

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial

---

**DISSERTAÇÃO**  
apresentada à UTFPR  
para obtenção do grau de

**MESTRE EM CIÊNCIAS**

por

**DOUGLAS PALADINE VIEIRA**

---

**MODELO ECONÔMICO DE PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA  
GERAÇÃO CONSIDERANDO OS CUSTOS DE PARADA E  
PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO**

---

Banca Examinadora:

Presidente e Orientador:

**PROF. DR. VOLNEI A. PEDRONI**

**UTFPR**

Examinadores:

**PROF. DR. FLAVIO NEVES JÚNIOR**

**UTFPR**

**PROF. DR. SECUNDINO SOARES FILHO**

**UNICAMP**

Curitiba, dezembro de 2007.

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.



**DOUGLAS PALADINE VIEIRA**

**MODELO ECONÔMICO DE PROGRAMAÇÃO DIÁRIA DA  
GERAÇÃO CONSIDERANDO OS CUSTOS DE PARADA E  
PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para a obtenção do grau de “Mestre em Ciências” – Área de Concentração: Informática Industrial.

Orientador: Prof. Dr. Volnei A. Pedroni

Curitiba

2007

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca da UTFPR – Campus Curitiba

V657m Vieira, Douglas Paladine

Modelo econômico de programação diária da geração considerando os custos de parada e partida e operação como compensador síncrono / Douglas Paladine Vieira. Curitiba. UTFPR, 2007

XIX, 131 p. : il. ; 30 cm

Orientador: Prof. Dr. Volnei A. Pedroni

Dissertação (Mestrado) Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial. Curitiba, 2007

Bibliografia: p. 127 – 131

1. Energia elétrica – Produção. 2. Geradores – Setor elétrico. I. Pedroni, Volnei A., orient. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Informática Industrial. III. Título.

CDD: 621.31

A Valdemar Vieira (*in memoriam*), meu pai.



## AGRADECIMENTOS

Por uma questão de merecido reconhecimento, gostaria de registrar meus sinceros agradecimentos aos que fizeram parte desta etapa da minha vida e contribuíram para a realização deste trabalho. Afinal, na vida, tudo fica mais fácil quando temos amigos dispostos a nos apoiar, incentivar, ensinar e, por que não, criticar.

Deixo então meu agradecimento mais que especial ao amigo e co-orientador, M. Sc. Clóvis Tadeu Salmazo, que sempre esteve disposto a ensinar e contribuir para o meu aperfeiçoamento, não somente técnico e profissional, mas também pessoal.

Agradeço também ao Prof. Dr. Volnei A. Pedroni pela confiança depositada para a conclusão deste trabalho, ao Prof. Dr. Secundino Soares Filho pelas contribuições e correções importantes e ao Prof. Dr. Flavio Neves Junior pelos conselhos proferidos.

À minha família, Valdemar (*in memorian*), Cleunice e Rafael, meus agradecimentos pelo apoio e pela formação da pessoa que hoje eu sou.

À minha querida Denise, namorada e companheira dos momentos mais difíceis, deixo meu amor e gratidão.

Aos colegas do Centro de Operação da Geração (COG) e demais colegas da COPEL, minha gratidão pelos ensinamentos, apoio e colaboração.

A todos aqueles que, ao longo deste meu caminho, contribuíram para a minha formação pessoal e foram fundamentais para a conclusão de mais uma fase importante de minha vida.



# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>IX</b>
<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>XIII</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS .....</b>	<b>XV</b>
<b>RESUMO .....</b>	<b>XVII</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>XIX</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1 MOTIVAÇÕES .....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.3 REVISÃO DA LITERATURA .....	2
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>5</b>
<b>O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL .....</b>	<b>5</b>
2.1 A ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL .....	5
2.2 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN) .....	9
2.3 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA .....	11
2.3.1 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE LONGO PRAZO .....	12
2.3.2 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE MÉDIO PRAZO .....	12
2.3.3 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO.....	13
2.4 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL .....	14
2.4.1 O PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD).....	17
2.5 MEDIÇÃO DE FATURAMENTO DE ENERGIA .....	17
2.6 OS SERVIÇOS ANCILARES.....	19
2.6.1 CARACTERIZAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES .....	19
2.7 O CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES (CPSA) .....	26
2.8 DESPACHO DE UNIDADES GERADORAS EM TEMPO REAL PELO ONS .....	27
<b>CAPÍTULO 3 .....</b>	<b>31</b>
<b>A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E OS GRUPOS GERADORES .....</b>	<b>31</b>
3.1 APROVEITAMENTOS HIDRÁULICOS PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	31
3.1.1 POTÊNCIA GERADA.....	32
3.1.2 ALTURA DE QUEDA LÍQUIDA .....	33
3.1.3 O NÍVEL DE JUSANTE.....	34
3.1.4 RENDIMENTO DO CONJUNTO TURBINA-GERADOR .....	34
3.1.5 PERDA TOTAL NA GERAÇÃO.....	35
3.2 GRUPOS GERADORES HIDRÁULICOS .....	38
3.2.1 TURBINAS .....	38
3.2.2 MÁQUINA SÍNCRONA.....	41
3.2.3 REGULADOR DE VELOCIDADE .....	42
3.2.4 SISTEMA DE EXCITAÇÃO.....	42
3.2.5 SISTEMA DE RESFRIAMENTO.....	45
3.2.6 O SISTEMA DE LUBRIFICAÇÃO FORÇADA.....	45
3.2.7 O SISTEMA DE FRENAGEM.....	46
3.2.8 O SISTEMA DE AR DE REBAIXAMENTO .....	46

<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>49</b>
<b>A OPERAÇÃO DE UNIDADES GERADORAS COMO COMPENSADOR SÍNCRONO E SEUS CUSTOS ASSOCIADOS.....</b>	<b>49</b>
4.1 A COMPENSAÇÃO REATIVA E O CONTROLE DE TENSÃO.....	49
4.2 A OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO .....	50
4.3 CUSTOS ASSOCIADOS À OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO.....	51
4.3.1 CONSUMO DE ENERGIA ATIVA.....	52
4.3.2 CONSUMO DE ÁGUA DO SISTEMA DE RESFRIAMENTO.....	56
4.3.3 CUSTOS ADICIONAIS DE MANUTENÇÃO CAUSADOS PELA OPERAÇÃO COMO COMP. SÍNCRONO.....	57
4.4 CUSTO TOTAL PARA A OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO .....	59
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>	<b>61</b>
<b>O PROCESSO DE PARADA E PARTIDA DE UMA UNIDADE GERADORA E SEUS CUSTOS ASSOCIADOS.....</b>	<b>61</b>
5.1 A PARADA DE UMA UNIDADE GERADORA .....	61
5.2 A PARTIDA DE UMA UNIDADE GERADORA .....	62
5.3 CUSTOS ASSOCIADOS AO PROCESSO DE PARADA E PARTIDA DE UMA UNID. GERADORA .....	63
5.3.1 PERDAS ADICIONAIS DE ÁGUA DURANTE A PARTIDA .....	64
5.3.2 CONSUMO DE ENERGIA ATIVA – RESISTÊNCIA DE AQUECIMENTO .....	66
5.3.3 CUSTOS DE MANUTENÇÃO.....	67
5.3.4 REDUÇÃO DE VIDA ÚTIL DO ENROLAMENTO ESTATÓRICO DO GERADOR.....	68
5.3.5 PROBABILIDADE DE FALHAS DURANTE A PARTIDA.....	75
5.4 CUSTO TOTAL PARA A PARADA/PARTIDA DA UNIDADE GERADORA .....	76
<b>CAPÍTULO 6 .....</b>	<b>77</b>
<b>O PRÉ-DESPACHO DE UNIDADES GERADORAS .....</b>	<b>77</b>
6.1 O PRÉ-DESPACHO.....	78
6.2 A FORMULAÇÃO GERAL DO PROBLEMA .....	78
6.3 A SOLUÇÃO DO PROBLEMA DO PRÉ-DESPACHO.....	81
6.4 SUBPROBLEMA DESPACHO DE GERAÇÃO POR USINA .....	83
6.5 O DESPACHO DE UNIDADES GERADORAS .....	86
6.5.1 A RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DO DESPACHO DE UNIDADES VIA PROGRAMAÇÃO DINÂMICA .....	87
6.6 O PROBLEMA DA TOMADA DE DECISÕES EM TEMPO REAL.....	92
6.6.1 MODELO MATEMÁTICO .....	93
6.6.2 ENCONTRANDO O TEMPO DE REFERÊNCIA PARA A TOMADA DE DECISÃO .....	93
<b>CAPÍTULO 7 .....</b>	<b>95</b>
<b>RESULTADOS .....</b>	<b>95</b>
7.1 CUSTOS DE PARADA/PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO .....	95
7.1.1 CUSTOS DA OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO.....	95
7.1.2 CUSTOS DE PARADA/PARTIDA .....	97
7.2 O PRÉ-DESPACHO.....	99
7.2.1 SIMULAÇÃO 1 – SEM CONSIDERAR OS CUSTOS DE PARADA, PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO.....	101
7.2.2 SIMULAÇÃO 2: CONSIDERANDO OS CUSTOS DE PARADA, PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMP. SÍNCRONO (LCC).....	104
7.2.3 SIMULAÇÃO 3: CONSIDERANDO OS CUSTOS DE PARADA, PARTIDA E DA OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO (LCC) E A REMUNERAÇÃO PELO SUPORTE DE REATIVO (LCS).....	108
7.2.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	114
7.3 SIMULAÇÃO DE VALORES PARA A DETERMINAÇÃO DO TEMPO DE REFERÊNCIA .....	120
<b>CAPÍTULO 8 .....</b>	<b>123</b>
<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>123</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....</b>	<b>127</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1:</b>	ORGANOGRAMA DA ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL.....	6
<b>FIGURA 2:</b>	COMPORTAMENTO DA CARGA DE ENERGIA NO SIN AO LONGO DOS ANOS.....	9
<b>FIGURA 3:</b>	AFLUÊNCIA MENSAL / MLT EM DIFERENTES RESERVATÓRIOS NO PERÍODO DE UM ANO.....	10
<b>FIGURA 4:</b>	CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO POR FONTE NO BRASIL.....	10
<b>FIGURA 5:</b>	REPRESENTAÇÃO DAS ETAPAS DO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO.....	14
<b>FIGURA 6:</b>	DIFERENÇA ENTRE A ENERGIA VERIFICADA E CONTRATADA.....	16
<b>FIGURA 7:</b>	POSICIONAMENTO DOS MEDIDORES DE ENERGIA “BRUTA” E “LÍQUIDA”.....	18
<b>FIGURA 8:</b>	ILUSTRAÇÃO DO PROCESSO DE ADMINISTRAÇÃO DOS SERVIÇOS ANCILARES...	23
<b>FIGURA 9:</b>	ESQUEMÁTICO DE UMA USINA HIDRELÉTRICA.....	32
<b>FIGURA 10:</b>	EXEMPLO DA CURVA COLINA DE UMA TURBINA HIDRÁULICA.....	35
<b>FIGURA 11:</b>	EXEMPLO DA CURVA DE RENDIMENTO DE UM GERADOR.....	36
<b>FIGURA 12:</b>	CONJUNTO TURBINA FRANCIS.....	38
<b>FIGURA 13:</b>	TURBINA PELTON ACIONADA POR 6 BICOS INJETORES.....	39
<b>FIGURA 14:</b>	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DO SISTEMA DE EXCITAÇÃO DA UNIDADE GERADORA.....	41
<b>FIGURA 15:</b>	CURVA DE CAPABILIDADE DE UMA UNIDADE GERADORA DA UHE GBM.....	42
<b>FIGURA 16:</b>	OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO E O REBAIXAMENTO DO AR NO TUBO DE SUÇÃO.....	45
<b>FIGURA 17:</b>	ESQUEMA DA LOCALIZAÇÃO DO MEDIDOR DE ENERGIA BRUTA (G1, G2, Gn)..	51
<b>FIGURA 18:</b>	REPRESENTAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA UNIDADE GERADORA DURANTE A PARTIDA.....	63
<b>FIGURA 19:</b>	FLUXO DE CAIXA REPRESENTANDO OS FUTUROS PAGAMENTOS PARA A RECUPERAÇÃO DO EQUIPAMENTO, CONSIDERANDO CONSTANTE O PROCEDIMENTO OPERACIONAL.....	68
<b>FIGURA 20:</b>	FLUXO DE CAIXA REPRESENTANDO OS FUTUROS PAGAMENTOS PARA A RECUPERAÇÃO DO EQUIPAMENTO, CONSIDERANDO QUE HOUVE UMA ÚNICA PARADA EXTRA NO PERÍODO OPERACIONAL.....	69
<b>FIGURA 21:</b>	PROCEDIMENTO DE SOLUÇÃO QUE COMBINA RELAXAÇÃO LAGRANGEANA E PROGRAMAÇÃO DINÂMICA.....	82
<b>FIGURA 22:</b>	ESTRUTURA DA MATRIZ DE RESTRIÇÃO.....	84
<b>FIGURA 23:</b>	ESTRUTURA HIERÁRQUICA DE DECOMPOSIÇÃO.....	86
<b>FIGURA 24:</b>	PERDA DE POTÊNCIA EM FUNÇÃO DO NÚMERO DE UNIDADES DESPACHADAS...	87

<b>FIGURA 25:</b> EXEMPLO DE POSSÍVEIS CONFIGURAÇÕES DE UNIDADES QUE ATENDEM AO DESPACHO DE GERAÇÃO DEFINIDO.....	90
<b>FIGURA 26:</b> MODELO DE GRÁFICO COM A EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DA PARADA/PARTIDA E DA OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO EM FUNÇÃO DO TEMPO.....	94
<b>FIGURA 27:</b> DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DA ORIGEM DOS CUSTOS DA OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO PARA A UHE GBM.....	96
<b>FIGURA 28:</b> PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL DA ORIGEM DOS CUSTOS DE PARADA E PARTIDA REFERENTE ÀS UNIDADES GERADORAS DA UHE GBM.....	97
<b>FIGURA 29:</b> VARIAÇÃO DO VALOR DO CUSTO DA ANTECIPAÇÃO DO INVESTIMENTO RESULTANTE DE UM PROCESSO DE PARADA E PARTIDA DA UG EM FUNÇÃO DO TEMPO DE VIDA ÚTIL REMANESCENTE DO EQUIPAMENTO.....	98
<b>FIGURA 30:</b> CARGA A SER ATENDIDA PELAS UHE´S GBM, GNB, GJR E GPS.....	100
<b>FIGURA 31:</b> UNIDADES DA UHE GJR OPERANDO COMO GERADOR EM CADA INTERVALO DE TEMPO, NÃO HOUE ALTERAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO ENTRE O DESPACHO INICIAL E O FINAL EM TODAS AS SIMULAÇÕES.....	101
<b>FIGURA 32:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE PRODUÇÃO DIÁRIO APLICADO AO SISTEMA COPEL SEM CONSIDERAR CUSTOS DE PARADA, PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO.....	102
<b>FIGURA 33:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE GERAÇÃO DA UHE GBM.....	103
<b>FIGURA 34:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE GERAÇÃO DA UHE GNB.....	103
<b>FIGURA 35:</b> NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS DA UHE GBM OPERANDO COMO GERADOR EM CADA INTERVALO DE TEMPO.....	104
<b>FIGURA 36:</b> NÚMERO DE UNIDADES GERADORAS DA UHE GNB OPERANDO COMO GERADOR EM CADA INTERVALO DE TEMPO.....	104
<b>FIGURA 37:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE GERAÇÃO APLICADO AO SISTEMA COPEL.....	105
<b>FIGURA 38:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE GERAÇÃO DA UHE GBM.....	107
<b>FIGURA 39:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE GERAÇÃO DA UHE GNB.....	107
<b>FIGURA 40:</b> UNIDADES DA UHE GBM OPERANDO COMO GERADOR EM CADA INTERVALO DE TEMPO.....	107
<b>FIGURA 41:</b> UNIDADES DA UHE GNB OPERANDO COMO GERADOR EM CADA INTERVALO DE TEMPO. PARA OS INTERVALOS DAS 12:30H ÀS 13:00H E 17:30H ÀS 18:00H, UMA UNIDADE DEVERÁ OPERAR EM LCC.....	108
<b>FIGURA 42:</b> NÚMERO DE UNIDADES POR PERÍODO DA UHE GBM QUE FORAM INCLUÍDAS NA SIMULAÇÃO COMO POSSÍVEIS DE SEREM SOLICITADAS A OPERAREM COMO COMPENSADOR DE FORMA REMUNERADA.....	109

