

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RODRIGO ALVES DE MORAES

**DESPACHO EÓLIO HIDROTÉMICO PARA HORIZONTE DE
CURTO PRAZO**

Dissertação de Mestrado

CURITIBA

2016

RODRIGO ALVES DE MORAES

**DESPACHO EÓLIO HIDROTÉRMICO PARA HORIZONTE DE
CURTO PRAZO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre. Área de Concentração: Sistemas de Energia.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a. Thelma Solange Piazza Fernandes

Co-orientador: Prof. Dr. Marcelo Bessa

CURITIBA

2016

Moraes, Rodrigo Alves de
Despacho eólico hidrotérmico para horizonte de curto prazo /
Rodrigo Alves de Moraes. – Curitiba, 2016.
130 f. : il.; tabs., grafs.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor
de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Orientadora: Thelma Solange Piazza Fernandes
Coorientador: Marcelo Bessa
Bibliografia: p.111-114

1. Energia eólica. 2. Usinas elétricas. I. Fernandes, Thelma
Solange Piazza. II. Bessa, Marcelo. III. Título.

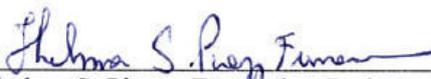
CDD 621.3192

TERMO DE APROVAÇÃO

RODRIGO ALVES DE MORAES

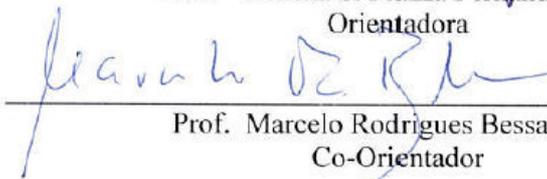
DESPACHO EÓLIO HIDROTÉRMICO PARA HORIZONTE

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná.



Prof.ª Thelma S. Piazza Fernandes, Dr.ª

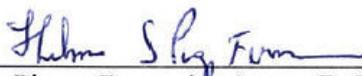
Orientadora



Prof. Marcelo Rodrigues Bessa, Ph.D

Co-Orientador

Banca Examinadora



Prof.ª Thelma Solange Piazza Fernandes Asano, Dr.ª (DELT - UFPR)

Presidente



Prof.ª Patrícia Teixeira Leite, Dr.ª (UFABC)



Prof. Roman Kuiava, Dr. (DELT - UFPR)



Prof. João Américo Villela, Dr. (DELT-UFPR)



Prof. Marcelo Rodrigues Bessa, Dr. (DHS-UFPR)

CURITIBA, 18 DE MARÇO DE 2016.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por proporcionar o momento desses agradecimentos.

Aos meus pais que sempre me incentivaram a dar “mais um passo”.

A minha irmã que mesmo distante me alegra com apenas uma ligação.

À prof^a. Dr^a. Thelma que me incentiva e auxilia, com muita dedicação, em questões acadêmicas e profissionais. Agradeço também a sua amizade e paciência.

Ao meu co-orientador prof. Marcelo Bessa por ter aceitado participar deste trabalho e pelas importantes contribuições e sugestões.

Aos meus familiares e amigos que direta e indiretamente me ajudaram durante esse percurso. Principalmente àqueles que me acompanharam por toda a graduação e nesse último ano me apoiando e dando força, Renata e Vagner; aqueles que no laboratório de pesquisa me proporcionaram muito crescimento pessoal e intelectual, Ellen, Kamile e Renan.

Ao SIMEPAR por fornecer dados de medição dos ventos utilizados para simulação da formulação proposta.

À CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – pelo auxílio financeiro.

RESUMO

O uso da fonte de geração de energia eólica tem sido incentivado pelos agentes do setor elétrico e se disseminando no Brasil, pois os grandes potenciais hidrelétricos estão diminuindo levando à diversificação da matriz energética, através da formação de um conjunto diversificado de geração com forte predominância hidrelétrica, térmicas e renováveis como eólica, solar, biomassa e etc. Assim, é preciso incorporar nos estudos de planejamento da operação hidrotérmica também o planejamento da operação de fonte de geração eólica a fim de bem utilizar as vantagens de cada tipo de geração. Tendo em vista esta tendência, este trabalho objetiva analisar a influência de se incorporar a geração eólica, levando em consideração sua sazonalidade, a um problema de despacho de energia elétrica via Algoritmos Genéticos onde as restrições elétricas são incluídas através de um Fluxo de Potência Ótimo linear que é resolvido mês a mês ao longo do período de 1 ano de planejamento. O método proposto foi testado em um sistema de 34 barras. Foram propostas diversas formas para inserir a geração eólica ao longo de patamares de carga. A representação que modela períodos de carga pesada, média e leve com ou sem geração eólica, operando a plena carga, é a representação que se mostrou mais adequada para esse sistema teste, pois é a que identificou linhas de transmissão com capacidade de transmissão máxima atingidas, mostrou também o vertimento de unidades hidráulicos sendo influenciados pela inserção da geração de fonte eólica, sendo portanto, a mais representativa.

Palavras-chave: Planejamento da operação. Despacho eólico hidrotérmico.
Algoritmos Genéticos.

ABSTRACT

The use of wind power generation source has been encouraged by the agents of the electricity sector and is spreading in Brazil, as the great hydroelectric potential is decreasing leading to the diversification of energy sources, creating a diverse set of generation with strong hydroelectric presence, thermal and renewable predominance such as wind, solar, biomass, etc. Thus, it is necessary to incorporate the studies of hydrothermal operational plan to the wind power source operational plan, in order to take advantage of each type of generation. Aiming to contribute to this field, this paper seeks to analyze the influence of incorporating wind generation, taking into account its seasonality, to a dispatch problem of electricity via Genetic Algorithms where electrical restrictions are included through an linear Optimal Power Flow that it is solved by month over the period of 1 year plan. The proposed method was tested on a 34-bar system. It was proposed several ways to introduce the wind power over load steps. The heavy, medium and light load representation of periods are modeled, with or without wind power, and operating at full capacity; this representation was more appropriate for this test system. This was the only representation that identified transmission lines with maximum transmission capacity and also showed spillage of hydraulic units being influenced by insertion of wind power generation, and thus being the most representative model.

Keywords: Operation Power Planning. Hydro thermal wind dispatch. Genetic Algorithm.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Geração elétrica por fonte no mundo no ano 1980 a 2012 em (%)	18
Figura 1.2 - Oferta interna de energia para o ano de 2014	19
Figura 2.1: Principais marcos do desenvolvimento da energia eólica no período do século XI ao século XIX	26
Figura 2.2: Principais marcos do desenvolvimento da energia eólica a partir do século XX	28
Figura 2.3: Evolução da potência e do diâmetro do rotor dos aerogeradores	28
Figura 2.4 Potencial eólico do Brasil	30
Figura 2.5: Potencial eólico do Paraná	31
Figura 2.6: Turbina <i>Darrieus</i> e <i>Savonius</i>	32
Figura 2.7: Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado atual comparando com as dimensões do boeing 747	33
Figura 2.8: Configuração típica de um aerogerador de eixo vertical	34
Figura 2.9: Curva de potência de um aerogerador com controle de passo	36
Figura 2.10: Curva de potência de um aerogerador com controle por estol	36
Figura 2.11: Histograma total de velocidade	38
Figura 2.12: Exemplo dos efeitos da rugosidade e da estabilidade térmica vertical	39
Figura 2.13: Cálculo da energia anual gerada	40
Figura 2.14: Complementaridade entre energia eólica e hidráulica	41
Figura 3.1: Variáveis envolvidas nas restrições de balanço d'água	47
Figura 3.2: Curva de Potência do aerogerador ENERCON E48	50
Figura 4.1: Estrutura da codificação de um indivíduo	56
Figura 4.2: Fluxograma para solução de despacho eólico hidrotérmico	70
Figura 5.1: Diagrama unifilar do sistema teste a ser adotado para o modelo piloto	72
Figura 5.2: Cascatas consideradas no sistema teste	73
Figura 5.3: Indivíduo para o sistema teste de 34 barras	73
Figura 5.4: Histograma e distribuição de Weibull para os ventos da região de Palmas-PR	76
Figura 5.5: Energia eólica gerada cuja penetração é de 1,2% da carga total	81
Figura 5.6: Geração hidráulica total em MWh/mês– Caso A	83
Figura 5.7: Geração térmica total em MWh/mês– Caso A	83
Figura 5.8: Corte de carga total em MWh/mês- Caso A	84
Figura 5.9: Volume da UHE Bento Munhoz - Caso A	84

Figura 5.10: Volume da UHE Machadinho - Caso A	85
Figura 5.11: Vazão Turbinada da UHE Salto Caxias - Caso A	85
Figura 5.12: Vazão vertida para UHE Salto Caxias- Caso A	86
Figura 5.13: LTs ativadas - Patamar Carga Média com eólica – Cenário 1	87
Figura 5.14: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada com eólica – Cenário 1	87
Figura 5.15: LTs ativadas - Patamar Carga Média sem eólica- Cenário 1	88
Figura 5.16: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada sem eólica – Cenário 1	88
Figura 5.17: LTs ativadas - Patamar Carga Média com eólica– Cenário 2	88
Figura 5.18: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada com eólica – Cenário 2	89
Figura 5.19: LTs ativadas - Patamar Carga Média sem eólica– Cenário 2	89
Figura 5.20: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada sem eólica– Cenário 2	89
Figura 5.21: LTs ativadas - Patamar Carga Média -Cenário 3	90
Figura 5.22: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada - Cenário 3	90
Figura 5.23: Vazões turbinadas na UHE Salto Santiago– Caso A	91
Figura 5.24: Vazões vertidas UHE Salto Santiago– Caso A	91
Figura 5.25: Geração hidráulica em MWh/mês - Caso B	93
Figura 5.26: Corte de carga em MWh/mês - Caso B	93
Figura 5.27: Geração térmica em MWh/mês– Caso 2	94
Figura 5.28: Vazões turbinadas UHE Salto Caxias –Caso B	94
Figura 5.29: Volume do reservatório UHE Machadinho - Caso B	95
Figura 5.30: LTs ativadas – Patamar Carga Pesada com eólica Caso B - Cenário 1	96
Figura 5.31: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada sem eólica Caso B - Cenário 1	96
Figura 5.32: LTs ativadas na carga pesada Caso B - Cenário 3	97
Figura 5.33: Geração hidráulica em MWh/mês - Caso C	99
Figura 5.34: Geração Térmica em MWh/mês - Caso C	99
Figura 5.35: Corte de carga em MWh/mês - Caso C	100
Figura 5.36: Ativação das LTs - Patamar da carga média com eólica Cenário1 – Caso C	100
Figura 5.37: Ativação de LTs – Patamar Carga Pesada com eólica Cenário 1 – Caso C	101
Figura 5.38:Ativação de LTs – Patamar Carga média sem eólica Cenário 1 – Caso C	101
Figura 5.39: Ativação de LTs - Patamar Carga Pesada sem eólica Cenário 1 – Caso C	101
Figura 5.40: Ativação de LTs – Patamar Carga Média Cenário 3 – Caso C	102
Figura 5.41: Ativação de LTs – Patamar Carga Pesada Cenário 3 – Caso C	102
Figura 5.42: Vazões turbinadas da UHE Salto Santiago – Caso C	103
Figura 5.43: Vazão vertida da UHE Salto Santiago – Caso C	103

Figura 5.44: Geração hidráulica em MWh/mês – Caso D	105
Figura 5.45: Geração térmica em MWh/mês – Caso D	105
Figura 5.46: Corte de carga em MWh/mês – Caso D	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Coeficiente de atrito para as várias características do terreno	39
Tabela 3.1: Parâmetros do aerogerador-ENERCON E48 –800kW	50
Tabela 3.2: Conjunto de equações para o cálculo das potências instantâneas de acordo com o intervalo de ventos	51
Tabela 3.4: Dados de potência em função do Vento	51
Tabela 4.1: Dados configuráveis classificados quanto a sua finalidade	55
Tabela 4.2: Regras para obtenção das violações dos limites de vertimento e vazão mínima para cada período	60
Tabela 4.3: Regra para obtenção das violações dos limites de volume para o período	60
Tabela 4.4: Regras para obtenção das violações de volume final para o período i final	62
Tabela 4.5: Número de horas para cada condição de carga por mês	63
Tabela 5.1: Parâmetros de entrada configuráveis	74
Tabela 5.2: Parâmetros de simulação utilizados no AG	75
Tabela 5.3: Número de horas por patamar discretizado em 3 patamares de carga	77
Tabela 5.4: Número de horas por patamar para cada mês - Cenário 1	78
Tabela 5.5: Número de horas para cada condição de carga por mês - Cenário 1	79
Tabela 5.6: Número de horas por patamar para cada mês - Cenário 2	79
Tabela 5.7: Número de horas para cada condição de carga por mês - Cenário 2	80
Tabela 5.8: Número de horas para cada condição de carga por mês- Cenário 3	80
Tabela 5.9: Número de horas para cada condição de carga por mês - Cenário 3	80
Tabela 5.10: Resumo dos resultados Caso A	82
Tabela 5.11: Legenda das linhas de transmissão	87
Tabela 5.12: Resumo dos resultados Caso B	92
Tabela 5.13: Resumo dos resultados Caso C	98
Tabela 5.14: Resultados Caso D	104
Tabela 5.15: Exemplo de fluxos de potência ativa – Caso D	106
Tabela 5.16: Tempos de simulação	107

LISTA DE SÍMBOLOS

A_i^t : área do reservatório i no período t (km²);

AF_i^t : área do reservatório a fio d'água

A : matriz incidência ($np*nh \times np*nh$);

a_j^t : coeficiente quadrático de custo de geração para a usina j no período t ;

b_j^t : coeficiente linear de custo de geração para a usina j no período t ;

c_j^t : termo independente do custo de geração para a usina j no período t ;

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: coeficientes do polinômio, em que a_{pcv} é o termo independente;

$a_{pqnj}, b_{pqnj}, c_{pqnj}, d_{pqnj}, e_{pqnj}$: coeficientes do polinômio, em que a_{pqnj} é o termo independente.

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: coeficientes do polinômio cota-volume de cada usina i no período t , de dimensão ($np*nh \times 1$).

C_{pqnj} : vetor que contém os coeficientes do polinômio cota-vazão-nível-jusante de cada usina, de dimensão ($np*nh \times 1$);

C_j^t : custo de geração da usina j no período t (\$/MW);

C : vetor de custo das usinas térmicas de dimensão ($nt \times 1$), onde nt é o número de usinas térmicas;

C_{pcv} : vetor que contém os coeficientes do polinômio cota-vazão-nível-jusante de cada usina, de dimensão ($np*nh \times 1$);

AFL : matriz incidência para o cálculo do fluxo linearizado nas linhas em todos os patamares, de dimensão ($npat*nl \times npat*(nb-1)$);

afl : matriz incidência para o cálculo do fluxo linearizado nas linhas para o patamar k , de dimensão ($nl \times (nb-1)$);

B^t : matriz de susceptância indutiva da rede com dimensão ($nb \times nb$).

$c(Pgt^t)$: função custo da geração térmica para período t ;

$c(Pfic^t)$: função custo da geração fictícia para período t .

DM : matriz de zeros ($np*nh \times np*nh$), onde na linha da usina i , se assinala valor 1 nas posições de usinas a montante a essa usina i .

$DM_{(l,m)}$: corresponde ao elemento da linha l e coluna m da matriz DM ;

EVP_i^t : perdas por evaporação, infiltração, etc... do reservatório i no período t (hm³);

$EVPF_i^t$: perdas por evaporação, infiltração, etc... para a usina a fio d'água i no período t (hm^3);

EVP : vetor de perdas de dimensão $(np*nh \times 1)$;

E_i^t : energia gerada por cada pela usina i no período t ;

EH : vetor de energia de dimensão $(np*nh \times 1)$;

EH^t : representa o vetor de metas energéticas para as usinas hidrelétricas de dimensão $(nh \times 1)$, referente ao período t ;

EH_k^t : representa a meta energética para a usina hidrelétrica localizada na barra k , englobando todos os patamares e referentes ao período t ;

$Ered$: matriz composta por $npat$ matrizes diagonais unitárias lado a lado com dimensão $(nb \times (nb*npat))$;

$Fmax^t$: vetor de fluxo de potência ativa máxima, para o período t , de dimensão $(nfl*npat \times 1)$;

$F_{max_i}^k$: representa o fluxo de potência ativa máximo na linha i no patamar k ;

$H_{v_i}^t$: cota de jusante do canal de fuga da usina i para o período t (m);

$H_{f_i}^t$: cota de montante do reservatório i para o período t (m);

$H_{loss_i}^t$: perda hidráulica do reservatório i para o período t (m);

$H_v(V_i^t)$: polinômio que relaciona a cota do reservatório em relação ao nível do mar com o volume do reservatório i no período t (m);

$H_f(Q_i^t)$: polinômio que relaciona a altura à jusante com a defluência total do reservatório i no período t (m);

HB : altura de queda bruta (m), para o reservatório i no período t .

HL_i^t : altura de queda líquida da usina (m);

H_f : vetor de que contém os valores de cota a jusante do reservatório $(1 \times np*nh)$;

H_v : vetor de que contém os valores de cota a montante do reservatório $(1 \times np*nh)$;

I : matriz identidade $(nh \times nh)$;

Iu : matriz diagonal unitária $(np*nh \times np*nh)$;

$IEVP_i^t$: índice de evaporação no reservatório i no período t (mm/mês);

K_i^{t+1} : constante de produtividade da usina i no período t ($MW/[(hm^3/mês).m]$);

k_i : constante que recebe o nome de produtividade específica ($MW/[(m^3/s).m]$) da usina i ;

K: vetor que contém as produtibilidades específicas de cada usina de dimensão $(np*nh \times 1)$;

nb: número de barras;

npat: número de patamares.

nl: é o número de linhas que compõe o sistema;

NH^t: número de horas do período t .

NH: vetor do número de horas para cada período de dimensão $(np*nh \times 1)$.

P_i^t: potência gerada (W)

P: vetor de potência fornecida, de dimensão $(np*nh \times 1)$;

\underline{PGT}_j^t e \overline{PGT}_j^t : limites máximos e mínimos das usinas térmicas j no período t .

PGT_j^t : potência gerada pela usina j no período t (MW).

PGT: vetor com os valores de geração térmica de dimensão $(nt \times 1)$;

Pd^t: vetor de demanda de potência ativa de dimensão $[nb*np \times 1]$, referente ao período t (MW médio/mês);

Pd_i^k: demanda de potência ativa na barra i no patamar k (MW médio/mês);

Ptermax: vetor com limites máximos de geração de potência ativa, para as usinas termelétricas, de dimensão $(nb \times 1)$;

Ptermax_i: limite máximo de geração de potência ativa para uma usina térmica localizada na barra i ;

Ptermin: vetor com limites mínimos de geração de potência ativa, para as usinas termelétricas, de dimensão $(nb \times 1)$;

Ptermin_i: limite mínimo de geração de potência ativa para uma usina térmica localizada na barra i ;

Phidmax: vetor com limites máximos de geração de potência ativa, para as usinas hidráulicas, de dimensão $(nb \times 1)$;

Phidmax_i: limite máximo de geração de potência ativa para uma usina hidráulica localizada na barra i ;

Phidmin: vetor com limites mínimos de geração de potência ativa, para as usinas hidráulicas, de dimensão $(nb \times 1)$.

Phidmin_i: limite mínimo de geração de potência ativa para uma usina hidráulica localizada na barra i ;

Pgh^t: vetor de geração de potência ativa de dimensão $(nb*np \times 1)$, referente ao período t ;

Pgh_i^k : geração de potência ativa na barra de geração hidráulica i no patamar k ;
 Pgt^t : vetor de geração térmica de potência ativa de dimensão $(nb*mpat \times 1)$, referente ao período t , para as usinas térmicas;
 Pgt_i^k : geração de potência ativa na barra de geração térmica i no patamar k ;
 $Pfic^t$: vetor de geração de potência fictícia de dimensão $(nb*mpat \times 1)$, referente ao período t ;
 $Pfic_i^k$: geração de potência fictícia na barra de geração i no patamar k .
 P^t : vetor de injeção de potência ativa englobando todos os patamares, dimensão $(nb*mpat \times 1)$;
 Pg^t : vetor de potência ativa total gerada pelas usinas hidrelétricas e usinas termelétricas, de dimensão $(nb*mpat \times 1)$, para período t ;
 Pd^t : vetor de demanda de potência ativa, de dimensão $(nb*mpat \times 1)$, para período t .
 $Pgh_{i,pat}^t$: potência gerada pela usina i no patamar pat para o período t (MW).
 QC_i^t : vazão turbinada do reservatório i durante o período t (m^3/s);
 \underline{QC}_i^t e \overline{QC}_i^t : representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de turbinagem do reservatório i na unidade de tempo (hm^3),
 \overline{QVT}_i^t : representa o volume máximo de vertimento do reservatório i na unidade de tempo (hm^3).
 \underline{Q}_i^t e \overline{Q}_i^t representam, respectivamente, os volumes mínimo e máximo de defluência do reservatório i no período t (hm^3).
 QC_i^t : vazão turbinada do reservatório i no período t (m^3/s);
 QC_k^t : vazão turbinada do reservatório a montante da usina i no período t (m^3/s);
 QM_i^t : soma de defluências de usinas a montante do reservatório i no período t (m^3/s);
 Q_i^t : soma das vazões turbinadas e vertidas no reservatório i no período t (m^3/s);
 QVT_i^t : vertimento no reservatório i no período t (m^3/s);
 QVT_k^t : vertimento no reservatório k no período t (m^3/s);
 QVT : vetor de vertimento de dimensão $(np*nh \times 1)$;
 QC : vetor de vazão turbinada, de dimensão $(np*nh \times 1)$;
 QC_i^t : vazão turbinada para usina i no período t ($hm^3/mês$), a unidade da vazão nessa equação foi considerada na unidade de hm^3/s , ou seja, já foi convertida utilizando-se o fator $10^6/Smês$;
 $Smês$: número de segundos do período t ;

$Smês/10^6$: fator de conversão da unidade de vazão m^3/s para $hm^3/mês$;

T^t : constante para cada período de estudo, cujo valor é $Smês/10^6$ e sua função é converter a unidade de vazão de m^3/s para $hm^3/mês$;

T : vetor dos fatores de conversão cujos valores são $Smês/10^6$, em que $Smês$ é o número de segundos total para o período de estudo t .

U : vetor unitário de dimensão $(np*nh \times 1)$;

V : vetor de volumes dos reservatórios de dimensão $(np*nh \times 1)$;

V_i^t : volume armazenado no reservatório i para o período t (hm^3);

\underline{V}_i^t e \overline{V}_i^t : representam, respectivamente, os volumes do reservatório correspondentes aos níveis mínimo e máximo do reservatório i no período t (hm^3).

V_i^t : volume do reservatório i no período t (hm^3);

XL : matriz de reatância das linhas, de dimensão $(npat*nl \times npat*(nb-1))$;

xl : matriz de reatância das linhas, de dimensão $(nl \times nl)$;

Y_i^t : vazão afluyente total do reservatório i no período t (m^3/s);

Y : vetor de vazão afluyente de dimensão $(np*nh \times 1)$;

Ω_m : conjunto das usinas a montante da usina i .

g : aceleração da gravidade (m/s^2);

ρ : densidade da água (kg/m^3);

$\eta_i^{médio^t}$: rendimento médio do conjunto turbina-gerador da usina i no período t ; para uma dada altura de queda e vazão.

$\theta_i^{npat,t}$: ângulo da barra i , para o patamar de carga $npat$ e período t ;

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	18
1.1 Introdução	18
1.2 Objetivos	23
1.2.1 Objetivo geral	23
1.2.2 Objetivos específicos	23
1.3 Justificativa	23
1.4 Estrutura do trabalho	25
CAPÍTULO 2: ENERGIA EÓLICA	26
2.1 Introdução	26
2.2 Energia eólica	27
2.2.1 Histórico e evolução da energia eólica	27
2.2.2 Potencial eólico do Brasil e do Paraná	29
2.3 Turbinas eólicas	31
2.3.1 Mecanismos de controle	35
2.4 A potência de uma turbina eólica	37
2.5 Complementaridade com hidráulica	41
2.6 Considerações finais do capítulo	42
CAPÍTULO 3: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DOS COMPONENTES HIDRÁULICOS, TÉRMICOS E EÓLICOS	43
3.1 Introdução	43
3.2 Usinas hidrelétricas	43
3.2.1 Restrições de balanço hídrico	46
3.3 Usinas térmicas	48
3.4 Usinas Eólicas	49
3.4 Considerações finais de capítulo	52
CAPÍTULO 4: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DESPACHOEÓLIO HIDROTÉRMICO	53
4.1 Introdução	53
4.2 Dados de entrada	54
4.3 Codificação e decodificação do indivíduo	55
4.4 Formulação matemática do despacho eólico hidrotérmico	57
4.4.2 Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos elétricos (<i>fitness_eletrica</i>).	62
4.5 Fluxo de Potência Ótimo linear	65
4.5.1 Variáveis de entrada do FPO para cada período t (mês)	66
4.5.2 Variáveis de otimização para período t (mês)	66
4.5.3 Meta energética	67
4.5.4 Critério de otimização e Restrições de desigualdade	67
4.6 Fluxograma geral	70
4.7 Considerações finais do capítulo	70
CAPÍTULO 5: SIMULAÇÕES E RESULTADOS	71
5.1 Introdução	71
5.2 Dados dos ventos	75
5.3 Cenários para representação da geração eólica	78

Introdução	17
<hr/>	
5.4 Resultados para o Sistema de 34 barras	81
5.4.1 Resultados Caso A	82
5.4.2 Resultados Caso B	92
5.4.3 Resultados Caso C	97
5.5.4 Resultados Caso D	104
CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	108
6.1 Conclusões	108
6.2 Trabalhos futuros	109
REFERÊNCIAS	111
ANEXO A	115
Tabela A.1 – Dados de barrado sistema-teste de 33 barras	115
Tabela A.2 – Dados de linha do sistema-teste de 33 barras	116
Tabela A.3 – Dados de carga do sistema-teste de 33 barras	116
Tabela A.4 – Dados das máquinas do sistema-teste de 33 barras	117
Tabela A.5 – Usinas hidrelétricas do sistema-teste de 33 barras	117
Tabela A.6 – Usinatermelétricas do sistema-teste de 33 barras	117
Tabela A.7 – Usina eólica do sistema-teste de 33 barras	117
Anexo A.7 – Dados da usina Governador Bento Munhoz	118
Anexo A.8 – Dados da usina Segredo	119
Anexo A.9 – Dados da usina Salto Santiago	120
Anexo A.10 – Dados da usina Salto Osório	121
Anexo A.11 – Dados da usina Salto Caxias	122
Anexo A.12 – Dados da usina Machadinho	123
Anexo A.13 – Dados da usina Itá	124
ANEXO B – ALGORITMOS GENÉTICOS	125
B.1 – Introdução	125
B.2 – Terminologia	126
B.3 – Funcionamento do AG	126
B.4 – Operadores genéticos	127
B.4.1 – Seleção	127
B.4.2 – Reprodução	128
B.4.3 – Mutação	129

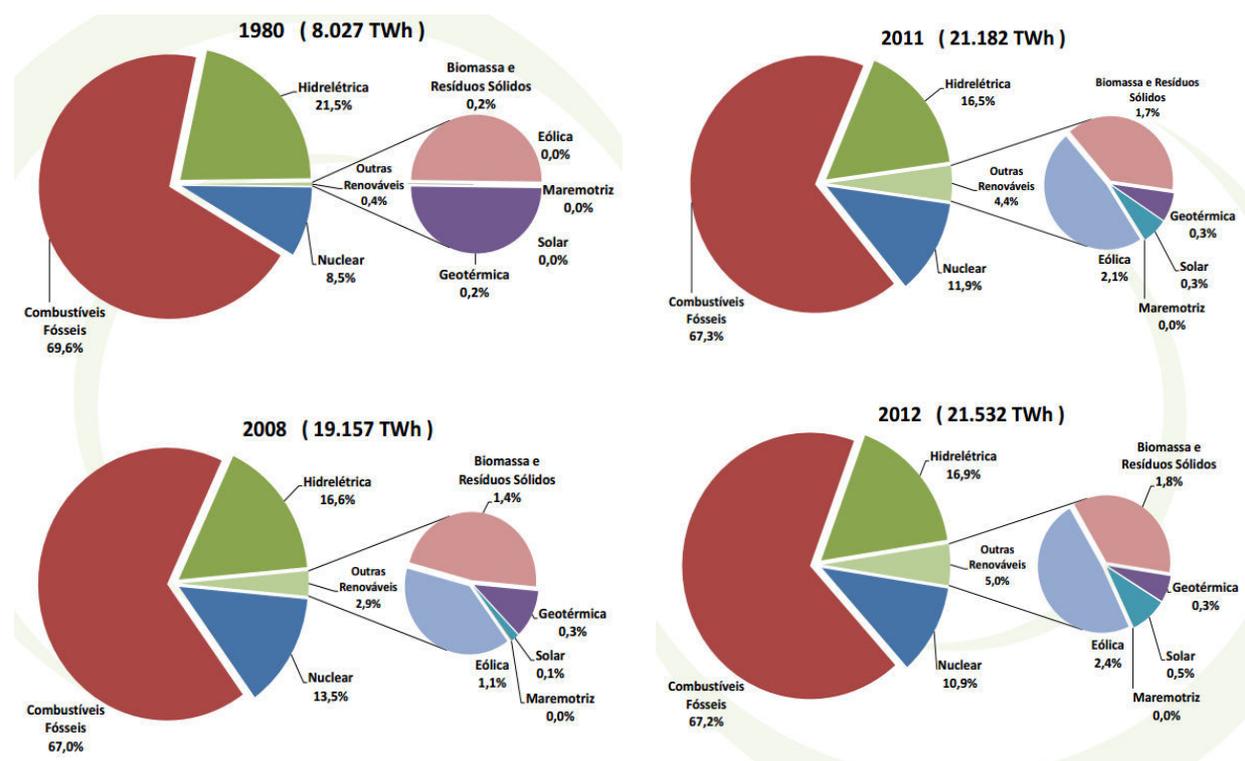
CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO

1.1 Introdução

Desde a crise do petróleo ocorrida na década de 1970, quando a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) elevou substancialmente os preços internacionais dos barris de petróleo, o mundo tem vivido diversas situações críticas de energia (CUSTÓDIO, 2009).

Devido à escassez desse combustível e seu grau poluente, um dos grandes desafios desse século é diminuir a dependência de energia térmica convencional, ou seja, por queima de combustíveis fósseis e diversificar a matriz energética através de fontes limpas, conforme Figura 1.1, que ilustra o percentual de geração elétrica por fonte no mundo.

Figura 1.1: Geração elétrica por fonte no mundo no ano 1980 a 2012 em (%)



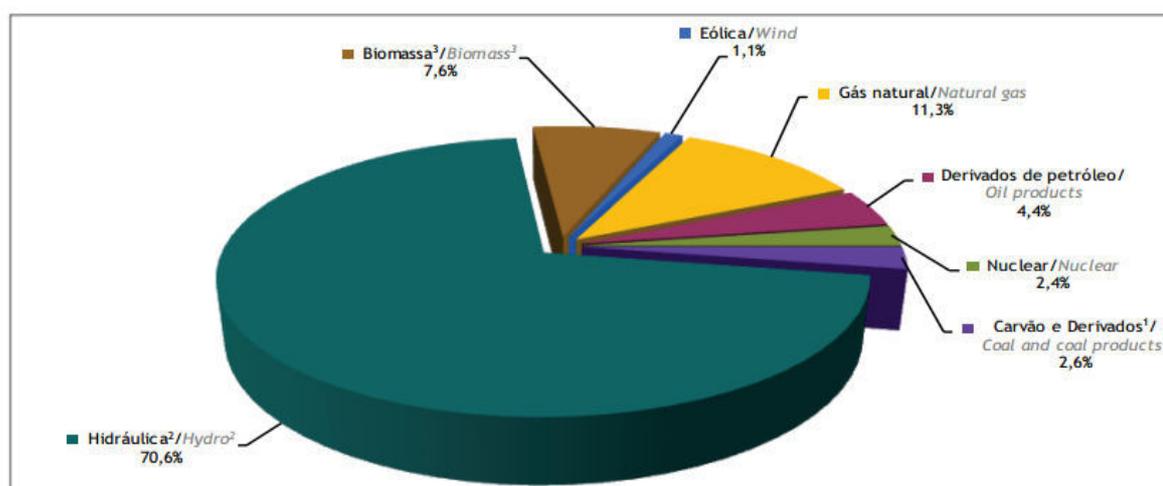
Fonte: EPE (2015)

No ano de 1997, foi assinado o protocolo de Kyoto, que firmou um compromisso, por parte dos países desenvolvidos, em reduzir as emissões de Gases do Efeito Estufa (GEEs). No entanto, como as metas do protocolo de Kyoto não foram cumpridas de maneira

efetiva, foi criado o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). Esse MDL possui políticas de incentivo que corroboram com o uso de fontes limpas que diminuam os GEEs, ou seja, que diminuam a participação de combustíveis fósseis e aumentem a participação de fontes como bioenergia, fotovoltaica e eólica (MIZUNO, 2009).

O Brasil apresenta uma matriz energética predominantemente renovável, a qual compreende 79,3% (EPE, 2014) da oferta interna total de eletricidade. A fonte hidráulica corresponde a 70,6% da matriz energética brasileira como pode ser observado na Figura 1.2, que apresenta a oferta interna de energia elétrica.

Figura 1.2: Oferta interna de energia elétrica para o ano de 2014



Notas/ Notes:

¹ Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

² Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

Fonte: EPE (2015)

O porte e as características do Sistema Interligado Nacional (SIN) caracterizam o sistema brasileiro como único em âmbito mundial. Essa predominância hidráulica traz consigo aspectos positivos e negativos. A energia hidráulica é limpa e de baixo custo, porém sua operação e planejamento são complexos, cujos objetivos de minimizar o vertimento no período de chuva e garantir o suprimento da demanda no período de seca podem ser antagônicos. Os grandes empreendimentos hidráulicos, com grandes reservatórios, já foram construídos e há uma tendência em se aprovar as próximas usinas do tipo a fio d'água, cuja energia não é armazenada, diminuindo assim a energia assegurada. No ano de 2013 houve um decréscimo de 5,4% de geração hidráulica e um aumento de 75,7% das termelétricas movidas

a carvão, o que aumentou a dependência por fonte termelétrica para o atendimento da demanda. Estes fatos evidenciam que a matriz energética brasileira ficou menos limpa em 2013 (EPE, 2014) caso esta tendência continue a matriz energética brasileira tende a ficar menos renovável.

O planejamento da operação do sistema de potência hidrotérmico do Brasil tem natureza dinâmica (decisões presentes influenciam diretamente na forma de operar futuramente), natureza estocástica (incertezas climáticas, das aflúncias dos rios e cargas), tem grande dimensão e funções não-lineares o que requer que o problema deva ser resolvido em partes. Atualmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utiliza uma cadeia hierárquica de *softwares* desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) para realizar o planejamento da operação, a qual varia conforme horizonte de planejamento e nível de detalhamento hídrico e elétrico.

Esta cadeia de planejamento é constituída pelos seguintes modelos: NEWAVE que é responsável pelo Planejamento da Operação de Médio Prazo (dois a cinco anos a frente) (CEPEL, 2009); DECOMP, responsável pelo Planejamento de Curto Prazo (um ano a frente) (CEPEL, 2004); DESSEM, responsável pelo Planejamento de curtíssimo prazo (14 dias) (CEPEL, 2003); PREDESP, responsável pelo Planejamento Diário ou Pré-Despacho (24 horas) e Operação em tempo real (uma a meia hora a frente).

O modelo NEWAVE utiliza Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), como proposto em (PEREIRA, 1989) cuja base consiste na decomposição de *Benders* (BENDERS, 1962) e na hipótese simplificada de reservatórios equivalentes por região (Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul) (ARVANTIDIS e ROSING 1970). As usinas termelétricas são representadas através de seus custos de geração e limites de geração mínima e máxima. Este modelo tem por objetivo determinar as metas de geração que minimizem o custo marginal de operação e o custo esperado de operação para o horizonte de planejamento de cinco anos, discretizados mensalmente. Os estudos elétricos são realizados sem a consideração da rede elétrica, ou seja, consideram-se apenas demandas por subsistemas e intercâmbios entre eles.

O modelo DECOMP, a partir das informações obtidas na etapa de médio prazo, determina as metas individuais de geração das usinas hidráulicas e térmicas do sistema, bem como os intercâmbios de energia entre subsistemas. Este modelo representa as restrições físicas e operativas do sistema como atendimento à demanda, conservação da água, turbinamento mínimo, defluência mínima e níveis de armazenamento dos reservatórios (CEPEL, 2004). Semelhantemente ao NEWAVE, os estudos elétricos são realizados sem

consideração da rede elétrica, ou seja, consideram-se apenas demandas por subsistemas e intercâmbios entre eles.

A formulação do DECOMP é semelhante à do NEWAVE, salvo o horizonte de estudo considerado e algumas considerações tais como: perdas elétricas; diferentes patamares de carga; limites de interligação entre subsistemas; contratos de importação e exportação; custo de déficit; restrições elétricas por estágio e por patamar e outros.

