taylor & Francis, v. 1, 2000.

LINSMEIER, ; PEARSON, N.. Value at Risk. **Financial Analysts Journal**, v. 56, n. 2, Abril 2000.

LU, Z.; QIAO, A. Y.; WANG, C. A Consideration of the Wind Power Benefits in Day-Ahead Scheduling of Wind-Coal Intensive Power Systems. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 28, n. 1, p. 236- 245, 2013.

LUENBERGER, D. G. **Investment Science**. 2. ed. Oxford: Oxford University Press, 2013.

LUICKX, P. J.; DELARUE, E. D.; D'HAESELEER, W. D. Effect of the generation mix on wind power introduction. **Renewable Power Generation, IET**, v. 3, n. 3, p. 267- 278, 2009.

MA, J. **Evaluating and Planning Flexibility in a Sustainable Power System with Large Wind Penetration**. University of Manchester. Manchester. 2012.

MA, J. **Evaluating and Planning Flexibility in a Sustainable Power System with Large Wind Penetration**. University of Manchester. Manchester. 2012.

MA, J. et al. Evaluating the profitability of flexibility. **Power and Energy Society General Meeting**, p. 1 - 8, July 2012.

MA, J. et al. Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. **IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY**, v. 4, n. 1, p. 200- 209, 2013.

MARKOWITZ, M. Foundations of Portfolio Theory. **The Journal of Finance**, 46, n. 2, June 1991. 469-477.

MARLER, ; ARORA, S. The weighted sum method for multi-objective optimization: new insights. **Struct Multidisc Optim**, v. 1, n. 1, 2010.

MATEVOSYAN, J.; SODER, L. Optimal Daily Planning for Hydro Power System Coordinated with Wind Power in Areas with Limited Export Capability. **Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on**, p. 1-8, 2006.

MILLIGAN, M. et al. **Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison**. NREL - National Renewable Energy Laboratory. Quebec. 2010.

MIRANDA, V.; FONSECA, N. Browse Conference Publications > Evolutionary Computation, 200. Help Working with Abstracts. **Evolutionary Computation, 2002. CEC '02. Proceedings of the 2002 Congress on**, 2, May 2002. 1080 - 1085.

MIRANDA, V. Evolutionary Algorithms with Particle Swarm Movements. **Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on**, November 2005. 6 - 21.

MIRANDA, V.; FONSECA, N. **Best of two worlds Meta-heuristic applied to power systems problems**. Proceedings of the 2002 Congress on Evolutionary Computation CEC2002. [S.l.]: [s.n.]. 2002. p. 1080-1085.

MIRANDA, V.; FONSECA, N. Reactive power dispatch with EPSO - Evolutionary Particle Swarm Optimization. **Proceedings of PMAPS2002 - 6th International Conference on Probabilist Methods Applied to Power Systems**, set. 202.

MIRANDA, V.; PROENCA, . **Probabilistic choice vs. risk analysis-conflicts and synthesis in power system planning**. Power Industry Computer Applications., 1997. 20th International Conference on. [S.l.]: [s.n.]. 1997. p. 16 - 21.

MIRANDA, V.; PROENCA, . Why risk analysis outperforms probabilistic choice as the effective decision support paradigm for power system planning. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 13, n. 2, p. 643 - 648, 1998.

MORALES, J. M. et al. Scenario Reduction for Futures Market Trading in Electricity Markets. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 24, n. 2, p. 878 - 888, March 2009.

MORENO, J. A. F. et al. An integrated tool for assessing the demand profile flexibility. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 19, n. 1, p. 668- 675, 2004.

MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 37, n. 1, p. 240 - 246, August 2002.

NEUMANN, J. V.; MORGENSTERN, . **Theory of Games and Economic Behavior**. 1. ed. [S.l.]: Princeton Press, 1947.

O'MALLEY, M. et al. **Operating Reserve Requirements as Wind Power Penetration Increases in the Irish Electricity System**. sustainable energy authority Ireland. [S.l.]. 2004.

ORTEGA-VAZQUEZ, F. B. A. M. The value of operational flexibility in power systems with significant wind power generation. **Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE**, p. 1-5, jul. 2011.

OUYANG, Z.; SHAHIDEHPOUR, S. M. An intelligent dynamic programming for unit commitment application. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 6, n. 3, p. 1203 - 1209, August 2002.

PINEDA, S.; CONEJO, A. J. Scenario reduction for risk-averse electricity trading. **Generation, Transmission & Distribution IET**, v. 4, n. 5, p. 694-705, June 2010.

PINSON, P. et al. Generation of Statistical Scenarios of Short-term Wind Power Production. **Power Tech, 2007 IEEE Lausanne**, July 2007. 491- 496.

PINSON, P.; GIRARD, R. Evaluating the quality of scenarios of short term wind power generation. **Applied Energy**, 96, August 2012. 12-20.

POOMMALEE, W.; DAMRONGKULKAMJORN, P. Unit commitment considering security-constrained optimal power flow by lagrangian relaxation with genetic algorithm. **Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, 2008. ECTI-CON 2008. 5th International Conference on**, May 2008. 893 - 896.

POTTER, C. W.; GRIMIT , E.; NIJSSEN, B. Potential benefits of a dedicated probabilistic rapid ramp event forecast tool. **Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES**, Mach 2009. 1 - 5.

QIANFAN , ; WANG, ; GUAN,. Price-Based Unit Commitment With Wind Power Utilization Constraints. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 28, n. 3, p. 2718 - 2726, August 2013.

QIANFAN , W.; GUAN, ; WANG,. A Chance-Constrained Two-Stage Stochastic Program for Unit Commitment With Uncertain Wind Power Output. **Power Systems, IEEE Transactions on** , 27, n. 1, August 2011. 1.

RAJAN, C. C. A.; MOHAN, M. R.; MANIVANNAN, K. Neural-based tabu search method for solving unit commitment problem. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings**, 150, n. 4, July 2003. 469 - 474.

REITZES, J. D. et al. **Review of PJM's Market Power Mitigation Practices**. The Brattle Group. United States. 2007. (ELENE4511).

REN, R. E. N. Centro de Informação. **Eletricidade Centro de Informação**, 10 jan. 2016. Disponível em: <<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/INFORMACAOEXPLORACAO/>>.

RODRIGUES, T. A. D. M. J. **Finding Representative Scenarios in Wind Power or Load Forecast**. [S.l.]. 2013. Dissertação de Mestrado.

RUIZ, P. A. et al. Uncertainty Management in the Unit Commitment Problem. **Power Systems, IEEE Transactions on** , v. 24, n. 2, p. 642-651, May 2009.

RUIZ, P. A.; PHILBRICK, C. R.; SAUER, P.. Wind power day-ahead uncertainty management through stochastic unit commitment policies. **Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES**, n. 1, March 2009. 1-9.