<b>FIGURA 43:</b> NÚMERO DE UNIDADES POR PERÍODO DA UHE GNB QUE FORAM INCLUÍDAS NA SIMULAÇÃO COMO POSSÍVEIS DE SEREM SOLICITADAS A OPERAREM COMO COMPENSADOR DE FORMA REMUNERADA.....	109
<b>FIGURA 44:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE GERAÇÃO APLICADO AO SISTEMA COPEL.....	111
<b>FIGURA 45:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE GERAÇÃO DA UHE GBM.....	112
<b>FIGURA 46:</b> DISTRIBUIÇÃO DAS PERDAS DURANTE O PROCESSO DE GERAÇÃO DA UHE GNB.....	112
<b>FIGURA 47:</b> UNIDADES DA UHE GBM OPERANDO COMO GERADOR EM CADA INTERVALO DE TEMPO.....	113
<b>FIGURA 48:</b> UNIDADES DA UHE GNB OPERANDO COMO GERADOR EM CADA INTERVALO DE TEMPO.....	113
<b>FIGURA 49:</b> UNIDADES DA UHE GBM OPERANDO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO PRESTANDO O SERVIÇO ANCILAR DE SUPORTE DE REATIVO EM CADA INTERVALO DE TEMPO.....	114
<b>FIGURA 50:</b> UNIDADES DA UHE GNB OPERANDO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO PRESTANDO O SERVIÇO ANCILAR DE SUPORTE DE REATIVO EM CADA INTERVALO DE TEMPO.....	114
<b>FIGURA 51:</b> MÍNIMO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA REATIVA A SER PRODUZIDO EM FUNÇÃO DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA PARA QUE NÃO HAJA PREJUÍZOS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE SUPORTE DE REATIVOS.....	120
<b>FIGURA 52:</b> VARIAÇÃO DO TEMPO DE REFERÊNCIA PARA SE MANTER A UNIDADE COMO COMPENSADOR SÍNCRONO EM FUNÇÃO DO VALOR DA ENERGIA NAQUELE INSTANTE PARA A UHE GBM.....	121
<b>FIGURA 53:</b> VARIAÇÃO DO PREÇO MÉDIO DO PLD PARA O SUBMERCADO SUL ENTRE JANEIRO DE 2005 E SETEMBRO DE 2007.....	122



## LISTA DE TABELAS

<b>TABELA 1:</b> DESCRIÇÃO DOS ARRANJOS COMERCIAIS DOS SERVIÇOS ANCILARES.....	25
<b>TABELA 2:</b> RESULTADO DAS ITERAÇÕES PARA A DEFINIÇÃO DO PRÉ-DESPACHO, SEM CONSIDERAR CUSTOS ENTRE AS ALTERAÇÕES DE ESTADOS OPERATIVOS PARA O SISTEMA COPEL.....	102
<b>TABELA 3:</b> RESULTADO DAS ITERAÇÕES PARA A DEFINIÇÃO DO PRÉ-DESPACHO, CONSIDERANDO OS CUSTOS DE PARADA E PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO PARA O SISTEMA COPEL.....	106
<b>TABELA 4:</b> RESULTADO DAS ITERAÇÕES PARA A DEFINIÇÃO DO PRÉ-DESPACHO APLICADO AO SISTEMA COPEL, CONSIDERANDO OS CUSTOS DE PARADA/PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO E A REMUNERAÇÃO PELO SERVIÇO ANCILAR DE SUPORTE DE REATIVOS.....	110
<b>TABELA 5:</b> RESULTADO DAS SIMULAÇÕES PARA A DEFINIÇÃO DO PRÉ-DESPACHO.....	115
<b>TABELA 6:</b> RESULTADO DAS SIMULAÇÕES PARA A DEFINIÇÃO DO PRÉ-DESPACHO, CONSIDERANDO A TEO (R\$ 7,47/MWh) PARA A VALORAÇÃO PERDAS ENERGÉTICAS E A POSSIBILIDADE DE REMUNERAÇÃO PELO SERVIÇO ANCILAR DE SUPORTE DE REATIVOS PARA TODAS AS SIMULAÇÕES.....	117
<b>TABELA 7:</b> ANÁLISE FINANCEIRA DO DESPACHO DADO PELA SIMULAÇÃO 3 CONSIDERANDO A VARIAÇÃO DA QUANTIDADE DE ENERGIA REATIVA MÉDIA PRODUZIDA POR PERÍODO DE TEMPO.....	118
<b>TABELA 8:</b> COMPARAÇÃO ENTRE OS DESPACHOS APRESENTADOS PELAS SIMULAÇÕES 2 E 3, QUANDO DA VARIAÇÃO DA MÉDIA DE PRODUÇÃO EFETIVA DE ENERGIA REATIVA PARA A PRESTAÇÃO DO SERVIÇO ANCILAR.....	119



## LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	- Balanço Energético Nacional
CAG	- Controle Automático de Geração
CAUE	- Custo Anual Uniforme Equivalente
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	- Custo Marginal de Operação
CMSE	- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
COPEL	- Companhia Paranaense de Energia
COSR	- Centro de Operação do Sistema Regional
CPSA	- Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
DCO	- Desligado por conveniência operativa do ONS
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
ESS	- Encargos de Serviços do Sistema
GBM	- Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)
GJR	- Governador José Richa (Salto Caxias)
GNB	- Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Salto Segredo)
GPS	- Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira)
LCC	- Ligado como compensador síncrono por conveniência do Agente
LCS	- Ligado como compensador síncrono por solicitação do ONS para controle de tensão
LIG	- Ligado como Gerador
MAE	- Mercado Atacadista de Energia
MLT	- Média de Longo Termo
MME	- Ministério de Minas e Energia
MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica

PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
RAT	- Regulador Automático de Tensão
SDSC	- Sistema Digital de Supervisão e Controle
SE	- Subestação
SIN	- Sistema Interligado Nacional
TEO	- Tarifa de Energia de Otimização
TSA	- Tarifa dos Serviços Ancilares
UHE	- Usina Hidrelétrica

## RESUMO

Este trabalho aborda o planejamento da operação energética no horizonte de curto prazo e trata da programação diária de geração (pré-despacho), onde são definidos os blocos de geração por usina e por intervalo de tempo para o próximo dia, tendo como parâmetros os resultados obtidos das etapas anteriores do planejamento e também a previsão de carga para o dia seguinte, respeitando ainda as limitações e os critérios de segurança do sistema interligado estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A principal motivação deste estudo foi o fato de que, no novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro, o fornecimento de energia reativa passou a ser remunerado através da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo, possibilitando o estudo de um despacho econômico de unidades geradoras considerando esta possibilidade de fornecimento.

Para que um despacho economicamente otimizado possa ser alcançado, um modelo detalhado do parque gerador deve ser construído. Com isso, este trabalho apresenta uma metodologia para a obtenção dos custos relativos a um processo de parada e partida de unidades geradoras hidráulicas e também dos custos decorrentes de sua operação como compensador síncrono. Os valores obtidos são utilizados em um modelo matemático de otimização para ser empregado durante a elaboração do Pré-despacho de geração. A técnica empregada, que induz à decomposição temporal do problema, é baseada em relaxação Lagrangeana associada a um algoritmo de programação dinâmica para a seleção das unidades geradoras em operação.

Como critérios de desempenho são considerados os valores obtidos dos custos de parada e partida e da operação como compensador síncrono, e as perdas energéticas decorrentes do processo de geração. É considerada, ainda, a possibilidade da remuneração pela prestação do serviço ancilar de suporte de reativos. Os valores de custos operacionais obtidos também podem ser utilizados para a avaliação da melhor decisão entre desligar uma unidade geradora ou mantê-la operando como compensador síncrono, quando a mesma for disponibilizada pelo ONS. Este trabalho foi desenvolvido tendo como base as usinas da Companhia Paranaense de Energia (COPEL).



## ABSTRACT

This work is concerned with the short-term (next-day) planning of electric power generation system. As a result, it defines the amount of power to be generated by every unit during each hour of the following day. The calculations are based on previous planning stages results and also on the load preliminarily estimated for the next day, and obey the limitations and criteria established by ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). The main motivation for this work is the fact that in the Brazilian electric power system reactive energy is now also subject to remuneration, allowing that an economical dispatch including this possibility be studied.

In order to attain a procedure that optimizes the dispatch, a detailed model for the complete power generating system must first be developed, allowing the cost of starting-stopping the hydraulic generators and the cost of having them operating as synchronous compensators to be calculated. Lagrangian relaxation, associated with a dynamic programming algorithm to select the generating units in operation, can then be employed to solve the problem, leading to the desired temporal decomposition.

The performance parameters included in the model are, besides the costs mentioned above, the energy generation losses and the possibility of having the reactive support ancillary service also remunerated. The results allow also a better decision between turning on-off a unit or keeping it operating as a synchronous compensator when the unit is made available by ONS. In order to validate the model, the complete procedure was applied to COPEL's (Companhia Paranaense de Energia) hydraulic power generating system.



## CAPÍTULO 1

### INTRODUÇÃO

#### 1.1 MOTIVAÇÕES

A realização deste trabalho foi motivada pelas mudanças institucionais ocorridas no setor elétrico brasileiro nos últimos anos, cujo intuito foi o de promover um ambiente competitivo para a geração de energia elétrica. Para este fim, as concessionárias de energia foram separadas em geração, transmissão e distribuição, e foram então, abertas para a participação privada, com o objetivo de atrair capital e aumentar o número de competidores no setor.

Para reger este novo ambiente competitivo, novas regras e normas precisaram ser criadas e, dentre elas, encontra-se a regulamentação acerca dos serviços ancilares. Neste aspecto, a Lei nº 9.648 e o Decreto nº 2.655, ambos de 1998, permitiram que as empresas fossem remuneradas pela operação de unidades geradoras no modo compensador síncrono quando do provimento do serviço ancilar de suporte de reativos, sendo a regulamentação deste serviço dada pela Resolução ANEEL nº 265 de 10 de junho de 2003.

Contudo, está previsto, nas regras de comercialização vigentes, que o pagamento pela energia reativa produzida ou absorvida somente será efetivado com base nos períodos onde este serviço tiver sido solicitado ao Agente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Nos períodos onde não houver esta solicitação e a unidade for disponibilizada ao Agente, caberá a este as opções de parar a unidade geradora ou mantê-la como compensador síncrono por sua própria conveniência, devendo então o mesmo arcar com os custos decorrentes de cada decisão.

Desta forma, existia a necessidade de um estudo detalhado sobre os custos da operação como compensador síncrono por unidades geradoras e também dos custos do processo de parada e partida da unidade, de modo a oferecer um subsídio técnico-econômico que pudesse orientar esta tomada de decisão durante a operação em tempo real.

Além disso, o processo de otimização no pré-despacho de unidades geradoras (planejamento de curto prazo) passou a ter mais variáveis a serem consideradas: a remuneração pelo suporte de energia reativa e o custo da operação como compensador síncrono, além daquelas já abordadas em (SALMAZO, 1997) e posteriormente em (ARCE,

2006). Com isso, a decisão do estado operativo da unidade deixa de ser baseada em fatores puramente energéticos para ser baseada em uma estratégia econômica.

Portanto, o presente trabalho pode ser visto como uma oportunidade de melhoria nos processos de planejamento da operação de curto prazo e também da operação em tempo real das usinas hidrelétricas, além de discutir as regras de mercado atuais e sua base legal.

## 1.2 OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho foram:

- Apresentar uma metodologia para a valoração dos custos de parada e partida de unidades geradoras e da operação como compensador síncrono;
- Utilizar os dados obtidos em um algoritmo para a otimização do pré-despacho de unidades geradoras. O algoritmo deverá levar em conta a possibilidade de remuneração pelo serviço ancilar de suporte de reativos prestado por unidades geradoras.

## 1.3 REVISÃO DA LITERATURA

A literatura disponível acerca do planejamento da operação de curto prazo é bastante numerosa, diversos artigos, dissertações e teses já foram escritos apresentando tratativas diferentes sobre a formulação do problema e sua resolução. No entanto, poucos trabalhos abordaram de forma minuciosa as causas e os valores acerca dos custos decorrentes de uma parada/partida e dos custos resultantes da operação de unidades geradoras no modo compensador síncrono.

Em 1994, Hara *et al*, publicaram um estudo comparativo onde, baseados em uma análise técnico-econômica, foram avaliados os custos do consumo de energia ativa durante a operação como compensador síncrono e também a degradação no gerador causada por um processo de parada e partida (redução da vida útil). Foram simulados alguns cenários considerando um número limitado de paradas da unidade e utilizado o método do Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) para obtenção dos resultados. Neste trabalho foi apresentado

um envelhecimento equivalente de 10h de operação do gerador por processo de parada e partida.

Em 1995, C. T. Salmazo e S. Soares apresentaram um trabalho onde identificam, qualificam e quantificam as variáveis que compõem a função de produção. Analisam o comportamento das perdas no sistema de transmissão e a influência dos fluxos de intercâmbio de energia entre os subsistemas, propondo então um modelo de otimização baseado na minimização das perdas nos sistemas de produção e transmissão, e que atende a demanda por energia, as metas de geração e o intercâmbio programado. Além disso, o modelo observa restrições como: zonas proibidas de operação das unidades geradoras e limites do sistema de transmissão. A técnica de solução empregada associa relaxação Lagrangeana a uma heurística para selecionar as unidades geradoras em operação. O estudo foi aplicado ao sistema da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), sendo este o tema da dissertação de mestrado defendida por Salmazo (1997).

Em 1996, Nilsson e Sjelvgren publicaram um trabalho onde foi apresentado um modelo para a otimização do programa de geração de um sistema puramente hidráulico e com a possibilidade de intercâmbio de energia entre sistemas vizinhos. O problema foi solucionado utilizando a decomposição do problema principal em subproblemas por meio da relaxação da restrição de atendimento da demanda. Neste trabalho foi considerado o custo da parada/partida equivalente a 3 U\$/MW de potência nominal de cada unidade geradora, sendo este valor utilizado em um algoritmo de programação dinâmica para se encontrar o despacho das unidades geradoras.

Em 1997, Nilsson e Sjelvgren publicaram um trabalho acerca dos custos relacionados a uma parada/partida de unidades geradoras de usinas hidrelétricas. No entanto, foram apresentadas estimativas de resultados baseados em entrevistas com funcionários experientes em operação e manutenção de usinas dos maiores produtores de energia da Suécia. Como fatores determinantes dos custos decorrentes de uma parada foram citados: a perda de água durante manutenções, a degradação do isolamento dos enrolamentos, desgastes nos equipamentos mecânicos, falhas nos equipamentos de controle durante a partida, e a perda de água consumida durante a partida.

Em 2002, T. Bjørkvoll e B. H. Bakken publicaram um artigo onde apresentaram uma metodologia para o cálculo financeiro do custo devido à redução da vida útil de equipamentos. O trabalho apresenta uma formulação matemática, baseada em fluxos de caixa, para se determinar tanto o custo marginal, relativo a uma única parada/partida, quanto o custo médio,

considerando um número constante de paradas/partidas por período. A escolha de qual metodologia a ser utilizada depende da aplicação que se deseja.

Em 2006, A. S. Arce Encina defendeu uma tese de doutorado onde apresentou um modelo para o pré-despacho otimizado de unidades geradoras baseando-se no modelo de perdas do processo de produção de energia e atribuindo um valor para o custo da parada/partida da unidade geradora, conforme apresentado em (NILSSON e SJELVGREN, 1996). A resolução do problema se deu através de uma heurística combinando relaxação lagrangeana e programação dinâmica para o despacho das unidades geradoras.

A regulamentação sobre a prestação dos serviços ancilares e sua forma de remuneração também tem sido tema de diversos trabalhos publicados recentemente. Em 2002, Sobral, S. C., entre outros, apresentou um artigo onde propôs os serviços que poderiam ser considerados como ancilares no Sistema Interligado Nacional (SIN), identificando os Agentes que poderiam prover tais serviços e a forma de pagamento dos mesmos. Apresentou também uma discussão sobre a conveniência de ser estabelecido um mercado competitivo para o provimento dos serviços ancilares ou se esses serviços deveriam ser adquiridos através de contratos específicos baseados na recuperação dos custos incorridos.