O modelo DESSEM determina o despacho ótimo da programação diária de sistemas hidrotérmicos, ou seja, minimiza o custo total de operação (CEPEL, 2003). Seu maior horizonte de estudo é limitado a 14 dias. Ele representa as usinas hidráulicas e térmicas de forma individualizada. Com relação à rede elétrica existem duas abordagens, uma simplificada e outra detalhada. A primeira abordagem não leva em consideração a rede elétrica do sistema, apenas a demanda por subsistema e os intercâmbios entre os mesmos. A outra abordagem leva em consideração todos os circuitos do sistema e também a carga por barra utilizando a representação linear do problema.

O modelo PREDESP tem como objetivo fornecer a programação da geração e intercâmbios de energia em intervalos de uma hora para um horizonte de 24 horas, atendendo os requisitos da economia e segurança operacional do sistema elétrico (BORGES *et al.*, 2011). Por estar situado ao fim da cadeia de planejamento esse modelo deve adequar o despacho fornecido pelo DESSEM, por isso, o modelo considera a representação AC da rede, com monitoração do perfil de tensão, balanço de potência ativa e reativa por barra e limites de fluxo nas linhas.

Quando o NEWAVE foi desenvolvido o sistema elétrico brasileiro operava longe de sua situação limite. Contudo, devido ao crescimento da demanda, diversificação da matriz energética e capacidade de processamento de informação dos computadores, essas aproximações implicam em perda considerável de informações, o que estimulou o surgimento de uma série de pesquisas que utilizam reservatórios individualizados, inserção da rede elétrica e computação evolutiva para balanço hídrico.

Por exemplo, as Técnicas de Inteligência Artificial vêm sendo utilizadas para solucionar esses problemas de otimização com os reservatórios individualizados tal como proposto por Leite *et al.* (2006) que utiliza Algoritmos Genéticos (AG) para otimizar a operação de sistemas hidrotérmicos de potência representando individualmente as usinas hidrelétricas, apresentando bons resultados.

Quanto a questão da individualização dos reservatórios e também inserção das restrições elétricas, citam-se Bessa (2008) e Marcilio (2014) que modelam as usinas

hidráulicas individualmente através de um problema de otimização não linear, considera de maneira detalhada as equações regentes e incorpora considerações elétricas a fim de se analisar quantitativamente o efeito das mesmas no problema energético.

Esta abordagem de Bessa (2008), que incorpora questões elétricas e individualização das usinas já no horizonte de médio prazo (resolvida por técnicas matemáticas tradicionais), inspirou Andriolo (2014) a utilizá-las na formulação de um despacho hidrotérmico, resolvido via Algoritmos Genéticos (AG), tal como proposto em Leite *et al.* (2006).

Tanto em Bessa (2008) quanto em Andriolo (2014), o estudo elétrico é resolvido através de um fluxo de energia ótimo linear (FEOL), apresentando resultados que evidenciam a importância da representação da rede elétrica no planejamento de médio prazo pois o torna mais compatível às condições operativas a serem efetivamente enfrentadas na programação diária. Esta conclusão pode ser estendida ao horizonte de curto prazo e pode-se afirmar que se a representação da rede elétrica é importante no horizonte de médio prazo, ela o será também no horizonte de curto prazo.

Além disso, levando em consideração o avanço da penetração de geração eólica na matriz energética brasileira, cuja intermitência e sazonalidade são significativas, é importante incorporá-la também na cadeia de estudos conhecida.

Como o horizonte de interesse deste trabalho é o de curto prazo, pretende-se incorporar no mesmo, dois aspectos além dos tradicionalmente analisados: inclusão das restrições de transmissão da rede elétrica utilizando FEOL e inclusão da geração eólica considerando sua sazonalidade e intermitência.

Deste modo, o ponto nevrálgico desta dissertação de mestrado está na extensão da formulação proposta em Andriolo (2014), formulada para médio prazo, via AG e com uso do FPOL, ao horizonte de curto prazo, adicionando-se ainda ao problema a questão eólica.

Com isso, pretende-se abordar o impacto da inserção deste tipo de geração no despacho hidrotérmico de curto prazo e analisar a complementaridade entre energia hidrelétrica e a energia eólica.

Estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com a Associação Brasileira de Energia Eólica sinalizam que esta complementaridade pode amenizar cenários de escassez hídrica, como ocorrido no ano de 2001. E ao mesmo tempo, o cenário de escassez eólica poderia ser abrandado por energia secundária hidrelétrica, beneficiando o sistema como um todo (EPE, 2014).

Assim, neste contexto é que se enquadra esse trabalho de forma que os objetivos gerais e específicos são detalhados a seguir.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho objetiva modelar o acoplamento elétrico energético de um despacho eólico hidrotérmico discretizado mensalmente para o horizonte de um ano. Este problema de otimização tem como objetivo satisfazer restrições de transmissão entre os subsistemas de uma rede elétrica e incorporar o regime de ventos ao longo do período considerado.

1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos são:

- Realizar fundamentação teórica sobre o problema de planejamento eólico hidrotérmico;
- Captar e tratar dados históricos de ventos e de aerogeradores;
- Modelar problema de otimização envolvendo as restrições hídricas, eólicas, térmicas e elétricas;
- Simular sistema teste;
- Analisar impacto da inserção da usina eólica no despacho hidrotérmico frente a diferentes formas da inserção da geração eólica.

1.3 Justificativa

No Brasil, ao longo dos próximos 10 anos, a participação de fontes renováveis aumentará em aproximadamente 5%, sendo a fonte eólica responsável por 9,5% desse incremento (EPE, 2013).

Devido a isso e aos problemas encontrados na coordenação desse tipo de fonte, alguns pesquisadores estão desenvolvendo novas soluções para este setor e formulações de despachos de potência e energia principalmente aplicados ao horizonte de curtíssimo prazo.

Para o horizonte de curto prazo, que é o objeto de análise deste trabalho, existe uma grande gama de trabalhos que formulam o problema de despacho hidrotérmico utilizando as mais diversas técnicas tradicionais e de inteligência artificial, tais como: Takagima (2012) que incorporou as restrições de transmissão e usou técnicas do Lagrangeano Aumentado e

Relaxação Lagrangeana; Leite *et alii* (2002 e 2006) e Kumar (2011) que utilizaram Algoritmos Genéticos; Ramos *et alii* (2001) que usou Métodos dos Pontos Interiores e Algoritmos Genéticos para resolver a parte térmica e hidráulica separadamente.

Já em termos de despacho hidrotérmico eólico, citam-se apenas:

- Wang *et alii* (2013) que resolveu o problema por Enxame de Partículas sendo que os problemas são resolvidos através de dois sub-problemas: hidro-eólico e térmico (horizonte curtíssimo prazo);

- Karami *et alii* (2013): apresenta um problema de programação inteira-mista (resolvido via GAMS) para horizonte de 1 semana discretizado por hora, para resolver um despacho eólico hidrotérmico levando em consideração a intermitência e a volatilidade do regime de ventos. A função objetivo minimiza o custo de operação e serviços ancilares. Detalhes das unidades térmicas e hidráulicas e de previsão de ventos são consideradas além das restrições operacionais usuais;

- Yuan (2015) que considerou custos dos ventos e das térmicas resolvendo via Algoritmos Genéticos (NSGAIII) para horizonte de 24 horas (curtíssimo prazo).

Percebe-se que os trabalhos existentes abordam apenas o horizonte de 24 horas e não se aplicam às características predominantemente hidráulicas do sistema elétrico brasileiro, ou seja, eles não objetivam analisar um horizonte de tempo maior a fim de planejar o armazenamento dos reservatórios em função também das tendências sazonais dos regimes dos ventos juntamente com as considerações elétricas da rede, que são características importantes para o sistema elétrico brasileiro.

Segundo Maxin (2014), a geração de energia através de fonte hidráulica é a mais sustentável e compatível com o desenvolvimento da indústria, classificando a fonte eólica como segunda e a solar em terceira colocação. Essa classificação foi realizada através de um conjunto de indicadores acadêmicos das áreas de energia e ciência ambiental.

Assim, as características únicas do sistema interligado brasileiro implicam na necessidade de se modelar e testar soluções específicas para ele, sendo uma das motivações que levou ao desenvolvimento desta dissertação que busca contribuir com novas soluções para o despacho eólico hidrotérmico aplicado ao sistema brasileiro para um horizonte de 1 ano.

1.4 Estrutura do trabalho

Esse trabalho apresenta seis capítulos. No primeiro capítulo é apresentada uma contextualização, objetivos e justificativa deste trabalho. No segundo capítulo, faz-se uma revisão bibliográfica sobre energia eólica, apresentando aspectos técnicos relevantes e tipos de tecnologia. O terceiro capítulo descreve a formulação matemática dos componentes térmicos, hidráulicos e eólicos. O quarto apresenta a formulação do despacho hidrotérmico eólico de curto prazo resolvido via Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo, o capítulo 5 apresenta resultados e discussões e por último, o capítulo 6 é destinado a apresentar as conclusões deste trabalho e apontar os trabalhos futuros.

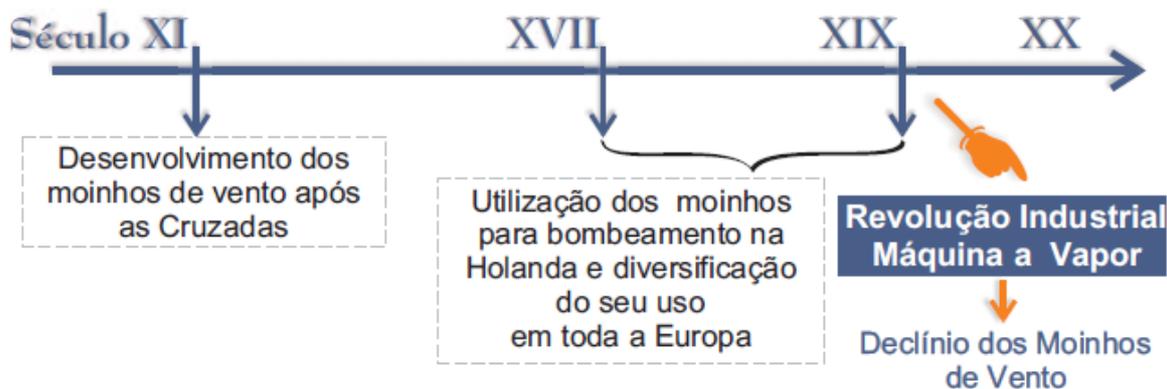
CAPÍTULO 2: ENERGIA EÓLICA

2.1 Introdução

Energias eólicas provem da energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade, cata ventos (e moinhos) usados para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água (ANEEL, 2010).

O uso da energia dos ventos é antigo. Os primeiros moinhos de ventos datam de 2000 anos a.C. (Pérsia). A eficiência era muito baixa, no entanto substituíram esforços dos homens e de animais (CRESESB e CEPEL, 2008). A Figura 2.1 apresenta os principais marcos do desenvolvimento da Energia eólica até o século XIX.

Figura 2.1: Principais marcos do desenvolvimento da energia eólica no período do século XI ao século XIX



Fonte: Dutra (2011)

Por mais que tenha ocorrido um declínio no uso dos moinhos de ventos após a revolução industrial outros eventos influenciaram positivamente o desenvolvimento dessa tecnologia. Hoje esses aerogeradores possuem dimensões extraordinárias com eficiência acima de 80 %, com torres acima de 100 metros. No entanto, fenômenos meteorológicos e físicos influenciam diretamente no desempenho das turbinas eólicas. Assim, o estudo destes parâmetros é fundamental para o desempenho destas plantas (CUSTÓDIO, 2009).

2.2 Energia eólica

O vento é o ar em movimento, provocado pelo aquecimento desigual da terra. Sendo assim é uma variável aleatória e, dessa forma, seu aproveitamento como energia exige uma análise probabilística. Essa característica estocástica torna a energia eólica uma fonte secundária, uma vez que não há garantia de geração de energia elétrica (CUSTÓDIO, 2009).

Os ventos que sopram em escala global e aqueles que se manifestam em pequena escala são influenciados por diferentes aspectos, entre os quais se destacam a altura, a rugosidade, os obstáculos e o relevo (CRESESEB e CEPEL, 2008).

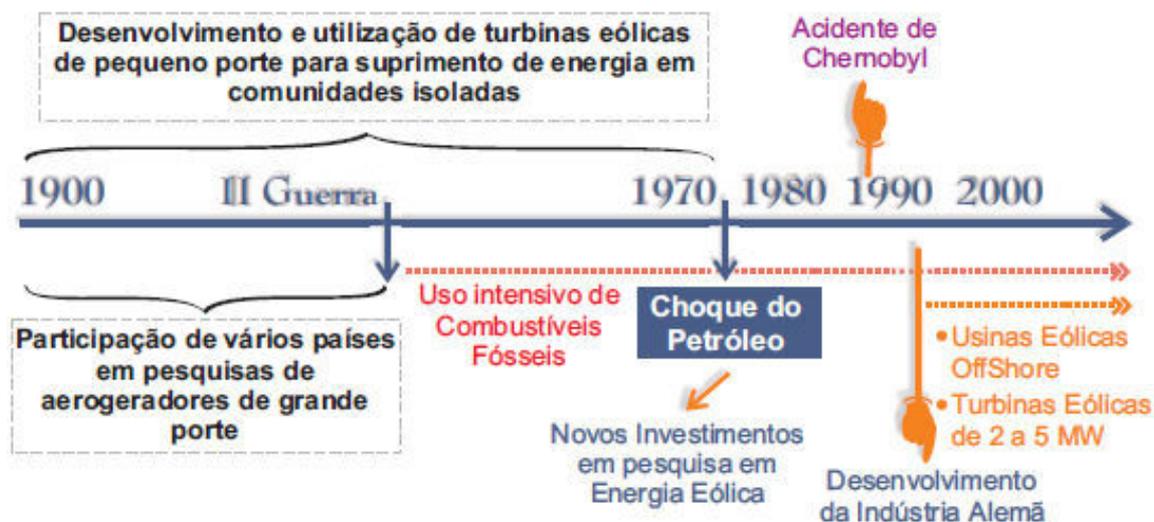
A seguir, serão descritos o histórico, a evolução de geração eólica e os principais fatores que influenciam o regime dos ventos.

2.2.1 Histórico e evolução da energia eólica

A adaptação dos cata ventos para energia elétrica teve início no final do século XIX. O responsável por essa adaptação foi Charles F. Brush em 1888 e tratava-se de um cata vento que fornecia 12 kW em corrente contínua para carregamento de baterias, as quais forneciam energia para 350 lâmpadas incandescentes. A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica foi instalada em 1976, na Dinamarca. A Figura 2.2 apresenta os principais marcos do desenvolvimento da energia eólica no século XX, a qual ajuda a avaliar a evolução da energia eólica.

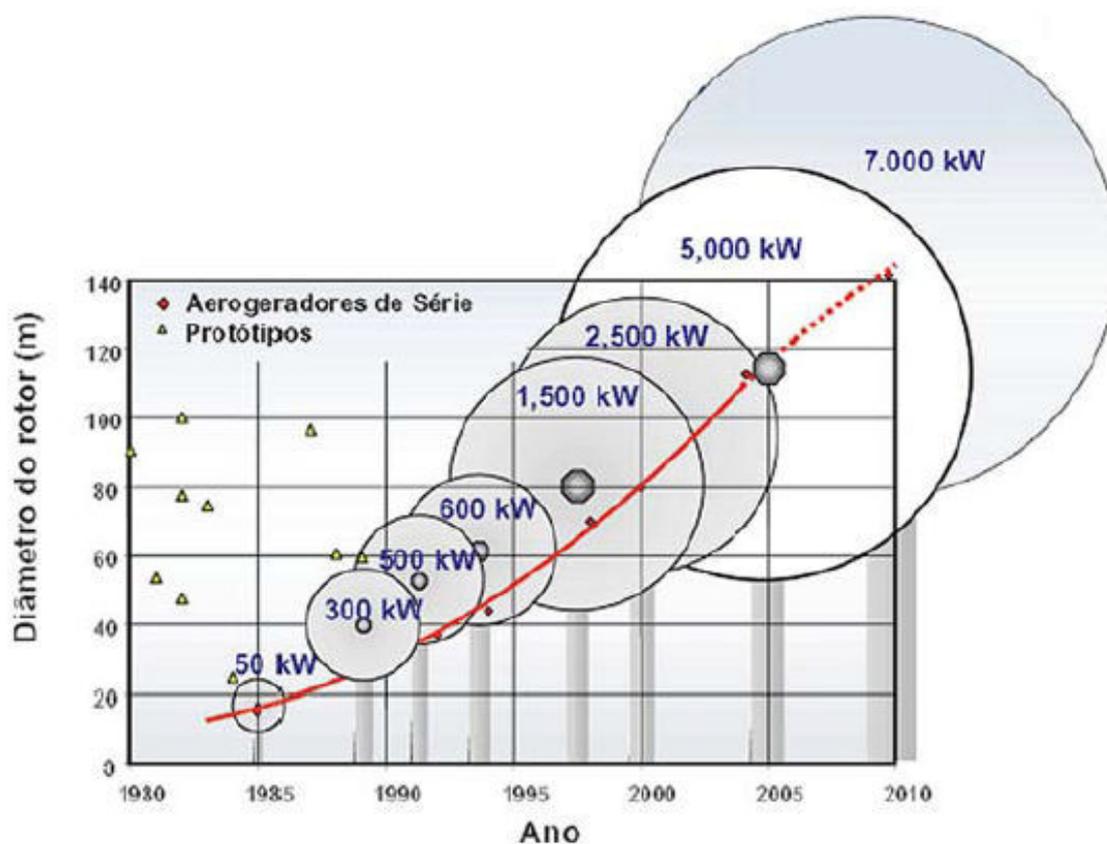
O aumento da potência dessas usinas está ligado principalmente ao diâmetro do rotor, quanto maior a máquina maior a potência nominal da mesma, como pode ser observado na Figura 2.3.

Figura 2.2: Principais marcos do desenvolvimento da energia eólica a partir do século XX.



Fonte:(DUTRA, 2001)

Figura 2.3: Evolução da potência e do diâmetro do rotor dos aerogeradores



Fonte: (CRESESB & CEPTEL, 2008)

Políticas de incentivo ao uso de recursos naturais, que agridam cada vez menos o meio ambiente, emitem menores níveis mínimos de GEEs (Gases do efeito estufa), promovem cada vez mais a geração eólica (COPEL *et alii*, 2007), sendo que o crescimento de potência eólica instalada no mundo nos últimos 20 anos vem crescendo de forma exponencial. Este comportamento é mais exacerbado nos países desenvolvidos como a Alemanha que teve o maior incremento, aumentou 12 vezes em apenas 10 anos.

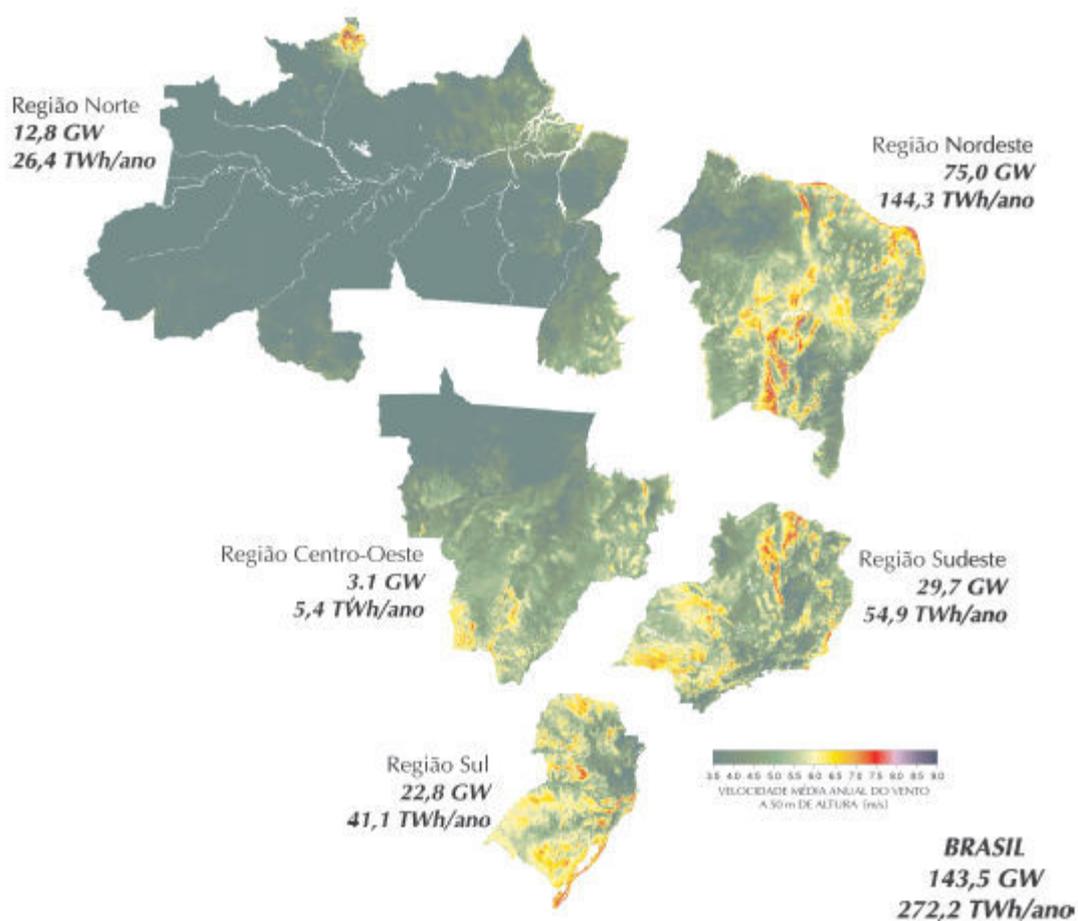
No Brasil este comportamento não é diferente, os incentivos para geração eólica só crescem, bem como a potência instalada, o que é corroborado através dos Balanços Energéticos Anuais publicados pela EPE. A seguir, será apresentado o potencial eólico do Brasil e do Paraná uma vez que essa foi a região de estudo deste trabalho.

2.2.2 Potencial eólico do Brasil e do Paraná

O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudos e inventários desde os anos 1970. Destacam-se as áreas de baixíssima rugosidade das dunas do litoral cearense, com velocidades médias anuais da ordem de 9 m/s (SCHUBERT e Eólica, 2001).

No ano de 2001, foi lançado um trabalho com o levantamento do potencial eólico brasileiro (SCHUBERT e Eólica, 2001). A técnica utilizada consiste na integração das áreas através de geoprocessamento e revela um potencial aproveitável da ordem de 272,2 TWh/ano. O maior potencial estimado no Brasil se localiza na região nordeste 144,3 TWh/ano, o que já é um indício da complementaridade entre eólica e hídrica pois é a região mais castigada pela falta de chuva, na estação de seca. A Figura 2.4 apresenta esse potencial por região.

Figura 2.4: Potencial eólico do Brasil

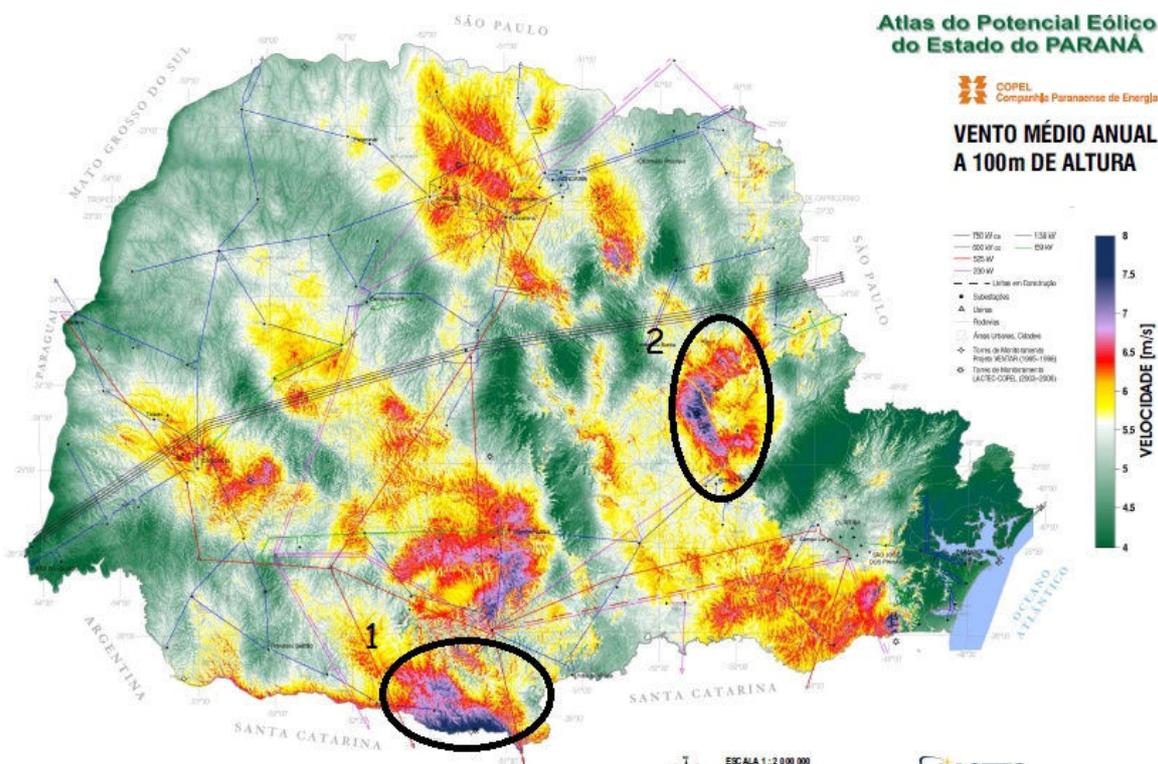


Fonte: (SCHUBERT & EÓLICA, 2001)

Em 2007, a COPEL disponibilizou o atlas do potencial eólico do estado do Paraná. No Paraná, existem áreas com grande incidência de vento como pode ser observado na Figura 2.5. Por exemplo, na região 1 (região da cidade de Palmas), a velocidade dos ventos é em média 8 m/s. Neste local existem já diversos parques instalados (aproximadamente 9 parques) (COPEL *et alii*, 2007).

A região 2 (região das cidades de Castro e Tibagi) apresenta ventos com velocidade média de 7 a 7,5 m/s.

Figura 2.5: Potencial eólico do paraná



Fonte: Adaptado de (COPEL *et alii*, 2007)

2.3 Turbinas eólicas

As turbinas eólicas são máquinas responsáveis pela extração da energia cinética dos ventos. Para aproveitamentos de energia eólica, a potência do vento é convertida em potência mecânica, para realização de trabalho ou conversão em energia elétrica (CUSTÓDIO, 2009).

Com um exemplo de como forças atuam nas turbinas eólicas segue a explicação (CRESESB e CEPEL, 2008):

“Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arraste).”

Assim, as turbinas podem ser divididas em dois grupos: turbinas de arraste e de sustentação. Porém, a classificação mais usual é quanto ao eixo: vertical ou horizontal, tanto turbinas de eixo vertical e horizontal sofrem ações de forças de arraste e de sustentação.

Turbinas de eixo vertical não necessitam de mecanismos direcionais e têm a vantagem do gerador e transmissão serem instalados no solo. As turbinas *Darrieus* e *Savonius* são os exemplos apresentados na Figura 2.6.

Figura 2.6: Turbina *Darrieus* e *Savonius*

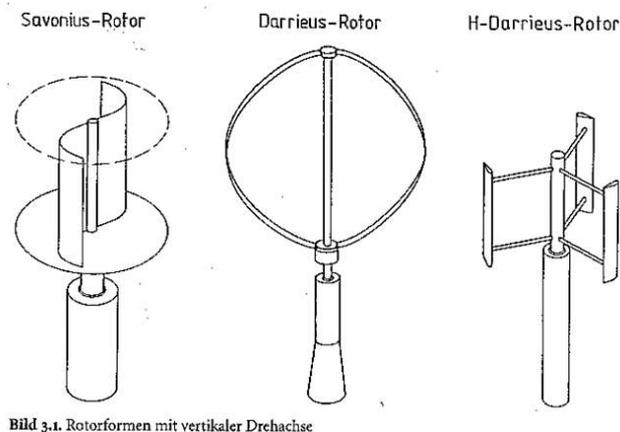


Bild 3.1. Rotorformen mit vertikaler Drehachse

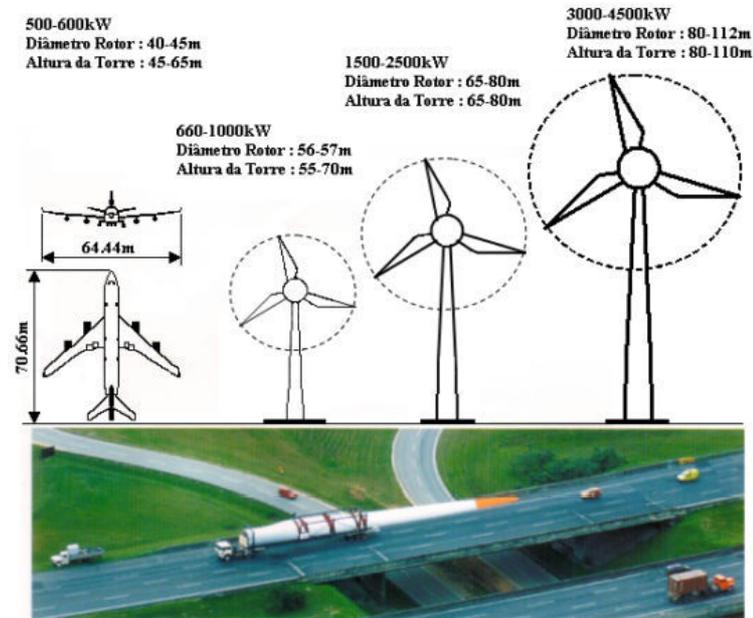
Fonte: Gie (2013)

As características das turbinas *Savonius* são: possuir torque de partida médio ou alto, velocidade de rotação baixa, controle de torque com regulação da passagem de ar entre as pás as quais são utilizadas para bombeamento de água e moagem de grão.

Diferentemente da *Savonius*, a *Darrieus* tem por característica principal gerar energia elétrica, sendo assim possui velocidade de rotação alta, sendo que a turbina move-se mais rápido que o vento. As vantagens desses tipos de turbinas são: gerador é instalado no solo facilitando a operação e manutenção, não necessitam de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento e produzem baixo ruído.

Turbinas de eixo horizontal precisam se manter perpendicular à direção do vento para capturarem o máximo de energia. Essas turbinas são usadas para gerar eletricidade, atingem grandes alturas com rotores de grande potência, proporcionando assim um melhor aproveitamento de energia cinética dos ventos, gerando cada vez mais potência ativa por unidade geradora, como pode ser observado na Figura 2.7.

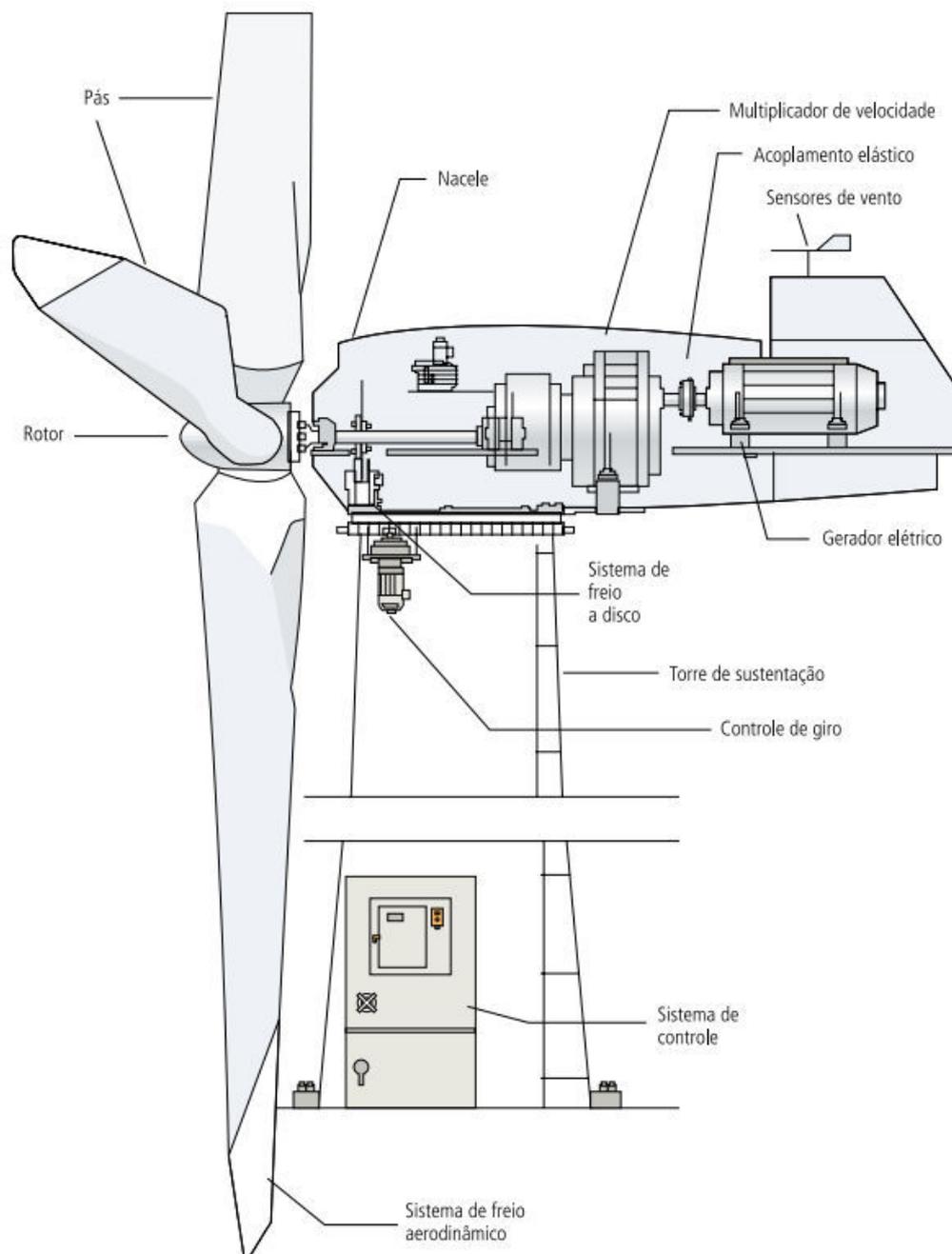
Figura 2.7: Dimensões típicas das turbinas eólicas no mercado atual comparando com as dimensões do boeing 747



Fonte:(BATISTELA, n.d.)

Para que a energia cinética dos ventos seja extraída e transformada em energia elétrica são necessárias várias etapas. Essas etapas são realizadas por alguns componentes como caixa multiplicadora, gerador síncrono ou assíncrono, dentre outros. A Figura 2.8 apresenta todos componentes de um aerogerador típico de eixo vertical.

Figura 2.8: Configuração típica de um aerogerador de eixo vertical



Fonte: (ANEEL, 2010)

Segundo Custodio (2009), as principais partes do aerogerador são:

- Nacele: carcaça montada sobre a torre, onde se encontram gerador, caixa de acoplamento e demais dispositivos localizados no alto;

- Eixo: responsável pelo acionamento do aerogerador, fazendo a transferência de energia mecânica da turbina;
- Pás: são perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo energia cinética dos ventos em energia mecânica;
- Torre: Estrutura com a função de elevar a turbina do solo;
- Caixa multiplicadora e transmissão: possui a finalidade de transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até o gerador, aumentando a velocidade de rotação. Os aerogeradores mais modernos estão perdendo essa caixa multiplicadora e como solução para alcançar a elevada rotação dos geradores, utilizam-se geradores múltiplos de baixa velocidade e grandes dimensões.
- Gerador: é o responsável pela produção de energia elétrica, existem várias alternativas de geradores entre eles gerador de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores de comutador de corrente alternada, cada um com suas vantagens e desvantagens. No entanto, para aerogeradores de velocidade variável normalmente utilizam-se de geradores síncronos, que tem a capacidade de controlar, através da excitação, a tensão e a potência reativa gerada, o que é impossível nos assíncronos.

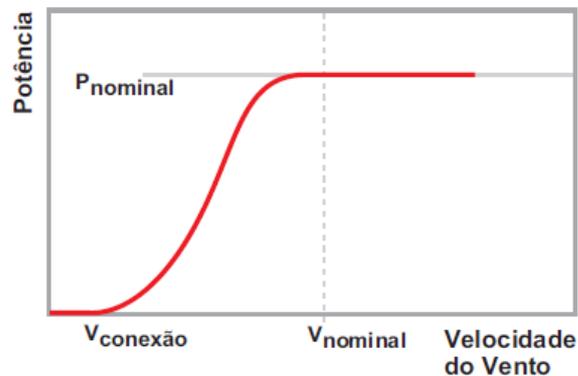
2.3.1 Mecanismos de controle

Os mecanismos de controle destinam-se a controlar a operação dos aerogeradores na finalidade de mantê-los nos valores especificados de operação. Conforme se aumenta o fluxo de ar, aumentam-se as forças de sustentação aerodinâmicas, aumentando assim a potência mecânica e a potência extraída do aerogerador. Essa situação necessita de um controle, que pode ser realizado de maneira ativa, controle de passo, ou de maneira passiva, controle por *estol*.