SAAVEDRA, O. R. Solving the security constrained optimal power flow problem in a distributed computing environment. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-** , v. 143, n. 6, p. 593- 598 , 1996.

SENJYU, T. et al. Output power leveling of wind turbine Generator for all operating regions by pitch angle control. **Energy Conversion, IEEE Transactions on**, v. 21, n. 2, p. 467 - 475, June 2006.

SEVLIAN, R. A. R. R. Wind power ramps: Detection and statistics. **Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE**, v. 1, n. 1, p. 1-8, 2012.

SEVLIAN, R. A. R. R. Detection and Statistics of Wind Power Ramps. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 28, n. 4, p. 3610- 3620, 2013.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI. **Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Managemen**. 1^a. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2002.

SIMÕES, D.; GOMES, L. L. Seasonnalization decision of contracts for the supply of electricity in Brazil through optimization of measure Omega Ω . **READ. Revista Eletrônica de Administração (Porto Alegre)**, v. 17, n. 1, Janeiro 2011.

SIMOPOULOS, D.; CONTAXIS, G. Unit commitment with ramp rate constraints using the simulated annealing algorithm. **Electrotechnical Conference, 2004. MELECON 2004. Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean**, v. 3, p. 845 - 849 , May 2004.

SRIYANYONG, ; SONG, Y. H. Unit commitment using particle swarm optimization combined with Lagrange relaxation. **Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE**, 3, June 2005. 2752 - 2759.

STEEN, D.; BALRAM, P.; TUAN, L.. Impact assessment of wind power and demand side management on day-ahead market prices. **Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES**, October 2014.

STREET, A. **Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2004. Dissertação.

STROBEL, S. **Análise do Potencial Energético do Uso de Chaminés Solares no Brasil**. Pontifícia Universidade Católica do Paraná. Paraná, p. 205. 2012.

SUMAILI, J. et al. Finding representative wind power scenarios and their probabilities for stochastic models. **Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2011 16th International Conference on**, September 2011. 1 - 6.

SUMAILI, J. et al. Clustering-based wind power scenario reduction technique. **Power Systems Computation Conference**, September 2014.

TANABE, R. et al. Flexible generation mix under multi objectives and uncertainties. **Power Systems, IEEE Transactions on** , v. 8, n. 2, p. 581- 587, 1993.

THAPA, S. et al. **Extension of Area Risk Concepts to Incorporate Wind Power In Unit**. IEEE Canadian Conference Of Electrical And Computer Engineering (CCECE). [S.l.]: [s.n.]. 2013. p. 1-4.

TINGFANG, ; TING, T. O. Methodological Priority List for Unit Commitment Problem. **Computer Science and Software Engineering, 2008 International Conference on** , 1, n. 1, December 2008. 176 - 179.

TUOHY, et al. Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration. **Power Systems, IEEE Transactions on** , v. 24, n. 2, p. 592 - 601, May 2009.

VIANA, A.; DE SOUSA, J. ; MATOS, M. Simulated annealing for the unit commitment problem. **Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto**, 2, September 2001.

WALDO , G. C. T.; ALEXANDRE CLAUDIO , D. **Algoritmos de Estimaco de Distribuico e Aplicaes**. Instituto de Cincias Matemticas e de Computaco - USP. So Carlos. 2008. (SCE5876).

WANG, ; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z. Security Constrained unit comitmmnt with volatile wind power generation. **IEEE Transactions Power Systems** , 23, n. 3, August 2008. 1319-1327.

WANG, et al. Impact of Wind Power Forecasting on Unit Commitment and Dispatch. **8th Internation Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems**, 1, n. 8, October 2009.

WEC. **World Energy Council - WEC**, 16 jul. 2015. Disponivel em: <<https://www.worldenergy.org/data/resources/resource/hydropower/>>. Acesso em: 16 jul. 2015.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. ; SHEBLE,. **Power Generation, Operation and Control**. 2^a. ed. Califrnia: Wiley, 1984.

WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Perspective: Energy Efficiency Technologies**. World Energy Council - WEC. London. 2013. (978 0 94612 125 0).

WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Resources 2013 Survey: summary**. World Energy Council. England and Wales. 2013.

WU, L.; SHAHIDEHPOUR,. Cost of Reliability Analysis Based on Stochastic Unit Commitment. **IEEE Transactions On Power Systems**, p. 1364 - 1374, 2008.

ZHENG, ; ANDREW , K. Prediction of Wind Farm Power Ramp Rates: A Data-Mining Approach. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 131, n. 3, p. 1-8, July 2009.

ZHENG, Q. P.; WANG, J.; ANDREW, L. L. Stochastic Optimization for Unit Commitment — A Review. **Power Systems, IEEE Transactions on**, PP, n. 99, Septempbre 2014. 1-12.

APÊNDICE A

O pseudocódigo das principais rotinas do algoritmo utilizado para simular o sistema teste que representa as hipóteses levantadas no capítulo três está abaixo. Cada sub-rotina está representada por um marcador em negrito. As funções são destacadas por letras maiúsculas em negrito. MAIN é o algoritmo principal.

- **Pseudo-código MAIN**

início

```
leia (DADOS30BARRAS)
leia (parametrosfunçãofitness)
leia (parametrosEPSO)
leia (potenciaanterior)
Imprime na Tela (Parametros,variáveis)
NetDemandScenário=NETDEMAND ([5 6], [85 99])
```

```
beta=03
```

```
para (i=1 até i=60)
  DemandaFormatadaLiquida=NetDemandScenário (i)
```

```
[gbestval, gbest]=EPSO (parametrosEPSO, beta, DemandaFormatadaLiquida, Po-
tenciaAnterior)
  [CorteCargaMax, Corte_carga, Corte_eolico, PotenciaPoste-
rior]=CALCULATE_LC_MAX (gbest, DemandaFormatadaLiquida, PotenciaAnte-
rior)
```

```
melhorValor(i)= gbestval
melhorSoolucao(i)= gbestval
escreva (melhorValor(i), melhorSoolucao(i))
```

```
fim para
```

fim

- **Sub-rotina NETDEMAND**

início

```
CargaBrutaDasBarrasAno=DEMANDPROFILE
  [~, WindPowerScenário]=WINDPROFILE (BusInput, Potencia)
```

```
para (scenário=1 até dimensão(WindPowerScenário))
  NETDEMAND (scenário)=CargaBrutaDasBarrasAno-WindPowerScenário (scena-
rio)
```

```
fim para
```

fim

- **Sub-rotina DEMANDPROFILE**

```

início
  leia (DATA_Demandtxt)

  [CargaBrutaDasBarrasAno, SomaCargaBrutaDasBarrasAno] = DISTRIBUICARGA-
BARRAS (carga)
fim