Em 2005, Ribeiro, P. M., apresentou uma metodologia para definir a remuneração dos geradores que provêm serviços ancilares em função do benefício proporcionado ao sistema. São analisados os serviços ancilares de suporte de potência reativa e reserva de potência. Para o suporte de potência reativa, o valor do benefício proporcionado pelos geradores é obtido por meio do custo evitado de alocação de novas fontes de potência reativa.

Em 2006, Souza, T., propôs uma metodologia de valoração da reserva de potência ativa e do suporte de potência reativa a partir de plantas hidroelétricas. Para a valoração da reserva de potência foi considerada a perda de eficiência durante o processo de geração e então foi relacionada esta perda a um custo de oportunidade, caso esta energia fosse comercializada. Para a valoração do suporte de potência reativa foi utilizado o Fluxo de Potência Ótimo com o objetivo de minimizar as perdas do sistema e relacionar essa minimização à redução do suporte de potência reativa.

O presente trabalho, diferentemente dos demais, visa apresentar um estudo detalhado dos custos resultantes de uma parada/partida e da operação como compensador síncrono. Com isso, baseando-se nas regras atuais para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativos, desenvolver um modelo de otimização para o pré-despacho de unidades geradoras utilizando os valores obtidos. Além de propor um modelo que auxilie a equipe de operação de usinas na tomada de decisões entre desligar a unidade ou mantê-la como compensador síncrono.

## CAPÍTULO 2

### O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

#### Estruturação, Mercado de Energia e Planejamento da Operação

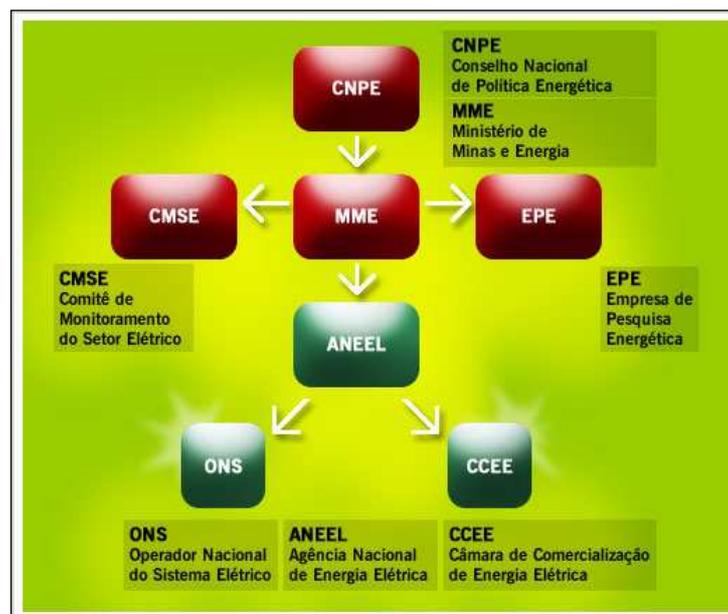
##### 2.1 A ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

Nos últimos anos, o setor elétrico no Brasil sofreu diversas alterações em suas estruturas institucionais. A configuração, antes centrada em um monopólio estatal como provedor dos serviços e investidor único, passou para um modelo de mercado, onde há a participação de múltiplos Agentes e os investimentos são partilhados com o capital privado. Este Novo Setor Elétrico Brasileiro é o resultado de um processo de transformação institucional iniciado em meados dos anos 90, com os objetivos de assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, uma vez que havia uma percepção de esgotamento da capacidade do Estado de investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda. E também assegurar que o Setor fosse economicamente eficiente, utilizando os recursos disponíveis para garantir um suprimento confiável de energia elétrica ao menor custo possível (LESCANO, 2004).

Para atingir estes objetivos, foram adotados quatro princípios básicos, bastante semelhantes aos princípios que orientaram processos de reforma em vários outros países. São eles (LESCANO, 2004):

- Privatização, com o intuito de atrair o capital privado para os investimentos e aumentar o número de Agentes para fomentar a competição;
- Competição na geração e na comercialização, a qual deve ser o grande estímulo para o aumento da eficiência e redução dos preços;
- Livre acesso às redes de transmissão e distribuição, de forma a permitir efetivamente a competição na produção e na comercialização. As atividades de transmissão e distribuição passaram a constituir monopólios regulados;
- Desverticalização, separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, para que todos os Agentes tenham tratamento igualitário ao solicitar acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Com vistas a estes objetivos foi criada uma nova estrutura organizacional, onde, em um primeiro nível, encontra-se o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com a função de assessorar a Presidência da República, formulando políticas e diretrizes de energia. Em um segundo nível está o Ministério de Minas e Energia (MME), detentor do Poder Concedente; o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função de avaliar a segurança do suprimento de energia elétrica; e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento a Longo Prazo. Em um terceiro nível encontra-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por regular e fiscalizar o Setor Elétrico Nacional. Vinculados a ANEEL estão, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada para dar continuidade às atividades do MAE (Mercado Atacadista de Energia). Na seqüência serão apresentados maiores detalhes sobre esta estrutura organizacional.



**Figura 1:** Organograma da estruturação do Setor Elétrico no Brasil<sup>1</sup>.

### CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

Órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, o aproveitamento natural dos recursos energéticos do país. É órgão multi-ministerial presidido pelo Ministro de Estado de Minas e

<sup>1</sup> Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/relacionamentos.aspx>, acessado em 02/08/2007.

Energia. O conselho é formado pelo Ministro de Estado de Minas e Energia; Ministro de Estado da Ciência e Tecnologia; Ministro de Estado do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal; Ministro de Estado da Indústria, do Comércio e do Turismo; Secretário de Assuntos Estratégicos da Presidência da República; um representante dos Estados e do Distrito Federal; e um cidadão brasileiro especialista em matéria de energia.

#### MME - Ministério de Minas e Energia

O Ministério de Minas e Energia voltou a ser criado em 1992, por meio da Lei nº 8.422. Em 2003, a Lei nº 10.683 definiu como competências do MME as áreas de geologia, recursos minerais e energéticos; aproveitamento da energia hidráulica; mineração e metalurgia; e petróleo, combustível e energia elétrica, incluindo a nuclear. O MME é encarregado de formulação, do planejamento e implementação de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional.

#### CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

Constituído no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica.

#### EPE - Empresa de Pesquisa Energética

Em 15 de março de 2004, por meio da Lei nº 10.847, foi autorizada a criação da Empresa de Pesquisa Energética. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional.

### ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada pela Lei nº 9.427, de 1996. Autarquia em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem como atribuições regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; mediar os conflitos de interesses entre os Agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

### CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica foi criada pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica. Foi criada com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo responsável pela contabilização dos valores gerados, contratos de compra e venda de energia e liquidação das diferenças.

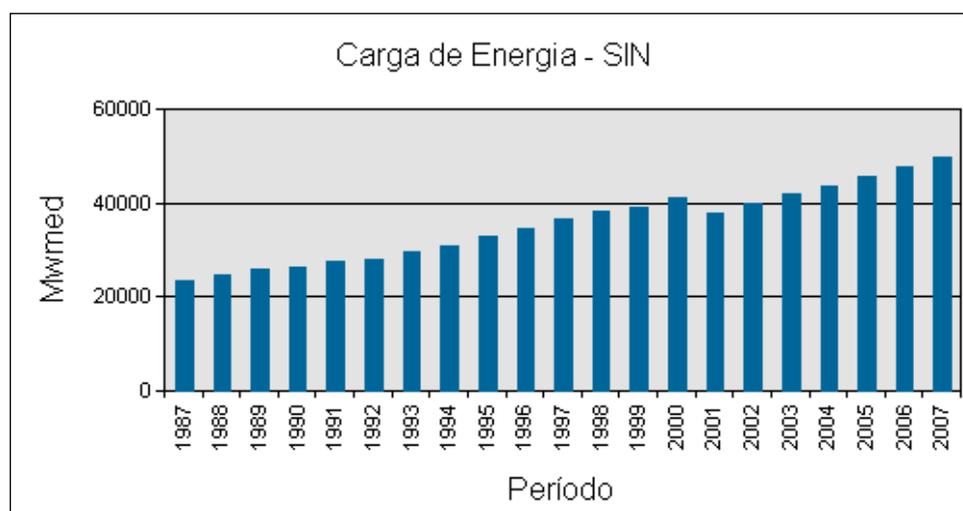
### ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi criado em 1998, com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional e administrar a rede básica de transmissão de energia em nosso país. A sua missão institucional é assegurar aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica. De acordo com a Lei 10.484/2004, também são atribuições do ONS propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações da rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; e propor regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

## 2.2 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

O Sistema Interligado Nacional é considerado um sistema hidrotérmico, porém com forte predominância hidráulica em seu parque gerador. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. O Brasil possui ainda pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

Em 2006, de acordo com o Boletim de Carga Anual, fornecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico<sup>2</sup>, a carga de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional foi de 45.709 MW<sub>méd</sub>, apresentando desta forma um crescimento médio anual de 3,9% em relação ao ano de 2005. A Figura 2 mostra o comportamento da carga de energia elétrica no SIN ao longo dos anos.



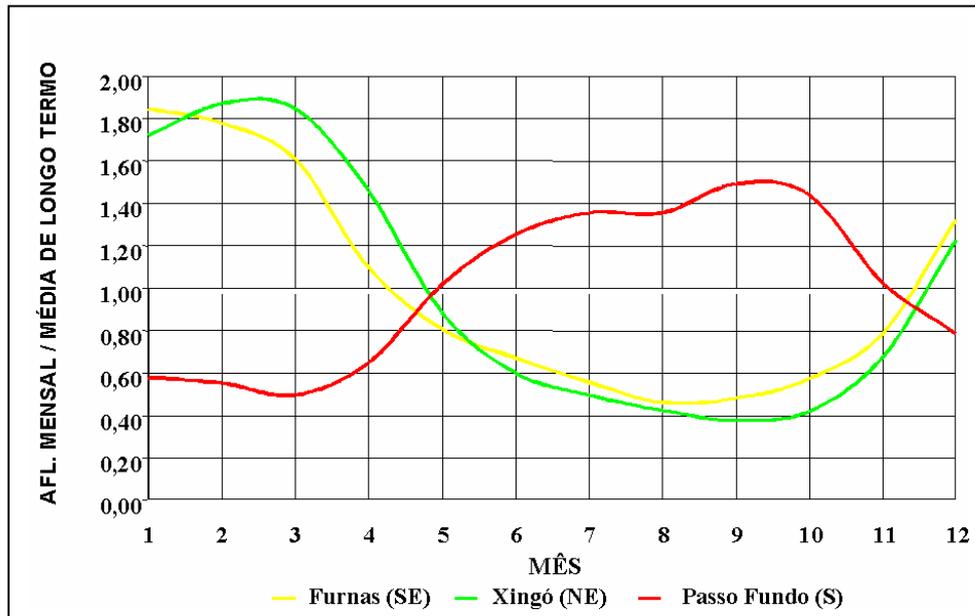
**Figura 2:** Comportamento da carga de energia no SIN ao longo dos anos.<sup>3</sup>

A dependência em recursos hídricos para a geração de energia elétrica, associada ao tamanho em extensão do território brasileiro e a sazonalidade dos períodos de chuva entre as regiões, fez com que o Brasil desenvolvesse um dos maiores sistemas elétricos interligados do mundo. Isto permite que as regiões que atravessem períodos de estiagem possam ter seu suprimento de energia proveniente de regiões onde há sobra de energia armazenada em reservatórios (Intercâmbio de Energia). Para ilustrar a diversidade dos regimes hidrológicos das regiões, a Figura 3 mostra que a sobra energética de uma região pode suprir o déficit da outra, de onde se origina a chamada complementariedade hidrológica. Este fato faz com que

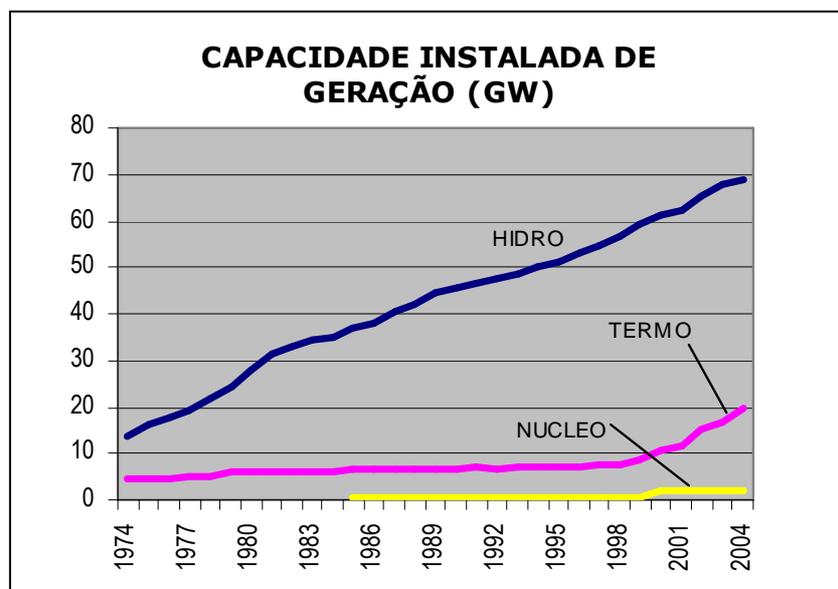
<sup>2</sup> [http://www.ons.org.br/analise\\_carga\\_demanda/boletim\\_anual\\_2006.aspx#](http://www.ons.org.br/analise_carga_demanda/boletim_anual_2006.aspx#), acessado em 06/06/2007.

<sup>3</sup> Disponível em [http://www.ons.org.br/historico/carga\\_propria\\_de\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia.aspx), acessado em 15/06/2007.

haja um melhor aproveitamento dos recursos hidrológicos no Brasil como um todo, o que acarreta em mais confiabilidade no atendimento à carga e permite uma minimização no preço da energia, uma vez que a necessidade de participação de energia termelétrica (mais cara) se torna menor.



**Figura 3:** Afluência Mensal Média / MLT (Média de Longo Termo) em diferentes reservatórios ao longo dos meses (Séries Históricas de Vazões<sup>4</sup>)



**Figura 4:** Capacidade instalada de geração por fonte no Brasil (fonte: BEN – MME)

<sup>4</sup> Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/hidrologia.aspx>, acessado em 20/08/2007.

## 2.3 O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

A operação de sistemas de geração de energia elétrica visa o atendimento da carga com confiabilidade e segurança, buscando sempre o menor custo da energia para o consumidor final, para isto, é necessário que as perdas inerentes ao processo de produção e transmissão de energia sejam minimizadas. Estes objetivos podem ser alcançados em parte com um bom plano de expansão do parque gerador, em função do crescimento da demanda, e em parte com um adequado planejamento da operação, de modo a se explorar de forma otimizada os recursos existentes. Entretanto a elaboração deste planejamento não é uma tarefa simples, dado que fatores como os valores das afluições futuras e o comportamento da carga ao longo de um período são obtidos de modelos matemáticos de previsões, o que oferece uma grande margem de incerteza. Além disso, outros fatores tais como: o uso múltiplo das águas (navegação, recreação, abastecimento, etc.); a modelagem do parque gerador; o acoplamento temporal, onde a decisão no presente pode afetar os resultados futuros (risco de déficit ou vertimentos); e também, o acoplamento espacial, em função de usinas localizadas em um mesmo rio (cascata), dificultam o processo de planejamento e o tornam bastante complexo.

Devido à limitação de energia armazenada nos múltiplos reservatórios (hidrelétricas) do sistema, existe uma ligação entre a decisão operativa em um período qualquer e as suas conseqüências futuras. Assim, a escolha sobre quanto se utilizar dos estoques de energia hidráulica (reservatórios) e/ou a decisão do despacho de usinas térmicas está intrinsecamente ligada às incertezas das afluições futuras. Desta forma, a decisão operativa em cada período, é uma função dos prováveis estados do sistema, que são compostos por dois tipos de variáveis: o nível de armazenamento dos reservatórios e a tendência hidrológica.