Controle de passo, também conhecido por *pitch control*, necessita de uma informação vinda do gerador de potência. Sempre que esse exceder a potência nominal, as pás são giradas em torno do seu eixo longitudinal, mudando o ângulo de passo e reduzindo o ângulo de ataque do fluxo de ar. O ângulo escolhido é aquele no qual o aerogerador produza

apenas sua potência nominal. A Figura 2.9 mostra a curva de potência típica de um aerogerador por controle de passo.

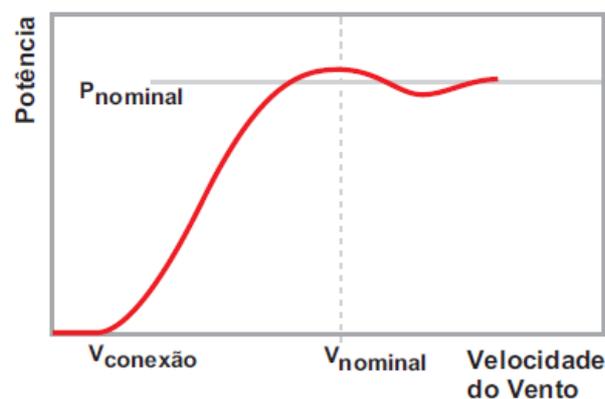
Figura 2.9: Curva de potência de um aerogerador com controle de passo



Fonte: (CRESESB e CEPEL, 2008)

Controle por estol, também conhecido por *stall control*, reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas não permitindo girar em torno de seu eixo, sendo assim o ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidade de ventos superiores a velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá descola da superfície, surgindo regiões de turbulência entre este fluxo e a superfície, reduzindo assim as forças de sustentação e aumentando as de arraste. A Figura 2.10 apresenta a curva de potência típica de um aerogerador controlado por estol.

Figura 2.10: Curva de potência de um aerogerador com controle por estol



Fonte: (CRESESB e CEPEL, 2008)

2.4 A potência de uma turbina eólica

A potência do vento é influenciada por diversos fatores, como relevo, rugosidade do terreno, temperatura, altitude dentre outros fatores. A potência é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento (CUSTÓDIO, 2009):

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho n A v^3 \quad (2.1)$$

onde

P : potências da turbina eólica [W];

C_p : coeficiente de potência [adimensional];

ρ : massa específica do ar [kg/m³];

n : eficiência do gerador [adimensional];

A : área varrida pelas pás da turbina eólica [m²];

v : velocidade do vento que incide na turbina eólica [m/s].

A massa do ar, ρ , em condições meteorológicas padrão, isto é, 15°C e 1.013,0 Pa, é igual a 1,225 kg/m³. No entanto, esse ρ , é dependente da temperatura e da altitude como mostra a equação (2.2):

$$\rho = \frac{353,4 \left(1 - \frac{z}{45271}\right)^{5,2624}}{273,15 + T} \quad (2.2)$$

onde

z : altitude do local [m];

T : temperatura ambiente [°C].

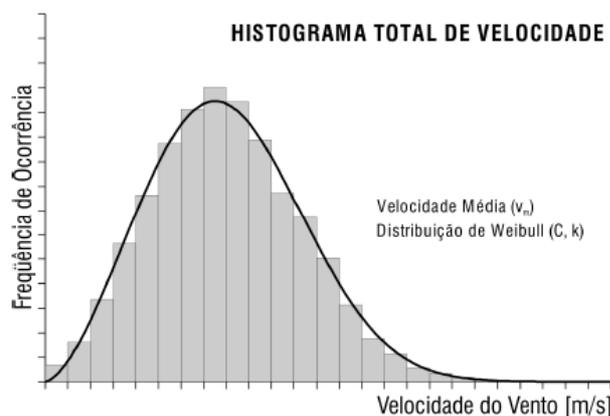
Outro dado importante é o coeficiente de potência, C_p , que indica a relação entre a potência realmente extraída do vento por uma turbina eólica e a potência disponível no vento, cujo valor máximo é 59,3% e valor usual de operação é aproximadamente 44%.

Nesse trabalho a potência gerada pelo vento será obtida diretamente da curva de potência fornecida pelo fabricante do aerogerador a ser utilizado, tal como proposto em Moraes (2013).

Como o vento tem uma característica estocástica e sua velocidade é uma variável aleatória contínua, faz-se necessário sua discretização, de forma a facilitar a análise. Assim, divide-se o vento em faixas de ocorrência e conta-se o número de ocorrências possibilitando

assim o cálculo da frequência relativa. Um dos gráficos mais importantes é da distribuição do vento, gerado pela frequência de distribuição (%) versus velocidade do vento (m/s), conhecido como histograma total de velocidade, Figura 2.11 (SCHUBERT *et alii*, 2007).

Figura 2.11: Histograma total de velocidade



Fonte: (SCHUBERT *et alii*, 2007)

A função de densidade de probabilidade, $f(v)$, mais adequada à distribuição de vento é a função de Weibull e é dada pela equação (2.3).

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.3)$$

onde

k : fator de forma [adimensional];

C : velocidade média [m/s].

O fator de forma, k , assume valores distintos até que a função tome a forma mais parecida possível com a da curva do histograma.

A velocidade do vento está diretamente ligada à altura: quanto maior a altura, maior é a velocidade. O padrão de medição é de 10 metros de altura, sendo assim caso a instalação esteja acima ou abaixo desse valor é necessário passar por uma correção. Essa correção é realizada através da equação (2.4) (PINTO, 2013).

$$\left(\frac{v}{v_0}\right) = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (2.4)$$

onde

v : velocidade estimada do vento a uma altura H ;

v_0 : velocidade do vento a uma altura H_0 ;

α : coeficiente de atrito.

Esse coeficiente de atrito varia de acordo com as características explicitadas na Tabela 2.1.

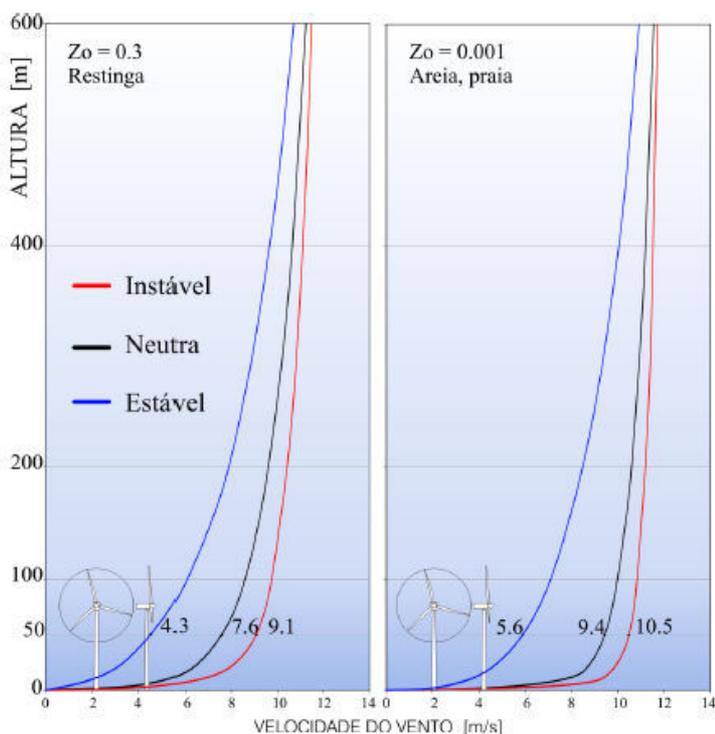
Tabela 2.1: Coeficiente de atrito para as várias características do terreno

Características do terreno	Coeficiente de atrito
Terreno firme, águas calmas	0,10
Gramma alta em terreno plano	0,15
Plantações e arbustos altos	0,20
Florestas e muitas árvores	0,25
Vilas com árvores e arbustos	0,30
Cidades grandes com edificios altos	0,40

Fonte: (FARRET, 2010)

A rugosidade pode ser entendida como uma medida de aspereza de uma superfície de fato, a rugosidade causa redução na velocidade do vento, e um aumento na turbulência do escoamento. A influência desse parâmetro pode ser observada na Figura 2.12 (SCHUBERT *et alii*, 2007).

Figura 2.4: Exemplo dos efeitos da rugosidade e da estabilidade térmica vertical



Fonte: (SCHUBERT *et alii*, 2007)

A determinação da Energia Anual Gerada, EAG ou PAE, pode ser calculada pela integração das curvas de potência em função da velocidade, $P(v)$, e da frequência de ocorrência da velocidade do vento, $f(v)$, (CUSTÓDIO, 2009) como pode ser observada na equação (2.5) e exemplificada na Figura 2.13.

$$EAG = \sum [f(v) * P(v)] * 8760 \quad (2.5)$$

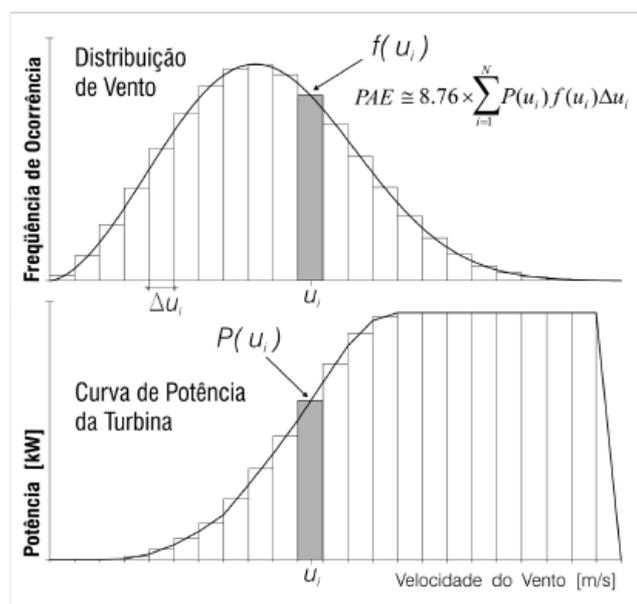
onde

v : velocidade do vento [m/s];

$f(v)$: frequência de ocorrência da velocidade do vento v [%];

$P(v)$: potência produzida pelo aerogerador na velocidade do vento v [kW].

Figura 2.13: Cálculo da energia anual gerada



Fonte: (SCHUBERT *et alii*, 2007)

O fator de capacidade é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia teórica que seria gerada considerando-se a potência nominal do aerogerador e é definida de acordo com a equação (2.6):

$$FC = \frac{EAG}{8760 * P_n} \quad (2.6)$$

onde

FC: fator de capacidade [adimensional];

EAG: energia anual gerada [kWh];

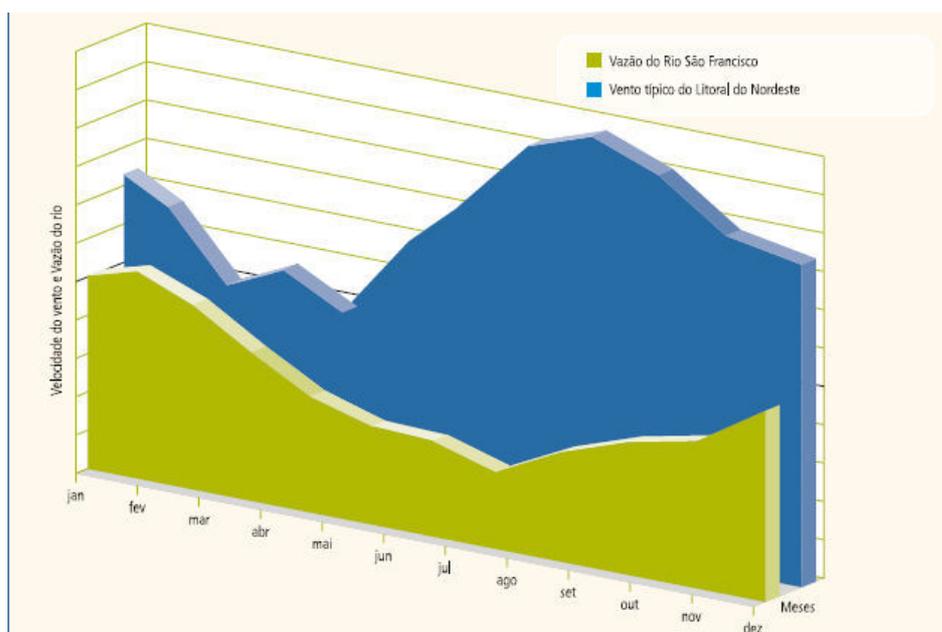
P_n : potência nominal [kW].

2.5 Complementaridade com hidráulica

Uma característica da geração eólica é a sua complementaridade com a energia hidrelétrica, visto que o maior potencial eólico do Brasil está localizado na região Nordeste, onde no período com menor disponibilidade hídrica existe a maior disponibilidade eólica que pode ser aproveitada pelo Sistema Interligado Nacional (ANEEL, 2010).

Estudo da Empresa de Pesquisa Energética, EPE, com a Associação Brasileira de Energia Eólica apontam que em um cenário de escassez hídrica, como o ocorrido no ano de 2001, teria sido amenizado pela energia eólica. Ao mesmo tempo, o cenário de escassez eólica teria sido abrandado por energia secundária hidrelétrica, beneficiando o sistema (EPE, 2013). Essa complementaridade pode ser vista na Figura 2.14.

Figura 2.14: Complementaridade entre energia eólica e hidráulica



Fonte:(ANEEL, 2010)

Recentemente, Cantão (2015) avaliou a questão da complementaridade hidroeólica para todo o território nacional, baseando-se em dados históricos de vazão e de velocidade de vento. Por exemplo, Cantão verificou que há uma complementaridade muito forte na região do sertão nordestino abrangendo o norte da Bahia, oeste de Pernambuco, sul do Ceará e leste do Piauí. Nessa região, localiza-se a UHE Sobradinho que é fortemente complementada pela fonte eólica no seu entorno. Já a região Sul, a costa leste e norte do litoral nordestino apresentam menor complementaridade.

Cantão ainda verificou que as medições de velocidade de vento proveniente:

- da estação meteorológica de Macau (RN) tem forte complementaridade com a hidraulicidade da região Norte e moderada com as usinas das bacias do São Francisco, Paraná, Paranaíba e Grande;

- da estação meteorológica de Santa Vitória do Palmar tem forte complementaridade com a hidraulicidade a esquerda do Rio Amazonas;

- das estações meteorológicas mais próximas à UHE Sobradinho e do Mato Grosso do Sul tem forte complementaridade com a hidraulicidade com a UHE Itaipu.

Verificou-se também que UHE Belo Monte tem forte complementaridade com o potencial eólico do Nordeste ao Sul.

Em síntese, segundo Cantão (2015), os dados de todas as estações meteorológicas indicam forte complementaridade com as principais usinas hidrelétricas, o que demonstra a capacidade da fonte eólica em deslocar a operação de fontes térmicas em períodos de baixa hidraulicidade.

2.6 Considerações finais do capítulo

Este Capítulo teve como objetivo apresentar um panorama a respeito da geração eólica no mundo e no Brasil, ressaltando seu rápido crescimento dentro da matriz energética brasileira e conseqüente apontamento da necessidade de inseri-la na cadeia de planejamento da operação.

A fim de alinhar a inserção da mesma nos estudos relacionados ao planejamento de curto prazo, passa-se ao Capítulo 3 que descreve a modelagem de cada uma das principais fontes de geração no Brasil, a ser utilizada neste trabalho: hidráulica, térmica e eólica.

CAPÍTULO 3: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DOS COMPONENTES HIDRÁULICOS, TÉRMICOS E EÓLICOS

3.1 Introdução

Esse capítulo tem por finalidade descrever os principais componentes de um sistema de geração eólio hidrotérmico, apresentar seus respectivos modelos matemáticos e a formulação do sistema hidrotérmico tal como apresentado em CICOGNA (1999) e ANDRIOLO (2014).

3.2 Usinas hidrelétricas

As usinas hidrelétricas utilizam a água para geração de energia elétrica.

A água armazenada nos reservatórios é transformada em energia cinética quando esta é conduzida sob pressão através do conduto forçado ao conjunto de turbinas.

As turbinas absorvem a energia cinética do fluxo de água, transformando-a em energia mecânica, a qual é transmitida através de um eixo ao gerador que por sua vez a transforma em energia elétrica.

Para as definições básicas a serem utilizadas no trabalho, supõe-se um horizonte de estudo de 12 meses, discretizado mensalmente, ou seja, cada período de tempo t corresponde ao intervalo de um mês.

Para definirmos qual a Energia fornecida pelas hidrelétricas são necessários determinar a vazão turbinada QC_i^t e a altura de queda líquida HL_i^t .

A altura de queda líquida, HL_i^t , é função que relaciona as alturas de queda bruta, HB_i^t , e das perdas, $H_{loss_i}^t$, tal como apresentada equação (3.1). A altura de queda bruta é função da cota de montante do reservatório e da cota do canal de fuga, tal como apresentado na equação (3.2). E as perdas assim como proposto por Andriolo (2013), será função da queda bruta, assim como a equação (3.3).

$$HL_i^t = HB_i^t - H_{loss_i}^t \quad (3.1)$$

$$HB_i^t = H_{v_i}^t(V_i^t) - H_{f_i}^t(Q_i^t) \quad (3.2)$$

$$H_{loss_i}^t(Q_i^t) = c \times HB_i^t \quad (3.3)$$

Substituindo a equação (3.2) em (3.1) encontra-se a equação (3.4)

$$HL_i^t = H_v^t(V_i^t) - H_f^t(Q_i^t) - c_i \times HB_i^t \quad (3.4)$$

onde

$H_v(V_i^t)$: polinômio que relaciona a cota do reservatório em relação ao nível do mar com o volume do reservatório i no período t (m);

$H_f(Q_i^t)$: polinômio que relaciona a altura à jusante com a defluência total do reservatório i no período t (m);

c_i : valor de perdas para cada reservatório i .

onde

$$H_v^t(V_i^t) = a_{pcv} + b_{pcv} \cdot V_i^t + c_{pcv} \cdot (V_i^t)^2 + d_{pcv} \cdot (V_i^t)^3 + e_{pcv} \cdot (V_i^t)^4 \quad (3.5)$$

$$H_f^t(Q_i^t) = a_{pqnj} + b_{pqnj} \cdot Q_i^t + c_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^2 + d_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^3 + e_{pqnj} \cdot (Q_i^t)^4 \quad (3.6)$$

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: coeficientes do polinômio, em que a_{pcv} é o termo independente;

$a_{pqnj}, b_{pqnj}, c_{pqnj}, d_{pqnj}, e_{pqnj}$: coeficientes do polinômio, em que a_{pqnj} é o termo independente.

Estes coeficientes são intrínsecos de cada unidade geradora de energia.

A energia gerada para cada usina i no período t é:

$$EH_i^t = P_i^t \times NH^t \quad (3.7)$$

onde

EH_i^t : energia gerada por cada usina i no período t ;

NH^t : número de horas do período t .

Considerando que o período t corresponde a um mês, a energia gerada na usina, EH_i^t (MWh), obtida a partir da função de produção hidráulica é definida como:

$$EH_i^t = k_i \cdot HL_i^t \cdot QC_i^t \cdot Smês/10^6 \quad (3.8)$$

onde

QC_i^t : vazão turbinada (m³/s) do reservatório i durante o período t (mês);

$Smês$: número de segundos do período t (mês);

$Smês/10^6$: fator de conversão da unidade de vazão m³/s para hm³/mês;

k_i : produtibilidade específica (MW/[(m³/s).m]) da usina i , obtida do rendimento médio da usina, $\eta_i^{médio}$, da aceleração da gravidade g (m/s²) e da massa específica da água, ρ (kg/m³), pela seguinte equação:

$$k_i = \eta_i^{médio} \cdot g \cdot \rho \quad (3.9)$$

Como o volume para cada usina varia de um mês para outro, utiliza-se o valor médio de volume na equação (3.4) tal como descrito em (3.10):

$$VMED_i^t = \frac{V_i^{t-1} + V_i^t}{2} \quad (3.10)$$

onde

V_i^t : volume armazenado (hm³) no reservatório i para o período t (mês).

Assim, substituindo 3.4 em 3.8 obtém-se a função de produção hidráulica expressa como:

$$EH_i^t = k_i \cdot [H_{v_i}^t(VMED_i^t) - H_{f_i}^t(QC_i^t) - H_{loss}] \cdot QC_i^t \cdot \frac{Smês}{10^6} \quad (3.11)$$

As usinas hidrelétricas apresentam uma série de restrições operativas que devem ser consideradas no problema de otimização relacionado ao despacho energético de geração, tais como:

(i) limites na capacidade de armazenamento do reservatório:

$$\underline{V}_i^t \leq V_i^t \leq \overline{V}_i^t \quad (3.12)$$

onde

\underline{V}_i^t e \overline{V}_i^t : níveis mínimo e máximo do reservatório (hm³) i no período t (mês).

(ii) limitações quanto à capacidade de vazão turbinada do reservatório i :

$$\underline{QC}_i^t \leq QC_i^t \leq \overline{QC}_i^t \quad (3.13)$$

onde

\underline{QC}_i^t e \overline{QC}_i^t : volumes mínimo e máximo de turbinagem (hm³) do reservatório i no período t (mês).

(iii) limites para vazão vertida do reservatório i :

$$0 \leq QVT_i^t \leq \overline{QVT}_i^t \quad (3.14)$$

onde

\overline{QVT}_i^t : volume máximo de vertimento (hm^3) do reservatório i no período t (mês).

Lembrando que a defluência total Q_i^t do reservatório i é a soma da vazão vertida QVT_i^t com a turbinada QC_i^t :

$$Q_i^t = QVT_i^t + QC_i^t \quad (3.15)$$

(iv) limites de defluência do reservatório i :

$$\underline{Q}_i^t \leq Q_i^t \leq \overline{Q}_i^t \quad (3.16)$$

onde

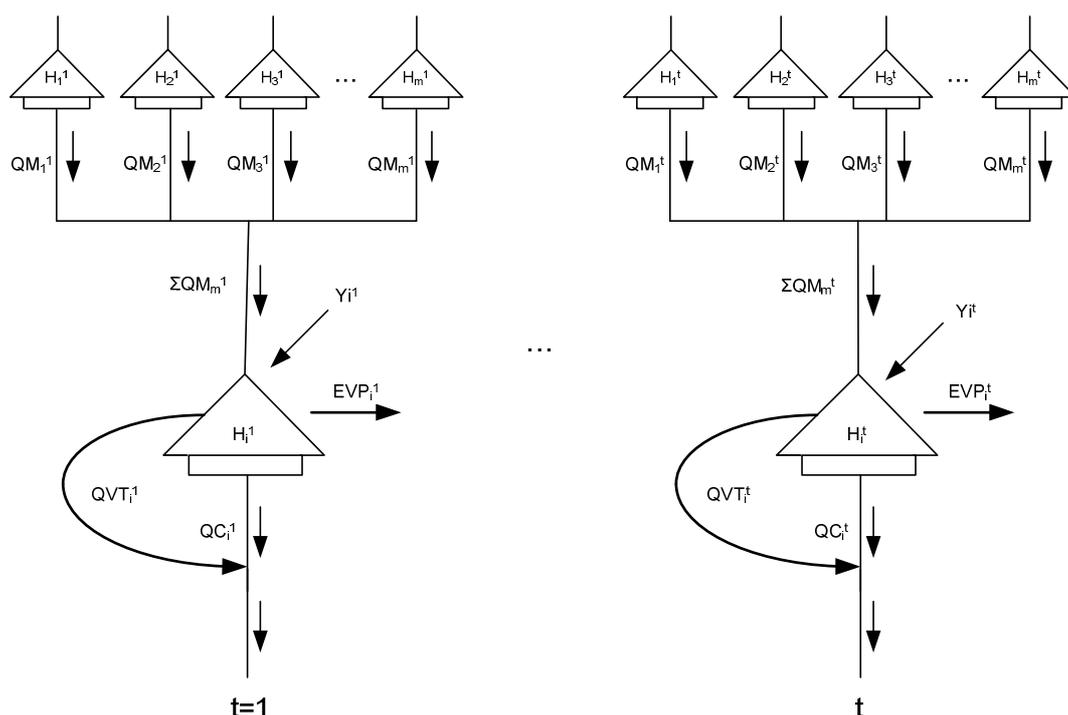
\underline{Q}_i^t e \overline{Q}_i^t : volumes mínimo e máximo de defluência (hm^3) do reservatório i no período t (mês).

3.2.1 Restrições de balanço hídrico

A equação de balanço hídrico, que relaciona o volume do reservatório com o volume do período anterior, as afluências do reservatório e as perdas são a seguir descritas.

A Figura 3.1 apresenta um modelo esquemático das principais variáveis envolvidas nas restrições de balanço de água. Neste esquema ilustrativo, para cada mês t , existem m reservatórios (H_k^t com $k=1, \dots, m$) a montante do reservatório H_i^t , cuja soma das vazões defluentes (QM_k^t) mais a vazão incremental afluente do rio que forma o reservatório i (Y_i^t) compõe a vazão total que alimenta o reservatório H_i^t . Então, o volume do reservatório i no período t (V_i^t) depende das vazões totais que o alimentam ($\sum_{k \in \Omega_m} (QM_k^t) + Y_i^t$) e das que fluem pela barragem do reservatório, tais como valores de evaporação (EVP_i^t), vertimento (QVT_i^t) e vazão turbinada (QC_i^t). Os valores do instante $t+1$ dependem dos valores do instante t , ou seja, o volume do reservatório no instante $t+1$ depende do volume deixado no instante anterior t .

Figura 3.1 – Variáveis envolvidas nas restrições de balanço d'água



Fonte: Andriolo (2014)

As equações que descrevem o balanço hídrico para usinas classificadas como de reservatório, supondo o i -ésimo reservatório, no intervalo t , são:

$$V_i^{t+1} = V_i^t - EVP_i^{t+1} + [Y_i^{t+1} + QM_i^{t+1} - Q_i^{t+1}] \times T^{t+1} \quad (3.17)$$

$$QM_i^{t+1} = \sum_{k \in \Omega_m} (QC_k^{t+1} + QVT_k^{t+1}) \quad (3.18)$$

$$Q_i^{t+1} = QC_i^{t+1} + QVT_i^{t+1} \quad (3.19)$$

$$EVP_i^{t+1} = A_i^{t+1} \times IEVP_i^{t+1} \quad (3.20)$$

onde

A_i^t : área do reservatório (km^2) i no período t (mês);

EVP_i^t : perdas por evaporação, infiltração, do reservatório (hm^3) i no período t (mês);

$IEVP_i^t$: índice de evaporação no reservatório i no período t (mm/mês);

QC_i^t : vazão turbinada do reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

QC_k^t : vazão turbinada do reservatório a montante da usina (m^3/s) i no período t (mês);

QM_i^t : soma de defluências de usinas a montante do reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

Q_i^t : soma das vazões turbinadas e vertidas no reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

QVT_i^t : vertimento no reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

QVT_k^t : vertimento no reservatório (m^3/s) k no período t (mês);

V_i^t : volume do reservatório (hm^3) i no período t (mês);

T^t : é uma constante para cada período de estudo, cujo valor é $Smês/10^6$ e sua função é converter a unidade de vazão de m^3/s para $hm^3/mês$;

Y_i^t : vazão incremental afluyente total do reservatório (m^3/s) i no período t (mês);

Ω_m : conjunto das usinas a montante da usina i .

Onde a área do reservatório é calcula através do polinômio área x cota intrínseco de cada reservatório i , representado na equação (3.21).

$$\text{Área}_i^t(V_i^t) = a_{pcv} + b_{pcv} \cdot V_i^t + c_{pcv} \cdot (V_i^t)^2 + d_{pcv} \cdot (V_i^t)^3 + e_{pcv} \cdot (V_i^t)^4 \quad (3.21)$$

onde:

$a_{pcv}, b_{pcv}, c_{pcv}, d_{pcv}, e_{pcv}$: coeficientes do polinômio, em que a_{pcv} é o termo independente;

Para usinas a fio d'água equação de continuidade é dada pela equação (3.22).

$$0 = [Y_i^{t+1} + QM_i^{t+1} - Q_i^{t+1} - EVP_i^{t+1}] \times T^{t+1} \quad (3.22)$$

$$EVPF_i^{t+1} = AF_i^{t+1} \times IEVP_i^{t+1} \quad (3.23)$$

onde

AF_i^t : área do reservatório a fio d'água;

$EVPF_i^t$: perdas por evaporação, infiltração, etc...(hm^3) para a usina a fio d'água i no período t (mês).

3.3 Usinas térmicas

Nas usinas térmicas, a energia elétrica é obtida através da transformação de energia térmica em energia mecânica que movimenta turbina acoplada a um gerador.

A potência elétrica gerada pela usina térmica j no período t (mês) é representada por PGT_j^t , a qual está sujeita a limites máximos e mínimos de geração da usina térmica j :

$$\underline{PGT_j^t} \leq PGT_j^t \leq \overline{PGT_j^t} \quad (3.24)$$

onde

PGT_j^t : potência gerada pela usina térmica j no período t ;

$\underline{PGT_j^t}$ e $\overline{PGT_j^t}$: limites máximos e mínimos das usinas térmicas j no período t .

A função custo de geração associada à usina térmica pode ser expressa por uma equação de segundo grau:

$$C_j^t(PGT_j^t) = a_j^t \times (PGT_j^t)^2 + b_j^t \times PGT_j^t + c_j^t \quad (3.25)$$

onde

a_j^t : coeficiente quadrático de custo de geração para a usina j no período t ;

b_j^t : coeficiente linear de custo de geração para a usina j no período t ;

c_j^t : termo independente do custo de geração para a usina j no período t ;

C_j^t : custo de geração (\$/MW) da usina j no período t ;

PGT_j^t : potência gerada (MW) pela usina j no período t .

3.4 Usinas eólicas

Tal como descrito no Capítulo 2 a energia eólica provém da conversão da energia cinética contida nas massas de ar em energia cinética de rotação a qual é transformada em energia elétrica.

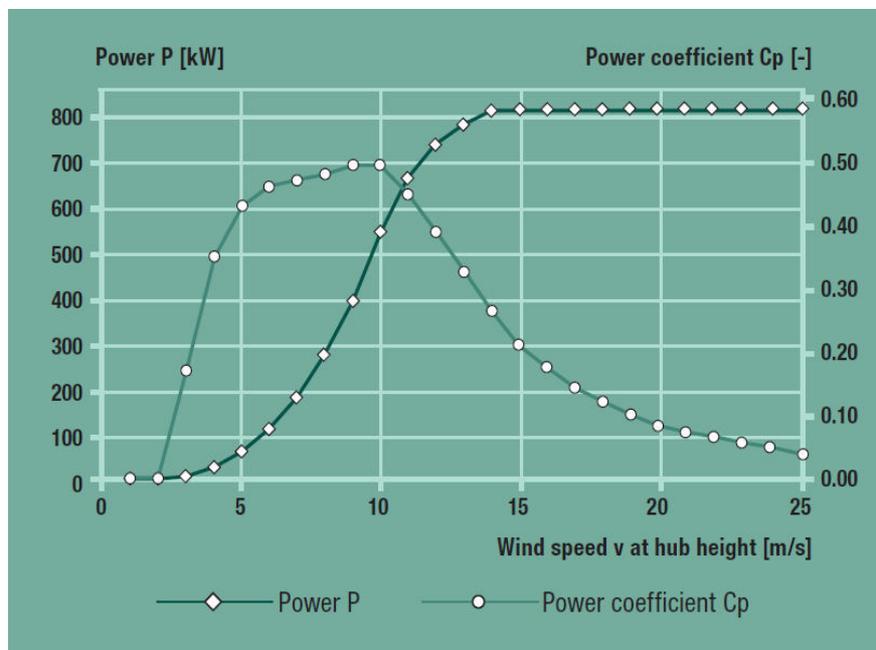
A partir dos dados dos ventos medidos ao longo do período de tempo t , é preciso corrigir a velocidade do vento levando em consideração o fator de rugosidade do terreno.

Com os dados dos ventos corrigidos à altura da torre, deve-se então encontrar o valor da potência gerada, $P_{geol_j^t}$, da usina eólica j , no período t , que é função dos parâmetros construtivos dos aerogeradores e da velocidade dos ventos (Capítulo 2).

Como pode ser observado através da equação (2.1), a potência eólica depende diretamente da eficiência do motor, área varrida das pás e coeficiente de rendimento sendo esses parâmetros intrínsecos de cada máquina. Propõe-se então linearizar por partes a curva de potência do aerogerador a ser modelado deixando a equação da potência eólica função somente do vento.

Nesse trabalho, modelou-se o aerogerador E48 do fabricante ENERCON, cujos dados estão dispostos na Tabela 3.1 e a curva de potência na Figura 3.2.

Figura 3.2 – Curva de Potência do aerogerador ENERCON E48



Fonte: ENERCON

Tabela 3.1: Parâmetros do aerogerador-ENERCON E48 –800kW

Parâmetros do aerogerador-ENERCON E48 –800kW	
Potência média (kW)	800
Potência máxima (kW)	810
Velocidade na qual começa a gerar(m/s)	2
Velocidade onde a potência é máxima(m/s)	14
Velocidade máxima de geração de energia (m/s)	25
Velocidade máxima de resistência do vento (m/s)	50
Velocidade funcional do vento (m/s)	3 até 25
Altura da torre disponível (m)	50;60;75
Área varrida pelas pás (m ²)	1810

Fonte: ENERCON

Primeiramente, os dados de ventos medidos devem ser corrigidos para a velocidade de ventos de acordo com a altura da torre onde o aerogerador está instalado.

Em seguida, os dados de ventos são aplicados à curva representada na Figura 3.2 a fim de se obter os valores de geração correspondentes, que são calculados conforme linearização da curva de potência. Para este trabalho fez-se a linearização por partes ao invés da regressão polinomial, pois para mesma série de ventos a energia anual geral por ambas são

muito próximas, sendo assim escolheu-se o método mais simples, que foi a divisão da curva não linear em cinco partes as quais podem ser aproximadas por regressões lineares obtidas através do método dos mínimos quadrados.

Aplicando o método Mínimos Quadrados para ajustar a curva a uma reta, obtém-se um conjunto equações lineares que fornecem as respectivas potências geradas em função apenas da velocidade de vento (Tabela 3.2).

Tabela 3.2: Conjunto de equações para o cálculo das potências instantâneas de acordo com o intervalo de ventos

Velocidade do vento (m/s)	Equações Lineares
Menor e igual a 2 m/s	0
Maior que 2 m/s e menor que 6 m/s	24,9.V-54,4
Maior ou igual a 6 m/s e menor que 11 m/s	126 .V-642
Maior ou igual a 11 m/s e menor que 14 m/s	33 .V+382
Maior ou igual a 14 m/s e menor que 25 m/s	810
Maior que 25 m/s	0

Fonte: Autor

Com a intenção de ilustrar como os valores de potência são obtidos, suponha velocidade de vento maior que 2 m/s e menor que 5 m/s. Então, utiliza-se a equação (3.26):

$$P_{geot} = 24,9.V - 54,4 \quad (3.26)$$

onde

V: velocidade do vento dada em m/s;

P_{geot} : potência ativa gerada pelo aerogerador (kW);

Para esse intervalo de vento, o fabricante também fornece dados de potência gerada segundo Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Dados de potência em função do Vento

Ventos (m/s)	Potência (kW)
2	0
3	20,3
4	45,2
5	70,4

Fonte: ENERCON

Como os dados de ventos disponíveis são horários, também são horários os dados de geração de potência eólica correspondentes.

Assim, ao longo de cada mês é possível obter o número de horas com geração de potência eólica e o número de horas sem geração de potência eólica.

3.4 Considerações finais do capítulo

Este capítulo teve por objetivo apresentar os principais componentes de um sistema eólico hidrotérmico, assim como o equacionamento das equações do balanço hídrico. A seguir, passa-se à descrição da formulação matemática a ser utilizada para análise da rede elétrica a ser descrita no Capítulo 4.

CAPÍTULO 4: FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO DESPACHO EÓLIO HIDROTÉRMICO

4.1 Introdução

O presente trabalho se baseia na técnica de Algoritmos Genéticos (AGs) para solução de um problema de despacho eólico hidrotérmico de curto prazo que engloba questões energéticas, hidráulicas e elétricas.

O despacho eólico hidrotérmico aqui modelado consiste em se maximizar os valores dos volumes dos reservatórios, concomitantemente com a minimização do custo de operação, atendimento à demanda e aos limites de transmissão, bem como outros critérios que serão discutidos nas seções subsequentes.

O diferencial desta formulação em relação ao trabalho de Andriolo (2014) reside na aplicação da mesma no horizonte de curto prazo (ao invés de médio prazo) e na inclusão de geração eólica (discriminada entre os patamares de carga pesada, média e leve).