```

- **Sub-rotina EPSO**

```

início
  leia (parametrosEPSO)
  perturbation = 4
  weights = RAND ( epso_parpopDIMENSÃO, perturbation )

  "Inicializa população aleatória"
  " limites inferiores das partículas"
  Xmin = repmat( ff_parXmin, 1, ff_parD )

  "limites superiores das partículas"
  Xmax = repmat( ff_parXmax, 1, ff_parD )
  Vmin = -Xmax + Xmin
  Vmax = -Vmin
  para (i = 1 até epso_parpopDIMENSÃO)
    pos( i ) = Xmin + ( Xmax - Xmin ) * RAND ( 1, ff_parD )
    vel( i ) = Vmin + ( Vmax - Vmin ) * RAND ( 1, ff_parD )
  fim para

  "Arredonda população corrente"
  [ pos ] = ROUND_LOGISTIC_FUNCTION (pos)

  "Força a solução a ser factível"
  [ pos ] = CORRECT_POS ( pos )

  " solução inicial"
  [fit] = FITNESS_FUNCTION (epso_parpopDIMENSÃO, pos, beta, DemandaForma-
tada, PotenciaAnterior )

  "Atualiza a melhor solução global"
  [ gbestval, gbestid ] = MIN ( fit )
  gbest = pos( gbestid)

  memGbestval( 1 ) = gbestval

  myBestPos = pos
  myBestPosFit = fit
  countGen = 0
  countGenWoChangeBest = 0
  enquanto que (countGen < epso_parmaxGen e countGenWoChangeBest <=
epso_parmaxGenWoChangeBest e ff_parfitEval <= epso_parmaxFitEval)

    countGen = countGen + 1

```



```

" Copia a população corrente"
copyPos = pos
copyVel = vel
copyWeights = weights

" Aplica a regra de movimento"
para ( i = 1 até epso_parpopDIMENSÃO)

    copyWeights(i) = MUTATE_WEIGHTS( weights( i ), epso_parmutationRate )

    copyVel(i) = EPSO_COMPUTE_NEW_VEL(ff_parD, copyPos(i), myBestPos(i), gbest, copyVel(i), Vmin, Vmax, copyWeights(i), epso_parcommunicationProbability )

    [ copyPos(i), copyVel(i) ] = COMPUTE_NEW_POS( copyPos(i), copyVel(i) )

    vel(i) = EPSO_COMPUTE_NEW_VEL( ff_parD, pos(i), myBestPos(i), gbest, vel(i), Vmin, Vmax, weights(i), epso_parcommunicationProbability )

    [ pos(i), vel(i) ] = COMPUTE_NEW_POS( pos(i), vel( i ) )

fim para

[copyPos, copyVel]=ENFORCE_POS_LIMITS(ff_parD, epso_parpopDIMENSÃO, copyPos, Xmin, Xmax, copyVel, Vmin, Vmax)
[ pos, vel ] = ENFORCE_POS_LIMITS( ff_parD, epso_parpopSIZE, pos, Xmin, Xmax, vel, Vmin, Vmax )

[ copyPos ] = ROUND_LOGISTIC_FUNCTION( copyPos )

[ pos ] = ROUND_LOGISTIC_FUNCTION(pos)

[ copyPos ] = CORRECT_POS( copyPos )

[ pos ] = CORRECT_POS( pos )

[copyFit]=FITNESS_FUNCTION(epso_parpopSIZE, copyPos, beta, DemandaFormatada, PotenciaAnterior )

[fit]=FITNESS_FUNCTION(epso_parpopSIZE, pos, beta, DemandaFormatada, PotenciaAnterior )

selParNewSwarm = ( copyFit < fit )
para ( i = 1 até epso_parpopSIZE)
    se (selParNewSwarm( i ))
        fit( i ) = copyFit( i )
        pos( i ) = copyPos( i )
        vel( i ) = copyVel( i )
        weights( i ) = copyWeights( i )
    fim se
    se( fit( i ) < myBestPosFit( i ))

```

```

        myBestPos( i ) = pos( i )
        myBestPosFit( i ) = fit( i )
    fim se
fim para

    [ tmpgbestval, gbestid ] = MIN( fit )
    se (tmpgbestval < gbestval)
        gbestval = tmpgbestval
        gbest = pos( gbestid )
        countGenWoChangeBest = 0
    se não
        countGenWoChangeBest = countGenWoChangeBest + 1
    fim se

    memGbestval( countGen + 1 ) = gbestval
fim para

fim

```

- **Sub-rotina EPSO_COMPUTE_NEW_VEL**

```

inicio
    "Compute inertial term"
    inertiaTerm = weights( 1 ) * vel

    "Compute memory term"
    memoryTerm = weights( 2 ) * ( myBestPos - pos )

    " Compute cooperation term"

    cooperationTerm = weights( 3 ) * ( gbest * ( 1 + weights( 4 ) * normrnd(
    0, 1 ) ) - pos )

    communicationProbabilityMatrix = rand( 1, D ) < communicationProbabil-
    ity

    cooperationTerm = cooperationTerm .* communicationProbabilityMatrix

    "Compute velocity"
    new_vel = inertiaTerm + memoryTerm + cooperationTerm

    "Check velocity limits"
    new_vel = ( new_vel > Vmax ) .* Vmax + ( new_vel <= Vmax ) .* new_vel

    new_vel = ( new_vel < Vmin ) .* Vmin + ( new_vel >= Vmin ) .* new_vel

fim

```

- **Sub-rotina COMPUTE_NEW_POS**

```

inicio
    new_pos = pos + vel
    new_vel = vel
fim

```

- **Sub-rotina FITNESS_FUNCTION**

```

início
  leia(ff_par)

  para ( i = 1 até popSIZE)
    [fit(i),CorteCargaMax(i),PotenciaPosterior]=UC_FITNESS_FUNC-
TION(pos(i),beta,DemandaFormatada,PotenciaAnterior)
    ff_parfitEval = ff_parfitEval + 1
    se (fit( i ) < ff_parbestFitEval)
      ff_parbestFitEval = fit( i )
    fim se
  fim para

fim

```

- **Sub-rotina UC_FITNESS_FUNCTION**

```

início

  leia(DADOS)
  [CustoDespacho, Corte_carga, Corte_eolico,PotenciaPosterior] = CALCU-
LATECOSDISPATHTOSCENARIO (DADOS,DemandaFormatada,PotenciaAnterior)
  CorteCargaMax=MAX(Corte_carga)
  CorteCargaMin=MIN(Corte_carga)
  fit1=(CustoDespacho+CorteCargaMin*(CustoCorteCarga)+CALCULOCUSTOALTE-
RACAOPREDESPACHO(x)+CALCULOCUSTO_ON_OFF_TOTAL(x))+SR(x)
  fit2 = CorteCargaMax*(CustoCorteCarga)
  fit=fit1+(fit2^1)*beta

fim