No intuito de se resolver o problema do planejamento da operação e com isso se obter um melhor aproveitamento dos recursos naturais, a estrutura do planejamento no Brasil foi dividida em horizontes de tempo (Longo, Médio e Curto Prazos), com detalhamentos e modelos diferenciados entre eles.

O processo da cadeia de planejamento é todo coordenado pelo ONS, de forma a se ter um órgão independente, e sem fins lucrativos, na responsabilidade de cada etapa do processo, garantindo desta forma que a curva de carga durante a operação em tempo real seja atendida com confiabilidade e que sejam respeitados os interesses de cada Agente Gerador.

Dentro da nova estrutura do setor elétrico, algumas alterações afetaram a forma de comercialização da energia, isto tendo em vista o novo modelo para o Mercado de Energia no

Brasil. O planejamento da operação do sistema continua sendo de responsabilidade centralizada, recebendo as informações dos diversos Agentes e procurando a otimização elétrica e energética para o sistema como um todo, entretanto os diversos Agentes procuram, dentro das regras de comercialização, a sua estratégia de venda de energia (mercado regulado e mercado livre), além da responsabilidade da definição do seu respectivo despacho de geração individualizado. Um outro fator importante foi a recente regulamentação acerca dos serviços ancilares, estabelecendo novas formas de prestação e remuneração aos Agentes. Na seqüência são dados maiores detalhes sobre cada horizonte de planejamento.

### 2.3.1 O Planejamento da Operação de Longo Prazo

Esta é a primeira etapa para o estudo e planejamento da operação, e tem o intuito de permitir que o ONS faça um acompanhamento das condições de atendimento para o período em questão e que elabore um programa de operação para garantir o atendimento dos consumidores ao menor custo ao longo do tempo. Em termos matemáticos, o objetivo do planejamento de longo prazo é encontrar uma estratégia de operação econômica, demonstrada através da expectativa do custo futuro definido pelo modelo matemático NEWAVE. Neste modelo, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), o parque gerador hidroelétrico de cada região é representado por um reservatório equivalente de energia e as vazões afluentes são determinadas por modelos estocásticos capazes de produzir séries sintéticas, diferentes da série histórica, mas igualmente prováveis.

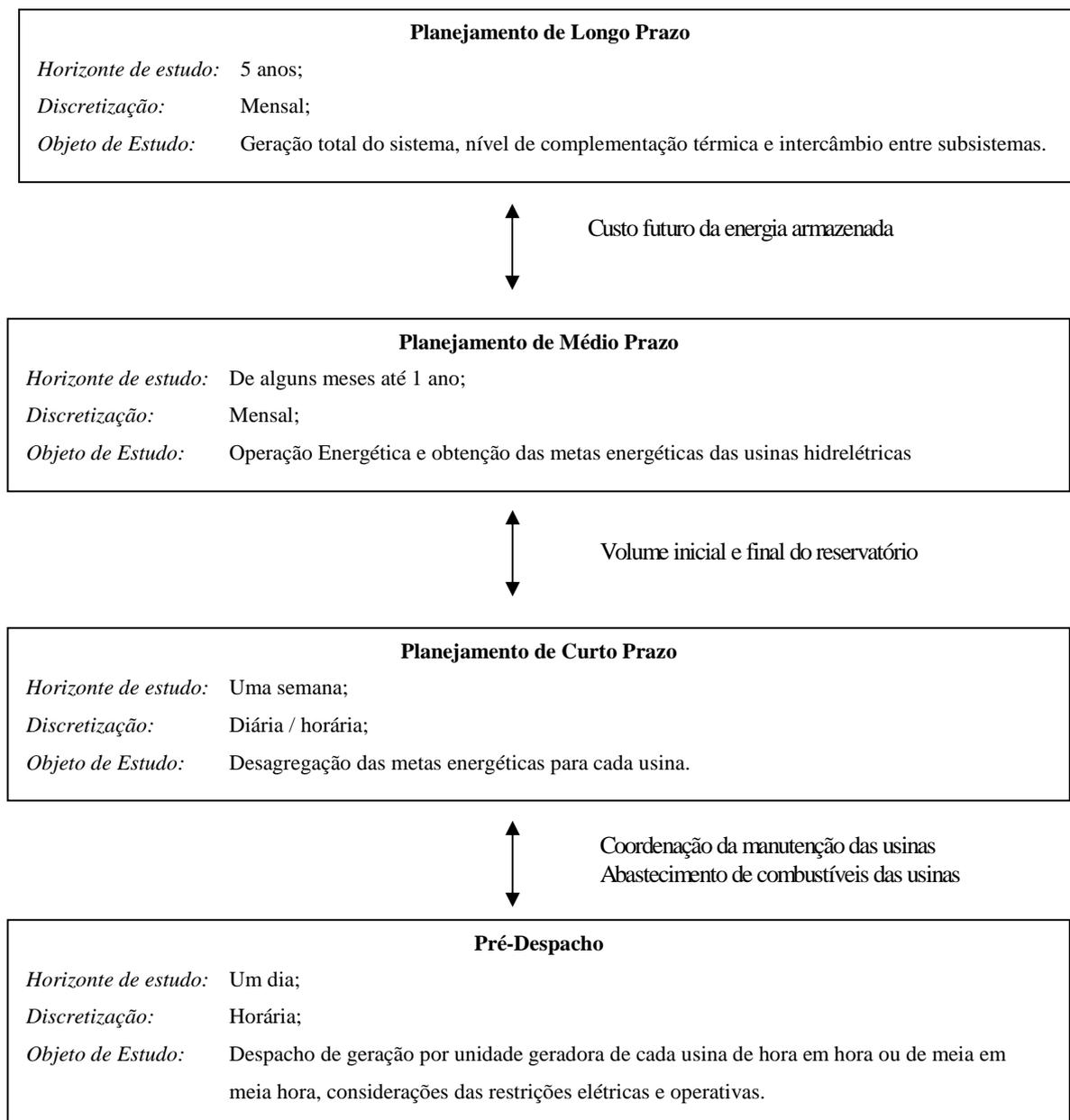
### 2.3.2 O Planejamento da Operação de Médio Prazo

O Planejamento de Médio Prazo visa a representação do sistema de geração de forma individualizada, determinando a política de operação de cada usina para se obter o menor custo operacional para o sistema interligado. Nesta etapa são consideradas as indisponibilidades de unidades geradoras; as restrições das malhas de transmissão; os níveis dos reservatórios; e a carga prevista para o sistema. O modelo utilizado atualmente pelo ONS é o DECOMP, desenvolvido pelo CEPEL, onde o parque gerador de cada subsistema é representado por usinas de forma individualizada e a consulta do custo futuro da operação é obtido no modelo NEWAVE.

Os ganhos possíveis nesta fase estão no controle adequado do nível de montante dos reservatórios, onde se busca encontrar a solução ótima entre os dois objetivos conflitantes: o ganho de produtividade pelo aumento do nível de montante dos reservatórios e a redução de possíveis vertimentos (SALMAZO, 1997).

### 2.3.3 O Planejamento da Operação de Curto Prazo

O planejamento de curto prazo, também chamado de “Programação Diária da Operação” visa estabelecer os programas diários de geração hidráulica, térmica, e os intercâmbios de energia, de modo que sejam cumpridas as metas de geração estabelecidas no planejamento de médio prazo. Em um primeiro momento os resultados são discretizados em intervalos diários, analisando-se um horizonte semanal. Em um segundo momento, o horizonte de planejamento é diário, sendo esta etapa também conhecida por pré-despacho. Este pré-despacho é realizado em parceria ONS e Agente Gerador, e são programadas as gerações para cada unidade geradora para o dia seguinte, discretizadas em intervalos de 30 minutos. Nesta etapa o Agente gerador participa ativamente no despacho de suas unidades geradoras, cabendo a ele buscar uma otimização no processo de geração, utilizando para isso, modelos detalhados do seu parque gerador, as condições hidrológicas no momento, a previsão de carga e as restrições do sistema. Ao ONS cabe manter a confiabilidade do sistema elétrico, garantindo o atendimento das metas de geração e da carga consumida.



**Figura 5:** Representação das Etapas do Planejamento da Operação  
(adaptado de Salmazo (1997); e Lala (2002))

## 2.4 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A história da energia elétrica no Brasil foi iniciada no ano de 1879, com a iluminação da central do Brasil na cidade do Rio de Janeiro. Neste período o domínio da geração de energia estava basicamente nas mãos de duas empresas estrangeiras a LIGHT e a AMPORP. Estas companhias tinham sua remuneração garantida e suas tarifas eram corrigidas em equivalente ouro, de maneira a ficarem protegidas da inflação e da desvalorização da moeda

brasileira. No ano de 1934 foi aprovado o chamado Código de Águas, onde o estado passou a deter o poder de concessão e de fiscalização. As tarifas passariam a ser fixadas segundo os custos de operação e o valor histórico dos investimentos. A primeira intervenção direta do Governo Federal na produção de energia elétrica aconteceu em 1945, quando foi criada a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). Em 1960 foram criados o Ministério de Minas e Energia e a ELETROSUL, já em 1962, é a vez da ELETROBRÁS. Somente em 1979 a LIGHT Rio foi estatizada e em 1981 foi a vez da LIGHT São Paulo. A partir de 1995, com a Lei nº 9.074, o Estado muda de postura, e para atrair o capital privado, cria a figura do Produtor Independente e do Consumidor Livre.

Em 1998, através da Lei nº 9.648, cria a livre negociação para a compra e a venda de energia e estabelece os contratos iniciais para um período de transição para o ambiente competitivo, onde no ano de 2005 os prazos destes contratos foram expirados.

No ano de 2004 é aprovada a Lei nº 10.848, que mantém o ambiente competitivo, porém de uma maneira mais regulamentada. O sistema legal vigente define objetivamente o livre acesso dos consumidores livres e geradores ao sistema de transmissão e distribuição, e para garantir a competição, proíbe as distribuidoras de ter empreendimentos de geração e de vender energia aos consumidores livres. Cria ainda dois ambientes de contratação, um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e outro Ambiente de Contratação Livre (ACL):

- ACR: Este é o único caminho das distribuidoras adquirir energia dos geradores para atender os seus consumidores cativos.

- ACL: Este ambiente é voltado para os consumidores livres e as negociações se dão de maneira concorrente entre geradores, comercializadores e consumidores livres.

Para controlar o mercado, organizar leilões e fazer a contabilização de todas as transações de energia foi criada a CCEE sendo sua contabilização dada basicamente por quatro contas:

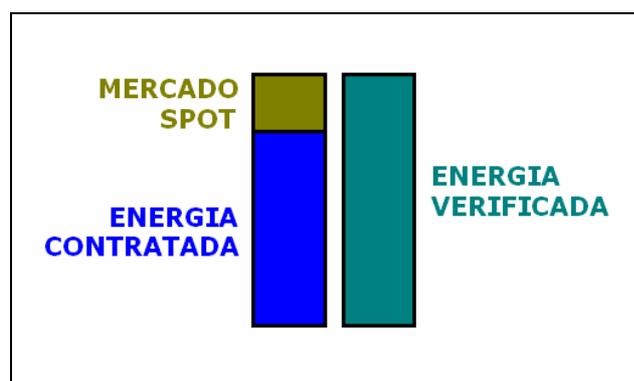
1- CONTRATOS: A CCEE tem a sua disposição todas as medições de geração e consumo e o registro de todos os contratos de compra e venda. A contabilização consiste na confrontação da geração própria mais seus contratos de compra com o seu consumo mais os contratos de venda, isto para cada período e para cada submercado. As diferenças entre, a energia contratada e a energia produzida ou consumida, são valorizadas ao Preço de

Liquidação das Diferenças (PLD), no chamado mercado SPOT (curto prazo), como mostra a Figura 6.

2- MRE: Mecanismo de Realocação de Energia, criado pela Lei nº 9.648/98 com o intuito de mitigação do risco hidrológico. Para isso, foi criada uma espécie de “clube”, onde todas as usinas participantes funcionam como se fossem uma única usina, chamada de MRE. A participação de cada usina é proporcional à sua energia assegurada, desta forma, quando a geração de uma é abaixo de sua participação no “clube”, a mesma compra a energia de outras pertencente ao MRE, que geraram acima de sua participação, pagando um preço definido pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO).

3- SERVIÇOS ANCILARES: A remuneração pela prestação destes serviços, definida nas regras de comercialização, objetiva apenas cobrir os custos decorrentes de sua prestação. Entretanto, o serviço ancilar de suporte de reativos possui uma particularidade, sendo a remuneração baseada na medição da energia reativa produzida nos períodos onde houver solicitação pelo ONS para a prestação deste serviço ao sistema. A contabilização é feita pelo ONS e é verificada pelos medidores de energia das unidades geradoras.

4- PENALIDADES: Conta de controle de lastro incidindo multa sobre a parcela de energia descontratada, consumida ou vendida, no maior valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e o Valor de Referência (VR).



**Figura 6:** Diferença entre a energia verificada e contratada, o mercado de curto prazo (SPOT)<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Adaptado de <http://www.ccee.org.br>, acessado em 02/08/2007.

### 2.4.1 O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

No mercado de curto prazo a valoração da energia, tanto para compra quanto para venda, é dada através do Preço de Liquidação das Diferenças, que como o próprio nome diz, é o preço que se paga ou se recebe automaticamente na liquidação da CCEE.

Devido ao parque gerador brasileiro ser de preponderância hidrelétrica, modelos matemáticos são utilizados para o cálculo do PLD, objetivando encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas<sup>6</sup>.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga, com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por um preço máximo e um mínimo vigente para cada Período de Apuração e para cada submercado. O CMO fornece uma indicação do custo de atendimento do MWh adicional em cada região do SIN.

## 2.5 MEDIÇÃO DE FATURAMENTO DE ENERGIA

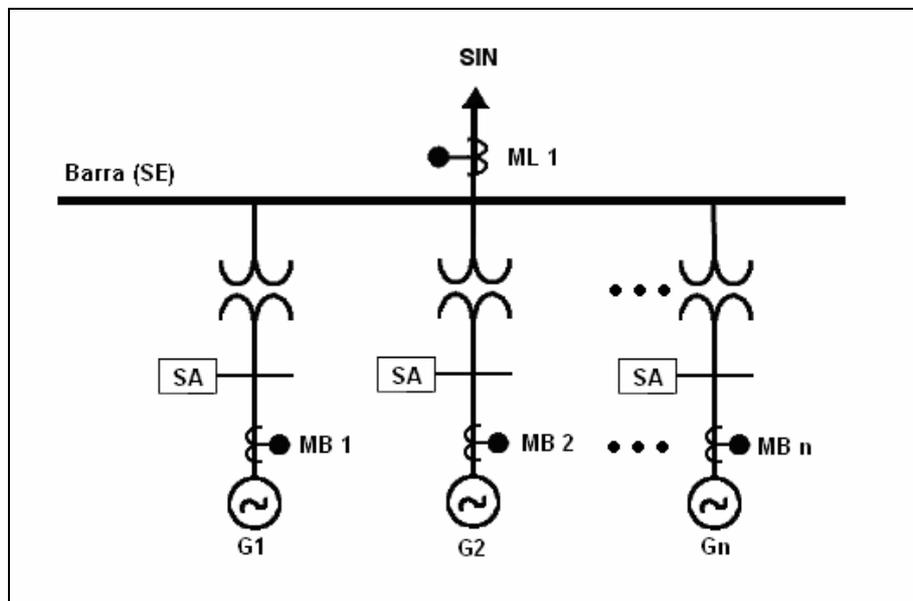
No modelo de medição de faturamento anterior, até o fim dos contratos iniciais, as perdas internas para a produção de energia eram consideradas como “perdas sistêmicas”, sendo cada Agente responsável pelo pagamento de uma parcela deste montante de energia conforme definido pelas regras até então estabelecidas. Com isso, não havia ônus direto ao Agente por manter sua unidade geradora como compensador síncrono, não necessitando então que a mesma fosse desligada rotineiramente.