Já que a junção do planejamento energético com o elétrico, proposta em Andriolo (2014) já no planejamento de médio prazo (que analisa horizonte de cinco anos com discretização mensal e cada mês com discretização por patamares de carga) foi adequada, ela também será utilizada no planejamento de curto prazo (que analisa horizonte de um ano com discretização mensal e cada mês também com discretização por patamares de carga) com o intuito de também diminuir disparidades entre os planejamentos energético e elétrico possibilitando uma análise quantitativa do efeito das restrições elétricas e ainda da intermitência da geração eólica. Pretende-se assim compatibilizar os planejamentos energético e elétrico, e obter metas energéticas melhores para o planejamento de curtíssimo prazo.

O problema proposto modela as usinas hidráulicas individualmente, o sistema de transmissão da rede elétrica através de modelo linear e a geração eólica sob uma ótica binária, ou seja, incorporando-a segundo duas condições operativas: ligada ou desligada. Quando ligada considera-se que ela opera no valor máximo de geração.

A partir do histórico horário dos ventos, calculam-se os valores esperados dos mesmos ao longo de um ano, os quais aplicados aos dados técnicos dos aerogeradores fornecem os valores horários de geração eólica. Estes valores são utilizados para discriminar

o número de horas em que o aerogerador está ligado e desligado para cada patamar de carga ao longo de cada mês.

Assim, a fim de se analisar o impacto elétrico da geração eólica na rede (preservando-se a disponibilidade de energia da mesma ao longo de cada mês), adapta-se a formulação de Andriolo (2014) que formulou um despacho hidrotérmico de médio prazo com três patamares de carga, com monitoramento de linhas de intercâmbio com a finalidade de analisar qualitativamente os gargalos de transmissão e inseriu geração de potência fictícia nas barras geradoras a fim de identificar o déficit de geração.

Neste trabalho proposto, a formulação de Andriolo (2014) é adaptada sob vários aspectos. O primeiro deles é quanto à formulação do corte de carga. A geração de potência fictícia, é inserida não mais nas barras de geração, mas nas barras de cargas de modo a identificar com mais rigor aonde se deve efetivamente realizar os cortes quando necessários. Segundo ponto é quanto à inserção da geração eólica, reformulando o despacho para um despacho eólico hidrotérmico cujo horizonte de estudo não é mais de 60 meses, mas 12 meses. A análise qualitativa da influência da geração eólica no despacho é abordada pela representação dos patamares de carga de três para seis patamares: pesada sem geração eólica, pesada com geração eólica despachada no máximo, média sem geração eólica, média com geração eólica despachada no máximo, leve sem geração eólica, leve com geração eólica despachada no máximo.

Primeiramente, antes de se descrever a formulação matemática deste despacho eólico hidrotérmico é preciso estabelecer quais os parâmetros de entrada do problema e quais as variáveis de otimização que compõem cada indivíduo, para que em seguida possa ser avaliado o desempenho de mesmo.

4.2 Dados de entrada

Segundo Andriolo (2014), os dados de entrada são separados conforme sua natureza em:

- (i) “dados estáticos”: que se referem ao sistema físico a ser simulado, tais como: número de reservatórios, limites operativos dos reservatórios, configuração da cascata, dados de evaporação, tipo de reservatório, limites operativos das máquinas, produtividade média das usinas hidrelétricas, número de

- subsistemas, número de linhas e barras, dados de carga, linhas de intercâmbio e seus limites operativos, número de unidades geradoras térmicas, limites operativos da térmica e sua localização no sistema;
- (ii) “dados semi-estáticos”: que se referem a diferentes configurações de um mesmo sistema elétrico em estudo: histórico de afliências; dados de carga, dados de geração eólica advindo de perfil de ventos analisado;
- (iii) “dados configuráveis” utilizados para escolha de início de análise, cenários e outros, tais como apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Dados configuráveis classificados quanto a sua finalidade

Dados configuráveis
Número de períodos de estudo
Ano de início de estudo
Utilização da geração térmica na base (<i>flat</i>) ou acompanhando a demanda
Número de patamares de carga
Volume inicial dos reservatórios
Limites operativos das máquinas
Produtibilidade média das usinas hidrelétricas
Parâmetros dos AG

FONTE: Adaptado de Andriolo(2014)

4.3 Codificação e decodificação do indivíduo

O uso da técnica de AG requer a determinação dirigida ou aleatória de uma população inicial de indivíduos. Estes indivíduos são modificados ao longo das gerações através dos operadores genéticos. Todas essas mudanças têm como principal objetivo obter o indivíduo melhor adaptado, ou em outras palavras, a melhor solução para o problema (a ser descrita na equação (4.1), que representa a função objetivo do problema em questão).

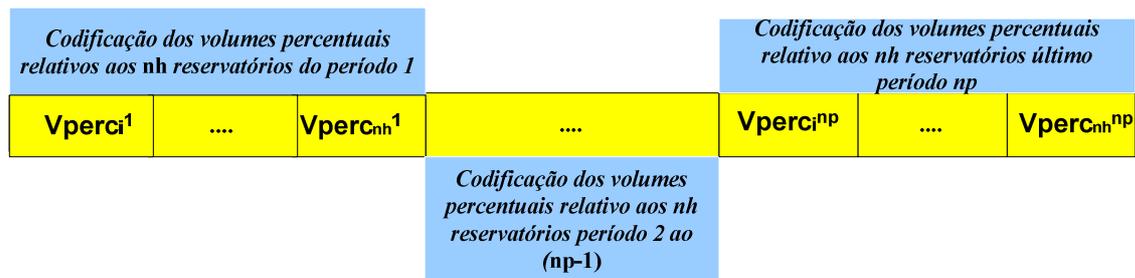
Maiores detalhes a respeito da técnica de AG encontram-se no Anexo B.

Neste trabalho, foi adotada a codificação do indivíduo proposta por (ASANO *et alii*, 2011). O trabalho citado representa cada gene de um indivíduo pelo percentual de volume armazenado nos reservatórios em cada período do horizonte de estudo. Desse modo, os

volumes percentuais ($Vperc$) a serem otimizados de cada indivíduo estão sempre dentro do intervalo 0 e 1, onde 0 corresponde aos volumes mínimos e 1 corresponde aos volumes máximos dos reservatórios.

A Figura 4.1 ilustra a estrutura de um indivíduo para um caso em que existem np número de períodos (meses) e nh número de reservatórios.

Figura 4.1 – Estrutura da codificação de um indivíduo



Fonte: Adaptado Andriolo (2014)

Cada indivíduo é representado pelos volumes percentuais de cada reservatório para cada período do horizonte de estudo. A dimensão desse indivíduo é dada pela multiplicação de np períodos de estudo por nh número de reservatórios.

A população inicial pode ser especificada pelo usuário ou pode ser gerada aleatoriamente, desde que os limites impostos entre 0 e 1 sejam atendidos.

Assim, a partir dos dados de entrada descritos e da geração de indivíduos os mesmos são decodificados a fim de fornecerem os valores de volume de cada reservatório para cada mês.

Esta decodificação do indivíduo consiste em converter o volume percentual em volume real em hm^3 . A decodificação é feita baseando-se nos volumes máximos e mínimos dos reservatórios, tal como proposto em (ASANO *et alii*, 2011).

A seguir, tem-se o exemplo do processo de decodificação de um gene de um indivíduo (ANDRIOLO, 2014).

Considerando-se um gene de um indivíduo com as características abaixo:

$$VMAX_1^1 = 17.190 \text{ hm}^3$$

$$VMIN_1^1 = 4.669 \text{ hm}^3$$

$$Vperc_1^1 = 1$$

Onde $VMAX$, $VMIN$ e $Vperc$ são respectivamente os valores máximo, mínimo e percentual de volume para a o reservatório do gene em questão.

O valor do volume real para esse caso exemplo é calculado do seguinte modo:

$$V_1^1 = VMIN_1^1 + (VMAX_1^1 - VMIN_1^1) \times Vperc_1^1$$

$$V_1^1 = 4.669 + (17.190 - 4.669) \times 1$$

$$V_1^1 = 4.669 + (12.521) \times 1$$

$$V_1^1 = 17.190 \text{ hm}^3.$$

Essa transformação nada mais é do que a soma do volume mínimo do reservatório com o volume útil multiplicado pelo volume percentual. Esse processo é repetido para todos os genes de todos os indivíduos da população.

4.4 Formulação matemática do despacho eólico hidrotérmico

O problema de despacho hidrotérmico eólico de curto prazo é formulado como um problema multiobjetivo composto por cinco critérios de otimização que são calculados em duas etapas: um relativo ao problema hidráulico (energético) e outro ao problema elétrico.

Primeiramente, a partir dos volumes decodificados do indivíduo em análise, calculam-se os balanços hídricos do problema, que consistem na aplicação da equação (3.17). Com exceção do vetor de defluência total, todos os termos que compõem essa equação são conhecidos. Por exemplo, os valores de evaporação, vazões afluentes e a diferença de volume entre períodos consecutivos são calculados segundo Capítulo 3.

A resolução da equação (3.14) fornece os valores de defluência total (Q) para cada reservatório para cada mês de estudo, que representa a soma dos valores de vazão turbinada e vazão vertida.

A partir destes dados é necessário obter o valor da vazão turbinada que aplicado na equação de produtividade da máquina fornece o valor de potência gerada por ela e consequentemente a energia disponível por cada usina hidráulica ao longo de cada mês de estudo (eq. 3.5).

Como se tem disponível a defluência total, que é soma da turbinada mais vertida, Andriolo (2014) propôs uma heurística que é capaz de fornecer estes valores das vazões turbinadas e vertidas.

Primeiramente, definem-se as metas (chamadas primeiramente de supermetas), como sendo as metas energéticas calculadas através da equação (3.5), supondo que toda vazão defluente é igual à turbinada (ou seja, supondo vazão vertida nula).

Este valor de supermeta é avaliado pela etapa que faz análise elétrica do problema, ou seja, verifica-se se estas metas hidráulicas, juntamente com potencial térmico e eólico são capazes de suprir a demanda ao longo de cada mês, o qual é discretizado em patamares (pesado, médio e leve com ou sem geração eólica) e ainda satisfazendo todas as restrições elétricas da rede.

Este problema elétrico é resolvido tal como um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) discretizado por patamares que tem o objetivo de obter para cada patamar o despacho de geração hidráulico (conforme a meta fornecida pela decodificação do indivíduo) e geração térmica para as situações em que ocorram ou não vento, ou seja, com e sem geração eólica. Caso não seja possível fechar o balanço, a formulação inclui o cálculo de corte de carga necessário de modo a também se satisfazer os limites de carregamento das linhas de transmissão.

Vale a pena reiterar que este problema FPO será detalhado na seção 4.5.

Caso as supermetas mensais de cada usina hidráulica advindas do indivíduo em análise sejam factíveis, verifica-se quanto das mesmas foram efetivamente necessárias para compor a convergência de cada FPO mensal. Assim, para cada usina hidráulica, os valores de metas mensais usadas no FPO são assumidos como valores de metas energéticas mensais e os valores de vazões turbinadas QC correspondentes a estas metas são calculadas a partir das equações de produtividade das máquinas hidráulicas e assim como os consequentes valores de vertimentos de cada reservatório para cada mês. Se as supermetas não são factíveis, o indivíduo é descartado.

De posse dos valores dos volumes dos reservatórios, metas energéticas, vazões turbinadas e vertidas de cada usina hidráulica para cada mês, obtidas a partir da decodificação do indivíduo em análise, passa-se ao cálculo da avaliação deste indivíduo em duas etapas:

- (i) Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos hidráulicos (*fitness_hidráulica*) e,
- (ii) Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos elétricos (*fitness_elétrica*).

A função de avaliação total é obtida pela soma destas duas avaliações:

$$FO = fitness_hidráulica + fitness_elétrica \quad (4.1)$$

a qual deve ser minimizada ao longo de todo processo de geração de novos indivíduos até a convergência e obtenção de uma solução ótima.

A minimização da equação (4.1) é resolvida pela técnica de Algoritmos Genéticos (GOLDBERG, 1989), que se baseia na geração de uma população inicial formada por um

conjunto de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções do problema de otimização. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada e para cada indivíduo é dado um índice (FO), refletindo sua habilidade de adaptação a determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros mantidos pela seleção podem sofrer modificações em suas características, através da recombinação e das mutações, gerando descendentes para a próxima geração que, de alguma forma, mantenham as características da geração anterior e possibilitando a variabilidade dos indivíduos na população.

4.4.1 Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos hidráulicos

A parcela da função de avaliação que avalia aspectos hídricos do problema é composta pelas seguintes parcelas:

$$fitness_hidráulica = W_1 \times f1 + W_2 \times f2 + W_3 \times f3 \quad (4.2)$$

onde

W_i : pesos que podem assumir valores maiores ou iguais à zero. Sua função é de atribuir maior importância a algumas funções;

$f1$: função violação do limite de defluência, se para qualquer indivíduo houver qualquer limite de vertimento ou vazão mínima violado, $f1$ assume um valor extremamente alto, e esse indivíduo é descartado, não sendo realizado no cálculo dos outros critérios de otimização;

$f2$: somatórios dos desvios dos volumes em relação ao volume que corresponde à altura de queda efetiva;

$f3$: desvio de volume final de reservatório em relação a um valor pré-estipulado pelo usuário.

A seguir, descrição de cada critério de avaliação.

-Violação de defluência

Devem ser verificados os limites de vertimento e de vazão mínima dos reservatórios conforme as regras da Tabela 4.2.

Tabela 4.2– Regras para obtenção das violações dos limites de vertimento e vazão mínima para cada período

Se	Então
$0 \leq QVT_i^t \leq QVTmax_i^t$	Violação $QVT_i^t = 0$
$QVTmax_i^t \leq QVT_i^t$	Violação $QVT_i^t = 100.000.000$
$QVT_i^t \leq 0$	Violação $QVT_i^t = 100.000.000$
$QC_i^t \geq QCmin_i^t$	Violação $QC_i^t = 0$
$QC_i^t \leq QCmin_i^t$	Violação $QC_i^t = 100.000.000$

Fonte: Andriolo (2014)

O valor 100.000.000 é adotado para penalizar situações de violação dos limites de vazão turbinada e assim, descartar soluções infactíveis.

Uma vez obtido os valores das violações de vertimento e vazão mínima turbinada para cada período e reservatórios, calcula-se o valor de violação de vertimento.

$$f1 = ViolaçãoDefluência = \sum_{t=1}^{np} (ViolaçãoQVT_i^t + ViolaçãoQC_i^t) \quad (4.3)$$

onde,

$ViolaçãoQVT_i^t$: violação de vertimento do reservatório i no período t ;

$ViolaçãoQC_i^t$: violação de vazão turbinada mínima do reservatório i no período t ;

np : número de períodos.

- Desvios dos volumes efetivos

Devem ser verificados, conforme a regra da Tabela 4.3, os reservatórios cujos volumes diferem do volume que corresponde à altura de queda efetiva.

Tabela 4.3– Regra para obtenção das violações dos limites de volume para o período

Se	Então
$V_i^t \neq Vefetivo_i^t$	Violação $V_i^t = Vefetivo_i^t - V_i^t $

Fonte: Andriolo (2014)

Uma vez obtido os valores das violações de volume para cada período, ou seja, o somatório das violações de volume de todos os reservatórios pode-se obter o valor de

violação de volume total do sistema durante todo o horizonte de estudo através da seguinte equação.

$$f2 = \sum_{t=1}^{np} \sum_{i=1}^{nh} (\text{Violação } V_i^t) \quad (4.4)$$

A função desse critério é a de procurar manter os reservatórios os mais cheios possíveis.

- Desvio de volume final do reservatório

Na resolução nº 456 da ANEEL pode-se encontrar as definições de período seco e úmido. O período seco, entre Maio e Novembro, corresponde aos meses com menores volumes de precipitações, já o período úmido, entre Dezembro e Abril, corresponde aos meses com maiores volumes de precipitações. Essas definições têm grande importância no aspecto de tarifação de energia e também no planejamento elétrico.

Ao final do período de planejamento deseja-se que o reservatório esteja com certo volume armazenado, esse é um valor pré-definido pelo operador, mas de certa forma está relacionado ao período em que ocorrerá fim do planejamento.

Por exemplo, se o final de um período de planejamento ocorrer em Maio (período seco), é intuitivo desejar que ao final desse período os reservatórios não estejam totalmente deplecionados ou distantes do seu mínimo, pois o período seco perdurará por mais sete meses. Caso o final do planejamento ocorra em Dezembro (período úmido) é aceitável que os reservatórios estejam mais deplecionados quando comparados ao período seco.

Assim, como o volume final depende da sazonalidade, pode-se ter, por exemplo:

- Antes de começar a seca: $V_i^{np} = 0,8 V_i^{max}$;
- Antes das chuvas: $V_i^{np} = 0,4 V_i^{max}$.

Desta forma, verificam-se os reservatórios cujos volumes não atingiram o volume final especificado, conforme as regras da Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Regras para obtenção das violações de volume final para o período i final

Se	Então
$V_i^t = V_i^{t,final}$	Violação $V_i^{t,final} = 0$
$V_i^t \neq V_i^{t,final}$	Violação $V_i^{t,final} = V_i^{t,final} - V_i^t $

Fonte: Andriolo (2014)

Uma vez obtidos os valores das violações de volume final para o último período, ou seja, o somatório das violações de volume final de todos os reservatórios pode-se obter o valor de violação de volume total do sistema através da seguinte equação.

$$f3 = \sum_{t=1}^{np} (\text{Violação } V_i^{t,final}) \quad (4.5)$$

A função desse critério é a de procurar manter os reservatórios os mais próximos possíveis de valores pré-determinados que não sejam necessariamente os valores máximos.

4.4.2 Avaliação do indivíduo quanto aos aspectos elétricos (*fitness_életrica*).

Para cálculo da avaliação da parte elétrica do problema que envolve o despacho das usinas hidráulicas e térmicas de modo a satisfazer as restrições operacionais da rede, utiliza-se a formulação matemática clássica de um Fluxo de Potência Ótimo (FPO) linear, o qual é discretizado segundo np patamares de carga desejados.

Basicamente, o FPO tem por finalidade despachar as usinas hidráulicas e térmicas ao mesmo tempo em que verifica se as metas energéticas advindas da decodificação do indivíduo (subseção 4.4.1) são adequadas para atendimento da demanda e restrições elétricas do sistema ao longo de diferentes patamares de carga.

Um resultado importante fornecido pelo FPO é se há ou não corte de carga. Para este monitoramento de corte de carga, são inseridos geradores fictícios junto a cada barra de carga, com alto custo, que geram energia quando não é possível atender toda a demanda ou quando restrições de transmissão não possam ser atingidas. Deste modo, o corte de carga sinaliza se as metas energéticas são ou não adequadas como solução do problema.

Assim, para cada mês de estudo, t , as metas energéticas de cada usina (EH_i^t) as quais são obtidas da decodificação dos indivíduos, e os valores de geração eólica (obtidos a partir de dados históricos) são inseridos como dados de entrada para FPOs (cuja formulação está apresentada na seção 4.5) e que são simulados separadamente para cada mês.

Como já comentado, a partir do histórico dos ventos, determinam-se os valores esperados dos ventos que implicam em geração de potência máxima e nula. Destes valores, obtém-se o número de horas por patamar sem e com geração eólica ($P_{geol}_i^t = 0$ ou *valor máximo*, respectivamente), os quais possibilitam a duplicação do número de patamares em análise. Por exemplo, ao invés de se simular três patamares de carga (pesada, média e leve) simulam-se seis patamares de carga. Um exemplo de distribuição de horas por patamares de carga está apresentado na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Número de horas para cada condição de carga por mês

Patamares de Carga	Número de horas
Leve com eólica	254
Média com eólica	336
Pesada com eólica	67
Leve sem eólica	24
Média sem eólica	51
Pesada sem eólica	12

Fonte: Autor (2016)

Alguns dados de saída do FPO são:

- PGH_j^{pat} : variável de otimização relacionada à geração de potência ativa na usina hidrelétrica j durante patamar pat ;

- PGT_j^{pat} : variável de otimização relacionada à geração de potência ativa na usina térmica j durante patamar pat ;

- $Pfic_j^{pat}$: variável de otimização relacionada à geração de potência ativa fictícia na barra de carga j durante patamar pat . Esta variável representa o corte de carga que deve ser realizado na barra de carga j durante patamar pat , caso as metas energéticas e gerações térmica e eólica não sejam suficientes para atender toda a carga do mês considerado.

Os valores de geração térmica e fictícia são utilizados para compor função de avaliação do problema relacionada à parte elétrica, formulada como:

$$fitness_elétrica = W_4 \times f4 + W_5 \times f5 \quad (4.6)$$

onde

W_i : pesos que podem assumir valores maiores ou iguais à zero. Sua função é de atribuir maior importância a algumas funções;

$f4$: função custo das térmicas;

$f5$: total de déficit de geração caso as metas energéticas não sejam suficientes juntamente com as térmicas de atender a carga total, obtidos de um FPO linear.

- Custo das térmicas

A função custo das térmicas está modelada conforme equação (4.7):

$$f4 = \sum_{t=1}^{np} \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{i=1}^{nt} c(PGT_j^{pat,t} \cdot horasPorPatamar_{pat}^t) \quad (4.7)$$

onde,

nt : número de usina térmicas;

$c(PGT_j^{pat,t})$: função custo da térmica j referente ao patamar pat e mês t .

- Déficit de geração

A função custo de déficit está modelada conforme equação (4.7), alocando-se ao custo de geração fictício o valor de custo de déficit de geração:

$$f5 = \sum_{t=1}^{np} \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nbc} c(Pfic_j^{pat,t} \cdot horasPorPatamar_{pat}^t) \quad (4.8)$$

onde

nbc : número de barras de carga;

$c(PGT_j^{pat,t})$: função custo da geração fictícia alocada na barra de carga j referente ao patamar pat e mês t .

Uma vez calculado o *fitness* relacionado ao problema energético e hidráulico os mesmos são somados formando a função objetivo do problema:

$$\text{Min } FO = fitness_hidráulica + fitness_elétrica \quad (4.9)$$

Uma observação importante é que os 5 critérios de otimização foram normalizados, tal como executado em Andriolo(2014). Assim, a FO final é:

$$\min FO = W1 \left(\frac{f_1}{f_1^{max}} \right) + W2 \left(\frac{f_2}{f_2^{max}} \right) + W3 \left(\frac{f_3}{f_3^{max}} \right) + W4 \left(\frac{f_4}{f_4^{max}} \right) + W5 \left(\frac{f_5}{f_5^{max}} \right) \quad (4.10)$$

onde:

f_1^{max} : pior caso de defluências. Considera-se como sendo as usinas vertendo ao máximo e turbinando valores abaixo da vazão ecológica;

f_2^{max} : pior caso de desvio dos volumes. Considera-se como sendo reservatórios vazios;

f_3^{max} : pior caso de desvio de volume. Considera-se como sendo volumes finais forem nulos;

f_4^{max} : pior caso de despacho de térmicas. Considera-se o custo referente ao despacho no limite máximo de todas as térmicas;

f_5^{max} : pior caso de corte de carga. Considera-se como sendo corte total de carga existente;

A seguir, descreve-se o problema de otimização FPO que é executado mensalmente para o cálculo dos aspectos elétricos descritos na equação (4.6).

4.5 Fluxo de Potência Ótimo linear

Um Fluxo de Potência Ótimo linear (FPO) realiza despacho hidrotérmico (geração eólica é fixada) a cada mês com o objetivo de averiguar se há déficit de geração e se as restrições de transmissão das linhas de intercâmbio entre os subsistemas estão satisfeitas.

Os critérios de otimização utilizados no FPO incluem a minimização do custo da geração térmica e do custo de déficit. As restrições de igualdade são as equações de balanço de potência ativa do modelo linear discriminadas por patamares de carga. Os limites operacionais dos geradores e limites de transmissão em linhas de intercâmbio são incluídos no problema como restrições de desigualdade.

Para dar prosseguimento à descrição da formulação matemática utilizada (ANDRIOLO, 2014), supõe-se um sistema elétrico com nb barras, nh usinas hidrelétricas, nt usinas térmicas, $neol$ aerogeradores e $npat$ patamares de carga (para cada mês tem análise).

4.5.1 Variáveis de entrada do FPO para cada período t (mês)

Para cada indivíduo e período t , obtém-se da decodificação dos indivíduos do problema energético, as metas energéticas para cada uma das nh usinas hidrelétricas do sistema, EH_i^t (meta energética para a usina i durante o período t).

Para cada período t , a partir da análise dos ventos e tipo de gerador, obtém-se valores de geração eólica para cada um dos $neol$ aerogeradores do sistema, $PGeol_i^{pat}$ (geração de potência ativa do aerogerador i no patamar pat referente a cada mês t).

Para cada período t (cada mês), deve-se fazer um despacho de geração hidrotérmico ao longo de $npat$ patamares. O valor de carga ativa que deve ser atendida ao longo de $npat$ patamares de carga, distribuídos ao longo do mês t e entre todas as barras de carga é Pd_i^{pat} (carga ativa da barra i no patamar pat).

Outro dado de entrada para cada mês t (período t) é referente ao número de horas de cada patamar de carga e ainda discretizado pela injeção ou não de potência ativa advinda de geração eólica no sistema, $horasPorPatamar_{pat}^t$ (horas do patamar pat do mês t).

4.5.2 Variáveis de otimização para período t (mês)

A variável de otimização relacionada à geração de potência ativa na usina hidrelétrica j durante patamar pat é PGH_j^{pat} .

A variável de otimização relacionada à geração de potência ativa na usina térmica j durante patamar pat é PGT_j^{pat} .

A variável de otimização relacionada à geração de potência ativa fictícia na barra de carga j durante patamar pat é $Pfic_j^{pat}$. Esta variável representa o corte de carga que deve ser realizado na barra de carga j durante patamar pat caso as metas energéticas, a geração térmica e eólica não sejam suficientes para atender toda a carga do mês considerado.

A soma da geração de potência ativa das usinas hidráulica, térmica e eólica é igual à potência ativa total gerada para cada patamar pat e barra j (PG_j^{pat}) é:

$$PG_j^{pat} = PGH_j^{pat} + PGT_j^{pat} + PGeol_j^{pat} \quad \begin{matrix} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{matrix} \quad (4.10)$$

O balanço de potência para cada patamar e barra do sistema é:

$$P_j^{pat} = PG_j^{pat} - Pd_j^{pat} - Pfic_j^{pat} \quad \begin{matrix} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots, npat \end{matrix} \quad (4.11)$$

Para cada bloco de nb equações referentes a cada patamar pat , cujo balanço de potência é representado pelo vetor \mathbf{P}^{pat} tem-se que:

$$\mathbf{P}^{pat} = \mathbf{B}' \cdot \begin{bmatrix} \theta_1^{pat} \\ \theta_{nred}^{pat} \end{bmatrix} \quad pat=1, \dots, npat \quad (4.12)$$

onde

\mathbf{B}' : matriz de susceptância indutiva, reduzida pela retirada da coluna correspondente à barra de referência $\theta_{ref} = 0$ (ref é a barra de referência do sistema), com dimensão igual a $nb.(nb-1)$.

θ_i^{pat} : ângulo da barra i , para o patamar de carga pat .

Assim, cada equação de balanço de potência ativa por barra e por patamar é representada por:

$$PG_j^{pat} - Pd_j^{pat} - Pfic_j^{pat} = P_j^{pat}(\theta_i^{pat}) \quad j=1, \dots, nb \quad (4.13)$$

$$pat=1, \dots, npat$$

4.5.3 Meta energética

O despacho das geradoras hidráulicas deve satisfazer os valores de metas energéticas (EH_i^t) para cada usina hidráulica, i , as quais são estabelecidas de acordo com os valores de vazões turbinadas para o mês t em estudo:

$$\sum_{pat=1}^{npat} horasPorPatamar_{pat}^t \times PGH_i^{pat} \leq EH_i^t \quad i = 1, \dots, nh \quad (4.14)$$

onde

$horasPorPatamar_{pat}^t$: número de horas de cada patamar de carga considerado.

4.5.4 Critério de otimização e Restrições de desigualdade

A função objetivo do problema FEO intertemporal é a minimização da função custo de geração das usinas térmicas e fictícias:

$$f.o = \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(PGT_j^t) + c(Pfic_j^{pat}) \quad (4.15)$$

Os limites operacionais das usinas são:

(i) limites máximos e mínimos de geração da usina térmica j :

$$\underline{PGT_j} \leq PGT_j^{pat} \leq \overline{PGT_j} \quad \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots,npat \end{array} \quad (4.16)$$

onde

PGT_j^{pat} : potência gerada pela usina térmica j no patamar pat ;

$\underline{PGT_j}$ e $\overline{PGT_j}$: limites máximos e mínimos das usinas térmicas.

(ii) limites máximos e mínimos de geração da usina hidráulica j :

$$\underline{PGH_j} \leq PGH_j^{pat} \leq \overline{PGH_j} \quad \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots,npat \end{array} \quad (4.17)$$

onde

PGH_j^{pat} : potência gerada pela usina hidráulica j no patamar $npat$;

$\underline{PGH_j}$ e $\overline{PGH_j}$: limites máximos e mínimos das usinas hidráulica j .

(iii) limites máximos e mínimos de geração da usina fictícia j :

$$0 \leq Pfic_j^{pat} \leq Pd_j^{pat} \quad \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots,npat \end{array} \quad (4.18)$$

A geração fictícia deve ser limitada ao valor da carga à que está designada e não deve assumir valores negativos.

(iv) limites máximos e mínimos de fluxo nas linhas

$$\underline{-Fmax_k} \leq Fl_k^{pat} \leq \overline{Fmax_k} \quad \begin{array}{l} kj=1,\dots,nl \\ pat=1,\dots,npat \end{array} \quad (4.19)$$

onde

Fl_k^{pat} : fluxo de potência ativa que percorre ramo k , durante patamar $npat$;

$Fmax_k$: fluxo de potência ativa máximo do ramo k ;

nl : número de ramos monitorados.

A formulação geral do problema que é resolvida para cada mês é então:

$$f.o = \sum_{pat=1}^{npat} \sum_{j=1}^{nb} c(PGT_j^{pat}) + c(Pfic_j^{pat})$$

s.a

$$PG_j^{pat} - Pd_j^{pat} - Pfic_j^{pat} = P_j^{pat}(\theta_i^{pat}) \quad \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots,npat \end{array}$$

$$\sum_{pat=1}^{npat} n_i \times PGH_i^{pat} \leq EH_i^t \quad i = 1, \dots, nh$$

$$\underline{PGH_j} \leq PGH_j^{pat} \leq \overline{PGH_j} \quad \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots,npat \end{array}$$

(4.20)

$$\underline{PGT_j} \leq PGT_j^{pat} \leq \overline{PGT_j} \quad \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots,npat \end{array}$$

$$0 \leq Pfic_j^{pat} \leq Pd_j^{pat} \quad \begin{array}{l} j=1,\dots,nb \\ pat=1,\dots,npat \end{array}$$

$$\underline{-Fmax_k} \leq Fl_k^{pat} \leq \overline{Fmax_k} \quad \begin{array}{l} kj=1,\dots,nl \\ pat=1,\dots,npat \end{array}$$

O problema descrito em (4.20) é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MONTEIRO; ADLER; RESENDE, 1990) e (KOJIMA; MIZUNO; YOSHISE, 1988), que consiste em transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela incorporação de variáveis de folga, e associar uma função barreira logarítmica à função objetivo. Com isso, pode-se construir uma função Lagrangeana estendida somente com restrições de igualdade e aplicar as condições de Karush-Kuhn-Tucker (condições de otimalidade KKT) a esta função.

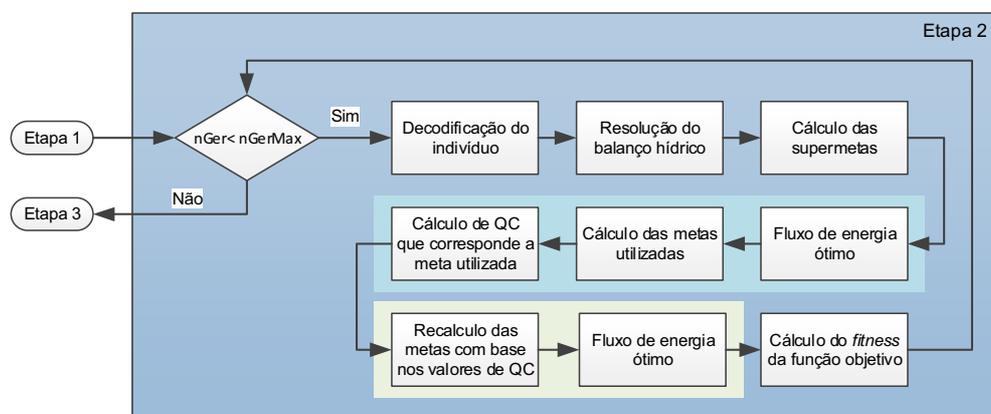
As condições de otimalidade formam um sistema de equações não lineares, que é resolvido pelo Método de Newton, a fim de se encontrar a solução do problema de otimização.

4.6 Fluxograma geral

O fluxograma ilustrado na Figura 4.2 fornece uma visão de todas as etapas que compõem o problema proposto.

De forma sucinta a Etapa 1 da Figura 4.2 corresponde à captura de dados de entrada codificando-o para obtenção dos volumes percentuais. A Etapa 2 faz a avaliação dos indivíduos: após decodificação dos volumes, os mesmos são utilizados para se obter as melhores metas energéticas de cada usina. Inicialmente, supõe-se que toda a vazão afluyente pode ser turbinada, ou seja, supõe-se vertimento nulo, isso é chamado de supermeta. Esta supermeta é inserida como dado de entrada na simulação de um primeiro FPO. Neste FPO, adequam-se as vazões aos limites operativos de cada máquina, obtendo-se as metas hidráulicas efetivamente utilizadas e que são dados de entradas para simulação de um segundo FPO, o qual agora otimiza os despachos (indiretamente define as vazões turbinadas) a fim de obter a melhor solução, visando minimizar o corte de carga e o custo das térmicas. Quando o número de gerações pré estipulado no AG é atingido e as restrições da etapa 2 são satisfeitas, parte-se para a etapa 3 que é a saída de dados, com impressão dos dados, gráficos e tabelas.

Figura 4.2 – Fluxograma para solução de Despacho Eólico Hidrotérmico



Fonte: Andriolo, (2014)

4.7 Considerações finais do capítulo

Este capítulo teve por finalidade apresentar a formulação do problema de despacho eólico hidrotérmico resolvido via Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo linear discretizado por patamares.

O próximo Capítulo apresenta aplicação desta formulação matemática a um sistema teste de 34 barras.

CAPÍTULO 5: SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados pertinentes às simulações do método descrito no Capítulo 4.

A formulação matemática foi implementada na plataforma Matlab 7.10.0 (R2010a). O sistema adotado nas simulações foi o sistema de 33 barras proposto por ALVES (2007), que se refere ao sistema elétrico do sul do Brasil, composto por 7 usinas hidráulicas e 1 usina térmica distribuídos entre 2 subsistemas. A este sistema foi incorporada o parque eólico de Palmas localizada no sul do Paraná, o que aumentou o número de barras para 34. O horizonte de tempo simulado foi de 12 meses.

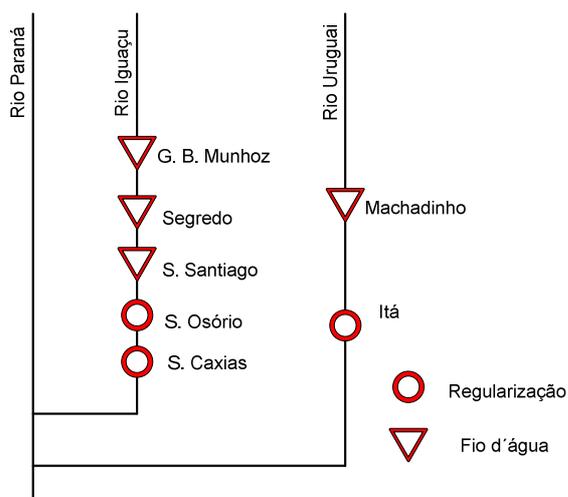
Os dados elétricos do sistema teste utilizado e das usinas hidrelétricas relacionados a limites hídricos e vazões incrementais utilizadas estão apresentados no Anexo A.

Os resultados prévios de um planejamento de longo prazo (60 meses) são utilizados para inicializar os volumes iniciais do horizonte de 12 meses em análise. Os mesmos valores hídricos e de carga mensais do primeiro ano de estudo do planejamento de longo prazo são utilizados para análise mensal do horizonte de curto prazo proposto. O diferencial nesta proposição é que o valor de energia eólica total de cada mês deixa de ser representado como uma geração fixa ao longo dos patamares e passa a ser representado conforme o regime de ventos prováveis ao longo dos meses e patamares obtidos de histórico de ventos.

O parque modelado nesse sistema teste está baseado no parque eólico de Palmas-PR cuja potência instalada no ano de estudo (2000) era igual a 2,5 MW, o que representa apenas 0,106%, 2,49MW, da carga total instalada no sistema teste a ser adotado. Por isto, o número de aerogeradores foi aumentado, para que a geração possa se tornar mais representativa dentro do sistema. Assim, em um primeiro momento, a geração eólica considerada foi aumentada para aproximadamente 1,2%, 28,27MW, da carga total demandada pelo sistema teste. Cabe ressaltar que atualmente (2016) o parque de Palmas está com capacidade instalada de 6,7MW o que aumenta a sua representatividade a um valor de 0,28% da carga. O parque eólico foi inserido na barra 934.