```

- **Sub-rotina CALCULATECOSDISPATHTOSCENARIO**

```

início
  leia(DADOS)
  leia(pos)
  leia(DADOSSISTEMATESTES)
  T = 12
  NWP = 1
  NCL=1
  NC=5
  BE=5
  PPE=280
  beq= DemandaFormatada
  slack = FIND(beq (2) = 3)
  NB = 30
  NL = 41
  N = 6

  input=pos
  B = FULL(makeBdc (DADOSmpcbaseMVA, DADOSmpcbus, DADOSmpcbranch))

```

```

H = DIAG (DADOSmpcgcencost (5) *10000)
f = CoeficienteCustoGeradores
"Restrições de igualdade"
AeqPg = -IDENTIDADE (NB, N)
AeqTh = (B)
AeqCw = IDENTIDADE (NB, NWP)
AeqCl = -IDENTIDADE (NB, NCL)
Aeq = [AeqPg, AeqTh, AeqCw, AeqCl]

"limites de fluxos"
A(N+1 a N) = DIAG (DADOSmpcbranch (4))
b=limitefluxos

"Restrições de acoplamento entre os períodos"

para (i = 1 a T-1)
    A2 (N*(i-1)+[1 a N], [1 a N]+[N+NB+NWP+NCL] * (i-1)) = -IDENTIDADE (N)
    A2 (N*(i-1)+[1 a N], [1 a N]+[N+NB+NWP+NCL] * (i)) = IDENTIDADE (N)
fim para

b2 = dadosRampaSubida
b3 = dadosRampaDescida
A = FOMARMATRIZ (A, A2, -A2)
b = FOMARMATRIZ (b, b2, b3)

" Restrição do estado anterior das máquinas"

A4= IDENTIDADE (N)
A = [A, A4, -A4]
limite_anterior_up = PotenciaAnterior + DADOSRup*DADOSdT   limite_ante-
rior_dw = -PotenciaAnterior + DADOSRdw*DADOSdT
b4 = [limite_anterior_up|limite_anterior_dw]
b = FOMARMATRIZ (b b4)

" Limites das variáveis de decisão"

LB = PotenciaMinimaGeradores

LB = ValorMinimoAngulos

LB = LimiteInferiorCortedeCarga
LB = LimiteInferiorCortedeEolico
UB = LimiteSuperiorPotencia
UB = LimiteSuperiordosAngulos
UB = LimiteSuperiorCorteCarga
UB = LimiteSuperiorCorteEolico

para (j=1 até 6)
    temp(j)=input(j)
fim para

LB=LB*temp
UB=UB*temp
(linha, coluna) = FIND (input==0)

b((2*NL)*T+[linha-1]+N*([coluna-1])+1)=1000
b((2*NL)*T+(T-1)*N+[linha]+N*([coluna]-2))=1000
se MIN(coluna)=1

    b(2*NL*T+2*N*(T-1)+N+[linha])=1000

```

```

fim se

leia(opcao_otimizacao)
solucaoinicial=[200 30 0 0 0 0]

NETDEMAND=DemandaFormatada

para (i=1 até NC)
    beq=NETDEMAND(DADOSNumPeriods*(i-1)+1 até DADOSNumPeriods*(i-1)+DADOSNumPeriods)
    [X,Custo,Flag] = QUADPROG(H,f,A,b,Aeq,beq,LB,UB,x0,opt)
    Corte_eolico(i)=X(N+NB+NWP:N+NB+NWP+NCL:DIMENSÃO(X))*100
    Corte_carga(i)=X(N+NB+NWP+NCL:N+NB+NWP+NCL:DIMENSÃO(X))*100
    CustoTotal(i)=Custo-sum(Corte_carga(i))*CustoCorteCarga

CustoEsperado=CustoTotal(1)*DADOSPrB(1)+CustoTotal(2)*DADOSPrB(2)+CustoTotal(3)*DADOSPrB(3)+CustoTotal(4)*DADOSPrB(4)+CustoTotal(5)*DADOSPrB(5)

para j=1:1:T
    Potencias() = 100*X((j-1)*(N+NB+NWP+NCL)+[1 até N])

fim para
PotenciaPosterior=MEDIA(Potencias)
fim para
fim

```

- **Sub-rotina CORRECT_POS**

```

início
    para (g=1 a DIMENSÃO(pos))

        x=pos(g)
        a=1
        x=RESHAPE(x,DADOSNumPeriods,DADOSNumGenerators)
        para (h=1 a DIMENSÃO(x))
            TimeON=DADOST_on(h)
            TimeOFF=DADOST_off(h)
            Time_OFF_ON=[TimeOFF TimeON]

            enquanto (a>0)
                cont=1
                restricao = 0
                base = 0
                j=1
                para (i=1 a DIMENSÃO(x)-1)

                    se x(h,i)==x(h,i+1)

                        cont(j)=cont(j)+1
                        base(j)=x(h,i)
                        restricao(j)=Time_OFF_ON(x(h,i)+1)
                    se não
                        atualiza os parametros com o x atual
                        restricao(j)=Time_OFF_ON(x(h,i)+1)
                        base(j)=x(h,i)
                        atualiza os parametros com o x posterior
                j=j+1
            fim enquanto
        fim para
    fim para

```

```

        cont(j)=1
        base(j)=x(h,i+1)
        restricao(j)=Time_OFF_ON(x(h,i+1)+1)
    fim se
fim para
index=RANDI(100)

"conserta sequencia pela direita"
se (index <= 50)
    se (cont(1)<DIMENSÃO(x)-1
        i=randi(DIMENSÃO(cont),1)
        se (cont(i)<restricao(i))
            numero=1
            x(h)=base(i)
            se (DIMENSÃO(x,2)>DADOSNumPeriods)
                temp=x
                x=temp(1 a DIMENSÃO(temp)-1)
                se (SUM((cont(1 a fimvetor -1)-restricao(1
a fim-1))<0)==0)
                    cont=restricao
                    fim se
                fim se
            fim se
        se não
            cont=restricao
        fim se
    fim se
"conserta sequencia pela esquerda"
se (index>50)
    i=randi(DIMENSÃO(cont))
    se (cont(i)<restricao(i))
        se SUM(cont(1 a i))-cont(i)>0
            x(h)-cont(i)=base(i)
        fim se
    fim se
fim se

a=SUM(cont-restricao<0)

    fim se
    a=1
fim se

x=RESHAPE(x,1,DADOSNumPeriods*DADOSNumGenerators)
pos(g)=x
fim para
fim