Dentro deste novo cenário do setor elétrico nacional, o posicionamento dos medidores de faturamento de energia e também as tratativas dos dados obtidos foram alterados. O modelo competitivo exigiu uma medição de maior precisão e uma apuração contábil mais rápida, razão pela qual se torna necessário um sistema de comunicação que permite leituras em tempo real da produção de energia por instalação, bem como um sistema que permita a medição e contabilização dos serviços ancilares prestados. Com isso, uma configuração da localização dos pontos de medição pode ser visto na Figura 7, onde deve existir um ponto de medição de energia “líquida”, para o faturamento da energia ativa produzida. E um ponto de medição de

---

<sup>6</sup> Fonte: Sítio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br), acessado em 15/07/2007.

energia “bruta”, para a contabilização da energia reativa produzida durante a prestação do serviço ancilar de suporte de reativos, além de registrar o consumo de energia ativa do grupo durante a prestação deste serviço.



**Figura 7:** Posicionamento dos medidores de energia “bruta” (M.B.) e “líquida” (M.L.)

Com o novo modelo instituído, o Agente passou a ser onerado pela energia ativa consumida internamente, uma vez que a medição de faturamento passou a ser referenciada pela energia “líquida” produzida. Além disso, nos casos onde a instalação como um todo deixa de produzir energia por determinados períodos (ausência de água, operação como compensador síncrono, manutenções programadas ou falhas), a mesma passou a ser considerada uma carga no sistema, vindo o Agente a ter que pagar pela energia consumida ao valor da energia no mercado de curto prazo (PLD).

Para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativos, as novas regras determinam que a energia consumida pela unidade geradora provedora deste serviço deverá ser considerada como “perdas sistêmicas”, ou seja, o Agente não é onerado diretamente. Contudo, a medição de referência do consumo de energia pelo grupo gerador prestando este serviço é a medição “bruta” (MB), sendo que o consumo de todo o serviço auxiliar (compressores de ar de rebaixamento, sistema de excitação e perdas nos transformadores) da unidade fica por conta do Agente.

## 2.6 OS SERVIÇOS ANCILARES

Na literatura atual, podem ser encontradas diversas definições sobre serviços ancilares. Embora nestas definições alguns aspectos possam variar, normalmente se aceita que os serviços ancilares são os recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão (SILVA, 2005).

Com a introdução de ambientes competitivos no setor elétrico, onde as empresas de energia são desverticalizadas, o produto energia elétrica deve ser contabilizado e remunerado de forma separada dos serviços ancilares prestados. Isto, tendo em vista o fato de que o seu provimento acarreta custos aos provedores, além de afetar a eficiência das unidades geradoras. Neste modelo competitivo, é importante identificar e classificar os serviços ancilares atribuindo-lhes uma forma de remuneração justa, de modo que possam ser comercializados ou pagos individualmente, evitando pagamentos múltiplos sobre o mesmo serviço (SILVA, 2005).

A definição sobre os serviços ancilares no Brasil foi primeiramente abordada pelo Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998, onde foi prevista a possibilidade de pagamentos aos Agentes pela prestação dos serviços de Reservas de Capacidade, em MW e em Mvar, disponibilizada pelos geradores, além da operação dos geradores como compensador síncrono, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração.

Em 10 de junho de 2003, a ANEEL publicou a Resolução nº 265, onde foram caracterizados os serviços ancilares e também estabelecidos os procedimentos para a sua prestação, tanto pelos Agentes de Geração quanto pelos de Transmissão, e com isso, tem-se:

### 2.6.1 Caracterização dos Serviços Ancilares

- Controle Primário e Secundário de Frequência:

O controle primário de frequência é o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração. Este serviço emite uma resposta de regulação primária dos geradores e o amortecimento natural da carga com a frequência. O controle secundário de frequência é o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), destinado a restabelecer a

freqüência do sistema ao seu valor programado e manter e/ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados.

- Reserva de Potência:

A Reserva de Potência para Controle Primário é a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras para realizar o controle primário de freqüência. A Resolução nº 265/2003 da ANEEL, no seu art. 3º, estabelece que:

“O Controle Primário de Freqüência e a Reserva de Potência Primária deverão ser providos por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, sem ônus para os demais Agentes e consumidores”.

A Reserva de Potência para Controle Secundário é a provisão de reserva de potência ativa efetuada pelas unidades geradoras participantes do CAG, para realizar o controle secundário de freqüência e/ou de intercâmbios líquidos programados de potência ativa entre áreas de controle. A Resolução nº 265/2003 da ANEEL, no seu art. 4º, reza que:

“O Controle Secundário de Freqüência e a Reserva de Potência Secundária deverão ser providos por todas as usinas que atualmente participam do CAG, sempre que solicitado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, sem ônus para os demais Agentes e consumidores”.

Segue ainda, como exposto no parágrafo único do art. 4º desta mesma resolução, que:

“O custo de operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação da usina no CAG, auditado e aprovado pela ANEEL, será ressarcido via Encargos de Serviços do Sistema – ESS, devendo ser celebrado Contrato de Prestação de Serviços Ancilares – CPSA entre o ONS e os Agentes”.

A Reserva de Prontidão é a disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor as reservas de potência primária ou secundária do sistema, em caso de indisponibilidade ou redeclaração de geração, se atingido o limite de provisão de reserva de potência ativa do sistema. A Resolução nº 265/2003 da ANEEL, no seu art. 5º, reza que:

“A Reserva de Prontidão deve ser provida por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, que não tenham sido despachadas por razões sistêmicas, sempre que solicitado pelo ONS, sem ônus para os demais Agentes e consumidores;

§ 1º - Enquanto a unidade geradora estiver como reserva de prontidão, o custo do consumo de combustível utilizado neste período, auditado e aprovado pela ANEEL, será ressarcido via Encargos de Serviços do Sistema - ESS;

§ 2º Caso, após a sincronização ao SIN, a unidade geradora venha a fornecer energia ativa ao sistema, o ressarcimento se dará pelas regras de mercado vigentes”.

- Suporte de reativo:

O Suporte de Reativo é o fornecimento ou absorção de energia reativa, destinada ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Segundo o módulo 14 destes Procedimentos serão considerados serviços ancilares de suporte de reativos aqueles providos pelas seguintes fontes:

- Unidades geradoras fornecendo potência ativa;
- Unidades geradoras operando como compensadores síncronos;
- Equipamentos para controle de tensão dos Concessionários de Transmissão.

A Resolução nº 265/2003 da ANEEL, no seu art. 6º, reza que:

“O Suporte de Reativo deve ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, que estejam fornecendo potência ativa, sempre que solicitado pelo ONS, sem ônus para os demais Agentes e consumidores;

§ 1º Ficam excepcionados no “caput” os casos de unidades geradoras que sejam solicitadas a operar como compensador síncrono, cujo serviço será provido de forma obrigatória e remunerado pela Tarifa de Serviços Ancilares - TSA, a ser estabelecida em resolução específica, visando recuperar os custos adicionais de operação e manutenção, pagos via ESS, devendo ser celebrado Contrato de Prestação de Serviços Ancilares - CPSA entre o ONS e os Agentes;

§ 2º O ONS e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE<sup>7</sup> deverão elaborar procedimento específico visando tratar como perdas sistêmicas o consumo das unidades geradoras que operem como compensador síncrono”.

Desta forma, está previsto na regulamentação vigente que é obrigatório a operação das unidades geradoras como compensador síncrono quando solicitadas pelo ONS e que os custos decorrentes desta operação, e também da manutenção dos equipamentos associados, devem ser recuperados pelo Agente prestador.

- Auto-restabelecimento das unidades geradoras (*Black Start*):

O Auto-restabelecimento é a capacidade que tem uma unidade geradora ou usina geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares para colocar em operação suas unidades geradoras. A Resolução nº 265/2003 da ANEEL, no seu art. 7º, reza que:

“O Auto-restabelecimento deverá ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN que possuam equipamentos para esta

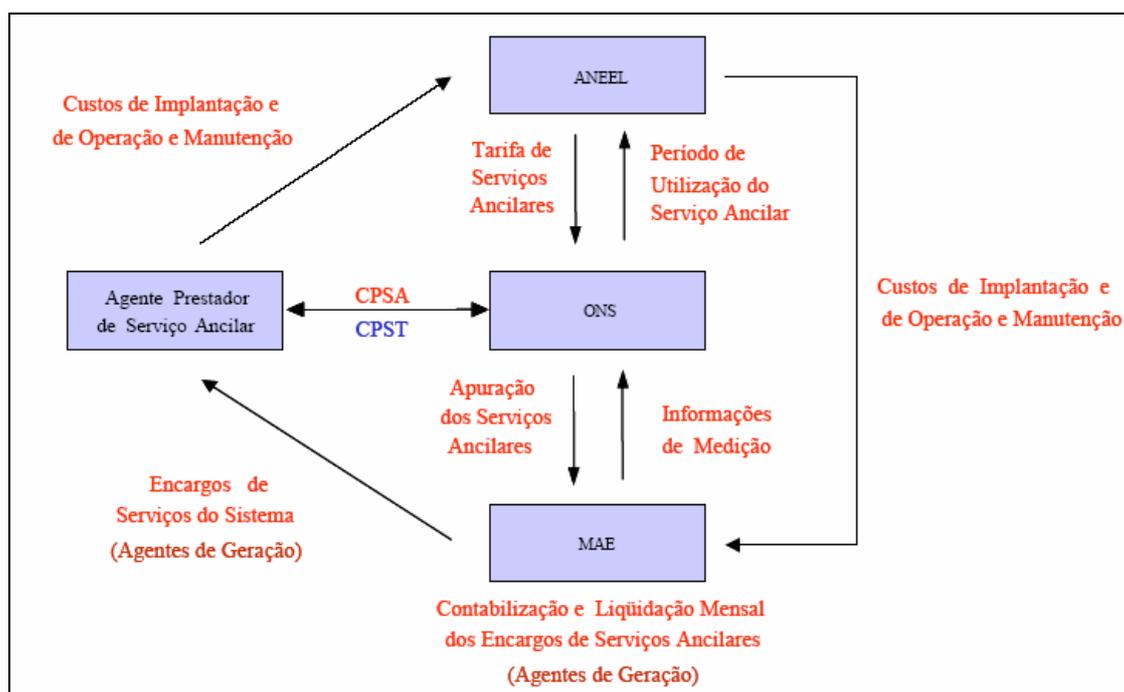
---

<sup>7</sup> Substituído pela CCEE.

finalidade, sempre que solicitado pelo ONS, sem ônus para os demais Agentes e consumidores;

Parágrafo Único. O custo de operação e manutenção dos equipamentos de Auto-restabelecimento, auditado e aprovado pela ANEEL, será ressarcido via ESS, devendo ser celebrado Contrato de Prestação de Serviços Ancilares – CPSA entre o ONS e os Agentes”.

A Figura 8 ilustra o processo de administração dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares, mostrando o relacionamento existente entre as diferentes entidades nesse processo.



**Figura 8:** Ilustração do processo de administração dos Serviços Ancilares<sup>8</sup>

Pela regulamentação da ANEEL, somente os provedores de energia reativa para controle de tensão através de unidades geradoras comutáveis para compensadores síncronos deverão celebrar CPSAs com o ONS e serão remunerados pela Tarifa de Serviços Ancilares -

<sup>8</sup> Fonte: Módulo 14, submódulo 14.1, dos Procedimentos de Rede do ONS.

TSA. A primeira definição do valor da TSA foi dada pela publicação da Resolução ANEEL nº 685, de 24 de dezembro de 2.003, estabelecendo o valor de R\$ 2,96/Mvarh (dois reais e noventa e seis centavos por megavar-hora). Atualmente o valor da TSA está definido com base na Resolução Homologatória nº 412, de 19 de Dezembro de 2.006 onde foi estabelecido o valor da Tarifa de Serviços Ancilares, em R\$ 3,64/Mvarh (três Reais e sessenta e quatro centavos por megavar-hora), para o pagamento do serviço de suporte de reativos, provido por unidade geradora, quando operando na situação de compensador síncrono, de acordo com as ordens de despacho do ONS.

Dentro deste contexto, conforme definido pelos Procedimentos de Rede, cabe ao Operador Independente do Sistema, o ONS, a contratação e administração dos serviços ancilares necessários à operação do SIN. Em decorrência desta missão e da regulamentação da ANEEL, o ONS deverá estabelecer os procedimentos para os arranjos comerciais dos serviços ancilares providos pelos Agentes Prestadores de Serviços Ancilares, além de celebrar e administrar os CPSA's.

Aos Agentes prestadores de Serviços Ancilares cabe, dentre outros, a realização da análise técnica dos requisitos de sistema relativos aos serviços ancilares para novas usinas ou a demanda por esses serviços para as usinas atualmente em operação, em que suas unidades geradoras tenham possibilidade de operar como compensadores síncronos, bem como prover os serviços de controle automático de geração (CAG) e de Auto-restabelecimento (*Black-Start*).

A CCEE cabe realizar a contabilização e a liquidação mensal dos encargos de serviços ancilares, pagos via Encargos de Serviços do Sistema<sup>9</sup> (ESS).

---

<sup>9</sup> ESS – Valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN.

**Tabela 1:** Descrição dos arranjos comerciais dos serviços ancilares providos pelos Agentes prestadores de serviços ancilares de geração (Adequada à Resolução Normativa nº 251/2007)

Tipo de Serviço Ancilar	Celebração de CPSA (s / n)	Tipos de custos a serem recuperados pelos Agentes de Geração		
		Custos Fixos	Custos Variáveis	
			O & M	Perdas Adicion.
Controle primário de frequência e Reserva de potência primária	N	-	-	-
Controle secundário de frequência e Reserva de potência secundária	S	X	X	-
Reserva de Prontidão	N	-	X	-
Suporte de Reativo (Geradores)	N	-	-	-
Suporte de Reativo (Unidade geradora que opera como compensador síncrono)	S	X	X	X
Black Start	S	X	X	-
SEP	S	X	X	

A apuração dos serviços ancilares, de responsabilidade do ONS, deve ser referente à operação das unidades geradoras como compensadores síncronos, como caracterizado no submódulo 14.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, e que serão contabilizados e liquidados por meio de parcelas dos Encargos dos Serviços de Sistema, conforme previsto nas Regras da CCEE. Dentro das Regras de Comercialização da CCEE, em seu Módulo 6 (ano 2.006), encontra-se :

“Os Serviços Ancilares são destinados a garantir a qualidade e segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional.

Os Serviços Ancilares definidos pela ANEEL e remunerados através dos ESS são:

- Reserva de prontidão: O custo do combustível consumido durante os períodos em que a usina estiver em reserva de prontidão será ressarcido via Encargos de Serviços do Sistema – ESS, após confirmação do mesmo pela ANEEL.
- Compensação Síncrona: A parcela deste Serviço Ancilar não coberta pelos Contratos Iniciais será remunerada através dos ESS. O Gerador receberá o equivalente à Energia Reativa gerada ou consumida valorada à Tarifa de Serviços Ancilares – TSA, descontada a parcela dos Contratos Iniciais.
- As usinas atualmente em operação que venham a ter o provimento de Serviços Ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinadas à prestação de Serviços Ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado pela mesma e ressarcido via ESS”.

A contabilização da energia reativa das unidades geradoras se dará em intervalos de 05 (cinco) minutos quando em operação como compensador síncrono, conforme determina a Resolução Normativa nº 251, de 13 de fevereiro de 2007.

Nesta dissertação será abordado o serviço ancilar de suporte de reativos providos por unidades geradoras operando como compensadores síncronos. Os demais serviços ancilares fogem do escopo deste trabalho.

## 2.7 O CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES (CPSA)

O CPSA é um contrato bilateral celebrado entre o ONS e o Agente provedor do serviço ancilar. Este contrato torna obrigatório o atendimento por parte do Agente sempre que o serviço for solicitado pelo ONS, entretanto a definição de qual unidade geradora irá prestar o serviço de suporte de reativo é dada pelo Agente, sendo que, em uma mesma usina pode haver unidades que podem ou não estar disponíveis à prestação deste serviço. O contrato prevê ainda que a exploração da produção ou absorção de reativos pela unidade geradora deverá ser feita respeitando as curvas de capacidade de cada unidade geradora.

Este contrato determina que é de responsabilidade do Agente a manutenção dos equipamentos necessários para a comutação de gerador/compensador síncrono de todas as unidades geradoras declaradas como provedoras deste serviço, sendo que, pela sua prestação, o Agente terá direito ao recebimento, através da CCEE via ESS (Encargos de Serviços do Sistema), o valor em reais (R\$) resultante do cálculo dado pelo montante de energia reativa apurado e da Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) estabelecidas pela ANEEL.