A Figura 5.1 ilustra o diagrama unifilar do sistema utilizado nas simulações.

Figura 5.2 – Cascatas consideradas no sistema teste



Fonte: (BESSA, 2008)

A Figura 5.3 mostra a codificação de um indivíduo, considerando os sete reservatórios e os np períodos de estudo. Cada gene do indivíduo é a representação do volume útil (%) de cada um dos reservatórios.

Figura 5.3 – Indivíduo para o sistema teste de 34 barras

[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]		[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]	[0 ... 1]
Bento Munhoz	Salto Caxias	Segredo	Itá	Machadinho	Salto Osório	Salto Santiago	...	Bento Munhoz	Salto Caxias	Segredo	Itá	Machadinho	Salto Osório	Salto Santiago
Período 1							...	Período np						

Fonte: Andriolo (2014)

Alguns dados de entrada estão apresentados na Tabela 5.1. Os dados referentes às vazões turbinadas e volumes, cotas regulação, coeficientes de polinômios, evaporação, produtividade específica e perdas de cada uma das usinas são as mesmas utilizadas em Andriolo (2014).

Tabela 5.1 – Parâmetros de entrada configuráveis

Parâmetro	Valor
Número de períodos de estudo	12
Número de patamares	6 (leve com eólica, media com eólica, pesada com eólica, leve sem eólica, media sem eólica e pesada sem eólica)
Ano de início do estudo	2000
Mês de início do estudo	Janeiro
Volume inicial dos reservatórios (%)	80%
Volume final ao término do período de estudo (%)	80%
Pesos das funções objetivo (W1.F1; W2.F2; W3.F3; W4.F4; W5.F5)	W1= 20; W2=50; W3=0,50; W4=15 e W5=100
Tamanho da população	20

Os ajustes propostos na Tabela 5.1 para os valores dos pesos das funções objetivos foram obtidos após várias simulações e buscaram obter um compromisso ideal entre os critérios analisados. Por exemplo, o peso do corte de carga é o maior, pois pesos menores tenderam a buscar soluções cujos valores de corte de carga são elevados.

Outra informação importante é que nesse trabalho não foi considerado o calendário hidrológico começando o ano em maio, pois o sistema teste analisado encontra-se na região sul a qual apresenta um comportamento distinto das outras regiões do Brasil. Sendo assim o início do período foi em janeiro de 2000.

A Tabela 5.2 ilustra as opções de configuração utilizadas para todas as simulações realizadas neste trabalho. No Anexo A, encontram-se definições básicas sobre cada um dos parâmetros ajustados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Parâmetros de simulação utilizados no AG

Parâmetro	Valor
Número de gerações	200
Função de cruzamento	Aritmética
Limites dos valores da população	Volumes máximos e mínimos dos reservatórios
Fração de migração	0.8
Intervalo de migração	10
Elitismo	4
Tamanho da população	20
Função de seleção	roleta
População inicial	Reservatórios com a porcentagem do volume especificado pelo usuário

5.2 Dados dos ventos

Os dados horários dos ventos fornecidos pelo SIMEPAR no posto de Palmas foram obtidos a 10 m de altura. Assim, primeiramente, os dados de ventos devem ser corrigidos para a velocidade de ventos conforme altura da torre dos aerogeradores, que neste caso está a 75 m.

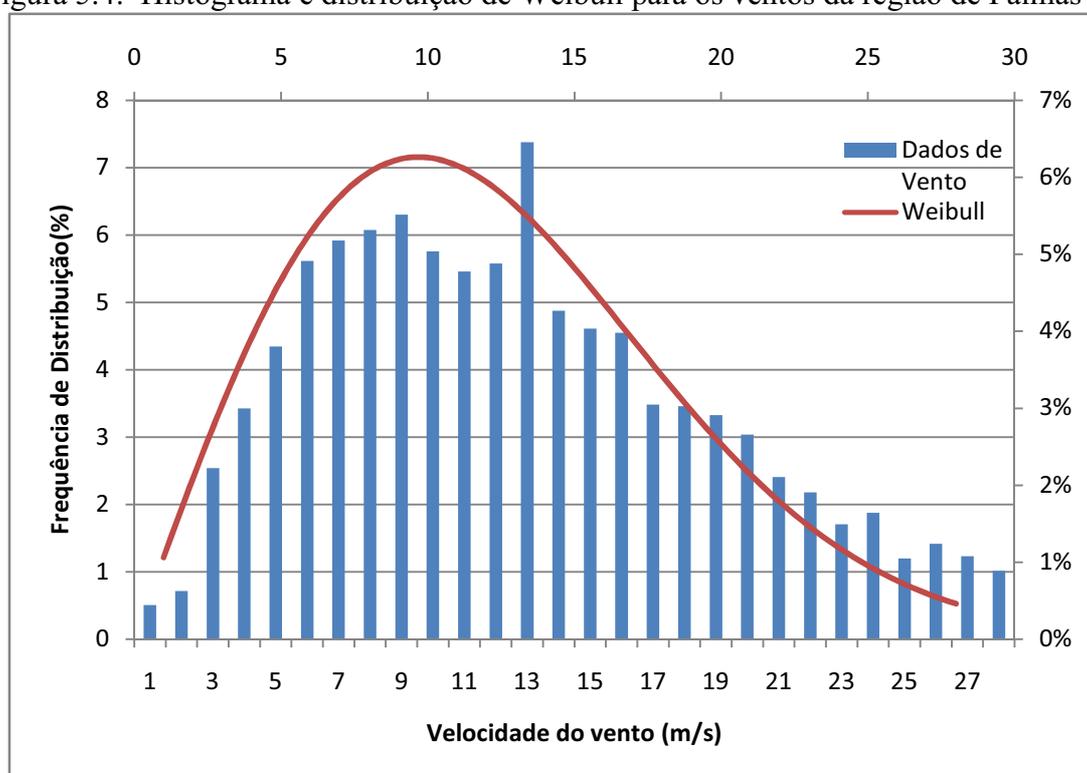
Esta correção é realizada de acordo com a equação (2.4) que leva em consideração o valor da rugosidade do terreno considerado que é igual a 0,15 de acordo com a tabela 2.1 descrita no Capítulo 2, terreno plano com grama alta. Esse fator foi escolhido de acordo com fotos do local.

O aerogerador utilizado foi o E48 do fabricante ENERCON, cujos dados estão dispostos na Tabela 3.1 e a curva de potência na Figura 3.2 (Capítulo 3).

Através dos dados do fabricante de cada aerogerador, sabe-se qual é o intervalo das velocidades dos ventos para os quais haverá geração de energia eólica. Cabe ressaltar que nem sempre quanto maior a velocidade do vento maior a geração eólica. Como apresentado na Tabela 3.2, para ventos com velocidade acima de 25m/s não há geração de energia eólica para o aerogerador E48, quando atua um controle que altera o ângulo de passo reduzindo o ângulo de ataque ao fluxo de ar. Fazendo com que o aerogerador produza apenas sua potência nominal.

A distribuição do vento nessa região tem comportamento tal como apresentado no histograma da Figura 5.4, que também contempla a distribuição de Weibull equivalente com fator k igual a 2,0. A distribuição mostra que a maior densidade de velocidade de vento está localizada entre 8 a 10 m/s. Por mais que o a maior frequência de vento esteja em 13 m/s e a maior densidade de velocidade esteja em 9 m/s, esse fator k escolhido é o que descreve melhor seu comportamento. No entanto, a maior frequência da velocidade de vento está localizado em 13 m/s o que mostra uma adequação do aerogerador escolhido pois esse assume sua potência máxima em 14m/s.

Figura 5.4: Histograma e distribuição de Weibull para os ventos da região de Palmas-PR



Fonte: Autor (2016)

O número de horas por mês para cada patamar de carga é estipulado segundo o número de dias úteis de cada mês e do regime horário adotado para cada mês. Os intervalos de horas que compõem cada patamar de carga são determinados pela ANEEL. Como exemplo, segue a Tabela 5.3 que mostra o número de horas dos três primeiros meses do ano 2000.

Tabela 5.3: Número de horas por patamar discretizado em 3 patamares de carga

Patamares de Carga	Número de horas por mês		
	Janeiro	Fevereiro	Março
Leve	278	252	266
Média	387	368	396
Pesada	79	76	82
Total de horas	744	696	744

Fonte: Autor (2016)

Sabendo-se quantas horas compõem cada patamar de carga e sabendo-se qual o número total de horas por mês, os dados de velocidade do vento foram realocados por patamar de carga criando então sub matrizes cuja dimensão é número de horas por patamar x número de períodos. Por exemplo, em janeiro do ano 2000 o número total de horas foi de 744, e a discretização dessas horas por patamar segue na Tabela 5.3. Com a realocação para cada mês, criaram-se 3 vetores, um para cada patamar de carga, onde cada vetor contém os ventos correspondentes às horas que compõem cada patamar.

Com as velocidades de ventos organizadas por patamares de carga, calcula-se então através das equações da Tabela 3.2 a potência eólica gerada por hora, aplicando-se a equação correspondente ao intervalo cuja velocidade esteja inserida, formando uma matriz com as potências horárias ao longo dos períodos de estudo.

Como essa matriz é formada por valores de potências eólicas horárias, caso a velocidade do vento esteja dentro dos limites de geração, a potência será diferente de zero; caso esteja fora dos limites de geração, a potência eólica horária gerada é igual a zero. Pode-se então buscar para cada patamar de carga e para mês, o número de zeros dentro dessas sub matrizes, sendo este o número de horas naquele patamar que não há geração eólica dentro do período de estudo.

Nessa parte da formulação, podem-se extrair duas matrizes cuja dimensão são o número de patamares x número de períodos de estudo. Essas matrizes são o número de horas com inserção de energia eólica e o número de horas sem inserção de eólica.

Com os dados dos números de horas com e sem inserção de geração eólica já armazenadas deve-se então calcular a energia armazenada para cada patamar de carga, sendo assim, soma-se por patamar e por mês o valor das potências eólicas horárias, resultando uma matriz de energia eólica cuja dimensão é o número de patamares x número de períodos (meses).

De posse do valor de energia eólica gerada por patamar de carga, é possível idealizar diferentes configurações para se representar a inserção da geração eólica como barra de geração de potência fixa (barra 934) no Fluxo de Potência Ótimo linear.

5.3 Cenários para representação da geração eólica

Para viabilizar a análise da influência da inserção de geração eólica no planejamento de curto prazo, propõem-se três cenários para representação da mesma no FPO:

- **Cenário 1:** utilização de 6 patamares de carga que permitem a distinção entre horas por patamar com eólica e sem eólica.

Neste caso, a inserção da potência eólica é feita considerando que o aerogerador gera potência no seu limite máximo, a fim de possibilitar a análise de seu efeito elétrico na rede de transmissão.

O valor da energia eólica por patamar para cada mês é conhecido da análise prévia do regime dos ventos. Assim, para se determinar o “novo” número de horas com geração eólica para cada patamar, deve-se dividir o valor de energia eólica gerada por cada patamar pelo valor máximo do aerogerador. Para se determinar qual o valor do número de horas sem a inserção da eólica faz-se a subtração do “novo” número de horas com geração eólica do número de horas por patamar para cada mês, resultando então na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Número de horas por patamar para cada mês referente ao **Cenário 1**

Patamares de carga	Número de horas											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Leve com eólica	160	146	160	157	166	163	147	146	135	151	162	173
Média com eólica	224	215	241	218	249	242	207	219	201	212	242	244
Pesada com eólica	45	44	49	44	51	49	41	45	41	43	49	49
Leve sem eólica	117	105	105	113	99	95	130	119	123	126	96	104
Média sem eólica	165	155	157	157	149	142	182	179	183	177	142	145
Pesada sem eólica	33	31	32	31	30	29	37	36	37	35	29	29

Fonte: Autor (2016)

Fazendo uma análise para um mês qualquer, como por exemplo o mês 1, apresenta-se na Tabela 5.5 o perfil de carga e de potência eólica injetada ao longo dos patamares durante mês selecionado.

Tabela 5.5– Número de horas para cada condição de carga por mês – **Cenário 1**

Patamares de Carga	Número de horas	Demanda (MW)	Geração Eólica (MW)
Leve com eólica	160	508,50	64,80
Média com eólica	224	3051,0	64,80
Pesada com eólica	45	5085,0	64,80
Leve sem eólica	117	508,50	0
Média sem eólica	165	3051,0	0
Pesada sem eólica	33	5085,0	0

Fonte: Autor(2016)

- **Cenário 2:** utilização de 6 patamares de carga (similarmente ao Cenário 1), porém o valor de geração eólica considerado é representado não mais pela capacidade máxima da usina eólica, mas segundo seu valor médio gerado por patamar.

O número de horas para esse cenário foi extraído diretamente da análise prévia do regime dos ventos, ou seja, pela identificação dos valores iguais ou diferentes de zero das matrizes que contêm os valores das potências horárias. Os dados resultantes estão dispostos na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Número de horas por patamar para cada mês referente ao **Cenário 2**

Patamares de carga	Número de horas											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Leve com eólica	215	201	191	256	246	241	195	194	169	210	214	222
Média com eólica	253	245	258	349	349	334	265	270	222	247	262	260
Pesada com eólica	48	48	58	71	70	68	47	60	32	50	51	56
Leve sem eólica	63	51	75	15	20	18	83	72	90	68	45	56
Média sem eólica	134	123	138	24	47	48	122	126	160	140	120	127
Pesada sem eólica	31	28	24	5	12	11	32	22	47	29	28	23

Fonte: Autor (2016)

Fazendo uma análise para um mês qualquer, como por exemplo, o mês 1, apresenta-se na Tabela 5.7 o perfil de carga e a geração eólica injetada ao longo dos patamares do mês selecionada.

Tabela 5.7– Número de horas para cada condição de carga por mês– **Cenário 2**

Patamares de Carga	Número de horas	Demanda (MW)	Geração Eólica (MW)
Leve com eólica	215	508,50	50,62
Média com eólica	253	3051,0	56,47
Pesada com eólica	48	5085,0	54,80
Leve sem eólica	63	508,50	0
Média sem eólica	134	3051,0	0
Pesada sem eólica	31	5085,0	0

Fonte: Autor (2016)

Cenário 3: utilização de 3 patamares clássicos de carga (ANDRIOLO, 2014). O valor de potência eólica gerada que é incorporado no FPO corresponde ao valor médio de geração supondo operação em plena carga ao longo de cada patamar de carga, sem discriminar se a mesma está ou não em operação no sistema. Os dados estão dispostos na Tabela 5.8.

Tabela 5.8– Número de horas para cada condição de carga por mês- **Cenário 3**

Patamares de carga	Número de horas											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Leve	278	252	266	271	266	259	278	266	259	278	259	278
Média	387	368	396	373	396	382	387	396	382	387	382	387
Pesada	79	76	82	76	82	79	79	82	79	79	79	79

Fonte: Autor (2016)

Fazendo uma análise para um mês qualquer, como por exemplo, o mês 1, apresenta-se na Tabela 5.9 o perfil de carga e a geração eólica injetada ao longo dos patamares do mês selecionada.

Tabela 5.9– Número de horas para cada condição de carga por mês - **Cenário 3**

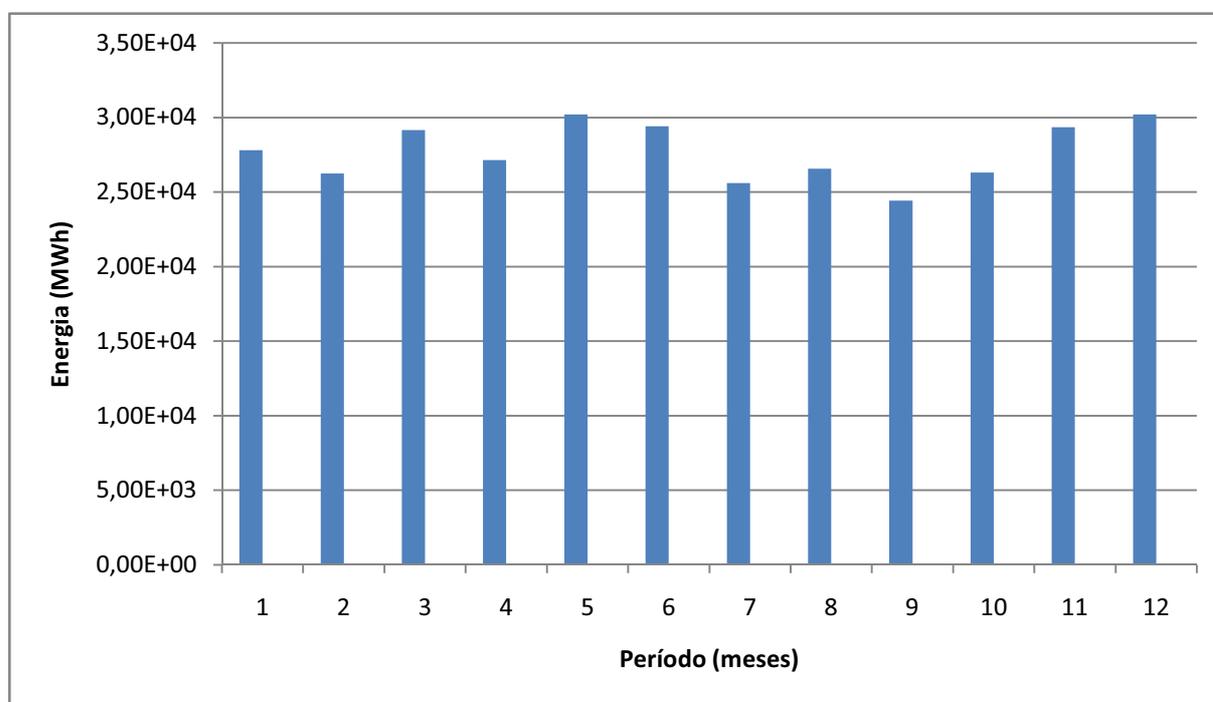
Patamares de Carga	Número de horas	Demanda (MW)	Geração Eólica (MW)
Leve	278	508,50	37,36
Média	387	3051,0	37,36
Pesada	79	5085,0	37,36

Fonte: Autor (2016)

Em todos os cenários o valor total da energia eólica gerada é a mesmo, assim como o valor total da energia consumida.

As energias eólicas geradas mensalmente, advindas do perfil de ventos da região de Palmas (Figura 5.4) estão apresentadas na Figura 5.5 (valores que são iguais para os três cenários propostos).

Figura 5.5: Energia eólica gerada cuja penetração é de 1,2% da carga total



Fonte: Autor (2016)

5.4 Resultados para o Sistema de 34 barras

A seguir, serão apresentados os resultados da metodologia proposta utilizando a série hidrológica do mês de janeiro de 2000.

Os resultados serão apresentados analisando-se 4 diferentes casos:

- **Caso A:** inserção de geração eólica equivalente a 1,2 % da carga, com análise dos 3 cenários apresentados na seção 5.3;
- **Caso B:** idem Caso A, porém com inserção de duas linhas de transmissão extras a fim de analisar o comportamento do FPO e do balanço hídrico;
- **Caso C:** inserção de geração eólica equivalente a 6,0 % da carga, com análise de 2 cenários apresentados na seção 5.3;
- **Caso D:** idem Caso A, porém sem consideração das restrições de transmissão.

5.4.1 Resultados Caso A

A Tabela 5.10 apresenta os valores totais de energia eólica, hidráulica, térmica, corte de carga, e dos valores de cada critério de otimização considerados na formulação proposta no Capítulo 4.

Tabela 5.10: Resumo dos resultados - Caso A

ENERGIA	Cenário1 (Pgeol – max)	Cenário2 (Pgeol – med)	Cenário3 (3 patamares)
Energia Eólica (MWh)	3,3242E+05	3,3232E+05	3,3232E+05
Energia Hidráulica (MWh)	1,6117E+07	1,6364E+07	1,6348E+07
Corte de Carga(MWh)	1,3950E+06	1,0930E+06	1,1127E+06
Carga (MWh)	2,0665E+07	2,0659E+07	2,0659E+07
Energia Térmica (MWh)	2,8211E+06	2,8696E+06	2,8665E+06
F4 (Custo das térmicas)	7,9522	8,0870	8,0799
F1 (Violação de defluências)	0,2944	0,2977	0,2990
F2 (Volume útil)	0,4888	0,5128	0,5137
F5 (Corte de carga)	80,7084	64,0186	65,1675
F3 (Desvio com relação ao volume final)	0,2172	0,1530	0,1530
Fitness (W1.F1+W2.F2+ W3.F3+ W4.F4+W5.F5)	8,2206E+03	6,5548E+03	6,6697E+03

Ao analisar os resultados apresentados na Tabela 5.10 pode-se observar algumas semelhanças entre os cenários2 e 3. Isto se deve ao fato de que ambas consideram a representação da geração eólica da mesma forma, ou seja, como uma média de energia disponível por patamar.

Essa abordagem utilizando valores médios (ou abordagem em termos de energia) apresenta valores menores de *fitness* o que indica um menor custo total e aparentemente uma solução mais adequada.

Já no cenário 1, pretende-se analisar o impacto elétrico da geração eólica sobre a rede de transmissão, o que o aproxima mais das condições operativas reais, pois quando a usina eólica entra em operação, ela o faz injetando seu valor máximo de geração instalada, o que pode levar a um carregamento mais severo nas linhas de transmissão.

Ao comparar os resultados dos Cenários 1 e 3, pode-se observar uma maior inserção da energia térmica na representação que utiliza 3 patamares, o que leva a um corte de carga menor. Isto se deve ao fato de que muitas linhas de transmissão ficam ativadas apenas no Cenário1. Essa mesma análise é válida ao se comparar os cenários 1 e 2.

Estes dados são corroborados pelas Figuras 5.6 a Figura 5.8 onde se apresentamos valores de despacho hidrotérmico e corte de carga, respectivamente.

Figura 5.6: Geração hidráulica total em MWh/mês – Caso A

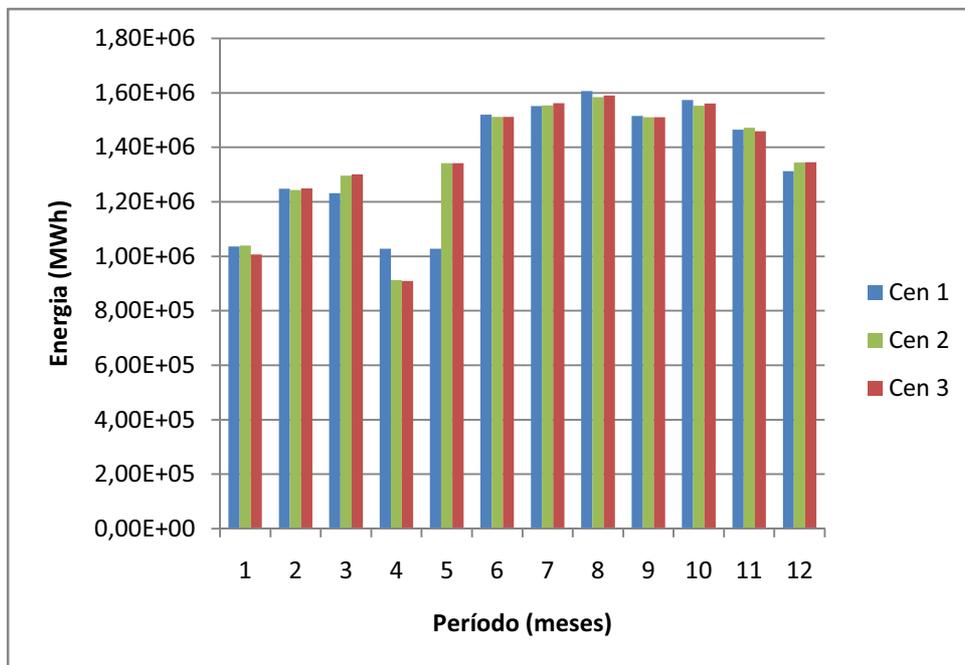


Figura 5.7: Geração térmica total em MWh/mês – Caso A

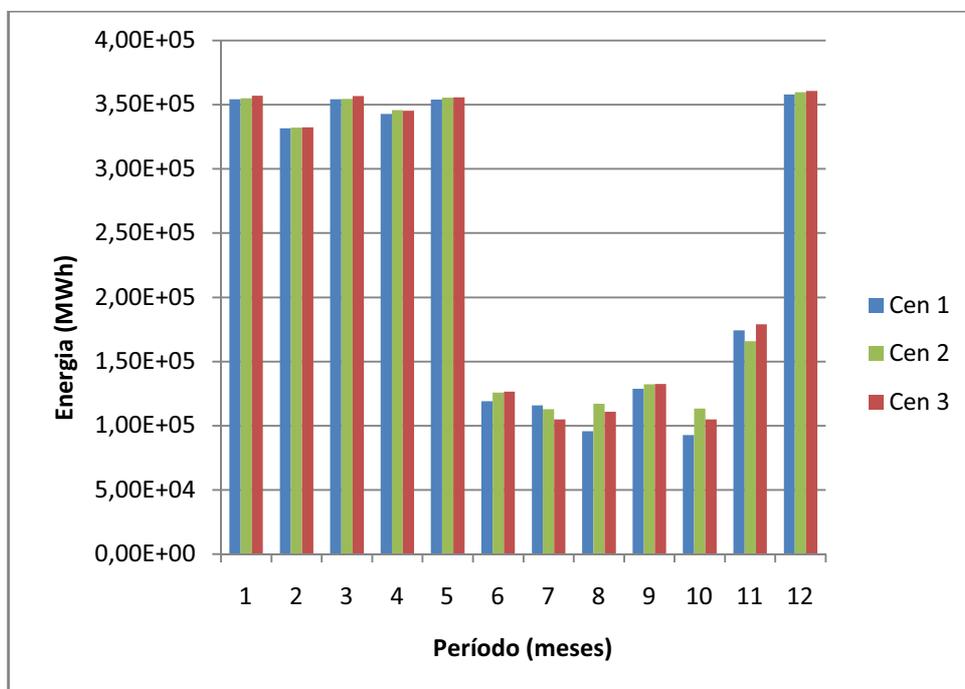
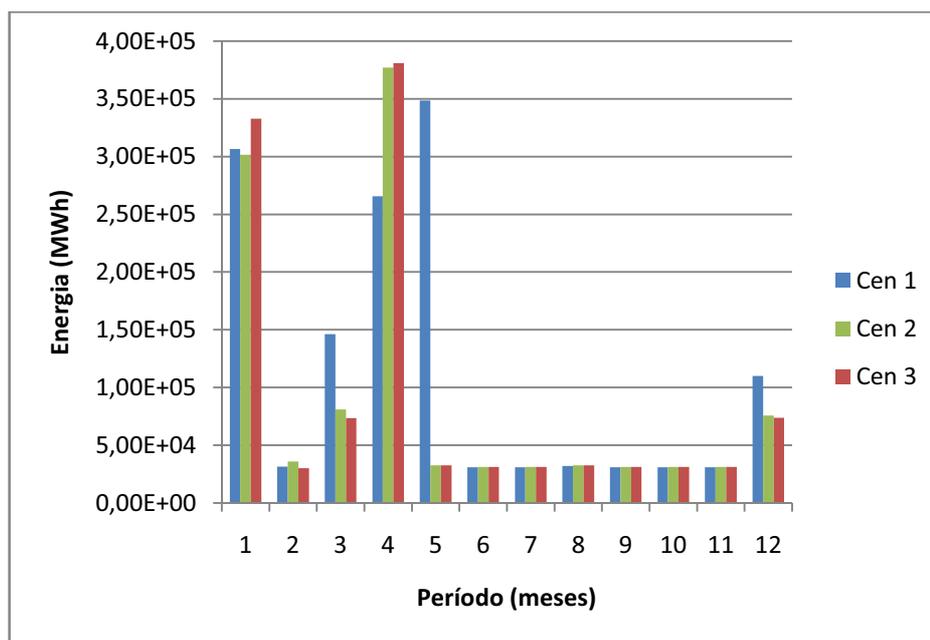


Figura 5.8: Corte de carga total em MWh/mês - Caso A



Ao se analisar as Figuras 5.7 e 5.8 pode-se observar que a geração térmica está em seu máximo nos períodos onde ocorre um maior corte de carga.

A seguir, apresentam-se nas Figuras 5.9 e 5.10 os volumes armazenados das Usinas hidrelétricas (UHE) Bento Munhoz e Machadinho, respectivamente. Observa-se que os resultados obtidos para os cenários 2 e 3 são semelhantes, do mesmo modo que o são para a parte elétrica do problema. Porém na Figura 5.10, observa-se que o volume do período 3 difere consideravelmente dos outros, o que se deve a sensibilidade da UHE de Machadinho, a qual apresenta um comportamento que varia de acordo com a intermitência da eólica.

Figura 5.9: Volume da UHE Bento Munhoz - Caso A

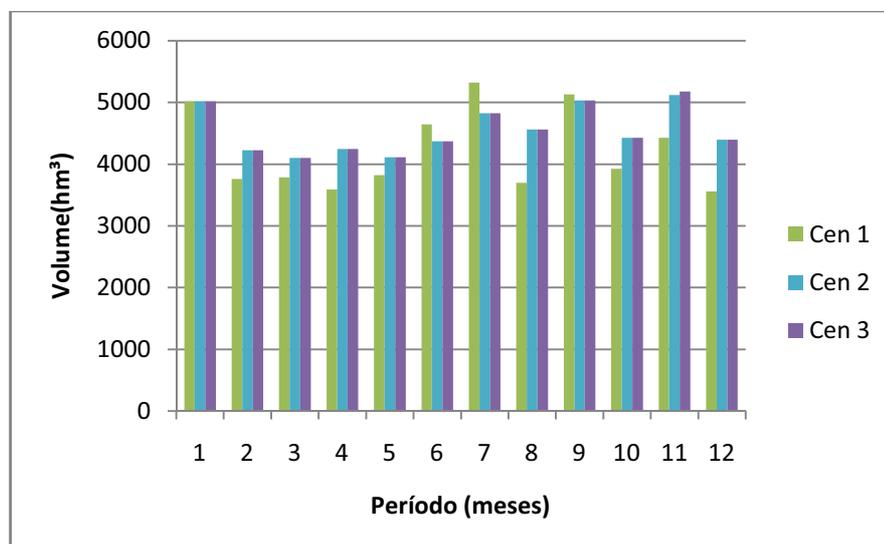
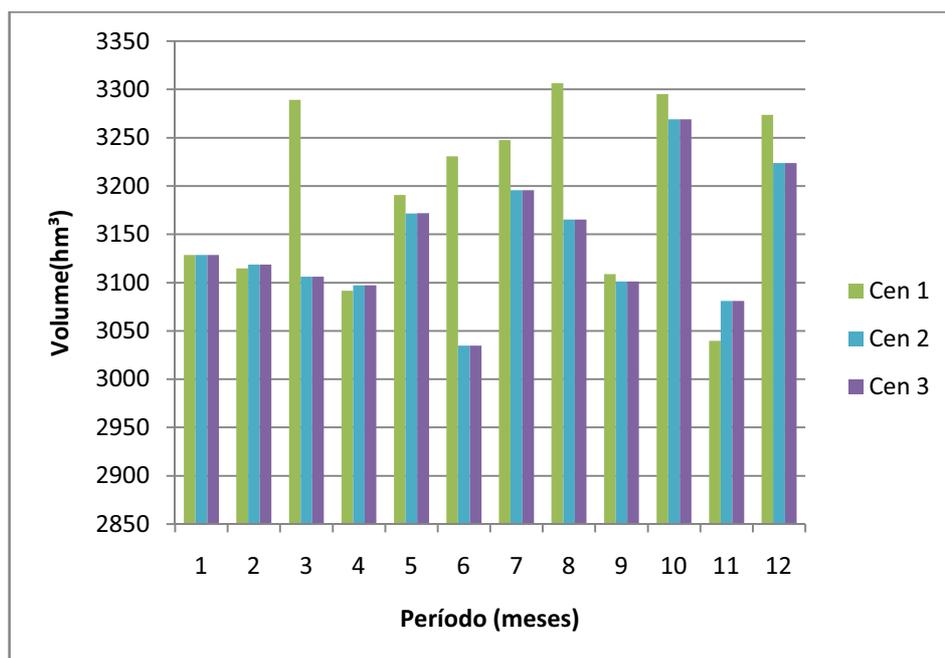


Figura 5.10: Volume da UHE Machadinho - Caso A



Sendo assim, para as próximas análises, serão consideradas apenas os cenários 1 e 3, pois eles salientam aspectos elétricos e energéticos, respectivamente.

As Figuras 5.11 e 5.12 apresentam comportamento das vazões turbinadas e vertidas da usina a fio d'água - Salto Caxias. Observam-se turbinamentos máximos em vários períodos, assim como vertimentos que ocorrem em períodos em que a vazão turbinada foi máxima ou em algum momento que não se pode despachar mais energia devido ao ativamento de linhas de transmissão.

Figura 5.11: Vazão Turbinada da UHE Salto Caxias - Caso A

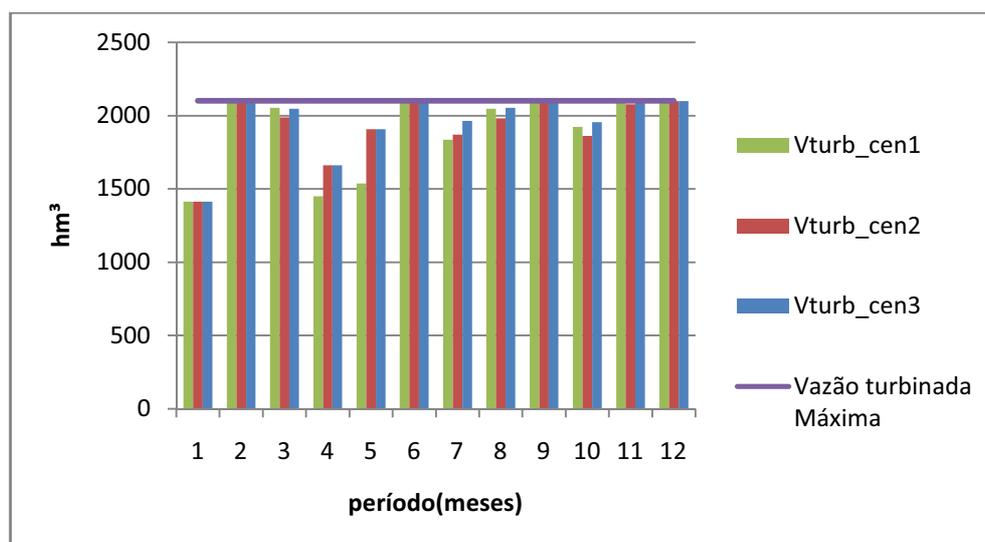
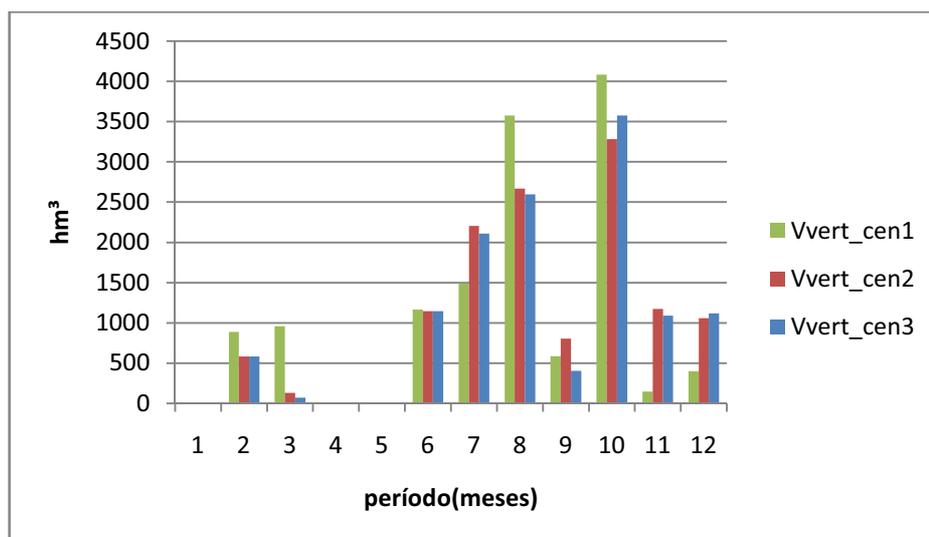


Figura 5.12: Vazão vertida para UHE Salto Caxias- Caso A



Para analisar os aspectos elétricos desse sistema, destacam-se as linhas de transmissão (LTs) cujos limites de carregamento atingiram seu limite máximo caracterizando assim o ativamento da LT. Cabe ressaltar que houve o monitoramento de todas as linhas de transmissão do sistema e as linhas que possuíam um fluxo maior que 15 MW foram limitadas a 30% do seu fluxo máximo. Essa medida foi adotada para se salientar o impacto elétrico.