```

- **Sub-rotina ROUND_LOGISTIC_FUNCTION**

```

início
    z=para(pos)
    f=@(x)1/(1+exp(-10*(x-0.5)))
    para (j=1 a z(1))
        para (i=1 a z(2))
            se (RAND(1)<f(pos(j,i)))
                pos(j,i)=1
            se não

```

```

                pos(j,i)=0
            fim se
        fim para
    fim para
fim

```

• **Sub-rotina CALCULOCUSTO_ON_OFF_TOTAL**

```

início
    input=x
    CustoTotalLigar=0
    CustoTotalDesligar=0
    para ( i=1 a DADOS.NumGenerators)

        input_deslc_esq=circshift(input([DADOS.NumPeriods*(i-1)+1]:1:DADOS.NumPeriods*i),[1 1])
        input_subt_temp=input([DADOS.NumPeriods*(i-1)+1]:1:DADOS.NumPeriods*i)-input_deslc_esq
        input_subt=input_subt_temp(2:DIMENSÃO(input([DADOS.NumPeriods*(i-1)+1]:1:DADOS.NumPeriods*i)))

        NumOneTozero=SUM(input_subt==-1)

        NumZeroToOne=SUM(input_subt==1)

        CustoTotalLigar = CustoTotalLigar+
        NumZeroToOne*DADOS.Custo_on(i)

        CustoTotalDesligar = CustoTotalDesligar +
        NumOneTozero*DADOS.Custo_off(i)

        Custo_ON_OFF_total=CustoTotalLigar+CustoTotalDesligar

    fim para
fim

```

• **Sub-rotina MUTATE_WEIGHTS**

```

início
    mutated_Weights = weights
    para (i = 1 a DIMENSÃO( weights ) - 1)
        mutated_Weights( i ) = weights( i ) + NORMRND( 0, 1 ) * mutationRate
        se (mutated_Weights( i ) > 1)
            mutated_Weights( i ) = 1
        se não mutated_Weights( i ) < 0
            mutated_Weights( i ) = 0
        fim se
    fim para
    i = DIMENSÃO( weights )
    mutated_Weights( i ) = weights( i ) + NORMRND( 0, 1 ) * mutationRate
    se (mutated_Weights( i ) > 2)
        mutated_Weights( i ) = 2
    se não mutated_Weights( i ) < 0
        mutated_Weights( i ) = 0
    fim se

```

fim

• **Sub-rotina DADOS30BARRAS**

início

```

WP=[0]
CL=[5]
T = 12
mpc = LOADCASE(case_ieee30EDIT)
slack = FIND(mpc.bus(2) == 3)
NB = DIMENSÃO(mpc.bus(3))
NL = DIMENSÃO(mpc.branch(6))
N = DIMENSÃO(mpc.gen(2))
NWP=DIMENSÃO(WP) .
NCL=DIMENSÃO(CL)
VariacaPerfilCarga=0
NumCenarios=5
BarraParqueEolico=5
ReservaGirante = 0

dT ← 10
Cl ← 0.2*[57000 55000 60000 65000 68000 60900 45020 87000 90000 50500
55100 48000 55000 78000 20900 35020 47000 85000 50000 55000 12000 35000
48000 50900 35020 56000 41000 50500 55100 48000]
Cw ← 0.02*[95100 20200 68500 69500 75000 74100 65000 30000 45000 53000
40200 30500 25500 55000 65100 63000 28000 55000 55000 80200 40500 45500
95000 45100 53000 38000 58000 35020 48630 52630]
C_on ← [120 80 70 50 50 50]
C_off ← [80 60 40 30 30 30]
C_change = 0
C_sp = 100
T_on ← [2 2 2 2 2 2]
T_off ← [1 1 1 1 1 1]
PrB ← [0.2 0.09 0.29 0.07 0.35]
Potencia_anterior ← [40 40 40 40 40 39]

Predespacho_anterior = ONES(T*N)
B = FULL(makeBdc(mpc.baseMVA, mpc.bus, mpc.branch))

"Limites dos Geradores"
Fmax = mpc.branch(6)
Pmin = mpc.gen(10)
Pmax = mpc.gen(9)

Rup ← [1 1.5 1.1 1.1 0.1 2.477]
Rdw ← [1 2.7 3.0 3.9 4.1 3.1]

"Transformação dos dados em estrutura"
DADOS=STRUCT(NumPeriods, T, NumGenerators, N, NumLines, NL, Num-
Bus, NB, Rdw, Rdw, Rup, Rup, Cw, Cw, Cl, Cl, dT, dT, Potencia_anterior, Poten-
cia_ante-
rior, mpc, mpc, Custo_on, C_on, Custo_off, C_off, Custo_change, C_change, Pre-
despacho_anterior, Predespacho_anterior)

[CargaBrutaDasBarras, SomaCargaBrutaDasBarras]=DEMANDPROFILE(Variaca-
PerfilCarga)

```



```
CargaBrutaDasBarrasMaisReserva=CargaBrutaDasBarras+CargaBrutaDasBar-
ras
```

```
DADOS=STRUCT (NumPeriods, T, NumGenerators, N, NumLines, NL, Num-
Bus, NB, Rdw, Rdw, Rup, Rup, Cw, Cw, Cl, Cl, dT, dT, Potencia_ anterior, Poten-
cia_ ante-
rior, mpc, mpc, Custo_ on, C_ on, Custo_ off, C_ off, Custo_ change, C_ change, Pre-
despacho_ anterior, Predespacho_ anterior, CargaBrutaDasBarras, CargaBru-
taDasBarras, SomaCargaBrutaDasBarras, SomaCargaBrutaDasBarras, CargaBru-
taDasBarrasMaisReserva, CargaBrutaDasBarrasMaisRe-
serva, Pmin, Pmin, Pmax, Pmax, Fmax, Fmax, WP, WP, NWP, NWP, CL, CL, NCL, NCL,
NumCenarios, NumCenarios, BarraParqueEolico, BarraParqueEolico, Reserva-
Girante, ReservaGirante, C_ sp, C_ sp, T_ on, T_ on, T_ off, T_ off, PrB, PrB)
```

```
fim
```

- **Sub-rotina CalculoCustoAlteracaoPredespacho,**

```
inicio
```

```
  Leia (DADOS)
```

```
  XX=RESHAPE (X, 1, DADOS.NumPeriods*DADOS.NumGenerators)
```

```
  YY=SUM (abs (DADOS.Predespacho_ anterior-XX) )
```

```
  Custo_ alteracao_ predespacho=YY*DADOS.Custo_ change
```

```
fim
```

APÊNDICE B

O algoritmo utilizando para simular o caso base com rampas do capítulo quatro está representado neste apêndice por meio de um pseudocódigo de suas principais rotinas. Cada sub-rotina está representada por um marcador em negrito. As funções são destacadas por letras maiúsculas em negrito. As sub-rotinas utilizadas anteriormente não serão descritas nos próximos pseudocódigos.