## 2.8 DESPACHO DE UNIDADES GERADORAS EM TEMPO REAL PELO ONS

O ONS, através dos Centros de Operação do Sistema Regionais (COSR), acompanha em tempo real as condições do sistema, e tem a prerrogativa de agir, direta ou indiretamente em sua manutenção para que a tensão e a frequência permaneçam dentro dos parâmetros estabelecidos. Para isso, os COSR's são dotados de alguns recursos que os auxiliam nesta tarefa, tais como o CAG<sup>10</sup> (Controle Automático de Geração), além disso, possuem a supervisão em tempo real das principais grandezas elétricas e hidrológicas do SIN. Baseado nestas informações a equipe de operação do COSR pode solicitar alterações no programa de geração, alterações dos níveis de tensão das barras das subestações das usinas ou ainda, solicitar a alteração dos modos de operação das unidades geradoras (gerador para compensador síncrono ou vice-versa), conforme a necessidade instantânea do sistema.

Todas as ações dos centros de operação do ONS e dos Agentes, devem ser respaldadas em IOs (Instruções de Operação), ROs (Rotinas Operacionais) e nos Procedimentos de Rede. Dentre estes documentos que regem a operação do SIN, existe a Rotina Operacional, RO.AO.BR-04, pertencente ao módulo 10 dos procedimentos de rede, onde é determinado que todas as mudanças do estado operativo dos conjuntos geradores, das usinas, das interligações internacionais e das interligações entre submercados devem ser classificados e apurados, servindo como subsídio para o acompanhamento das estatísticas de desempenho do sistema; acompanhamento da operação e manutenção do sistema; e ao acordo operativo ONS/CCEE e as Resoluções da ANEEL. Estas classificações são dadas pelas definições constantes nesta

---

<sup>10</sup> Segundo o submódulo 20.1 dos Procedimentos de Rede, o CAG é o processo sistêmico que viabiliza a manutenção da frequência e/ou do intercâmbio entre áreas do sistema elétrico. Através de recursos de controle que atuam em usinas ou unidades geradoras. Esse termo também é aplicado para se referir ao conjunto de equipamentos e/ou dispositivos responsáveis por essa ação.

rotina, e são previstos, dentre outros, os seguintes estados operativos para as unidades geradoras:

**- LIG - Ligado como gerador.**

Neste caso a unidade está fornecendo energia ao SIN, sendo remunerado somente pela potência ativa gerada. A potência reativa, fornecida de forma obrigatória, não é remunerada.

**- LCS - Ligado como compensador síncrono por solicitação do ONS para controle de tensão.**

Neste caso, o ONS solicita que a unidade opere como compensador síncrono e o Agente passa a ser remunerado pela energia reativa fornecida. A energia ativa consumida pela unidade geradora deve ser contabilizada como “perdas sistêmicas”.

**- LCC - Ligado como compensador síncrono por conveniência do Agente.**

Nesta situação, o ONS disponibiliza a unidade geradora ao Agente, e o mesmo decide manter a unidade como compensador síncrono. Não há remuneração pela energia reativa produzida e a energia ativa consumida deve ser paga pelo Agente, seguindo as regras de comercialização.

**- DCO - Desligado por conveniência operativa do ONS**

Neste caso, o ONS disponibiliza a unidade ao Agente, e este decide desligar a unidade.

Percebe-se que fundamentalmente existem três estados em que a unidade pode permanecer: Parada; Operando como Gerador; ou Operando como Compensador Síncrono. Entretanto, conforme definido pela Rotina Operacional RO.AO.BR-04, cada estado pode ser classificado de diferentes formas, que dentre outras funções subsidiam a contabilização de energia para o faturamento.

A classificação é baseada nas ordens de despacho do ONS, que procura minimizar o custo operacional do sistema como um todo. Com isso, para o ONS é desejável que as unidades estejam disponíveis ao SIN a maior quantidade de tempo possível, entretanto, não é necessário que todas as unidades geradoras, conectadas ao SIN, estejam ligadas ao mesmo tempo, isto devido ao fato da carga total variar ao longo do dia.

Desta forma, o ONS, quando necessita da unidade, pode solicitar que a mesma opere, ou como gerador (LIG), ou como compensador síncrono (LCS). Porém, nos períodos onde o ONS não necessita da unidade geradora sincronizada ao SIN, a mesma é “entregue” ao Agente, que deve decidir entre manter a unidade sincronizada e operando como compensador síncrono (LCC) ou desligar a unidade (DCO). Desta forma, o Agente deve decidir, no momento da disponibilização, entre:

- 1) Manter a unidade como compensador síncrono, sem a solicitação do ONS (LCC) e com isso arcar com os custos desta operação, uma vez que a potência ativa consumida será cobrada do Agente e a energia reativa gerada ou consumida não será remunerada;
- 2) Desligar a unidade geradora por conveniência operativa (DCO), neste caso a unidade permanecerá desligada, porém disponível ao ONS para quando a mesma for solicitada a operar. Neste caso ao Agente incorrerá os custos inerentes a uma parada e partida da unidade resultante dos desgastes causados nesta operação.

A disponibilização da unidade ao Agente, ou sua solicitação para que a mesma opere em determinado modo acontece durante a operação em tempo real através de contatos telefônicos entre o ONS e o Agente, sendo todas as conversas gravadas para que possam ser utilizadas para eventuais esclarecimentos em casos de divergências da classificação adotada.

Analisando as opções dadas ao Agente no momento da disponibilização da unidade, verifica-se que todas possuem custos associados e diante disto, faz-se necessário um estudo detalhado destes valores para que possa ser definido um critério que auxilie a tomada de decisão da equipe de operação.

Além disso, a vigência do CPSA permite que seja feita uma nova análise, baseada em fatores econômicos, para a otimização do pré-despacho de unidades geradoras, ou seja, podem ser incluídos os custos decorrentes da parada e partida levantados, como proposto em (ARCE, 2006), ou ainda, considerar o custo de se manter a unidade como compensador por conveniência do Agente, quando este se mostrar inferior ao de se desligar a unidade. Tem-se ainda que o CPSA estabelece a possibilidade de remuneração ao Agente pelo suporte de reativo prestado, e para isso é necessário que haja máquinas disponíveis para este fim. Com isso, é possível estabelecer um pré-despacho de unidades levando em conta a possibilidade de se obter vantagens econômicas por se disponibilizar um maior número unidades ao SIN para operarem como compensador síncrono.



## CAPÍTULO 3

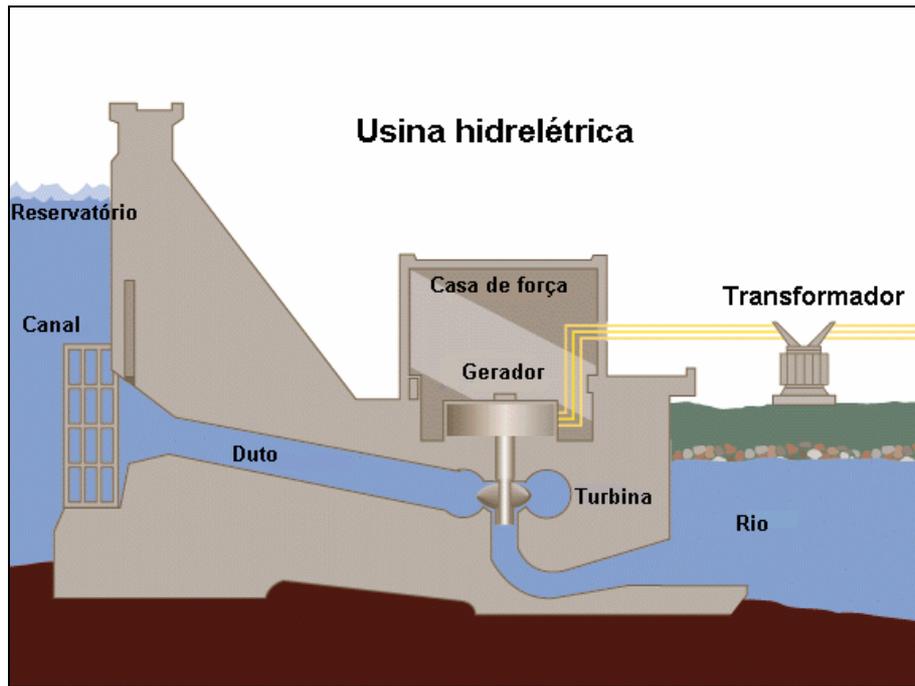
### A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E OS GRUPOS GERADORES

Neste capítulo será apresentada a modelagem matemática do sistema de geração de energia elétrica a partir de usinas hidráulicas, incluindo suas variáveis e perdas associadas. Também serão detalhados os principais subsistemas que integram um grupo gerador, suas funções e componentes.

#### 3.1 APROVEITAMENTOS HIDRÁULICOS PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um aproveitamento hidráulico para geração de energia elétrica é composto basicamente por: uma barragem formadora de um reservatório; uma tomada d'água e condutos forçados que levam a água do reservatório até a casa de força; a casa de força, situada num nível mais baixo, onde estão instalados os grupos turbina-gerador e outros equipamentos auxiliares; além de um canal de restituição, através do qual a água é reconduzida ao rio ou a um outro curso d'água, como mostrado na Figura 9.

No processo de geração de energia elétrica, a energia potencial da água armazenada no reservatório é transformada em energia cinética e energia de pressão dinâmica pela passagem da água pelos condutos forçados. Ao fazer o acionamento da turbina, essa energia é convertida em energia mecânica, que por sua vez é transmitida pelo eixo ao gerador. Nesse último, a energia mecânica é transformada em energia elétrica, a qual passa por uma subestação (SE) elevadora de tensão, sendo então injetada no sistema de transmissão que a fará chegar aos centros consumidores (FORTUNATO, NETO, ALBUQUERQUE, *et al*, 1990).



**Figura 9:** Esquemático de uma usina hidrelétrica (fonte: Wikipédia)

### 3.1.1 Potência Gerada

A potência gerada numa usina hidrelétrica é uma função da vazão turbinada e da altura de queda, que por sua vez, é uma função não-linear do volume armazenado e da vazão defluente. A potência produzida numa unidade geradora pode ser dada através da seguinte relação matemática:

$$p_i = g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \times h_{t_i} \times q_{t_i} \quad (1)$$

onde:

- $p_i$  é a potência gerada na máquina  $i$  (em MW);
- $g$  é a aceleração da gravidade (em  $m/s^2$ );
- $\rho$  é o peso específico da água (em  $kg/m^3$ );
- $\eta_{tur_i}$  é o rendimento da turbina  $i$  (em %);
- $\eta_{ger_i}$  é o rendimento do gerador  $i$  (em %);

- $h_{l_i}$  é a altura de queda líquida na máquina  $i$  (em  $m$ );
- $q_{t_i}$  é vazão turbinada na máquina  $i$  (em  $m^3/s$ ).

### 3.1.2 Altura de Queda Líquida

A altura de queda bruta da usina é dada pela diferença entre a cota do nível do reservatório (montante) e a cota do nível no canal de fuga (jusante), descontando então as perdas hidráulicas, encontra-se a altura de queda líquida, dada por:

$$h_{l_i} = n_m - n_j - h_{ph_i} \quad (2)$$

onde:

- $h_{l_i}$  é a altura de queda líquida na máquina  $i$  (em  $m$ );
- $n_m$  é o nível de montante (em  $m$ );
- $n_j$  é o nível de jusante (em  $m$ );
- $h_{ph_i}$  é a altura de perda hidráulica na máquina  $i$  (em  $m$ ).

A perda hidráulica é a redução da energia potencial pelo atrito da água nas paredes do conduto forçado e depende de forma direta da vazão turbinada. A equação é dada por (SALMAZO, 1997):

$$h_{ph_i} = k \times q_{t_i}^2 \quad (3)$$

onde:

- $k$  é a constante característica do conduto forçado (em  $s^2/m^5$ ).

### 3.1.3 O Nível de Jusante

O nível de jusante é representado por uma função polinomial, dada por (SALMAZO, 1997):

$$n_j = a_0 + (a_1 \times q_d) + \dots + (a_n \times q_d^n) \quad (4)$$

e,

$$q_d = \sum_{i=1}^{nm} q_{t_i} + q_v \quad (5)$$

onde:

- $n_j$  é o nível de jusante (em  $m$ );
- $a_0 \dots a_n$  são os coeficientes da função polinomial;
- $q_v$  é a vazão vertida (em  $m^3/s$ );
- $q_d$  é a vazão defluente (em  $m^3/s$ );
- $nm$  é o número de máquinas da usina.

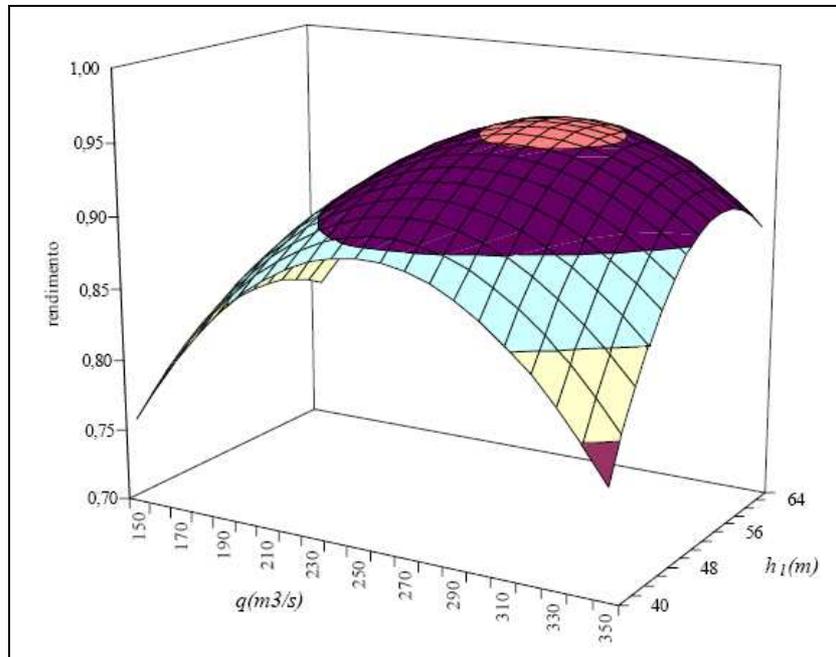
### 3.1.4 Rendimento do conjunto turbina-gerador

Em estudos de longo prazo, normalmente, os rendimentos da turbina e do gerador são considerados constantes e iguais a valores médios. Entretanto, em estudos de curto prazo, faz-se necessário que haja uma representação mais detalhada da função de rendimento da turbina, sendo esta representada por uma função não linear dependente da vazão turbinada e da altura de queda líquida. Esta representação é comumente denominada de Curva Colina da turbina, onde um exemplo pode ser visto na Figura 10.

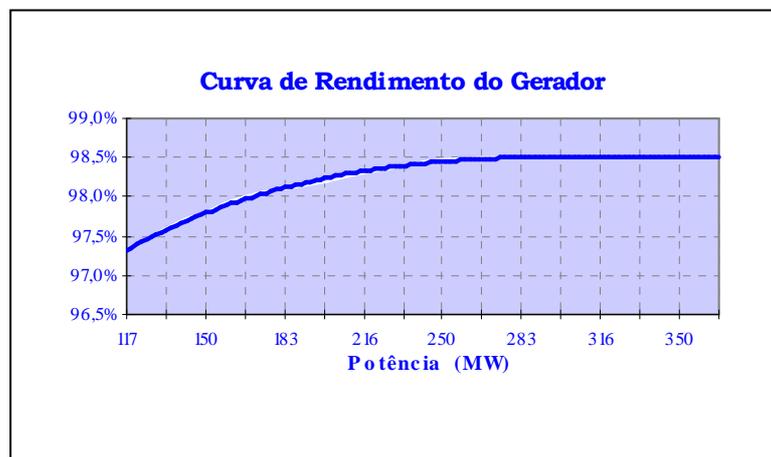
Os geradores também apresentam variações de rendimento em função da potência gerada, como mostrado pela Figura 11, sendo que estas perdas são decorrentes de perdas mecânicas (atrito) e perdas elétricas (histerese e correntes de Foucault). Normalmente os geradores apresentam rendimentos superiores a 90%.