Em nenhum cenário analisado observaram-se LTs ativadas, durante o patamar de carga leve. As LTs que foram ativadas serão apresentados por patamar de carga (Figuras 5.13 a 5.22).

As Figuras 5.13 a 5.16 apresentam as LTs ativadas referente ao Cenário 1, as Figuras 5.17 a 5.20 apresentam as LTs ativadas referente ao Cenário 2 e as Figuras 5.21 e 5.22 apresentam as LTs ativadas referentes ao Cenário 3.

Para facilitar a análise, apresenta-se na Tabela 5.11 uma legenda geral referente às LTS e respectivas barras de conexão.

Tabela 5.11– Legendada das linhas de transmissão

Linha	De	Para
13	856	933
14	856	1060
15	896	897
19	933	955
25	938	955
30	955	964
37	976	995
43	1030	955
45	1060	897
46	1060	925
52	856	933

Figura 5.13: LTs ativadas - Patamar Carga Média com eólica – Cenário 1

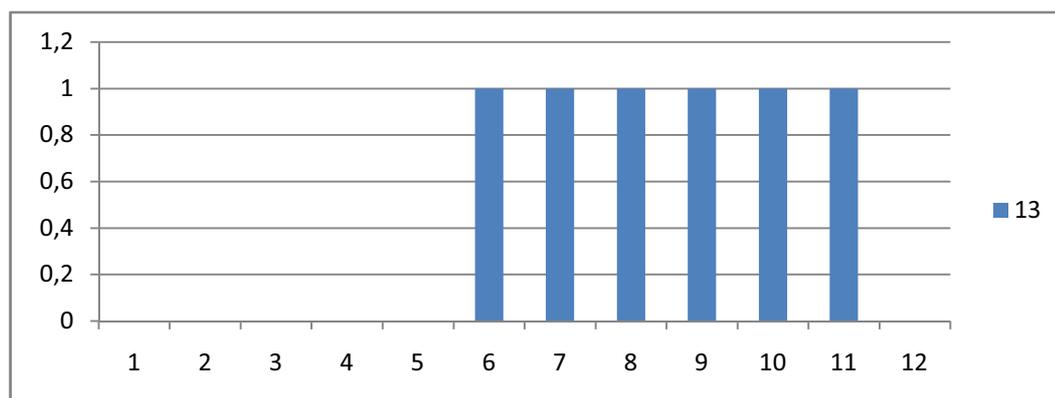


Figura 5.14: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada com eólica – Cenário 1

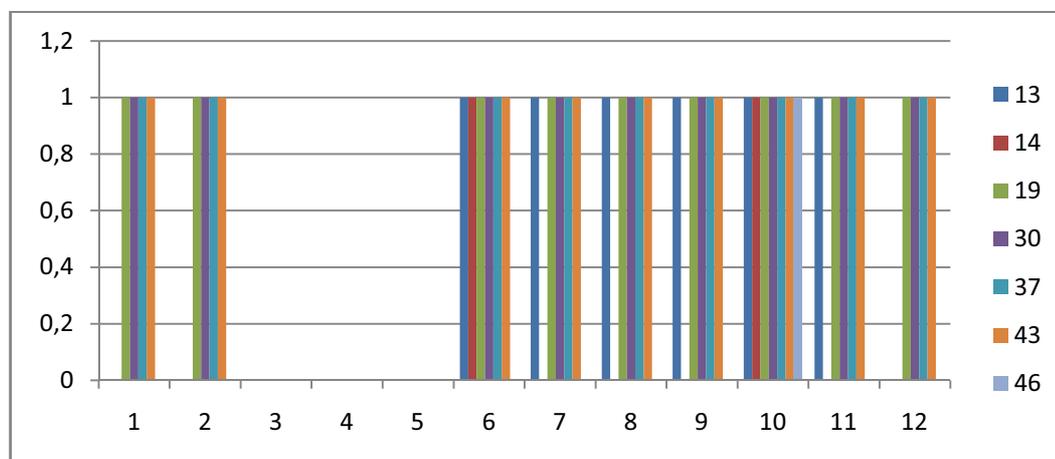


Figura 5.15: LTs ativadas - Patamar Carga Média sem eólica- Cenário 1

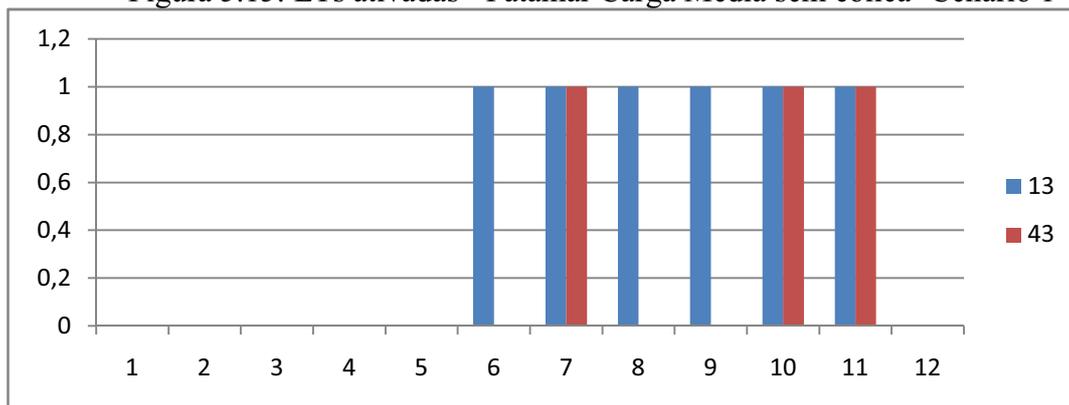
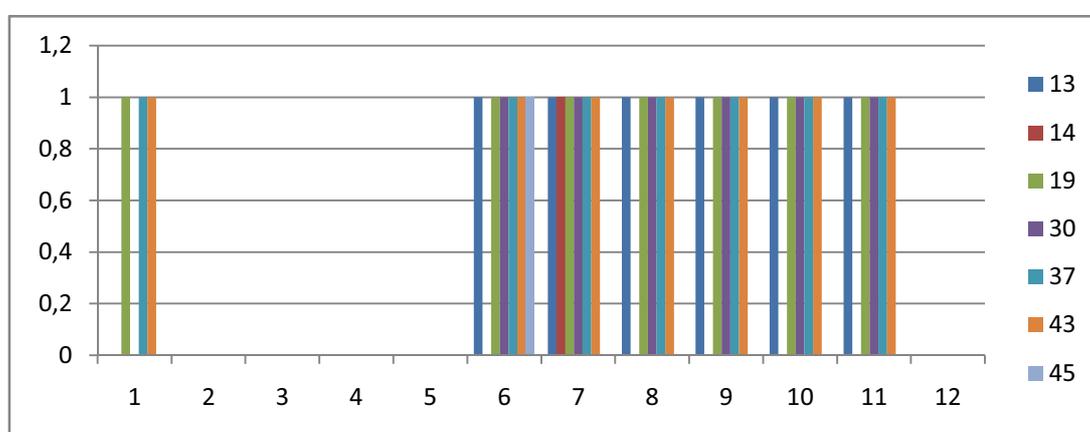


Figura 5.16: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada sem eólica – Cenário 1



De forma resumida, para o Cenários 1, ocorre ativamento de 3LTs na carga média em 6 períodos distintos e na carga pesada de 7 linhas em 9 períodos distintos.

Figura 5.17: LTs ativadas - Patamar Carga Média com eólica– Cenário 2

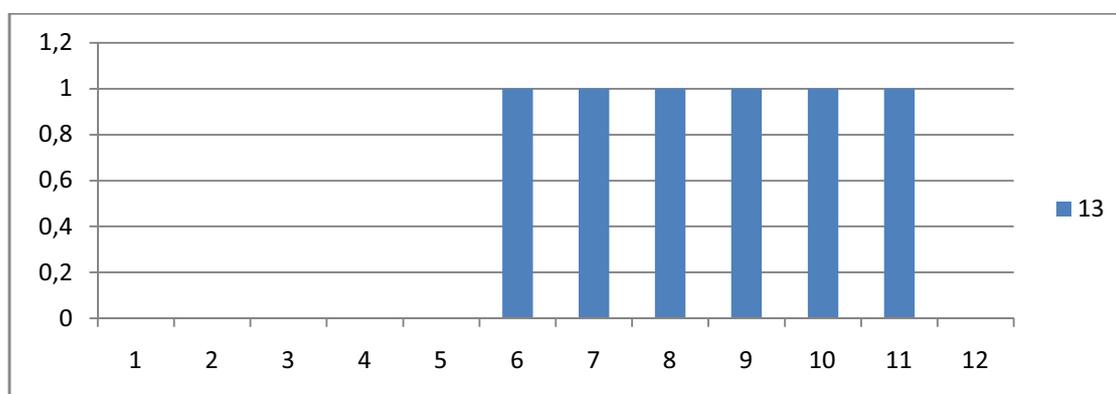


Figura 5.18: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada com eólica – Cenário 2

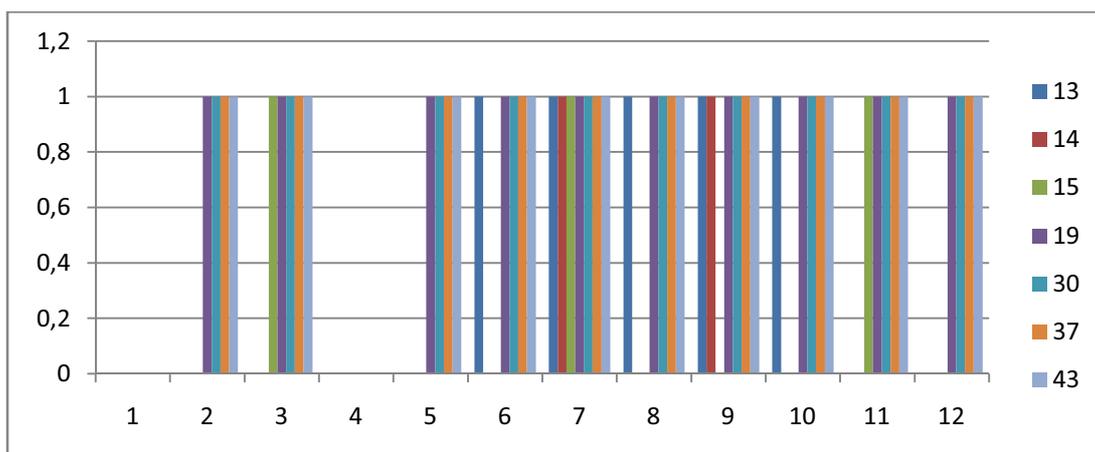


Figura 5.19: LTs ativadas - Patamar Carga Média sem eólica– Cenário 2

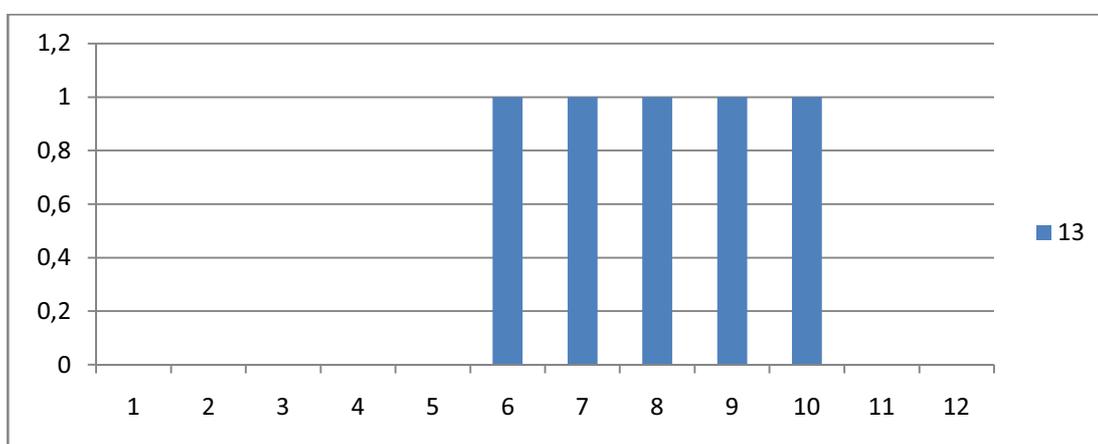
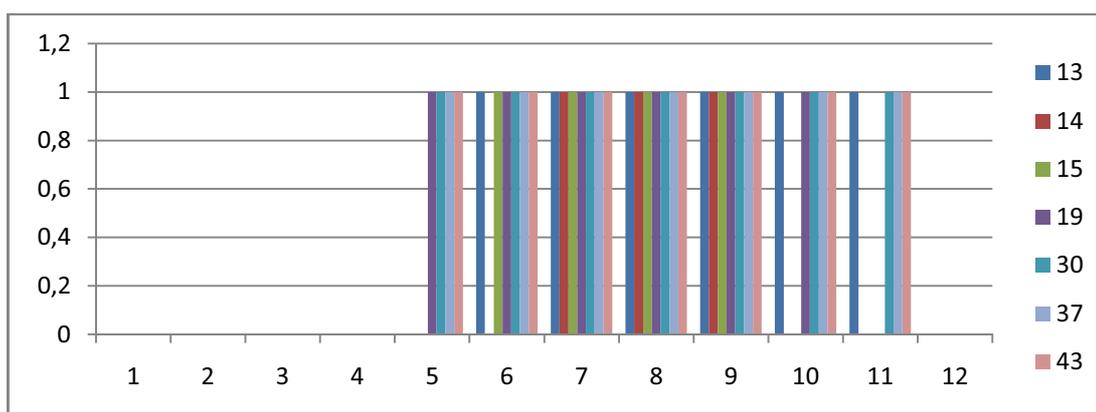


Figura 5.20: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada sem eólica– Cenário 2



De forma resumida, para a Cenário 2: no patamar de carga média, 1 LT durante 6 meses distintos foi ativada e no patamar de carga pesada, 7 LTs em período de 10 meses distintos foram ativadas.

Figura 5.21: LTs ativadas - Patamar Carga Média - Cenário 3

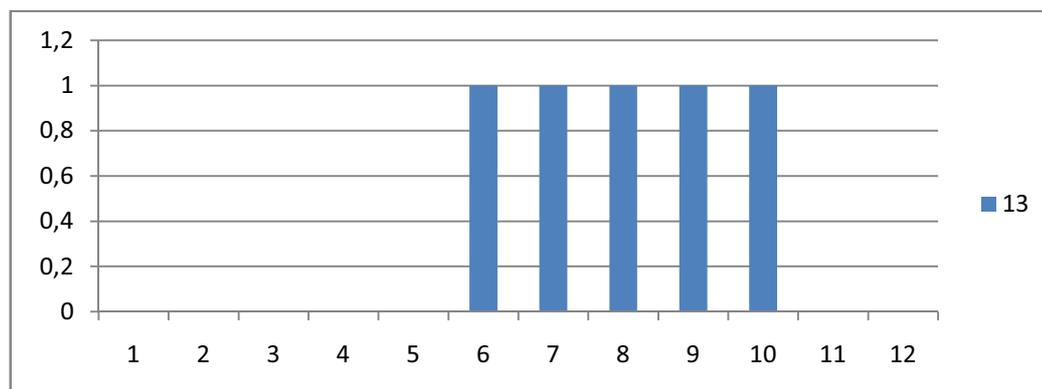
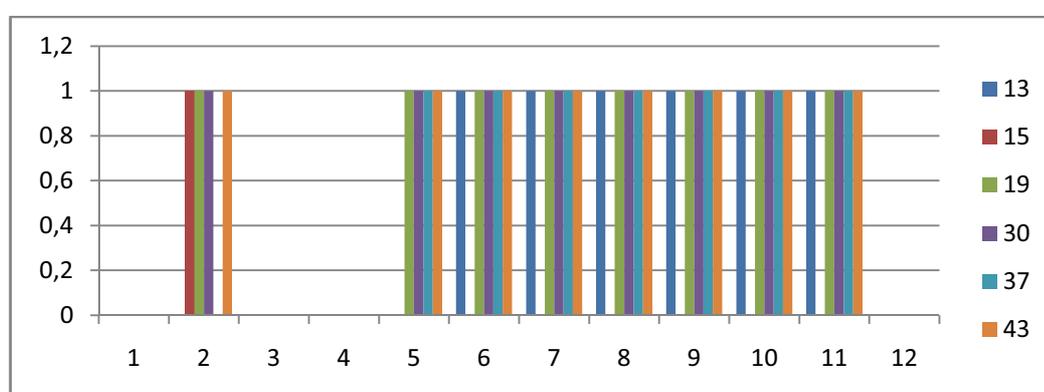


Figura 5.22: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada - Cenário 3



De forma resumida, para o Cenário 3, no patamar de carga média ocorre ativamento de 1 LT durante 5 meses distintos e no patamar de carga pesada ocorre ativamento de 6 LTs durante 8 meses distintos.

Segundo Figura 5.12 (Cenário 1), observa-se que ocorre vertimento no período 3, sem que se tenha turbinado o máximo possível. Isto se deve ao ativamento de 1 LT (linha 45 que conecta barras 1060-897) que liga UHE de Salto Caxias com Salto Santiago. Este é o único cenário que aponta esse gargalo de transmissão.

Para confirmar esse fato, pode-se analisar também as Figuras 5.23 e 5.24, que apresentam as vazões turbinadas e vertidas da UHE de Salto Santiago. Do mesmo modo, nunca se turбина o máximo e mesmo assim ocorre o vertimento na maior parte dos períodos.

Desta análise, conclui-se que os valores hídricos obtidos, não só buscam atender ao balanço energético do problema, como também ao balanço elétrico, que engloba além do fechamento de potência gerada e carga, também o atendimento às restrições de transmissão.

Figura 5.23: Vazões turbinadas na UHE Salto Santiago – **Caso A**

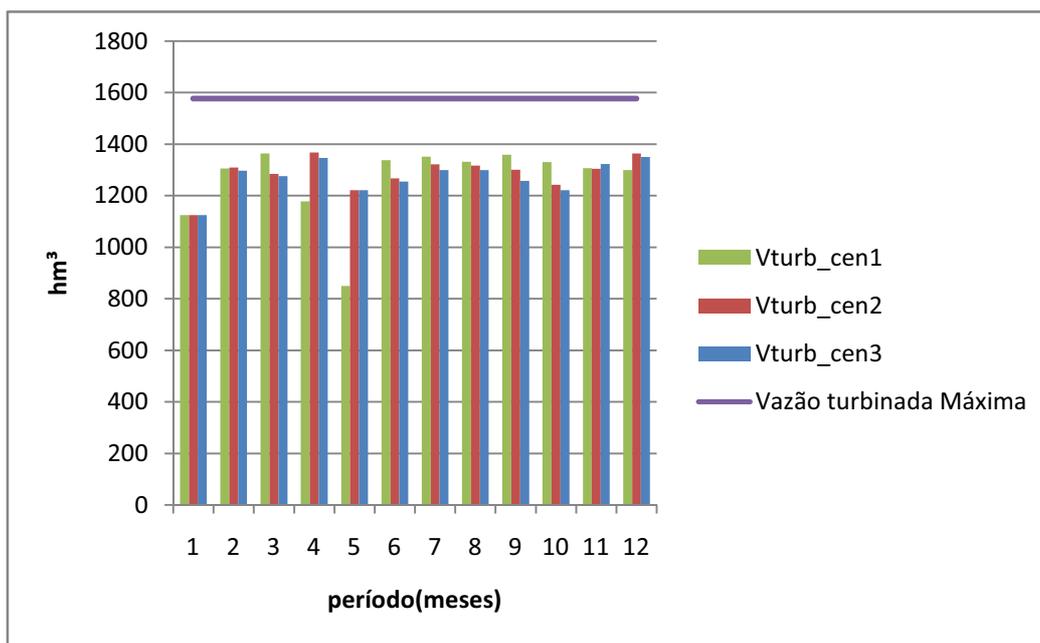
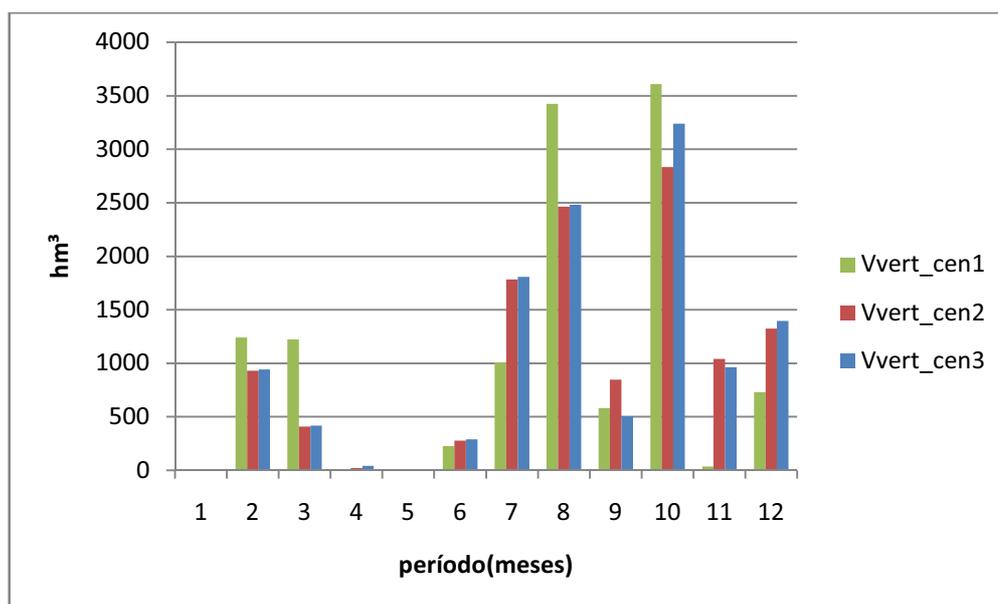


Figura 5.24: Vazões vertidas UHE Salto Santiago– **Caso A**



Os resultados para o Caso A apontam que:

- a formulação responde de forma adequada, pois se gera o máximo de térmica antes de decidir por cortar carga;

- é possível afirmar que a representação por patamares com e sem inserção de geração eólica (Cenário1) apresenta indícios de ser mais adequada pois apesar de apresentar um solução com custo mais alto, com maior corte de carga e custo de geração térmica mais

pronunciado, ela é fruto do congestionamento de linhas de transmissão. Este Cenário 1 permite o ativamento de LTs que não foram detectadas pelo Cenário 2 e 3, pois a discretização eólica permite avaliar o efeito do aumento de injeção de potência eólica no sistema.

5.4.2 Resultados Caso B

Para melhor avaliar os resultados do Caso A, tais como o impacto da representação eólica nas restrições de transmissão, decidiu-se dobrar duas linhas de transmissão do sistema. Para tanto, foram escolhidas duas linhas (13 e 43) que apresentam limites de fluxo ativados em todos os cenários do Caso A. Então, colocou-se mais uma LT em paralelo às linhas 13 e 43.

Os valores totais dos resultados obtidos no Caso B estão apresentados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12– Resumo dos resultados- Caso B

ENERGIA	Cenário1 (Pgeol – max)	Cenário3 (3 patamares)
Energia Eólica (MWh)	3,3242E+05	3,3232E+05
Energia Hidráulica (MWh)	1,6645E+07	1,6855E+07
Corte de Carga(MWh)	1,0248E+06	8,1840E+05
Carga	2,0665E+07	2,0659E+07
Energia Térmica (MWh)	2,6634E+06	2,6537E+06
F4 (Custo das térmicas)	7,5112	7,4880
F1 (Violação de defluências)	0,2950	0,2880
F2 (Volume útil)	0,5166	0,5210
F5 (Corte de carga)	59,9824	47,7721
F3 (Desvio com relação ao volume final)	0,1880	0,1584
Fitness (W1.F1+W2.F2+ W3.F3+ W4.F4+W5.F5)	6,1427E+03	4,9214E+03

Em comparação ao Caso A, pode-se verificar que houve um custo total menor em ambos os cenários. Isto é resultado de um melhor gerenciamento da parte hidráulica, um menor corte de carga e um menor uso da térmica. Cabe ressaltar que a capacidade de geração não foi alterada.

Salienta-se ainda que o Caso B apresenta mesmo comportamento do Caso A, no que se refere aos meses 3 e 4. Tanto no Caso A quanto no Caso B, ocorrem nestes meses um afundamento da geração hidráulica levando as térmicas ao despacho máximo e a um corte de

carga. Este comportamento evidencia a persistência do perfil original de geração hidráulica, como pode ser observado nas Figuras 5.25 a 5.27, o qual tem ligação direta com os valores de afluências incrementais dos rios que se mantêm iguais para todos os casos simulados.

Figura 5.25: Geração hidráulica em MWh/mês - Caso B

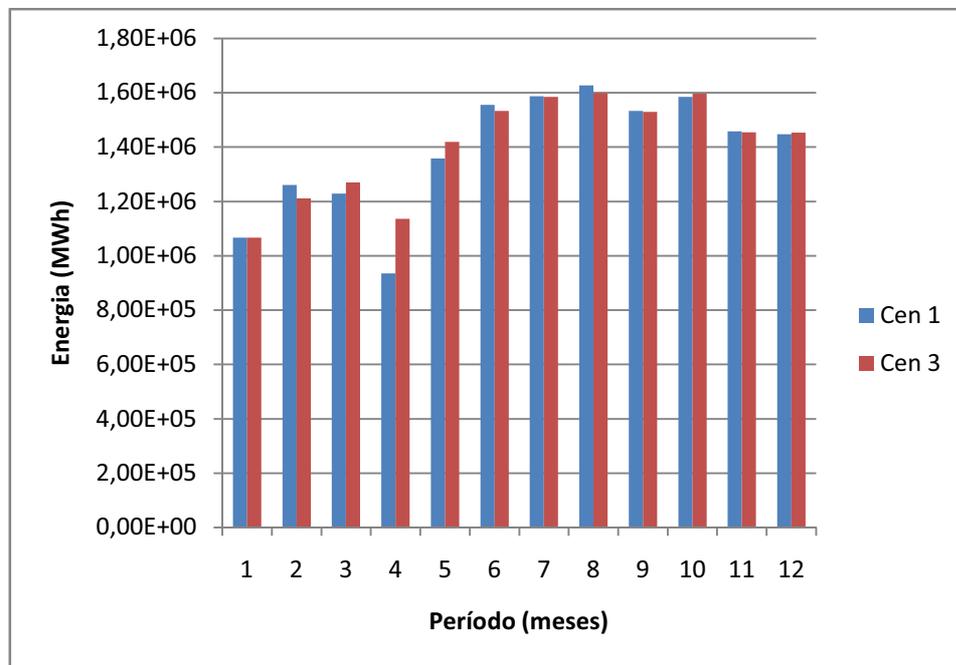


Figura 5.26: Corte de carga em MWh/mês - Caso B

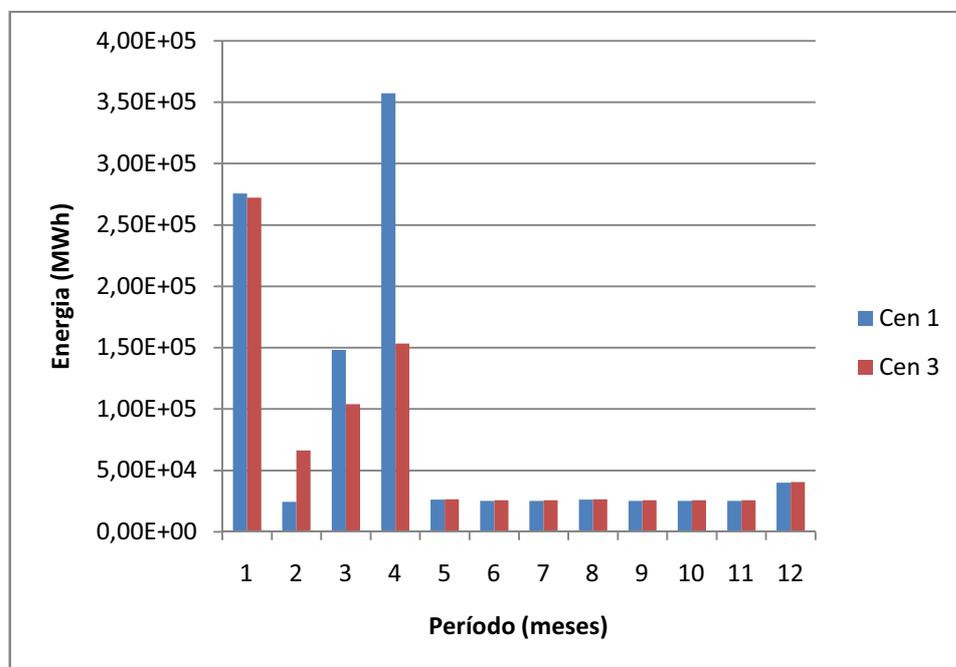
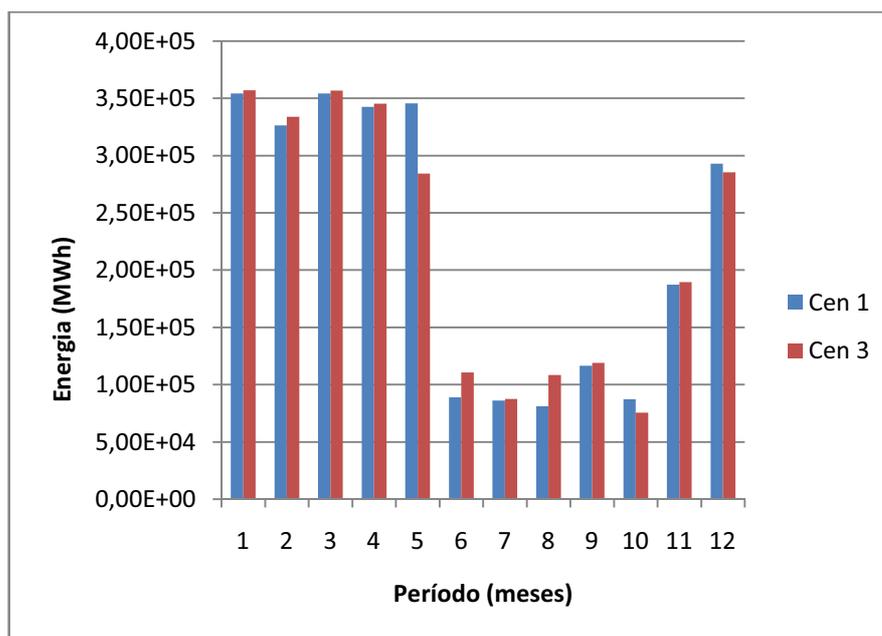
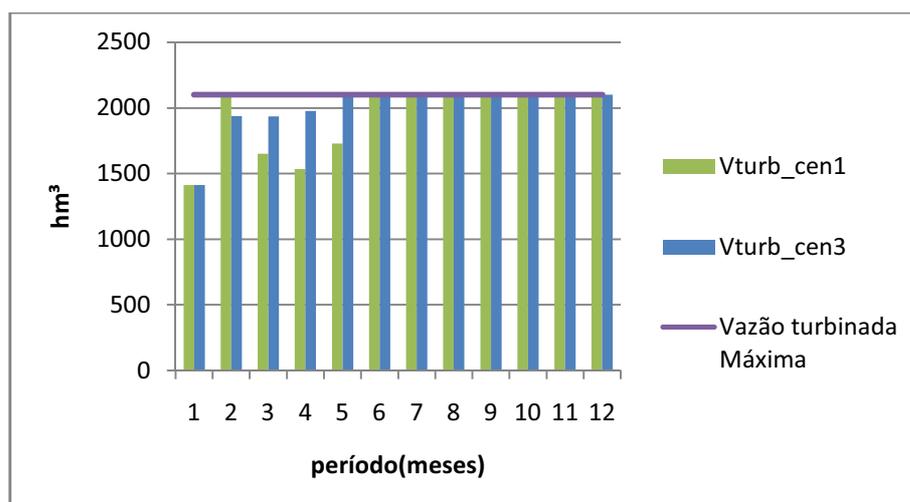


Figura 5.27: Geração térmica em MWh/mês – Caso 2



O impacto das linhas de transmissão no gerenciamento da parte hidráulica pode ser observado na Figura 5.28 que mostra as vazões turbinadas na UHE Salto Caxias. Comparando com o da Figura 5.11, pode-se observar que com a inserção das linhas extras, passa-se a ocorrer turbinamentos máximos, ou seja, ao se retirar o gargalo de transmissão, passa-se a liberar o despacho das geradoras hidráulicas.

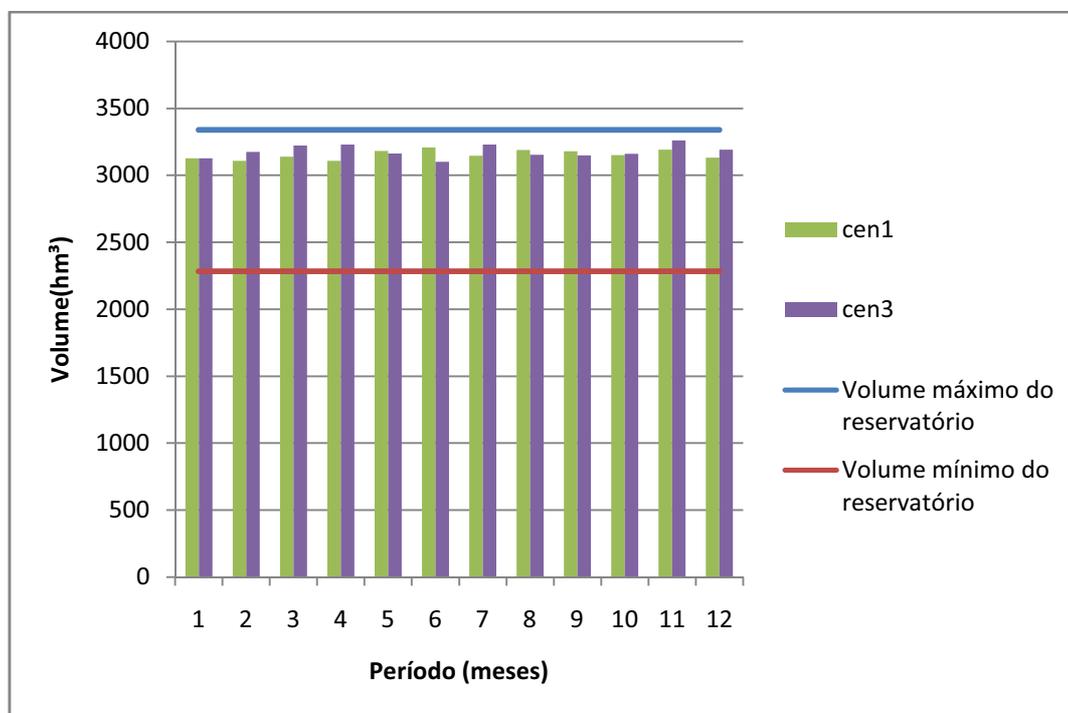
Figura 5.28: Vazões turbinadas UHE Salto Caxias - Caso B



Da mesma forma quando se compara as usinas com reservatório, como a UHE de Machadinho, por exemplo, verifica-se que o volume armazenado neste reservatório (Figura

5.29 - Caso B) é mais próximo ao máximo e que a variação do volume ao longo dos meses é mais linear do que o obtido para o Caso A (Figura 5.10).

Figura 5.29: Volume do reservatório UHE Machadinho - Caso B



Os limites de transmissão também ficaram muito mais livres. Observou-se um número menor de linhas ativadas em um número menor de períodos. Nessa configuração não foram observados LTs ativadas no patamar de carga média. As Figuras 5.30 e 5.31 apresentam as LTs ativadas referente ao Cenário 1 e a Figuras 5.32 corresponde ao ativamento das linhas do Cenário 3.