- **Pseudo-código MAIN_RAMPS**

início

```

leia (DADOS30BARRAS.RAMPS)

leia (parametrosEPSO)

para (beta = 0 passo:0.01 a 1)
    [gbestval, gbest]=EPSO (popSize, mutationRate, communica-
        tionProbability, maxGen, maxFitEval, maxGen-
        WoChangeBest, beta)

    [CorteCargaMax, Corte_carga]=CALCULO_LC_MAX (gbest)

    imprime (Beta igual a: .2f\n, beta)
    resultados (teste, 1)=beta
    resultados (teste, 2)=gbestval
    resultados (teste, 3)=CorteCargaMax
    resultados (teste, [4:75])=gbest
    teste=teste+1
    ff_par.fitEval=0
fim para

```

fim

- **Sub-rotina CENARIOCARGALIQUIDACOMVENTO**

início

```

[CargaBrutaDasBarras, SomaCargaBrutaDasBarras]=CALCULOOPERFIL-
CARGA
PerfilVento=CALCULOOPERFILVENTO (BE, NC)

CargaLiquida=REPMAT (CargaBrutaDasBarras, 1, NC) - CALCULOOPERFIL-
VENTO (BE, NC)

```

fim

- **Sub-rotina EPSO**

início

```

epso_par.popSize = popSize
epso_par.mutationRate = mutationRate
epso_par.communicationProbability = communicationProbability
  "Weights matrix"
weights = rand( epso_par.popSize, 4 )

"RANDOMLY INITIALIZE CURRENT population"
  "Particles lower bounds"
Xmin = repmat( ff_par.Xmin, 1, ff_par.D )
  "Particles upper bounds"
Xmax = repmat( ff_par.Xmax, 1, ff_par.D )
Vmin = -Xmax + Xmin
Vmax = -Vmin

para (i = 1 a epso_par.popSize)
  pos(i) = Xmin + ( Xmax - Xmin ) .* rand( 1, ff_par.D )
  vel(i) = Vmin + ( Vmax - Vmin ) .* rand( 1, ff_par.D )
fim

  "ROUND the CURRENT population"
[ pos ] = ROUND_LOGISTIC_FUNCTION(pos)

" COMPUTE FEASIBLE SOLUTIONS"
[ pos ] = CORRECT_POS( pos )

"EVALUATE THE INITIAL SOLUTION"
[ fit ] = FITNESS_FUNCTION( epso_par.popSize, pos,beta )

"UPDATE GLOBAL BEST"
[ gbestval, gbestid ] = MIN( fit )
gbest = pos(gbestid)
memGbestval( 1 ) = gbestval

"UPDATE INDIVIDUAL BEST"
myBestPos = pos
myBestPosFit = fit

"INITIALIZE generation counter"
countGen = 0
countGenWoChangeBest = 0

"LOOP until termination criteria isnt met"
Enquanto (countGen < epso_par.maxGen e countGenWoChangeBest <=
epso_par.maxGenWoChangeBest e ff_par.fitEval <=
epso_par.maxFitEval)

  "UPDATE generation counter"
countGen = countGen + 1

"COPY CURRENT population"
copyPos = pos
copyVel = vel
copyWeights = weights

```

```

"APPLY EPSO movement rule"
para i = 1 a epso_par.popSize

    "MUTATE WEIGHTS of the particles of the COPIED population"
        copyWeights( i, : ) = MUTATE_WEIGHTS( weights( i,
        : ), epso_par.mutationRate )

        "COMPUTE NEW VELOCITY for the particles of the
        COPIED population"
            copyVel( i ) = EPSO_COMPUTE_NEW_VEL( ff_par.D,
            copyPos( i ), myBestPos( i ), gbest, copyVel( i ), Vmin,
            Vmax, copyWeights( i, : ), epso_par.communicationProbabil-
            ity )

            "COMPUTE NEW POSITION for the particles of the
            COPIED population"
                [ copyPos(i), copyVel( i ) ] = COMPUTE_NEW_POS(
                copyPos( i ), copyVel( i ) )

            "COMPUTE NEW VELOCITY for the particles of the
            CURRENT population"
                vel( i ) = EPSO_COMPUTE_NEW_VEL( ff_par.D, pos( i
                ), myBestPos( i ), gbest, vel( i ), Vmin, Vmax, weights( i
                ), epso_par.communicationProbability )

            "COMPUTE NEW POSITION for the particles of the CUR-
            RENT population"
                [ pos( i ), vel( i ) ] = COMPUTE_NEW_POS( pos( i
                ), vel( i ) )

            fim

            "ENFORCE search space limits of the COPIED population"
                [ copyPos, copyVel ] = ENFORCE_POS_LIMITS( ff_par.D,
                epso_par.popSize, copyPos, Xmin, Xmax, copyVel, Vmin, Vmax
                )

            "ENFORCE search space limits of the CURRENT popula-
            tion"
                [ pos, vel ] = ENFORCE_POS_LIMITS( ff_par.D,
                epso_par.popSize, pos, Xmin, Xmax, vel, Vmin, Vmax )

            "ROUND the COPIED population"
                [ copyPos ] = ROUND_LOGISTIC_FUNCTION( copyPos )

            "ROUND the CURRENT population"
                [ pos ] = ROUND_LOGISTIC_FUNCTION(pos)

"COMPUTE FEASIBLE SOLUTIONS"

```

```

[ copyPos ] = CORRECT_POS( copyPos )

"COMPUTE FEASIBLE SOLUTIONS"
[ pos ] = CORRECT_POS( pos )

"EVALUATE the COPIED population"
[ copyFit ] = FITNESS_FUNCTION( epso_par.popSize, copy-
Pos,beta )

"EVALUATE the CURRENT population"
[ fit ] = FITNESS_FUNCTION( epso_par.popSize, pos,beta
)

"CREATE NEW population to replace CURRENT population"
selParNewSwarm = ( copyFit < fit )
para ( i = 1 a epso_par.popSize)
  se (selParNewSwarm( i ))
    fit( i ) = copyFit( i )
    pos( i ) = copyPos( i )
    vel( i ) = copyVel( i )
    weights( I ) = copyWeights( i )
  fim
  se (fit( i ) < myBestPosFit( i ))
    myBestPos( i ) = pos( i )
    myBestPosFit( i ) = fit( i )
  fim
fim

"UPDATE GLOBAL BEST"
[ tmpgbestval, gbestid ] = MIN( fit )
se (tmpgbestval < gbestval)
  gbestval = tmpgbestval
  gbest = pos( gbestid)
  countGenWoChangeBest = 0
se não
  countGenWoChangeBest = countGenWoChangeBest + 1
fim

SAVE fitness
memGbestval( countGen + 1 ) = gbestval

fim enquanto

fim

• Sub-rotina FITNESS_FUNCTION

início