Define-se como rendimento do conjunto turbina-gerador da unidade geradora  $i$  ( $\eta_i$ ), o produto do rendimento da turbina pelo rendimento do gerador. A Equação é dada abaixo:

$$\eta_i = \eta_{tur_i} \times \eta_{ger_i} \quad (7)$$



**Figura 10:** Exemplo da curva colina de uma turbina hidráulica (ARCE, 2006).



**Figura 11:** Exemplo da curva de rendimento de um gerador.

### 3.1.5 Perda Total na Geração

Foram apresentadas anteriormente as variáveis que compõem a função de geração de energia, sem destacar como a variação de cada uma delas impacta na produção total. Para

permitir analisar este comportamento é necessário expressar todas as perdas associadas em uma mesma unidade dimensional, o MW. Para isso, têm-se as formulações que seguem:

### 3.1.5.1 Perda Hidráulica

A perda hidráulica é dada pela redução da altura de queda em função da perda hidráulica nos condutos, sendo definida por:

$$p_{he_i} = g \times \rho \times 10^{-6} \times \eta_i \times h_{ph_i} \times q_{t_i} \quad (8)$$

onde:

- $p_{he_i}$  representa a perda hidráulica da máquina  $i$  (em MW).

### 3.1.5.2 Perda pela Elevação do Nível de Jusante

A elevação do nível de jusante causa uma redução da altura de queda líquida e, portanto uma redução da potência gerada. A perda de potência ocorre em relação à potência correspondente ao nível de referência (sem perda) quando a defluência é nula. Para usinas equipadas com turbinas que não operam afogadas, como as turbinas Pelton, a variação do nível no canal de fuga não altera a altura de queda líquida, e conseqüentemente não acarreta em acréscimo de perdas durante a produção de energia.

A redução de potência gerada, decorrente da elevação do nível de jusante é dada abaixo (SALMAZO, 1997):

$$p_{j_i} = (n_j(q_d) - n_j(0)) \times g \times \rho \times \eta_i \times q_{t_i} \times 10^{-6} \quad (9)$$

onde:

- $p_{j_i}$  representa a perda pela elevação do nível de jusante na máquina  $i$  (em MW).

A influência da vazão vertida ( $q_v$ ) no nível de jusante depende das características de projeto da usina no que se refere à localização do vertedouro, pois quando o vertimento se dá em um ponto distante das descargas das máquinas a influência pode ser nula (SALMAZO, 1997).

### 3.1.5.3 Perda pela Variação de Rendimento do Conjunto Turbina-Gerador

A operação da unidade geradora fora do seu ponto de melhor rendimento (dado pela curva colina) causa uma perda no processo de produção de energia elétrica. Para se determinar esta perda, foi considerado como valor de referência (perda nula) o ponto de maior rendimento ( $\eta_B$ ), o distanciamento deste ponto é que indica a redução de potência, dada então por:

$$p_{r_i} = (\eta_{B_i} - \eta_i) \times g \times \rho \times h_i \times q_i \times 10^{-6} \quad (10)$$

onde:

- $p_{r_i}$  representa a perda pelo distanciamento do ponto de maior rendimento do conjunto turbina-gerador (em MW);
- $\eta_{B_i}$  representa o ponto de maior rendimento do conjunto turbina-gerador da máquina  $i$ .

### 3.1.5.4 Cálculo da Perda Total na Geração

Supondo um dado número de máquinas sincronizadas, o cálculo da perda total na geração pode ser obtido através de um procedimento iterativo, conforme apresentado em Salmazo (1997):

1. Inicia-se com a vazão turbinada com um valor mínimo definido de modo que a potência gerada seja factível segundo a curva Colina da unidade geradora.
2. Estima-se um rendimento, próximo ao rendimento mínimo da unidade.
3. Encontra-se o nível de jusante (Equação 4).

4. Encontra-se a perda hidráulica (Equação 3).
5. Encontra-se a altura de queda líquida (Equação 2).
6. Encontra-se a potência gerada (Equação 1).
7. A partir da altura de queda líquida e da potência gerada utiliza-se a curva colina para se obter o rendimento ( $n_i$ ).
  - a. Se a variação do rendimento for maior que a tolerância admitida vá para (6).
  - b. Se a variação do rendimento for menor que a tolerância admitida:
    - i. Se a vazão turbinada é menor que o valor máximo, incrementar a vazão turbinada e vá para (3).
    - ii. Se a vazão turbinada for igual ao valor máximo, vá para (8).
8. Transformar todas as perdas para a unidade de potência (MW), Equações 8, 9 e 10.
9. Ajusta polinômios quadráticos às perdas de potência em função da potência gerada na usina e nas máquinas, de acordo com as particularidades de cada usina.
10. Fim.

### 3.2 GRUPOS GERADORES HIDRÁULICOS

As unidades geradoras são basicamente compostas por um conjunto turbina; uma máquina síncrona (gerador ou motor); sistema de excitação; regulador de velocidade; e demais sistemas auxiliares, tais como: sistema de frenagem e levantamento, sistema de resfriamento; sistema de lubrificação, sistema de ar de rebaixamento (utilizado apenas na operação como compensador síncrono), entre outros. Na seqüência serão apresentadas as principais funções e características destes sistemas.

#### 3.2.1 Turbinas

Existem vários tipos de turbinas, dentre elas as mais utilizadas são: Francis e Pelton. A escolha do tipo depende das características físicas da usina, sendo que a altura de queda líquida da água é o fator principal.

## - Turbina Francis

Turbina de reação, onde uma parte da queda de pressão ocorre no injetor e o restante se dá na própria turbina. A água preenche completamente a cavidade ocupada pelo rotor e, ao fluir por ela, transfere tanto a energia de pressão quanto a energia cinética às pás do rotor (COSTA, 2003). Os componentes principais de um conjunto turbina Francis são:

- Caixa espiral: Conjunto de anéis de aço com diâmetros diferentes que unidos entre si formam o chamado “caracol”. Tem o intuito de manter constante a pressão e a vazão em toda a circunferência do distribuidor (CARNEIRO e MOTA, 2006).

- Pré-distribuidor: Anel fixado à caixa espiral formado por palhetas fixas que tem como função direcionar o fluxo de água que irá passar pelo distribuidor e posteriormente atingir as pás da turbina com maior eficiência (CARNEIRO e MOTA, 2006).

- Distribuidor: Constituído por um conjunto de pás diretrizes móveis, ligadas a um anel de regulação que permite a abertura ou fechamento do conjunto segundo os comandos do regulador de velocidade (CARNEIRO e MOTA, 2006).

- Rotor e Eixo: Parte rotativa da turbina. É onde ocorre a conversão da energia hídrica em potência de eixo entregue ao gerador. É constituída basicamente por: cubo, pás, coroa e anéis de desgaste superior e inferior (KIMURA, 2005).

- Pás: Parte que recebe a ação da água e imprime momento de reação ao rotor, que por sua vez determina a rotação do eixo dotado de uma potência (KIMURA, 2005).

- Anéis de desgaste: Peças confeccionadas com a função de se desgastar num caso de pane da turbina, protegendo seu rotor. Compõem os labirintos do rotor da turbina (KIMURA, 2005).

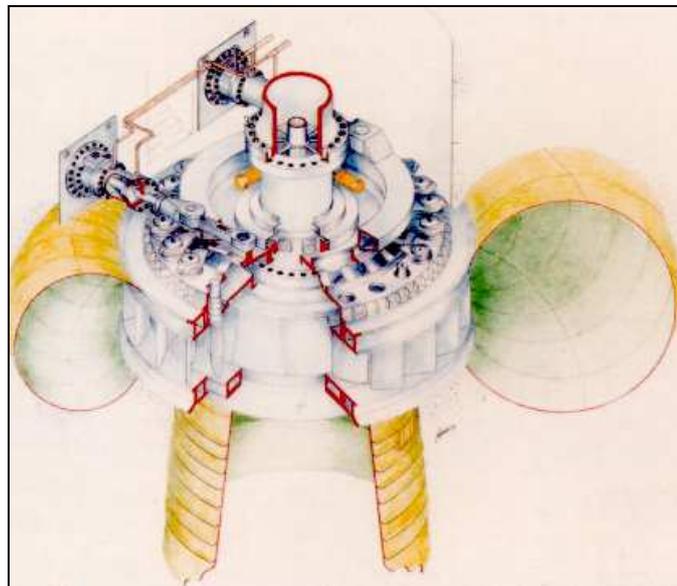
- Sistema de resfriamento dos anéis de desgaste: Sistema periférico da turbina, composto de equipamentos e acessórios inseridos no sistema de automatismo e sistema de controle, formados por: filtro, válvulas de controle, fluxômetro e válvulas de ajuste para

promover o resfriamento do recinto do rotor da turbina e dos anéis de desgaste quando em operação compensador síncrono (KIMURA, 2005).

- Tubo de Sucção: Parte essencial do conjunto. Tem como função manter a continuidade da massa líquida em escoamento, desde a saída do receptor até o nível da água no poço de escoamento, impedindo que caia livremente do receptor (MACYNTYRE, 1983).

A água sob pressão é direcionada pelo conduto forçado e entra no caracol, que circunda as pás móveis, e flui, através de pás fixas, na direção radial para o interior da turbina. A água passa pelo rotor no sentido descendente, exercendo pressão contra as pás móveis, acionando então o rotor da turbina. A Figura 12 exibe o desenho de um conjunto turbina Francis.

O controle para este tipo de turbina se dá através da movimentação das palhetas móveis (distribuidor), comandadas pelo regulador de velocidade. A maior eficiência da turbina, como pode ser verificado pela Curva Colina, normalmente se dá em torno de 80 a 90% de abertura das palhetas, devido a velocidade tangencial da água (COSTA, 2003).



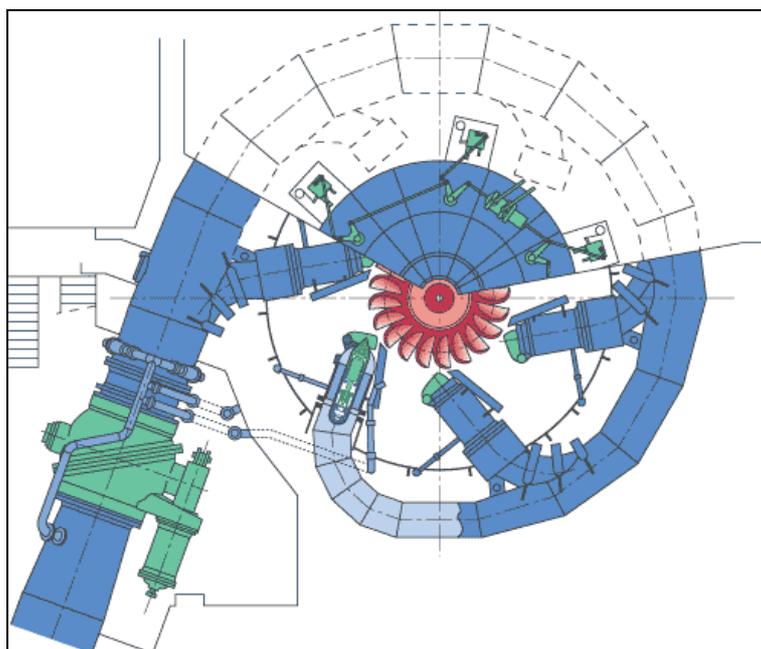
**Figura 12:** Conjunto Turbina Francis (CARNEIRO e MOTA, 2006).

- Turbinas Pelton:

A turbina Pelton, ou de impulso, é geralmente utilizada em usinas cuja altura de queda da água é maior do que 250m. O rotor da turbina é acionado direcionando-se o fluxo d'água

contra as pás, através de bicos injetores, de modo a tirar proveito da grande quantidade de movimento da água (COSTA, 2003). A Figura 13 mostra um conjunto turbina Pelton acionada por 6 bicos injetores.

A regulação de velocidade destas turbinas é realizada através do comando de abertura e fechamento dos bicos injetores pelo regulador de velocidade. Normalmente o conjunto é dotado de um defletor que, se acionado, é posicionado entre o jato de água e as pás da turbina, evitando que o gerador opere fora dos limites de velocidade estabelecidos no caso de uma rejeição de carga. A turbina tem a característica de não operar de forma afogada.



**Figura 13:** Conjunto turbina Pelton acionada por 6 bicos injetores<sup>11</sup>

### 3.2.2 Máquina Síncrona

Máquinas síncronas são conversores rotativos que transformam energia mecânica em elétrica, ou vice-versa, utilizando-se dos fenômenos da indução e conjugados eletromagnéticos. Assim, podem exercer uma ação motora ou geradora. Um motor síncrono apresenta aspectos construtivos similares ao do gerador e, sendo assim, diferem apenas na forma de serem empregados. A máquina atuando como motor absorve energia elétrica de uma fonte de tensão alternada para desenvolver um conjugado que poderá acionar uma carga

<sup>11</sup> Disponível em: [http://www.voithsiemens.com/vs\\_e\\_prfmc\\_pwrful\\_prdcts\\_turbines\\_pelton.htm](http://www.voithsiemens.com/vs_e_prfmc_pwrful_prdcts_turbines_pelton.htm), acessado em 02/08/2007.

mecânica em seu eixo. O gerador, por outro lado, tem a velocidade de seu eixo estabelecida por uma máquina primária, fornecendo energia elétrica com tensões e correntes alternadas. De forma geral, sob determinadas condições, as máquinas síncronas são reversíveis, ou seja, podem atuar como gerador ou motor (ALMEIDA, 2000).

### 3.2.3 Regulador de Velocidade

A principal função do regulador de velocidade é controlar a velocidade (frequência) de giro do gerador através do ajuste do suprimento de potência entregue à turbina (máquina primária), ligada ao gerador através de um eixo. Ou seja, a função do regulador de velocidade é acompanhar a variação de velocidade do gerador durante todo seu tempo de operação e sob qualquer condição de carga, atuando para manter sua frequência dentro das condições especificadas. Também é possível considerar que o regulador de velocidade controla a potência ativa gerada, sendo que esta é função da potência (ou torque) de acionamento imprimido pela máquina primária. Em uma turbina hidráulica Francis o regulador de velocidade atua na abertura ou fechamento, das palhetas móveis do distribuidor, ou em caso de turbinas Pelton age na abertura ou fechamento dos bicos injetores.

### 3.2.4 Sistema de Excitação

O sistema de excitação ou excitatriz é o gerador de corrente contínua utilizado para fornecer a corrente necessária para formar o campo magnético girante. Na atuação sobre a corrente de campo, regula-se a tensão terminal do gerador e, com isso, o fluxo de potência reativa para o sistema. O sistema de excitação produz uma tensão alternada no estator, proporcional à corrente de excitação aplicada, permitindo a transferência de energia da turbina ao estator da máquina e sincronizando a rotação do rotor com a rotação dos vetores elétricos do gerador.

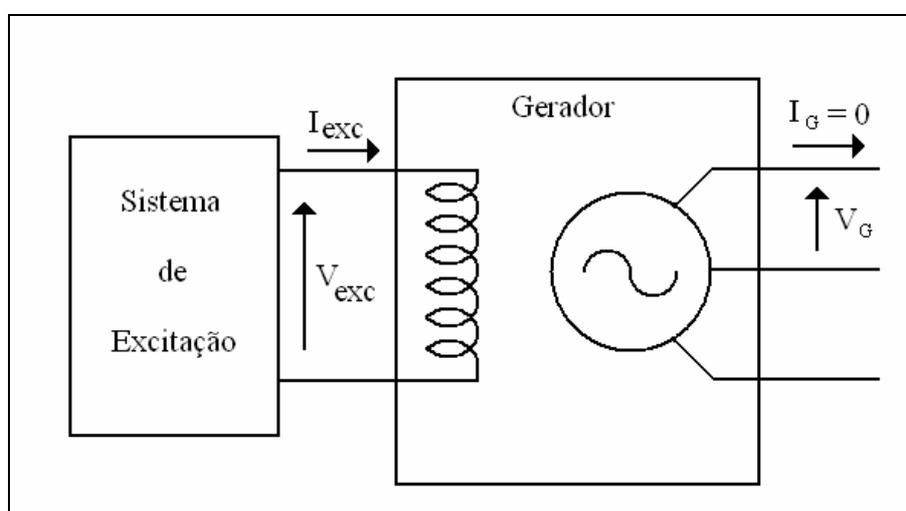
Existem diversos tipos de excitação: Dínamo excitador; Excitação separada ou centralizada; Auto-excitação; e Excitação estática. Nos grandes geradores a solução mais utilizada atualmente é a excitatriz estática a tiristores.