Figura 5.30: LTs ativadas – Patamar Carga Pesada com eólica Caso B - Cenário 1

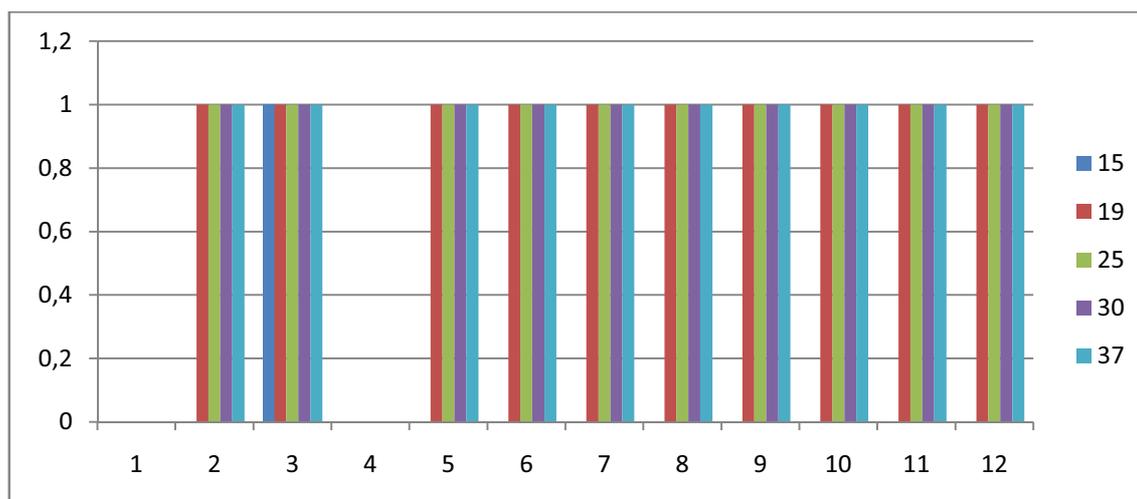
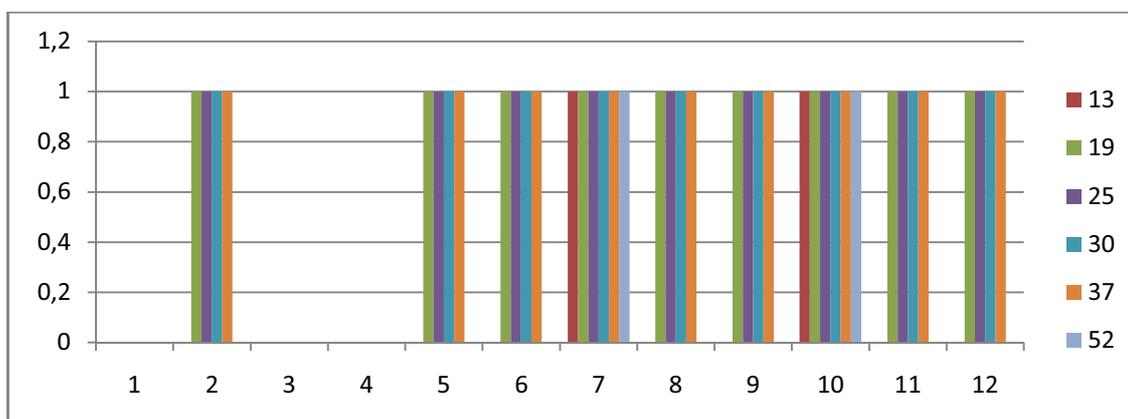
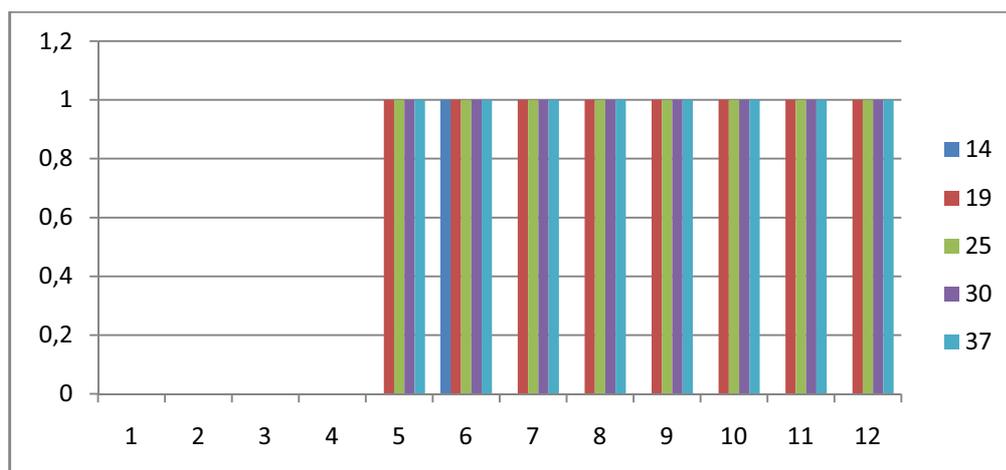


Figura 5.31: LTs ativadas - Patamar Carga Pesada sem eólica Caso B - Cenário 1



Resumidamente: 7 linhas em 10 períodos distintos foram ativadas para o Cenário 1. Em comparação com o que ocorre no Caso A onde foi observada os ativamentos de 7 linhas em 9 períodos, parece que o Caso B carregou mais o sistema, no entanto quantitativamente o número total de linhas ativadas é menor. Cabe ressaltar que a linha 52 e a linha 13 são paralelas e se localizam entre as barras 856 e 933. O que mostra que mesmo dobrando essas linhas de transmissão ainda não foi o suficiente para transmitir toda potência disponível.

Figura 5.32: LTs ativadas na carga pesada Caso B - Cenário



Resumidamente não houve LTs ativadas na carga média e foram observados ativamente de 5 linhas em 8 períodos distintos, o que mostra um sistema elétrico menos "estressado" que o apresentado no Caso A.

Pode-se observar que o aumento do número de linhas de transmissão melhora o gerenciamento da hidráulica o que gera um menor custo total.

Assim, conclui-se que as restrições de transmissão interferem diretamente no despacho hídrico quando se observam turbinamentos máximos em vários períodos da UHE Salto Caxias.

E mais uma vez o Cenário 1 mostrou gargalos de transmissão não detectados pela discretização em 3 patamares ou Cenário 3.

5.4.3 Resultados Caso C

Neste caso, simulou-se um aumento da penetração de geração eólica que anteriormente (Casos A e B) foi considerada de apenas 1,2 % da carga total, passando agora para 6% da carga total.

Apesar do perfil de ventos continuar o mesmo, aumentou-se o número de máquinas até a obtenção dos 6 % de potência eólica instalada em relação à carga.

As linhas de transmissão voltam ao sistema original, ou seja, assim como formulado no Caso A.

Os valores totais dos resultados obtidos no Caso C estão dispostos na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 – Resumo dos resultados - Caso C

ENERGIA	Cenário1 (Pgeol – max)	Cenário3 (3 patamares)
Energia Eólica (MWh)	1,2466E+06	1,24620E+06
Energia Hidráulica (MWh)	1,5854E+07	1,6246E+07
Corte de Carga(MWh)	9,8292E+05	8,3181E+05
Carga (MWh)	2,0665E+07	2,0659E+07
Energia Térmica (MWh)	2,5814E+06	2,3353E+06
F4 (Custo das térmicas)	7,2738	6,5939
F1 (Violação de defluências)	0,3038	0,2939
F2 (Volume útil)	0,5163	0,5130
F5 (Corte de carga)	57,5407	48,4877
F3 (Desvio com relação ao volume final)	0,1523	0,1672
Fitness (W1.F1+W2.F2+ W3.F3+ W4.F4+W5.F5)	5,8951E+03	4,9793E+03

Esse aumento de geração eólica causa uma diminuição do *fitness* em ambos os cenários, o que já era previsto devido ao aumento da oferta de geração, o que implica em um menor acionamento do corte de carga e geração das térmicas.

No entanto, ao se comparar esses dados pode-se perceber um pior gerenciamento da geração hidráulica. Isso se deve ao fato deste incremento ocasionar o congestionamento das linhas de transmissão do sistema. Entretanto, as tendências de geração hidráulica, térmica e de corte de carga obtidas nos Casos A e B continuam a ser obtidas no Caso C, como ilustrados nas Figuras 5.33 a 5.35.

Figura 5.33: Geração hidráulica em MWh/mês - Caso C

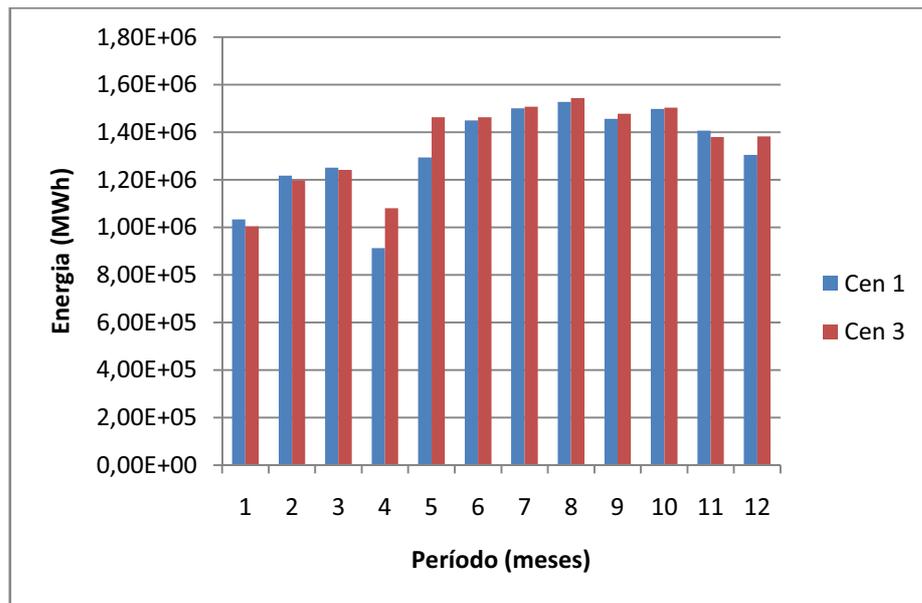


Figura 5.34: Geração Térmica em MWh/mês - Caso C

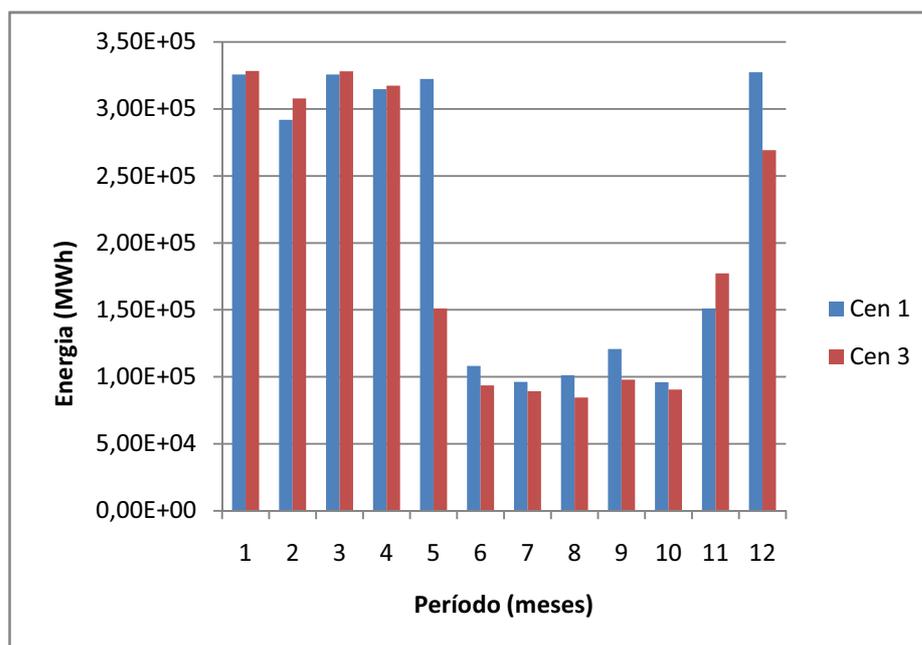
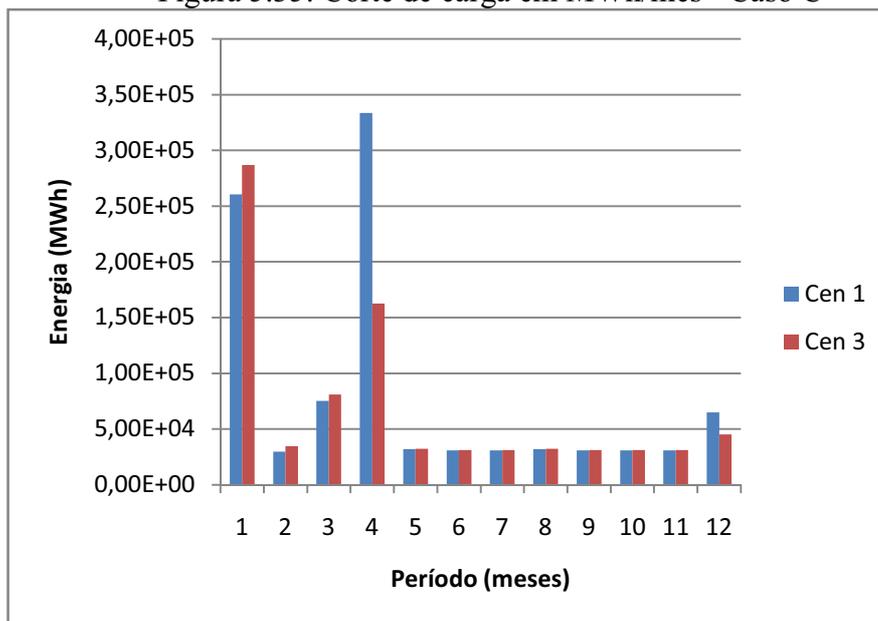


Figura 5.35: Corte de carga em MWh/mês - Caso C



Pode-se observar que no mês de abril ocorre o afundamento típico observado nas outras simulações, no entanto para o cenário 1 a térmica gera o máximo de energia e mesmo assim ainda ocorre o corte de carga muito mais proeminente em comparação ao cenário 3, isso se deve ao fato dos ativamentos das linhas de transmissão. As Figuras 5.36 a 5.39 apresentam as LTs ativadas para o Cenário 1 e as Figuras 5.40 e 5.41 apresentam as LTs ativadas para o Cenário 3.

Figura 5.36: Ativação das LTs - Patamar da carga média com eólica Cenário 1 - Caso C

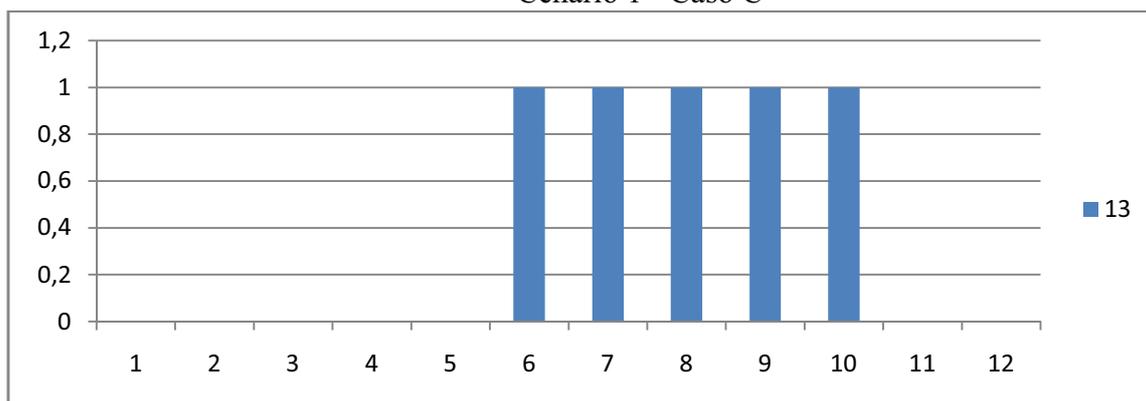


Figura 5.37: Ativação de LTs – Patamar Carga Pesada com eólica
Cenário 1 - Caso C

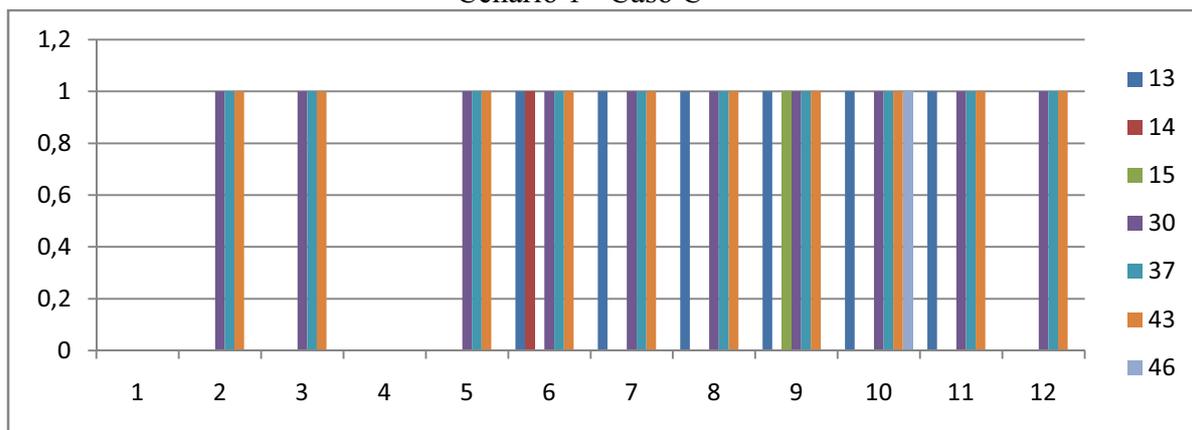


Figura 5.38: Ativação de LTs – Patamar Carga média sem eólica
Cenário 1 - Caso C

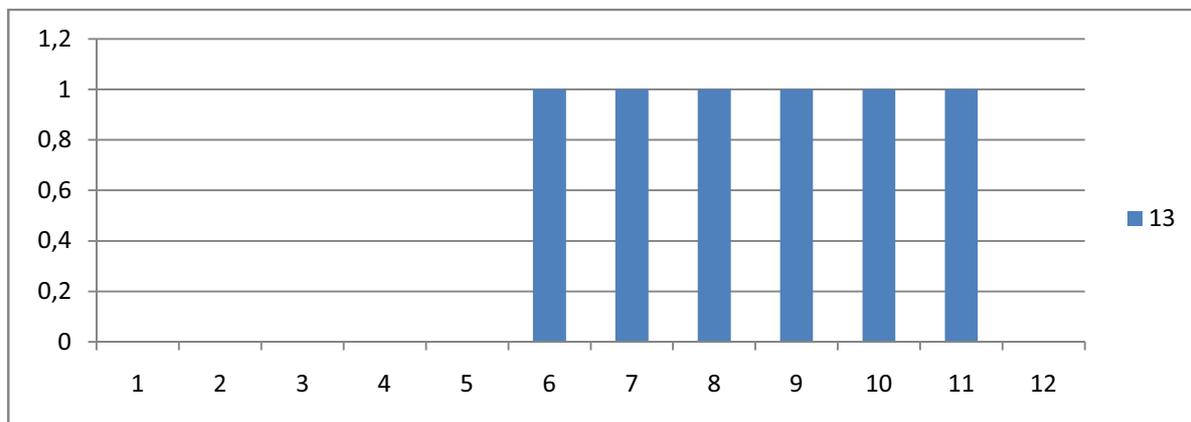
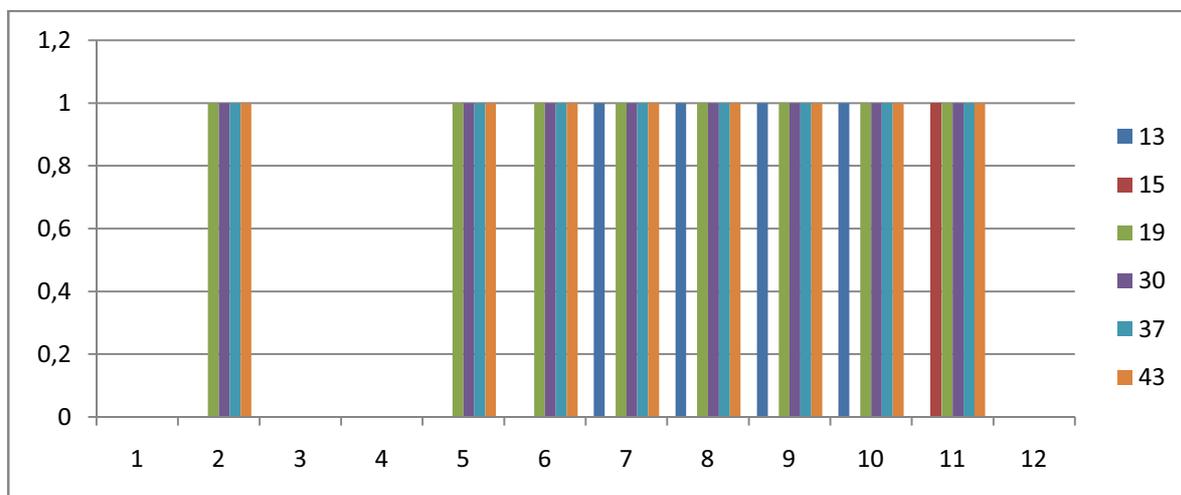


Figura 5.39: Ativação de LTs – Patamar Carga Pesada sem eólica
Cenário 1 - Caso C



Resumidamente as linhas foram ativadas tanto na carga média quanto na carga pesada, totalizando 7 linhas ativadas em 10 períodos distintos. No entanto, em comparação ao Caso A, observa-se que não havia congestionamento na LT 46 que conecta a geração de UHE Salto Santiago. Dentre todas as simulações, essa é a única que ativa o fluxo nesse transformador o que indica que essa unidade poderia injetar mais potência no sistema. Se não fosse o transformador limitando a saída de potência.

Figura 5.40: Ativação de LTs – Patamar Carga Média

Cenário 3 - Caso C

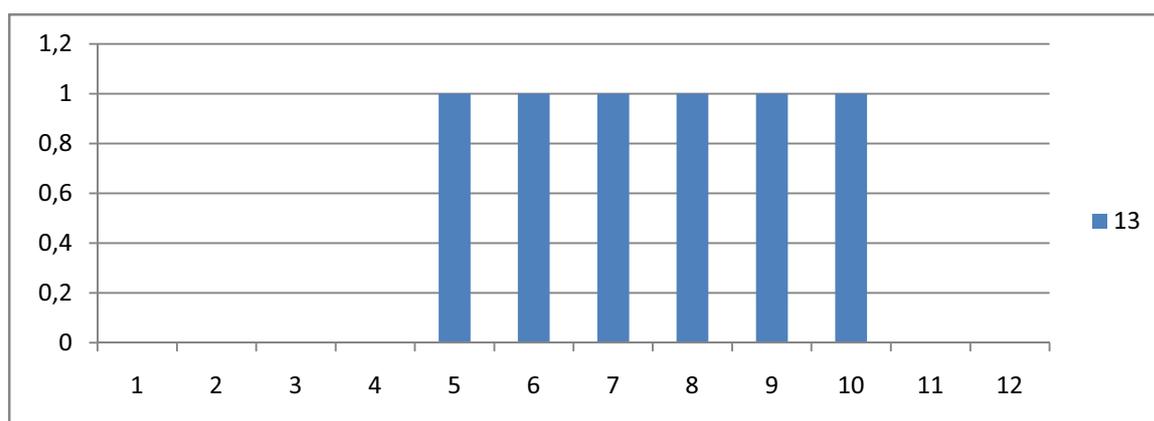
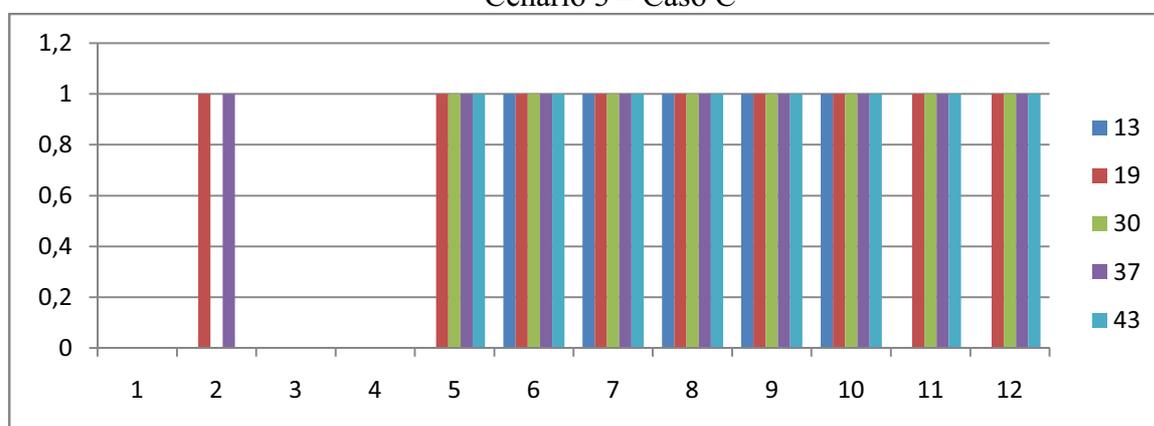


Figura 5.41: Ativação de LTs – Patamar Carga Pesada

Cenário 3 – Caso C



No Cenário 3, 5 LTs foram ativadas em 9 meses distintos, no entanto em comparação às simulações do Caso A, houve um menor número de LTs comprometidas, o que indica que para discretização de 3 patamares o aumento da energia injetada no sistema alivia a rede de transmissão. Isto se deve ao fato de que nesta configuração a consideração é apenas energética.

Para corroborar o fato de que a UHE de Salto Santiago poderia gerar mais e não o fez pelo ativamento da linha 46, segue as Figuras 5.42 e 5.43 onde são apresentadas as vazões turbinadas e as vazões vertidas respectivamente.

Figura 5.42: Vazões turbinadas da UHE Salto Santiago – Caso C

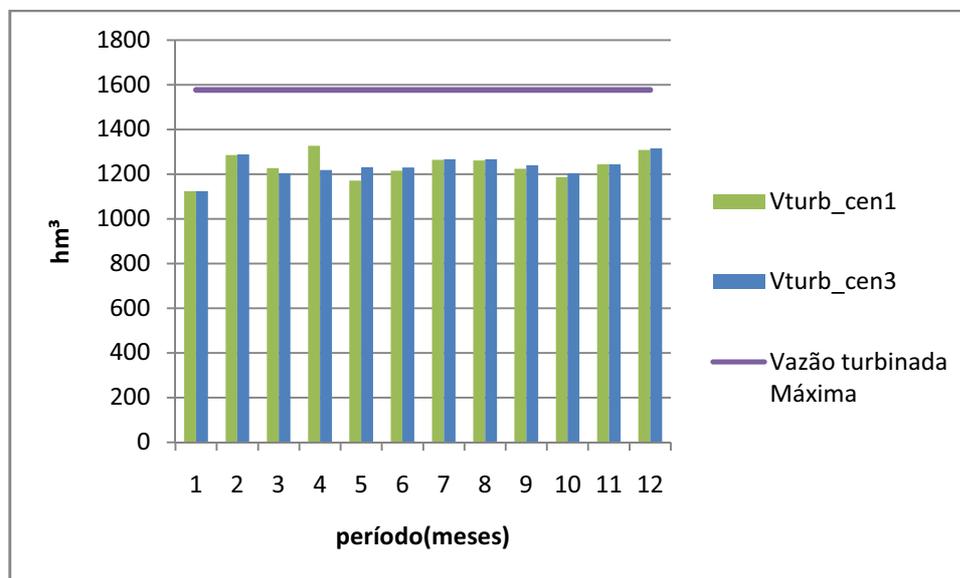
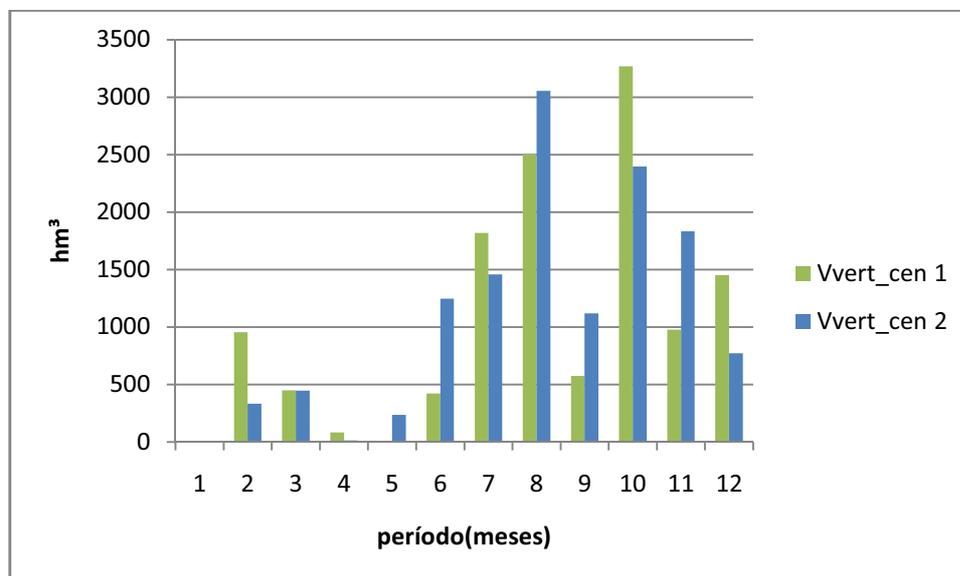


Figura 5.43: Vazão vertida da UHE Salto Santiago– Caso C



Na Figura 5.43, pode-se verificar que no Cenário 1 houve um valor de vertimento alto principalmente devido à linha 46 que foi ativada no patamar de carga pesada como representado na Figura 5.37 no mesmo período.

Mais uma vez, no Cenário 1, problemas com alguns gargalos nas linhas de transmissão, que não puderam ser detectados pela representação de 3 patamares do Cenário 3, são detectados.

O incremento de geração eólica gerou o congestionamento de um número maior de linhas de transmissão provocando aumento de corte de carga. Porém, apresenta um custo térmico menor, o que representa um melhor gerenciamento da hidráulica e menor injeção das térmicas.

5.5.4 Resultados Caso D

Para este caso, pretende-se comparar o impacto de se monitorar ou não todas as linhas de transmissão do sistema teste.

Foram utilizados os dados de penetração eólica e de configuração de LTs do Caso A. Os dados totais de geração deste Caso D estão apresentados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14– Resultados Caso D

ENERGIA	Cenário 1 com restrições nas LTs	Cenário 1 sem Restrições nas LTs	Cenário 3 sem restrições nas LTs
Energia Eólica (MWh)	3,3242E+05	3,3242E+05	3,32319E+05
Energia Hidráulica (MWh)	1,6117E+07	1,6752E+07	1,67035E+07
Corte de Carga(MWh)	1,3950E+06	9,4583E+05	9,37416E+05
Carga	2,0665E+07	2,0665E+07	2,0659E+07
	2,8211E+06	2,6345E+06	2,68583E+06
Custo das termicas	7,9521	7,4273	7,5722
F1 (Violação de defluências)	0,2944	0,2967	0,2923
F2 (Volume útil)	0,4887	0,5176	0,5238
F5 (Corte de carga)	80,7036	56,1071	55,2640
F3 (Desvio com relação ao volume final)	0,2172	0,1653	0,1568
Fitness (W1.F1+W2.F2+ W3.F3+ W4.F4+W5.F5)	8,2206E+03	5,7540E+03	5,6721E+03

Ao se analisar a Tabela 5.14, pode-se constatar que quando não se consideram as restrições de transmissão, a discretização de 6 ou 3 patamares apresentam um despacho muito semelhante e com custos totais muito próximos e inferiores ao caso A com restrição nas LTs. Isso é corroborado pelas Figuras 5.44 a 5.46, que apresentam a geração hidráulica, térmica e corte de carga, respectivamente. Notam-se os mesmos perfis de geração e corte de carga dos encontrados para os Cenários 1 e 3 sem restrições nas LTs.

Figura 5.44: Geração hidráulica em MWh/mês – Caso D

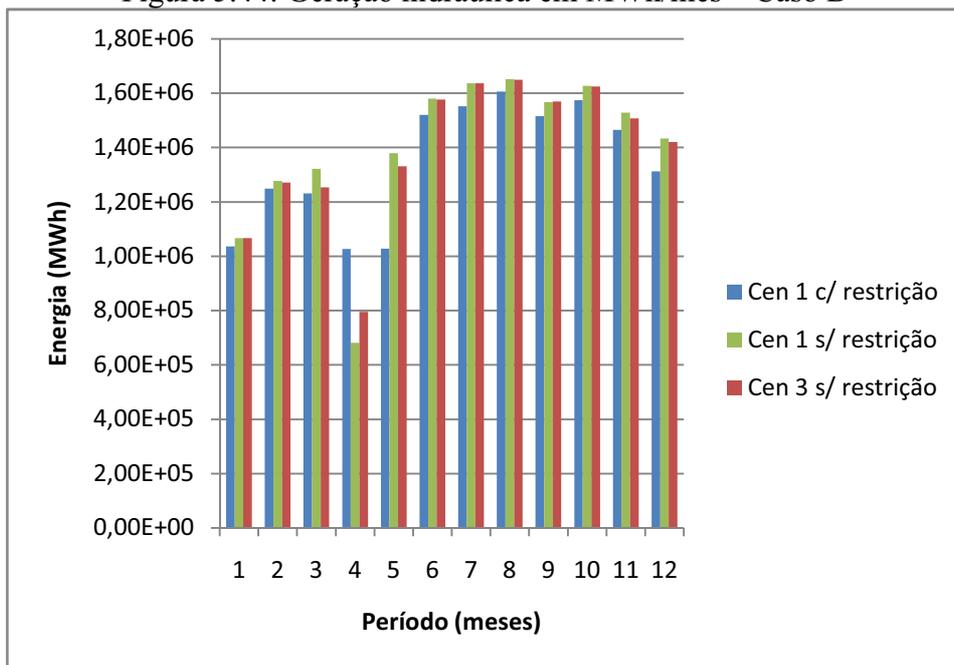


Figura 5.45: Geração térmica em MWh/mês – Caso D

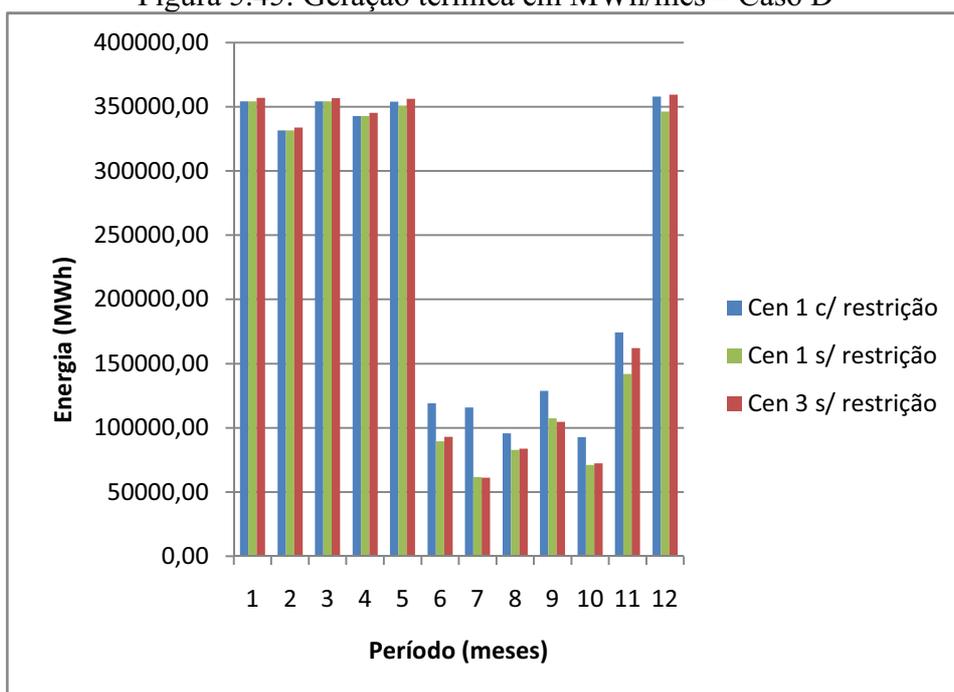
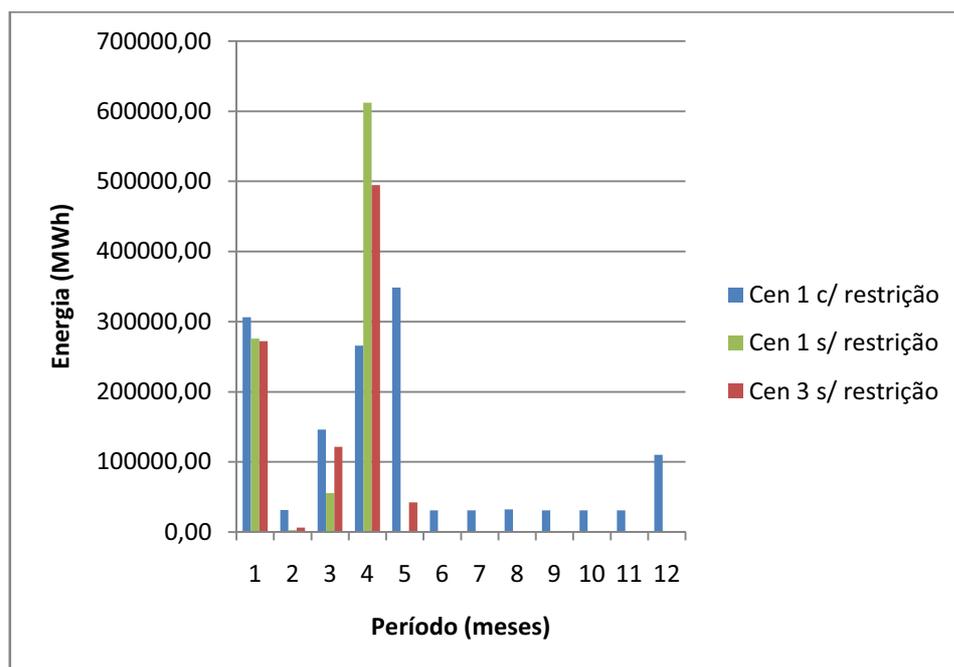


Figura 5.46: Corte de carga em MWh/mês – Caso D



Apesar de valores operativos menores, a representação das restrições de transmissão é essencial, pois ela permite que se detecte problemas elétricos e até mesmo soluções infactíveis. Por exemplo, segundo a Tabela 5.15 que apresenta os valores de fluxos de potência ativa que circula por algumas das linhas do sistema teste com e sem monitoramento das restrições de transmissão, observa-se que os valores dos fluxos do Caso D (sem monitoramento) alcançam valores muito acima da real capacidade de transmissão das LTs.