```

```

leia(ff_par)

para ( i = 1 até popSIZE)
  [fit(i),CorteCargaMax(i),PotenciaPosterior]=UC_FITNESS_FUNC-
TION(pos(i),beta,DemandaFormatada,PotenciaAnterior)
  ff_parfitEval = ff_parfitEval + 1
  se (fit( i ) < ff_parbestFitEval)
    ff_parbestFitEval = fit( i )
  fim se
fim para

```

fim

- **Sub-rotina UC_FITNESS_FUNCTION**

início

```

leia(DADOS)

[CustoDespacho, Corte_carga, Corte_eolico,PotenciaPosterior] =
CALCULATECOSDISPATHTOSCENARIO (DADOS,DemandaFormatada,PotenciaAnte-
rior)

CorteCargaMax=MAX(Corte_carga)
CorteCargaMin=MIN(Corte_carga)

fit1=(CustoDespacho+CorteCargaMin*(CustoCorteCarga)+CALCULOCUS-
TOALTERACAOPREDESPACHO (x)+CALCULOCUSTO_ON_OFF_TOTAL (x) )+SR (x)
fit2 = CorteCargaMax*(CustoCorteCarga)
fit=fit1+(fit2^1)*beta

```

fim

- **Sub-rotina CALCULATECOSDISPATHTOSCENARIO**

início

```

leia(DADOS)
leia(pos)
leia(DADOSSISTEMATESTE)
T = 12
NWP = 1
NCL=1
NC=5
BE=5
PPE=280
beq= DemandaFormatada
slack = FIND(beq (2) = 3)
NB = 30
NL = 41
N = 6

input=pos
B = FULL(makeBdc (DADOSmpcbaseMVA, DADOSmpcbus, DADOSmpcbranch) )
H =DIAG(DADOSmpcgencost (5) *10000)
f = CoeficienteCustoGeradores

```

```

"Restrições de igualdade"
AeqPg = -IDENTIDADE (NB, N)
AeqTh = (B)
AeqCw = IDENTIDADE (NB, NWP)
AeqCl = -IDENTIDADE (NB, NCL)
Aeq = [AeqPg, AeqTh, AeqCw, AeqCl]

"limites de fluxos"
A(N+1 a N) = DIAG (DADOSmpcbranch(4))
b=limitefluxos

"Restrições de acoplamento entre os periodos"

para (i = 1:1:T-1)
    A2 (N* (i-1)+[1:N], [1:N]+[N+NB+NWP+NCL] * (i-1))=-IDENTIDADE (N)
    A2 (N* (i-1)+[1:N], [1:N]+[N+NB+NWP+NCL] * (i))=IDENTIDADE (N)
fim para

b2 = dadosRampaSubida
b3 = dadosRampaDescida
A = FOMARMATRIZ (A, A2, -A2)
b = FOMARMATRIZ (b, b2, b3)

" Restrição do estado anterior das máquinas"

A4= IDENTIDADE (N)
A = [A, A4, -A4]
limite_anterior_up = PotenciaAnterior + DADOSRup*DADOSdT limite_ante-
rior_dw = -PotenciaAnterior + DADOSRdw*DADOSdT
b4 = [limite_anterior_up|limite_anterior_dw]
b = FOMARMATRIZ (b b4)

" Limites das variáveis de decisão"

LB = PotenciaMinimaGeradores

LB = ValorMinimoAngulos

LB = LimiteInferiorCortedeCarga
LB = LimiteInferiorCortedeEolico
UB = LimiteSuperiorPotencia
UB = LimiteSuperiordosAngulos
UB = LimiteSuperiorCorteCarga
UB = LimiteSuperiorCorteEolico

para (j=1 até 6)
    temp(j)=input(j)
fim para

LB=LB*temp
UB=UB*temp
(linha, coluna)=FIND (input==0)

b((2*NL)*T+[linha-1]+N*([coluna-1])+1)=1000
b((2*NL)*T+(T-1)*N+[linha]+N*([coluna]-2))=1000
se MIN(coluna)=1

    b(2*NL*T+2*N*(T-1)+N+[linha])=1000

fim se

```

```

leia(opcao_otimizacao)
solucaoinicial=[200 30 0 0 0 0]

NETDEMAND=DemandaFormatada

para (i=1 até NC)
    beq=NETDEMAND (DADOSNumPeriods*(i-1)+1 até DADOSNumPeriods*(i-1)+DADOSNumPeriods)
    [X,Custo,Flag] = QUADPROG(H,f,A,b,Aeq,beq,LB,UB,x0,opt)
    Corte_eolico(i)=X(N+NB+NWP:N+NB+NWP+NCL:DIMENSÃO(X))*100
    Corte_carga(i)=X(N+NB+NWP+NCL:N+NB+NWP+NCL:DIMENSÃO(X))*100
    CustoTotal(i)=Custo-sum(Corte_carga(i))*CustoCorteCarga

CustoEsperado=CustoTotal(1)*DADOSPrB(1)+CustoTotal(2)*DADOSPrB(2)+CustoTotal(3)*DADOSPrB(3)+CustoTotal(4)*DADOSPrB(4)+CustoTotal(5)*DADOSPrB(5)

para j=1:1:T
    Potencias() = 100*X((j-1)*(N+NB+NWP+NCL)+[1 até N])

fim para
PotenciaPosterior=MEDIA(Potencias)
fim para
fim

```

- **Sub-rotina DADOS30BARRAS_RAMPS**

início

```

WP=[42 58]
CL=[5]
T = 12  Números de períodos
mpc = loadcase(case_ieee30EDIT)
slack = find(mpc.bus(:,2) == 3)
NB = DIMENSÃO(mpc.bus(:,3))
NL = DIMENSÃO(mpc.branch(:,6))
N = DIMENSÃO(mpc.gen(:,2))
NWP=DIMENSÃO(WP)
NCL=DIMENSÃO(CL)

BarraParqueEolico=[30 29]
ReservaGirante = 10

dT = 10
C1 = 0.2*[57000 55000 60000 65000 68000 60900 45020 87000 90000 50500
55100 48000 55000 78000 20900 35020 47000 85000 50000 55000 12000 35000
48000 50900 35020 56000 41000 50500 55100 48000]
Cw = 0.02*[95100 20200 68500 69500 75000 74100 65000 30000 45000 53000
40200 30500 25500 55000 65100 63000 28000 55000 55000 80200 40500 45500
95000 45100 53000 38000 58000 35020 48630 52630]
C_on = 0.01*[120 80 70 50 50 50]
C_off = 0.01*[80 60 40 30 30 30]
C_change=0
C_sp=[100]
T_on = [2 2 3 4 5 1]
T_off = [2 1 2 4 4 1]

```



```

PrB=[0.2 0.09 0.29 0.07 0.35]
Potencia_anterior = [30 30 30 30 30 30]

Predespacho_anterior = ONES (1,T*N)

    B = full(makeBdc(mpc.baseMVA, mpc.bus, mpc.branch))

"Limites dos Geradores "
Pmin = zeros(N,1)
Pmax = zeros(N,1)
Fmax = mpc.branch(:,6)
Pmin = mpc.gen(:,10)
Pmax = mpc.gen(:,9)

"Ramp UP e DOWN"
Rup = [1 1.5 1.1 1.1 0.1 2.477]
Rdw = [1 2.7 3.0 3.9 4.1 3.1]

"Transformação dos dados em estrutura"
DADOS=STRUCT (NumPeriods,T,NumGenerators,N,NumLines,NL,Num-
Bus,NB,Rdw,Rdw,Rup,Rup,Cw,Cw,Cl,Cl,dT,dT,Potencia_anterior,Poten-
cia_ante-
rior,mpc,mpc,Custo_on,C_on,Custo_off,C_off,Custo_change,C_change,Pre-
despacho_anterior,Predespacho_anterior)

DADOS=STRUCT (NumPeriods,T,NumGenerators,N,NumLines,NL,Num-
Bus,NB,Rdw,Rdw,Rup,Rup,Cw,Cw,Cl,Cl,dT,dT,Potencia_anterior,Poten-
cia_ante-
rior,mpc,mpc,Custo_on,C_on,Custo_off,C_off,Custo_change,C_change,Pre-
despacho_anterior,Predespacho_ante-
rior,Pmin,Pmin,Pmax,Pmax,Fmax,Fmax,WP,WP,NWP,NWP,CL,CL,NCL,NCL,Barra-
ParqueEolico,BarraParqueEolico,ReservaGirante,ReservaGi-
rante,C_sp,C_sp,T_on,T_on,T_off,T_off,PrB,PrB)
fim

```

- **Sub-rotina CalculoCustoAlteracaoPredespacho,**

```

inicio
    Leia (DADOS)
    XX=RESHAPE (X,1,DADOS.NumPeriods*DADOS.NumGenerators)

    YY=sum(abs(DADOS.Predespacho_anterior-XX))

    Custo_alteracao_predespacho=YY*DADOS.Custo_change

fim

```

APÊNDICE C

O pseudocódigo do algoritmo utilizado para simular as proposições do capítulo cinco está descrito abaixo, nos mesmos formatos dos anteriores.

- Pseudo-código **MAIN_FLEXIBILITY**

inicio

```

leita(LeituraDados30BARRAS_FLEXIBILITY)

"DEFINE fitness function parameters"
ff_par.D = 8640
ff_par.Xmin = 0
ff_par.Xmax = 1
ff_par.PopSize = 30
ff_par.fitEval = 0
ff_par.bestFitEval = 0

"SET STRATEGIC PARAMETERS"
mutationRate = 0.3
communicationProbability = 0.25
maxFitEval = 45000
maxGen = 120
maxGenWoChangeBest = 42

"INITIALIZE random number generator"
rng(default)
seed = 1234
rng( seed, twister )

weights = RAND( epso_par.popSize, 4 )

teste=1

NetDemandScenario=CARGALIQUIDA([5 6 ], [85 99 ])

beta=0.25

para (i=1 a 1)
DemandaFormatadaLiquida=NetDemandScenario
  [gbestval, gbest]=EPSO(popSize, mutationRate, commu-
  nicationProbability, maxGen, FitEval, maxGenWoChange-
  Best, beta, DemandaFormatadaLiquida, PotenciaAnterior)

  [CorteCargaMax, Corte_carga, Corte_eolico, Potencia-
  Posterior]=CALCULO_LC_MAX(gbest, DemandaFormatadaLi-
  quida, PotenciaAnterior)

  resultados (teste, 1)=i
  resultados (teste, 2)=gbestval
  resultados (teste, 3)=CorteCargaMax
  resultados (teste, [4:8634])=gbest

```

```

                                resultados(teste,76:81)=PotenciaAnterior
                                resultados(teste,82:87)=PotenciaPosterior
                                teste=teste+1

                                fim para

fim

• sub rotina Calculo_Lc_max
inicio
    leia(dados30BARRAS)
        [CustoDespacho, Corte_carga, Corte_eolico, PotenciaPosterior] =
CALCULOCUSTODESPACHOPARACENARIOS (pos, DemandaFormatada, PotenciaAnte-
rior)
        CorteCargaMax=MAX(Corte_carga)
fim

• sub-rotina DADOS30BARRAS_FLEXIBILITY

inicio

    WP=[0]
    CL=[5]
    T = 12
    mpc = leia(case_ieee30EDIT)
    NB = DIMENSÃO (mpc.bus (3))
    NL = DIMENSÃO (mpc.branch (6))
    N = DIMENSÃO (mpc.gen (2))
    NWP=DIMENSÃO (WP)
    NCL=DIMENSÃO (CL)
    NumCenarios=5
    BarraParqueEolico=5
    ReservaGirante = 10

    dT = 10
    C_off = 0.01*[80 60 40 30 30 30]
    C_sp=[100]
    T_on=[2 2 2 2 1 1]
    T_off=[3 3 3 1 1 1]

    PrB=[0.2 0.09 0.29 0.07 0.35]
    Potencia_anterior = [40 40 40 40 40 39]

    Predespacho_anterior = ONES (1, T*N)

    B = FULL (makeBdc (mpc.baseMVA, mpc.bus, mpc.branch))

    Fmax = mpc.branch (6)
    Pmin = mpc.gen (10)
    Pmax = mpc.gen (9)

    Rup = [2 2.5 2.1 2.6 6.5 5]
    Rdw = [2 2.7 6.0 4.9 7.2 6.1]

    DADOS=STRUCT (NumPeriods, T, 'NumGenerators, N, NumLines, NL, Num-
Bus ', NB, Rdw, Rdw, Rup, Rup, Cw, Cw, CL, CL, dT, Predespacho_anterior)

```

"Cálculo do perfil de Carga"

[CargaBrutaDasBarras,SomaCargaBrutaDasBarras]=**CALCULOOPERFILCARGA**(VariacaPerfilCarga)

CargaBrutaDasBarrasMaisReserva=CargaBrutaDasBarras+CargaBrutaDasBarras

fim

ANEXO A

Está ilustrado abaixo o sistema IEEE-30 BUS em sua forma padrão, utilizado nas simulações.