Tabela 5.15– Exemplo de fluxos de potência ativa – Caso D

Linha	Fluxo com restrição de transmissão (MW)	Fluxo sem restrição de transmissão (MW)	Fluxo Máximo (MW)	Valor de potência ultrapassado (MW)
19	6,3300E+02	8,5211E+02	6,3300E+02	2,1911E+02
37	5,0640E+02	6,4872E+02	5,0640E+02	1,4232E+02
43	6,5460E+02	1,3031E+03	6,5460E+02	6,4850E+02

Essa análise mostra que o monitoramento em todas as linhas do sistema é extremamente importante, pois além de detectar os gargalos de transmissão das linhas de intercâmbio que conectam as áreas 1 e 2 também monitoram o escoamento da potência pelas áreas. O custo desta representação mais detalhada está em aumentar o corte de carga e a

geração térmica aumentando assim o custo total. Contudo, ela permite maior aderência entre as decisões que englobam diferentes horizontes de estudo de planejamento.

Essas simulações foram realizadas em um computador cuja as configurações são: Processador Intel Core i5-2400, CPU 3,10 GHz, memória RAM 8,00 GB em sistema operacional de 64 bits. Os tempos de simulação de cada caso por cenário estão dispostos na Tabela 5.16

Tabela 5.16– Tempos de simulação

Discretização dos Casos	Tempo de simulação em horas		
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Caso A	38,9741	30,5338	5,5007
Caso B	32,7505	Não Simulado	10,4187
Caso C	33,7864	Não Simulado	8,3550
Caso D	16,0582	Não Simulado	5,8589

CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

Este trabalho propôs uma metodologia baseada em AG para inclusão de geração eólica no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos no horizonte de curto prazo com inserção de restrições nas linhas de transmissão.

O problema de otimização formulado é multiobjetivo, fornecendo soluções eficientes que são influenciadas pelos pesos considerados em cada uma das funções que compõe a função objetivo.

Foram realizados vários estudos que permitiram analisar o efeito elétrico da injeção de geração eólica na rede ao invés de simplesmente considerar os seus valores energéticos ao longo de cada mês.

Foram analisados quatro casos para três cenários distintos: caso A que apresentou duas formulações de discretização em seis patamares e um terceiro cenário que apresentou três patamares de carga. Nesse conjunto de simulações pôde-se perceber que a consideração do valor médio da energia eólica independentemente se for rerepresentada em 3 ou 6 patamares de carga não apresentam distinções, cabe ressaltar que essa consideração através do valor médio de geração eólica possui representação energética do problema. No entanto, a representação com 6 patamares de carga considerando a operação da eólica em plena carga por patamar de carga, mostrou gargalos no sistema e indicou ser a forma mais adequada, nesse sistema, de representar a geração de energia eólica.

No Caso B, decidiu-se atuar sob as linhas de transmissão do sistema teste, sem alterar a geração. Pode-se observar um melhor *fitness* em relação ao caso A (cabe ressaltar que energeticamente Caso A e B são iguais). Foram apresentados os resultados para dois cenários distintos com 3 patamares e 6 patamares em plena carga. Ao se atuar na transmissão, o sistema ficou menos estressado tendo um comportamento parecido com o caso A, no entanto a consideração elétrica mostrou novos gargalos nas linhas de transmissão que não tinham aparecidos até então.

No Caso C, decidiu-se então atuar na disponibilidade de energia do sistema teste aumentando a capacidade de geração da eólica. Como era de se esperar, esta ação diminuiu o *fitness*, porém houve ativamentos no sistema de transmissão impossibilitando que toda a geração disponível fosse efetivamente despachada até a carga, sendo assim continuou havendo corte de carga expressivo. Ressalta-se que as unidades hidráulicas poderiam ter despachado mais energia, mas não o fizeram devido aos gargalos da transmissão. E, mais

uma vez o sistema mostra que a consideração elétrica, para 6 patamares de carga a plena carga, é mais representativa, pois mostram gargalos não apresentados nas outras formulações.

Por último no caso D, fez-se o relaxamento total do sistema liberando os limites de transmissão (abordagem clássica para o curto prazo). Neste caso, os cenários com 3 ou 6 patamares apresentaram o mesmo despacho porém os valores escolhidos para atender a carga são impraticáveis pois ultrapassam muito a capacidade de transmissão do sistema teste.

Sendo assim, os resultados mostram que a formulação do Cenário 1 (que discretiza o problema elétrico por carga e por disponibilidade de vento, ou seja, em 6 patamares, que despacha a potência eólica no máximo e que monitora todas as linhas de transmissão), em todos os casos, apresenta um custo operativo total maior ocasionado pelo corte de carga em aproximadamente 5 % da demanda, pois detecta gargalos de transmissão que formulações clássicas (Cenário 3) não sinalizam. Assim, conclui-se que a forma mais adequada de se representar a geração eólica é discriminando-a segundo sua intermitência mais provável a fim de discriminar seus efeitos elétricos sobre a rede elétrica.

6.2 Trabalhos futuros

Para trabalhos futuros propõe-se transformar esse fluxo de potência ótimo linear em um fluxo de potência ótimo não linear, para que se possa monitorar outro gargalo importante de transmissão de potência que é a manutenção de limites das magnitudes de tensão nas barras da rede elétrica, analisar também uma forma mais adequada de representar a estocacidade da velocidade dos vento e verificar novas formas de representar elétrica e energeticamente a inserção da eólica em sistema de grande porte.

Propõe-se também testar outras metaheurísticas que possam apresentar um tempo computacional menor, tal como a Evolução Diferencial (DE) e melhorar a forma de representação da curva de potência eólica, verificando o impacto de representá-la de forma polinomial e não linear como feito neste trabalho.

Propõe-se também a busca por um alfa específico do terreno que considere duas medidas distintas de vento a alturas distintas proporcionando a correção das velocidades dos ventos o mais próxima do real.

Propõe-se avaliar qualitativamente a ampacidade das linhas de transmissão as quais podem se alterar conforme altas incidências de ventos, que pela maior troca de calor podem influenciar na capacidade de transmissão do sistema.

Propõe-se também estudar o corte de carga seletivo, priorizando as cargas essenciais. Apesar deste estudo poder elevar o custo total, ele é mais realista e factível.

REFERÊNCIAS

ANEEL. (2010). Atlas de Energia Elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 2010, Disponível em <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>

ANDRIOLO, R. F. Acoplamento elétrico energético no planejamento da operação em médio prazo com restrição de transmissão. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, 2014.

ALVES, W. F. Proposição de Sistemas -Teste para análise computacional de sistemas de potência. [s.l.] Universidade Federal Fluminense, 2007.

ARVANITIDIS, N. V.; ROSING, J. Composite Representation of a Multireservoir Hydroelectric Power System. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-89, n. 2, p. 319–326, 1970.

ASANO, P. T. L. et al. Computação Evolucionária em Problemas de Engenharia. In: LOPES, H. S.; TAKAHASHI, R. H. C. (Eds.). 1. ed. Curitiba (PR): Omnipax, 2011. p. 19–54.

BATISTELA, N. J. (n.d.). Geração de energia eólica – tecnologias atuais e futuras 1, (figura 1), 1–15. Disponível em <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-geracao-de-energia-eolica-tecnologias-atuais-e-futuras-artigo-tecnico-portugues-br.pdf>>

BENDERS, J. F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. Numerische Mathematik, v. 4, n. 1, p. 238–252, dez. 1962.

BESSA, M. R. Projeto estratégico aneel 001/2008 “otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho.” Curitiba: [s.n.].

BORGES, S. S. Pré-despacho de potência ativa e reativa para sistemas hidrotérmicos utilizando método de pontos interiores e coordenadas retangulares. [s.l.] Universidade Federal do Paraná, 2010.

BORGES, S. S.; FERNANDES, T. S. P.; ALMEIDA, K. C. DE. Pré-despacho hidrotérmico de potência ativa e reativa via método dos pontos interiores e coordenadas retangulares. Revista Controle & Automação, v. 22, n. 5, p. 479–494, 2011.

CANTÃO, M. P. Complementariedade hidroelétrica no território brasileiro. Relatório de Pós-Doutorado, Departamento de Hidráulica e Saneamento- UFPR, 2015.

- CEPEL. Manual de Referência do modelo NEWAVE. Rio de Janeiro, 2009
- CEPEL. Manual de Referência do Modelo Dessem Versão 8.2a (GTRD) Rio de Janeiro, 2003.
- CEPEL. Modelo DECOMP Manual de Referência Rio de Janeiro, 2004.
- CICOGNA, M. A. Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos. [s.l.] FEEC/Universidade Estadual de Campinas, 1999.
- CRESESB, & CEPEL. (2008). Energia Eólica: Princípios e Tecnologia. Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/tutorial/tutorial_eolica.htm>
- CUSTODIO, R. Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, 2007.
- COPEL, & PARANÁ, G. DO. (2012). NTC 905100: Manual de acesso a geração distribuída ao sistema da copel. Paraná, 2012.
- DUTRA, R.M., 2001. Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brazil, 300 pp.
- EPE. Balanço energético nacional. Rio de Janeiro: [s.n.]. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf>.
- EPE, & MME. (2013). Balanço energético nacional 2013. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/>> acessado 01 de dezembro de 2015.
- FARRET, FELIX ALBERTO. Aproveitamento de pequenas fontes de energia elétrica. 2ª ed. UFSM, 2010.
- GIE. (2013). GIE NUEVAS ENERGÍAS. 2013. Disponível em <<http://gienuevasenergias.wikispaces.com/Aerogeneradores+de+Eje+Vertical>> Acessado dia 01 de dezembro de 2015.
- GOLDBERG, D. E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. 1st. ed. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1989.
- MIZUNO, YUGI. MDL Ilustrado Versão 8.0. Disponível em <http://www.mct.gov.br/upd_blob/0204/204967.pdf> Acessado dia 03 de março de 2009)

KARAMI, M., SHAYANFAR, H. A., AGHAEI, J., AHMADI, A.N: Scenario-based security-constrained hydrothermal coordination with volatile wind power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Dec, 2013, Vol.28, p.726(12).

KOJIMA, M.; MIZUNO, S.; YOSHISE, A. Progress in Mathematical Programming Interior-point and related methods. In: MEGIDDO, N. (Ed.). New York, NY, USA: Springer-Verlag New York, Inc., 1988. p. 29–47.

KUMAR, S. V. Kumar, MOHAN, M.R. A genetic algorithm solution to the optimal short-term hydrothermal scheduling. *Electrical Power Energy Systems* 33, pp. 827-835, 2011.

LEITE, P. T.; CARNEIRO, A. A. F. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. Energetic Operation Planning Using Genetic Algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 1, p. 173–179, 2002.

LEITE, P. T.; CARNEIRO, A. A. F. M.; CARVALHO, A. C. P. L. F. Aplicação de algoritmos genéticos na determinação da operação ótima de sistemas hidrotérmicos de potência. *Revista Controle & Automação*, v. 17, n. 1, p. 81–88, 2006.

MARCILIO, D. C.. Otimização do Despacho Hidrotérmico Utilizando o Método de Lagrangeano Aumentado com Gradiente Espectral Projetado. Tese de doutorado.[s.l.] Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

IRANDA, V.; SRINIVASAN, D.; PROENÇA, L. M. Evolutionary computation in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 20, n. 2, p. 89–98, fev. 1998.

MAXIM, A. Sustainability assessment of electricity generation technologies using weighted multi criteria decision analysis. *Energy Policy*, v. 65, p.284-297, 2014.

MONTEIRO, R. D. C.; ADLER, I.; RESENDE, M. G. C. A Polynomial-Time Primal-Dual Affine Scaling Algorithm for Linear and Convex Quadratic Programming and Its Power Series Extension. *Mathematics of Operations Research*, v. 15, n. 2, p. 191–214, 1990.

PEREIRA, M. V. F. Optima stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems. v. 11, n. July, 1989.

RAMOS, J. L. M. Ramos, LORA, T. Lora, SANTOS, J. R. Santos, EXPOSITO, A. G. Expósito. Short-term Hydro-thermal coordination based on interior point nonlinear

programming and genetic Algorithms. *IEEE Porto Power Tech Conference*. Porto, Portugal, 2011.

SCHUBERT, C., & EÓLICA, E. (2001). Atlas do potencial eólico brasileiro.

SCHUBERT, C., LACTEC, & COPEL. (2007). Manual de Avaliação Técnico-Econômica de Empreendimentos Eólico-Elétricos.

PINTO, MILTON. Fundamentos de energia eólica (p. 368). 1ª ed, LTC-Rio de Janeiro, 2013.

TAKAGIMA, Y.K.F. Takigawa, E. L. Silva, E. C. Finardi, R. N. Rodrigues. Solving the hydrothermal scheduling problem considering network constraints. *Electric Power systems Research* 88, pp. 89-97, 2012.

YUAN, X. TIAN, H. YUAN, Y., HUANG, Y. IKRAM, R. . An extended NSGA-III for solution multi objective hydro –thermal-wind scheduling considering wind power cost. *Energy Conversion and Management* 96, pp. 568-578, 2015.

WANG, Y. LUO, X. J., WU, X. LIU, C. Optimal coordination of wind-hydro-thermal based on water complementing wind. *Renewable Energy* 60, pp. 169-178. 2013.

ANEXO A

Tabela A.1 – Dados de barra do sistema-teste de 34 barras

Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Área
				Max	Min	
800	Gov. Bento Munhoz	V0	13,8	1,050	0,950	1
808	Salto Caxias	PV	13,8	1,050	0,950	2
810	Salto Segredo	PV	13,8	1,050	0,950	2
814	Bateias	PQ	230	1,050	0,950	1
824	Gov. Bento.Munhoz	PQ	500	1,090	0,950	1
839	Cascavel	PQ	230	1,050	0,950	2
840	Cascavel	PQ	138	1,050	0,950	2
848	Foz do Chopin	PQ	138	1,050	0,950	2
856	Segredo	PQ	500	1,090	0,950	2
895	Bateias	PQ	500	1,090	0,950	1
896	Cascavel do Oeste	PQ	500	1,090	0,950	2
897	Salto Caxias	PQ	500	1,090	0,950	2
898	Foz do Chopin	PQ	230	1,050	0,950	2
904	Itá	PV	13,8	1,050	0,950	1
915	Machadinho	PV	13,8	1,050	0,950	1
919	Salto Osório	PV	13,8	1,050	0,950	2
925	Salto Santiago	PV	13,8	1,050	0,950	2
933	Areia	PQ	500	1,090	0,950	1
934	Areia	PQ	230	1,050	0,950	2
938	Blumenau	PQ	500	1,090	0,950	1
939	Blumenau	PQ	230	1,050	0,950	1
955	Campos Novos	PQ	500	1,090	0,950	1
959	Curitiba	PQ	500	1,090	0,950	1
960	Curitiba	PQ	230	1,050	0,950	1
964	Caxias	PQ	500	1,090	0,950	1
965	Caxias	PQ	230	1,050	0,950	1
976	Gravataí	PQ	500	1,090	0,950	1
995	Itá	PQ	500	1,090	0,950	1
1030	Machadinho	PQ	500	1,090	0,950	1
1047	Salto Osório	PQ	230	1,050	0,950	2
1060	Salto Santiago	PQ	500	1,090	0,950	2
1210	Gravataí-230	PQ	230	1,050	0,950	2
2458	Cascavel-230	PQ	230	1,050	0,950	2

Fonte: ALVES (2007)

Tabela A.2 – Dados de linha do sistema-teste de 34 barras

De	Para	Nome	V	Circ	R ₊	X ₊	B	CN
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	1	0,0100	0,1240	15,204	2182
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	2	0,0100	0,1260	15,428	2182
839	898	Cascavel-F.Chopin	230	1	1,1300	6,9900	12,617	189
839	1047	Cascavel-S.Osório	230	1	1,2200	7,6900	13,810	189
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	1	0,2200	1,0900	1,8601	319
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	2	0,1700	1,0300	2,0537	356
856	933	Segredo-Areia	500	1	0,0520	0,6540	80,493	2273
856	1060	Segredo-S.Santiago	500	1	0,0560	0,6970	85,746	2182
896	897	Cascavel Oeste-S.Caxias	500	1	0,0500	0,7300	78,060	1637
898	1047	F.Chopin-S.Osório	230	1	0,1500	0,8900	1,6317	324
933	895	Areia-Bateias	500	1	0,2000	2,5500	312,72	2110
933	955	Areia-Campos Novos	500	1	0,1620	2,0480	250,17	2110
933	959	Areia-Curitiba	500	1	0,2000	2,6900	336,40	2182
934	1047	Areia-Salto Osório	230	1	3,0450	15,738	27,123	319
934	1047	Areia-Salto Osório	230	2	3,0410	15,718	27,089	319
938	955	Blumenau-C.Novos	500	1	0,2556	2,9224	360,40	2037
938	959	Blumenau-Curitiba	500	1	0,1270	1,6030	195,89	1266
955	964	Campos Novos-Caxias	500	1	0,1877	2,3467	287,24	1688
959	895	Curitiba-Bateias	500	1	0,0500	0,4400	47,580	2110
964	976	Caxias-Gravataí	500	1	0,0733	0,9164	112,17	1688
976	995	Gravataí-Itá	500	1	0,2820	3,8520	493,70	1688
995	964	Itá-Caxias	500	1	0,1643	3,0339	354,88	2182
995	1030	Itá-Machadinho	500	1	0,0730	0,9200	112,26	2182
995	1060	Itá-Salto Santiago	500	1	0,1720	2,1700	265,16	2110
1030	955	Machadinho-C.Novos	500	1	0,0470	0,5900	71,818	2182
1060	897	S.Santiago-S.Caxias	500	1	0,0760	1,1710	124,58	2370

Fonte: ALVES(2007)

Tabela A.3 – Dados de carga do sistema-teste de 34 barras

Barra	Nome	Tensão	Carga	
			MW	Mvar
814	Bateias	230	680	130
960	Curitiba	230	790	330
939	Blumenau	230	940	50
965	Caxias	230	700	49
1210	Gravataí	230	1100	400
934	Areia	230	235	57
2458	Cascavel do Oeste	230	400	125
840	Cascavel	138	150	32
848	Foz do Chopin	138	90	17
Total			5 085	1 190

Fonte: ALVES(2007)

Tabela A.4 – Dados das máquinas do sistema-teste de 34 barras

Geração de Potência Ativa (MW)				
Barra	Nome	Nº de Máquinas	Geração Máxima por Máquina	Geração Máxima Total
800	G.B.Munhoz	4	418,5	1674
808	Salto Caxias	4	310	1240
810	Salto Segredo	4	315	1260
904	Itá	5	170	1450
915	Machadinho	3	260	1140
919	Salto Osório	4	120	728
925	Salto Santiago	4	220	1420
	Total	28		8 912

Fonte: ALVES (2007)

Tabela A.5 – Usinas hidrelétricas do sistema-teste de 34 barras

Código PMO	Nome	Nome alternativo	Potência (MW)	Subsistema	Rio
74	Foz do areia	Gov. Bento Munhoz R. N.	1.676,00	2-Sul	Iguaçu
76	Segredo	Gov. Ney A. B. Braga	1.260,00	2-Sul	Iguaçu
77	Salto Santiago	---	1.420,00	2-Sul	Iguaçu
78	Salto Osório	---	1.078,00	2-Sul	Iguaçu
82	Salto Caxias	Gov. José Richa	1.240,00	2-Sul	Iguaçu
91	Machadinho	---	1.140,00	2-Sul	Uruguai
92	Itá	---	1.450,00	2-Sul	Uruguai

Fonte: ALVES (2007)

Tabela A.6 – Usina termelétrica do sistema-teste de 34 barras

Código PMO	Nome	Nome alternativo	Potência (MW)	Subsistema	Combustível
48	Araucária	--	485,00	2-Sul	Gás Natural

Fonte: ALVES (2007)

Tabela A.7 – Usina eólica do sistema-teste de 34 barras

Código PMO	Nome	Nome alternativo	Potência (MW)	Subsistema
	Palmas	--	5,7	1-Sul

Fonte: ALVES (2007)

Anexo A.7 – Dados da usina Governador Bento Munhoz

Reservatório			
Regulação	Mensal	Volume de referência	5.779,00 hm ³
Volume máximo	5.779,00 hm ³	Volume vertedouro	3.898,00 hm ³
Volume mínimo	1.974,00 hm ³	Volume desvio	1.974,00 hm ³
Cota máxima	742,00 m	Subsistema	1
Cota mínima	700,00 m	Vazão Mínima	120 m ³ /s

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	6,508760E+02	3,498680E-02	-6,500180E-06	7,777969E-10	-3,952860E-14
Área x Cota	1,230300E+04	-3,593359E+01	2,633960E-02	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	6,018860E+02	1,105830E-03	4,208850E-07	-8,311470E-11	4,761118E-15

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	2	Julho	39
Fevereiro	21	Agosto	30
Março	41	Setembro	7
Abril	61	Outubro	-17
Mai	63	Novembro	-19
Junho	56	Dezembro	-10

Usina			
Produtibilidade específica	0,009025MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	1 - Francis
Perdas - Tipo	1	Perdas - Valor	1,31

Vazões mensais – Governador Bento Munhoz													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
2000	445	669	743	231	219	269	490	342	1863	1420	477	425	633

Fonte: ANDRIOLO (2014)

Anexo A.8 – Dados da usina Segredo

Reservatório			
Regulação	Mensal	Volume de referência	2950,00hm ³
Volume máximo	2.950,00 hm ³	Volume vertedouro	2562,00 hm ³
Volume mínimo	2.562,00 hm ³	Volume desvio	2562,00 hm ³
Cota máxima	607,00 m	Subsistema	2
Cota mínima	602,00 m	Vazão Mínima	130 m ³ /s

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	5,525449E+02	2,469220E-02	-2,103429E-06	0,000000E+00	0,000000E+00
Área x Cota	-5,861299E+02	8,019969E-01	4,882528E-04	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	4,900388E+02	6,084099E-05	2,924760E-07	-2,320119E-11	4,564500E-16

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	6	Julho	47
Fevereiro	26	Agosto	34
Março	54	Setembro	15
Abril	76	Outubro	-13
Mai	77	Novembro	-16
Junho	67	Dezembro	-5

Usina			
Produtibilidade específica	0,009026 MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	2	Perdas - Valor	1,90

Vazões mensais - Segredo													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
2000	522	737	860	319	334	343	647	452	2324	1779	603	500	785
2001	1122	1960	1132	601	736	931	1099	921	745	2251	688	825	1084

Fonte: ANDRIOLO (2014)

Anexo A.9 – Dados da usina Salto Santiago

Reservatório			
Regulação	Mensal	Volume de referência	6775,00 hm ³
Volume máximo	6.775,00 hm ³	Volume vertedouro	3317,20 hm ³
Volume mínimo	2.662,00 hm ³	Volume desvio	2662,00 hm ³
Cota máxima	506,00 m	Subsistema	2
Cota mínima	481,00 m	Vazão Mínima	140 m ³ /s

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	4,477319E+02	1,823320E-02	-2,871219E-06	3,002598E-10	-1,272970E-14
Área x Cota	-9,865199E+03	5,443188E+01	-9,163177E-02	2,068469E-05	5,052520E-08
Jusante	3,944158E+02	2,111010E-03	-7,923069E-08	2,351569E-12	-2,713859E-17

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	8	Julho	47
Fevereiro	27	Agosto	33
Março	54	Setembro	18
Abril	76	Outubro	-12
Mai	79	Novembro	-17
Junho	67	Dezembro	-6

Usina			
Produtibilidade específica	0,008829 MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	1	Perdas - Valor	1,64

Vazões mensais – Salto Santiago													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
2000	649	961	1034	410	475	530	963	618	3133	2418	818	624	1053

Fonte: ANDRIOLO (2014)

Anexo A.10 – Dados da usina Salto Osório

Reservatório			
Regulação	Diária	Volume de referência	1124,00 hm ³
Volume máximo	1.124,00 hm ³	Volume vertedouro	1124,00 hm ³
Volume mínimo	1.124,00 hm ³	Volume desvio	1124,00 hm ³
Cota máxima	397,00 m	Subsistema	2
Cota mínima	397,00 m	Vazão Mínima	150 m ³ /s

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	3,970000E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Área x Cota	5,600000E+01	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	3,218369E+02	2,280990E-03	-1,402710E-07	3,841880E-12	-5,363039E-17

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	9	Julho	43
Fevereiro	27	Agosto	30
Março	51	Setembro	18
Abril	69	Outubro	-15
Mai	75	Novembro	-19
Junho	63	Dezembro	-8

Usina			
Produtibilidade específica	0,008829MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	1	Perdas - Valor	1,24

Vazões mensais – Salto Osório													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
2000	667	1001	1075	428	501	559	1018	648	3264	2543	879	643	1102

Fonte: ANDRIOLO (2014)

Anexo A.11 – Dados da usina Salto Caxias

Reservatório			
Regulação	Diária	Volume de referência	3573,00 hm ³
Volume máximo	3.573,00 hm ³	Volume vertedouro	3573,00 hm ³
Volume mínimo	3.573,00 hm ³	Volume desvio	3573,00 hm ³
Cota máxima	325,00 m	Subsistema	2
Cota mínima	325,00 m	Vazão Mínima	200 m ³ /s

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	3,250000E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Área x Cota	1,414300E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	2,579199E+02	6,208378E-04	-1,718400E-08	2,282680E-13	1,217070E-20

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	5	Julho	41
Fevereiro	26	Agosto	30
Março	49	Setembro	17
Abril	65	Outubro	-18
Mai	72	Novembro	-26
Junho	61	Dezembro	-15

Usina			
Produtibilidade específica	0,009026MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	2	Perdas - Valor	0,6

Vazões mensais – Salto Caxias													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
2000	889	1382	1351	638	754	729	1407	869	4061	3508	1137	741	1456

Fonte: ANDRIOLO (2014)

Anexo A.12 – Dados da usina Machadinho

Reservatório			
Regulação	Mensal	Volume de referência	3340,00 hm ³
Volume máximo	3.340,00 hm ³	Volume vertedouro	2283,00 hm ³
Volume mínimo	2.283,00 hm ³	Volume desvio	2283,00 hm ³
Cota máxima	480,00 m	Subsistema	1
Cota mínima	465,00 m	Vazão Mínima	90 m ³ /s

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	4,012168E+02	5,009650E-02	-1,573029E-05	3,296550E-09	-2,882820E-13
Área x Cota	3,325720E+03	-1,906490E+01	2,824160E-02	8,155040E-06	-2,833990E-08
Jusante	3,719358E+02	1,932420E-03	-8,529986E-08	2,375670E-12	-2,616249E-17

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	0	Julho	45
Fevereiro	24	Agosto	21
Março	51	Setembro	4
Abril	68	Outubro	-24
Maior	77	Novembro	-37
Junho	68	Dezembro	-26

Usina			
Produtibilidade específica	0,008927MW/m ³ /s/m	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	2	Perdas - Valor	1,07

Vazões mensais - Machadinho													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
2000	336	390	544	392	462	422	1173	601	2424	2531	604	521	867

Fonte: ANDRIOLO (2014)

Anexo A.13 – Dados da usina Itá

Reservatório			
Regulação	Diária	Volume de referência	5.100,00 hm ³
Volume máximo	5.100,00 hm ³	Volume vertedouro	5.100,00 hm ³
Volume mínimo	5.100,00 hm ³	Volume desvio	5.100,00 hm ³
Cota máxima	370,00 m	Subsistema	1
Cota mínima	370,00 m	Vazão Mínima	100 m ³ /s

Polinômio					
	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	3,700000E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Área x Cota	1,411800E+02	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00	0,000000E+00
Jusante	2,613628E+02	3,011860E-03	-5,636080E-07	6,791440E-11	-3,028480E-15

Evaporação mensal (mm/mês)			
Janeiro	-3	Julho	41
Fevereiro	20	Agosto	17
Março	47	Setembro	1
Abril	64	Outubro	-27
Mai	74	Novembro	-39
Junho	66	Dezembro	-32

Usina			
Produtibilidade específica	0,008927	Tipo de turbina	Francis
Perdas - Tipo	2	Perdas - Valor	2

Vazões mensais - Itá													
ANO	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	MED
2000	437	473	770	570	691	598	1637	763	3254	3044	691	619	1129

Fonte: ANDRIOLO (2014)

ANEXO B: Algoritmos Genéticos

B.1–Introdução

O Algoritmo Genético (AG) é um método de solução de problemas de otimização com ou sem restrição, baseado na seleção natural, a mesma que descreve a evolução em processos biológicos (HOLLAND, 1975).

O AG modifica repetidamente a população de soluções individuais. A cada passo, o AG seleciona indivíduos aleatoriamente a partir de uma população para serem os pais e utilizam esses indivíduos para produzir novos indivíduos filhos que serão utilizados na próxima geração. Através das sucessivas gerações, a população evolui para uma solução ótima do problema.

Os AG utilizam três principais tipos de regras, também chamadas de operadores genéticos, que a cada passo para criar a próxima geração a partir da geração atual. A seguir estão listados os principais operadores genéticos: regras de seleção; regras de cruzamento e regras de mutação.

Os AG diferem dos métodos tradicionais de busca e otimização, principalmente em quatro aspectos (GOLDBERG, 1989) e (REZENDE, 2003):

- a. Trabalham com uma codificação do conjunto de parâmetros e não com os próprios parâmetros;
- b. Trabalham com um espaço de busca, onde estão todas as possíveis soluções do problema e não um único ponto;
- c. Utilizam informação de custo ou recompensa e não derivadas ou outro conhecimento auxiliar;
- d. Utilizam regras de transição probabilísticas e não determinísticas.

B.2– Terminologia

A Tabela B.01 apresenta a terminologia empregada quando o AG é utilizado e seu significado computacional.

Tabela B.01 – Terminologia adotada pelos AG e seu equivalente computacional

Terminologia AG	Equivalente na computação
Função <i>Fitness</i>	A função <i>fitness</i> é a função que se deseja otimizar. Essa função também é conhecida por Função Objetivo.
Gene	Parâmetro codificado no cromossomo, ou seja, um elemento do vetor que representa o indivíduo.
Cromossomo	Representa a estrutura de dados que codifica uma solução para um problema.
Genótipo	Informação contida em uma solução.
Fenótipo	É a decodificação do indivíduo, especificado por um genótipo, formando um objeto, estrutura ou organismo.
Indivíduo	Um indivíduo é qualquer ponto no qual a função objetivo ou <i>fitness</i> pode ser aplicada
Pais e filhos	Para criar a próxima geração o algoritmo seleciona indivíduos dentro da população (Pais) e os utiliza para criar indivíduos para a próxima geração (filhos).
População	Conjunto de soluções (indivíduos) no espaço de busca.
Diversidade	É a distância média entre dois indivíduos de uma mesma população
Geração	Iteração completa do AG que produz uma nova população.

B.3 – Funcionamento do AG

Os AG procuram melhorar a população, ou seja, buscam os indivíduos de melhor aptidão, seja para uma FO de maximização ou minimização, e se utilizam de diversas etapas e operadores genéticos conforme a sequência de passos descrita a seguir.

1. O algoritmo cria uma população inicial aleatória, ou utiliza uma previamente especificada.

2. Então o algoritmo cria uma sequência de novas populações. A cada passo o algoritmo utiliza os indivíduos a geração atual para criar a população da próxima geração. A nova população é criada a partir dos seguintes passos:
 - a. Cada membro da população atual é avaliado e a ele é dado um valor, que corresponde ao seu *fitness*.
 - b. Os indivíduos são então organizados quanto ao seu *fitness* e seus valores são então convertidos para uma gama de valores com maior usabilidade.
 - c. Alguns indivíduos são selecionados baseados em seus *fitness*, esses indivíduos são chamados de “pais”.
 - d. Alguns dos indivíduos da população atual que tem os valores de *fitness* mais baixo, ou seja, mais bem adaptados, são escolhidos como elite e passam diretamente para a próxima geração.
 - e. Os pais escolhidos então dão origem a novos filhos. Os filhos podem ser obtidos através de mutação ou cruzamento.
 - f. A população atual é então substituída por seus filhos para então formar uma nova geração, ou a próxima geração.
3. O algoritmo para quando algum critério de parada é acionado.

B.4 – Operadores genéticos

Os operadores genéticos transformam a população através de sucessivas gerações, de forma a aumentar o campo de busca e também melhorar a aptidão ou *fitness* dos indivíduos. Os operadores genéticos são necessários para que a população se diversifique e mantenha as características de adaptação adquiridas pelas gerações anteriores (SZUVOVIVSKI, 2008).

B.4.1 – Seleção

Os AG simples operam com um número fixo de indivíduos na população ao longo das gerações. Então, a cada geração, devem-se selecionar quais indivíduos possuirão cópias e quais tendem a desaparecer.

Algumas opções de função de seleção são:

- **Estocástica Uniforme** – Cada pai corresponde a uma seção, cujo tamanho é proporcional a sua aptidão. O algoritmo percorre esse conjunto de seções em passos de tamanhos iguais, um passo para cada pai. A cada passo o algoritmo seleciona um pai da seção correspondente a aquele passo.
- **Uniforme** – Os pais são selecionados de forma aleatória em uma distribuição uniforme utilizando sua aptidão e o número de pais. Isso resulta numa busca indireta que não é muito útil, mas pode ser utilizada para testar o algoritmo genético.
- **Roleta** – É o método de seleção que simula uma roleta com a área de cada segmento proporcional à aptidão de cada um dos indivíduos. O algoritmo então utiliza um número aleatório para selecionar uma das seções com probabilidade igual a esta área, ou seja, a probabilidade de um indivíduo ser selecionado é proporcional à sua aptidão relativa.
- **Residual** – Os pais são escolhidos deterministicamente a partir da parte inteira de cada indivíduo e então utiliza o método de seleção roleta para a parte fracionária que restou.
- **Torneio** – Esse método seleciona n indivíduos para um dado grupo e cada indivíduo pode ser potencialmente um pai. Dentro de cada grupo um número x de indivíduos com melhor aptidão são selecionados para compor uma população intermediária.
- **Elitismo** – Especifica o número de indivíduos que são automaticamente enviados a próxima geração devido aos seus valores de aptidão.

B.4.2 – Reprodução

As opções de reprodução determinam como o AG cria os novos filhos a cada geração. A algumas opções para esse operador genético são:

- **Indivíduos Elite** – Essa opção especifica o número de indivíduos que irão sobreviver à próxima geração.
- **Fração de reprodução** – Especifica a fração de indivíduos da próxima geração que serão produzidos por cruzamento. Os demais serão produzidos por mutação.

B.4.3 – Mutação

A função de mutação faz com que pequenas mudanças aleatórias sejam aplicadas a população. Essas pequenas mudanças provocam uma diversidade genética que faz com que o AG procure por uma solução em um espaço de busca maior. O *toolbox* do Matlab também tem opções diferentes para esse operador genético e são dadas por:

- **Uniforme** – A mutação uniforme é feita em dois passos. Primeiro, o algoritmo seleciona a fração do vetor de entradas de um indivíduo para sofrer mutação, onde cada entrada tem a mesma probabilidade de sofrer mutação. O Segundo passo consiste em o algoritmo substituir cada entrada selecionada por um número aleatório uniformemente selecionado a partir da gama de valores para aquela entrada.
- **Adaptativa** – Gera aleatoriamente que adaptativas com relação à última bem sucedida ou mal sucedida geração. O tamanho do passo é escolhido ao longo de cada direção de tal forma que as restrições lineares e os limites sejam satisfeitos.

B.4.4 – Cruzamento

O cruzamento é outro operador genético que tem como objetivo manter a variedade genética da população e também passar as gerações futuras os genes dos indivíduos mais bem adaptados. O cruzamento é realizado entre dois indivíduos, ou pais, que quando combinados formam um novo filho que irá compor a próxima geração. Existem diferentes formas de cruzamento, as mais comuns são:

- **Dispersa** – Esse tipo de cruzamento inicialmente cria um vetor binário aleatório onde seu tamanho é igual ao de um indivíduo. Então, selecionam-se dois indivíduos que serão os pais e os genes dos mesmos são escolhidos com base no vetor binário. Os genes do Pai 1 são selecionados com base nas posições dos números 1 do vetor binário. O Pai 2 tem seus genes selecionados com base na posição dos números 0 do vetor binário. Dessa forma, combinando os genes selecionados do Pai 1 e Pai 2 tem-se um novo indivíduo filho.

- **1 Ponto de corte** – Um ponto de corte é selecionado aleatoriamente para ambos os pais e partir desse ponto seus genes são trocados. Esse processo dá origem a dois filhos que contém informações genéticas de ambos os pais.
- **2 Pontos de corte** – Esse cruzamento é similar ao cruzamento de 1 ponto de corte, porém selecionam-se aleatoriamente 2 pontos de corte e partir desses pontos seus genes são trocados. Esse processo dá origem a dois filhos que contém informações genéticas de ambos os pais.