Sobre a ação das cargas indutivas, capacitivas e resistivas nos geradores, temos que, somente as cargas resistivas solicitam maior esforço do órgão primário (turbina), as cargas

indutivas caracterizam-se por solicitarem uma corrente de excitação maior e as cargas capacitivas uma corrente de excitação mais baixa para produzir o mesmo efeito magnético (SILVA, 2006).

Um sistema de excitação é composto basicamente por (SELLER, 2006):

- Transformador de excitação;
- Conversor CA/CC;
- Circuitos de pré-excitação e desexcitação rápida;
- Regulador e unidade de controle.



**Figura 14:** Princípio de funcionamento do sistema de excitação da unidade geradora

Resumidamente, a função do sistema de excitação é fornecer uma tensão contínua controlada de excitação, que aplicada ao enrolamento de campo do gerador produz uma corrente contínua controlada, o que possibilita o controle da tensão terminal do gerador, como mostrado na Figura 14.

- Limites operacionais das Máquinas Síncronas:

De maneira geral a operação de uma máquina síncrona em regime permanente possui os seguintes fatores limitadores (SILVA, 2006):

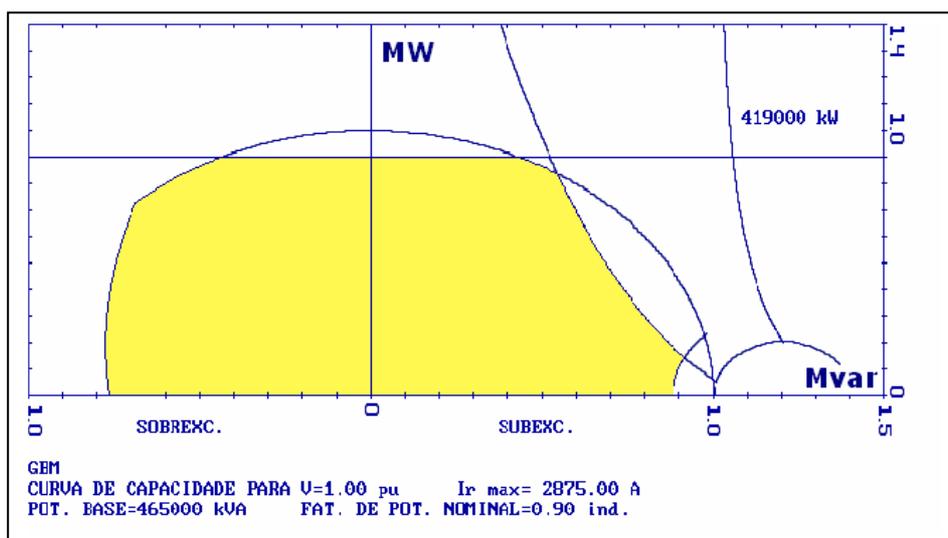
- Tensão de operação: As máquinas são projetadas para trabalharem em regime constante numa faixa limitada de +/- 5% de variação da tensão nominal.

- Corrente de excitação: Os limites do valor da corrente de campo estão diretamente ligados à saturação do cobre e ao aquecimento. Outro fator que limita a corrente de excitação é o Fator de Potência de operação da máquina.

- Corrente na armadura: Tendo como base as perdas no cobre e o aquecimento do bobinado, temos limitação da corrente que circula no estator.

- Limite mínimo de excitação: A operação de um gerador síncrono com valores de corrente de excitação muito baixos pode causar instabilidade magnética na máquina devido à fraca concatenação dos campos magnéticos do rotor e estator, podendo chegar ao disparo mecânico (sobrevelocidade).

As “curvas de capacidade” (ou cartas de capacidade) das máquinas síncronas são definidas como os contornos da superfície definida pelo plano potência ativa x potência reativa (P x Q) fornecida. Em seu interior, o carregamento das respectivas máquinas será satisfatório, pois assume um valor inferior ou igual ao máximo admissível para a operação em condições nominais (ALMEIDA, 2000). As curvas, geralmente, são compostas por diferentes trechos, cada qual referente a um dos fatores que limitam a capacidade da máquina, como pode ser visto na Figura 15.



**Figura 15:** Curva de capacidade de uma unidade geradora da UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (fonte: RT-CT.5SU.01-R07)

### 3.2.5 Sistema de Resfriamento

O sistema de resfriamento do grupo gerador tem por finalidade eliminar o calor resultante das perdas mecânicas por atrito e das perdas elétricas. O sistema de resfriamento normalmente abrange os seguintes componentes ou subsistemas (VILANOVA, 2006):

- Filtro;
- Válvulas redutoras de pressão;
- Resfriadores do gerador;
- Serpentina de resfriamento do óleo do mancal de guia superior do gerador;
- Resfriador do mancal combinado guia/escora do gerador;
- Serpentina de resfriamento do mancal guia turbina;
- Sistema de resfriamento dos anéis de desgaste do rotor da turbina;
- Serpentina de resfriamento do óleo do regulador de velocidade.

Dos componentes acima, o sistema de resfriamento dos anéis de desgaste entra em operação somente quando a unidade está em modo compensador síncrono, diferentemente dos demais componentes, que operam tanto com a unidade em modo compensador quanto gerador. Neste aspecto, Kimura (2005), realizou um estudo e verificou a possibilidade de desativação do sistema de resfriamento dos anéis de desgaste em turbinas Francis considerando o vazamento de água pelas palhetas do distribuidor, levando-se em conta o balanço energético no interior da turbina.

### 3.2.6 O Sistema de Lubrificação Forçada

O sistema chamado de “lubrificação forçada” atua durante a partida e parada da unidade (geralmente em turbinas Francis) para que não ocorra um desgaste excessivo por atrito entre o anel girante do eixo do rotor e as sapatas (patins), as funções são detalhadas na seqüência (RAMOS e CARNEIRO, 2006):

- Durante a partida: É responsável pela pré-lubrificação e formação de uma película de óleo entre a superfície de contato das sapatas (patins) e o anel girante do eixo do rotor, até que o giro seja suficiente para a auto-lubrificação (geralmente em torno de 50% da rotação nominal).

- Durante a parada: Manter a lubrificação e a película de óleo, até que o conjunto girante esteja parado totalmente (geralmente acionado quando a rotação nominal atinge cerca de 50% da rotação nominal).

Além do sistema de lubrificação forçada, existe a lubrificação centralizada, responsável pela lubrificação de diversos pontos do mecanismo do distribuidor da turbina.

### 3.2.7 O Sistema de Frenagem

Para a parada de uma unidade geradora é necessário um sistema de frenagem, uma vez que, mesmo com a desaceleração natural do conjunto turbina-gerador a unidade não atinge a rotação nula devido a um vazamento existente entre as palhetas do distribuidor. Outro fator que torna necessário o sistema de frenagem é o fato do tempo de desaceleração natural ser muito excessivo, podendo danificar os mancais.

O sistema de frenagem do rotor é constituído, normalmente, de um conjunto de cilindros e pistões acionados por ar comprimido durante sua operação. Os conjuntos de cilindros e pistões são providos de lonas substituíveis as quais são pressionadas contra uma pista circular segmentada, montadas na parte inferior da aranha do rotor (SILVA, 2006).

O sistema deve ser acionado na rotação próxima a 15% da nominal em situações normais e, em caso de emergência, em cerca de 40%. Estes valores são definidos durante o comissionamento da unidade, levando-se em conta os desgastes das sapatas e um tempo bom de parada para a unidade (SILVA, 2006).

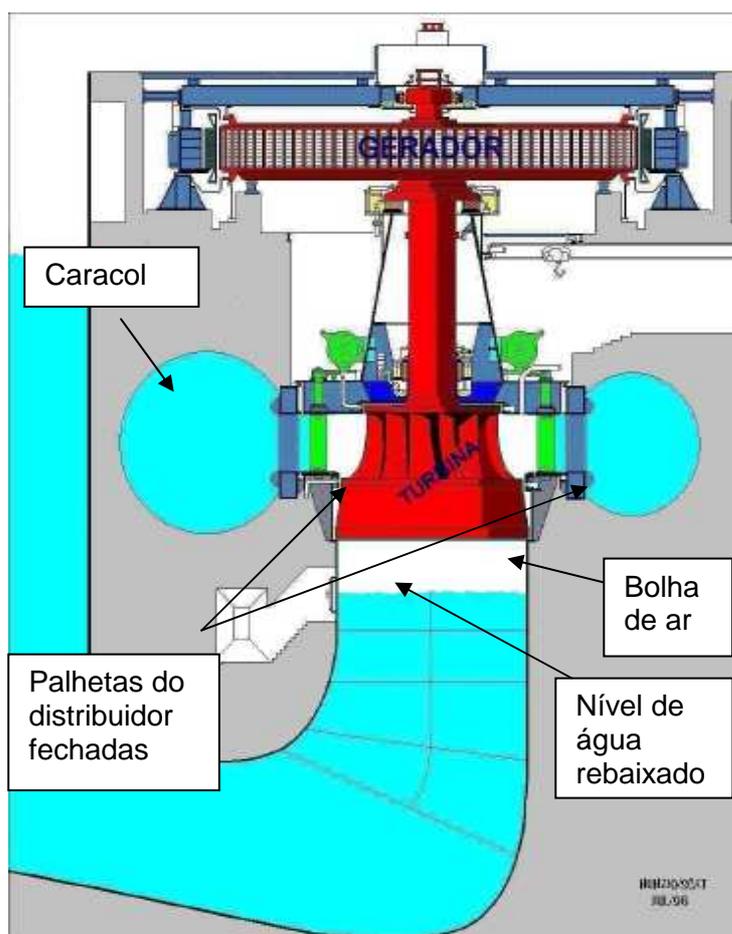
### 3.2.8 O Sistema de Ar de Rebaixamento

No modo de operação como compensador síncrono, uma unidade geradora acionada por turbina Francis de eixo vertical, que normalmente opera afogada, necessita que suas palhetas permaneçam fechadas e a água seja rebaixada no tubo de sucção até que suas pás possam girar livremente, como mostrado na Figura 16. Com isso, a turbina que normalmente aciona o gerador, agora passa a ser arrastada por ele (KIMURA, 2005).

O rebaixamento da água é dado através da injeção de ar em alta pressão, e permite que haja um consumo mínimo de energia ativa para manter a máquina em rotação nominal e

sincronizada ao sistema elétrico. Desta forma, a energia consumida pela parte interna da turbina, corresponde apenas ao trabalho de atrito e ventilação realizados pelas pás do rotor, cubo, coroa externa e seus anéis de desgaste, que no balanço final de energia é dissipado na forma de calor (KIMURA, 2005).

Um sistema de ar de rebaixamento é composto por compressores de ar, tanques de armazenamento de ar comprimido e sensores de nível para reposições automáticas de ar para manutenção do nível. Quando ocorre o comando para a mudança do estado da máquina de gerador para compensador síncrono, um sinal elétrico é enviado aos solenóides das válvulas, fazendo com que as mesmas se abram simultaneamente, dando passagem para uma grande quantidade de ar comprimido que desce por vias para ser descarregado no recinto do rotor, localizado entre a tampa da turbina e o tubo de sucção. Este volume de ar primeiramente cria um bolsão (“bolha”) e empurra a água para um nível baixo suficiente para que a turbina opere totalmente desafogada.



**Figura 16:** Operação como compensador síncrono e o rebaixamento do ar no tubo de sucção  
(Adaptado de Cartaz Voith)

Dada a necessidade de que o nível se mantenha baixo durante o período em que a unidade permanecer como compensador síncrono, é necessário que, freqüentemente, sejam liberadas quantidades menores de ar, isto devido aos vazamentos de ar comuns nas instalações. A freqüência de reposições é, normalmente, determinada pela sensibilização de sensores quando o nível de água é aumentado.

## CAPÍTULO 4

### A OPERAÇÃO DE UNIDADES GERADORAS COMO COMPENSADOR SÍNCRONO E SEUS CUSTOS ASSOCIADOS

Neste capítulo será apresentada a operação como compensador síncrono, sua influência no controle de tensão e as fontes dos custos decorrentes desta operação.

#### 4.1 A COMPENSAÇÃO REATIVA E O CONTROLE DE TENSÃO

A compensação reativa e sua influência na tensão de um determinado sistema de potência tem sido tema de muitas pesquisas por parte dos especialistas do setor, sendo fundamental que seja efetuada de forma adequada para que com isso haja um maior e melhor aproveitamento do sistema elétrico instalado. Affonso (2004), em sua tese de doutorado, defendeu a importância de um cuidadoso planejamento e programação da operação, levando-se em conta não apenas fatores econômicos, mas também critérios de segurança, garantindo a operação adequada do sistema em condições normais e sob situações de variação de carga e contingências. Defendeu ainda que o despacho deveria incluir critérios de segurança da operação, propondo uma metodologia para o re-despacho da geração considerando requisitos de estabilidade de tensão.

O esforço em se controlar a tensão de um sistema de transmissão é justificada por diversas razões, dentre elas: Limites operativos das linhas de transmissão (problemas de isolamento e flecha); Influência direta no sistema de distribuição; e Limites de tensão dos equipamentos que compõem um sistema de potência. Para que o controle de tensão seja realizado com a melhor estratégia operativa, é fundamental um estudo preliminar que leve em conta as ferramentas disponíveis para este fim, e que com isso possa ser otimizada a transmissão de potência, minimizando as perdas e garantindo a estabilidade do sistema (MENEZES, SILVA, VASCONCELOS, *et al*, 2005).

Diante disto, assim como a constância da frequência do sistema é a melhor garantia de que o balanço da potência ativa está sendo mantido, um perfil praticamente constante de tensão de barra garante que o equilíbrio entre a potência reativa produzida e consumida, também está sendo mantido. Deve-se deste modo observar que o controle do fluxo de reativos

é geralmente um problema local, em contraste com o controle do fluxo de potência ativa, que é um problema do sistema (RAGNEV, 2005).

Alguns equipamentos são utilizados para ajustar a tensão dos barramentos de uma área, dentre eles: Compensadores síncronos, capacitores e reatores em derivação, reguladores ou transformadores com mudança de derivação, reguladores ou transformadores com mudança de derivação sob carga, compensadores estáticos e unidades geradoras através de sua tensão terminal e geração de energia reativa (MENEZES, SILVA, VASCONCELOS, *et al*, 2005). Manobras no sistema de transmissão, alterando a configuração do sistema, e conseqüentemente o seu fluxo de potência, também podem ser realizadas para a manutenção dos níveis de tensão dentro dos valores adequados para operação, mas geralmente são vistas como a última opção pela equipe de operação em função da diminuição da confiabilidade do sistema como um todo.

Geralmente, se recorre primeiramente à compensação de reativos por unidades geradoras, tanto em modo gerador, como em modo compensador síncrono. Estes ajustes de tensão geralmente são realizados por meio de Reguladores Automáticos de Tensão (RAT), que trabalham diretamente no sistema de excitação das unidades aumentando ou diminuindo sua tensão terminal de modo a se manter constante a tensão no barramento das SE's a que estão ligadas. Este controle pode ser realizado de forma conjunta, com a participação igual entre as unidades, ou de forma individual, com ajustes manuais da tensão terminal de cada unidade.

#### 4.2 A OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO

O compensador é uma máquina síncrona que é utilizada para compensar variações lentas de tensão, de forma a atender o que se procura em um sistema de transmissão. Algumas das vantagens de se utilizar este mecanismo para o controle de tensão são listadas abaixo (RAGNEV, 2005):

- Aumento da disponibilidade de potência ativa dos geradores. Analisando a curva de capacidade das máquinas percebe-se que, diminuindo a necessidade de produção de potência reativa pelos geradores aumenta-se a possibilidade de produção de potência ativa, ou seja, maior quantidade de potência ativa para os mesmos MVA's gerados.

- Diminuição da necessidade de variações nos tap's dos transformadores elevadores equipados com modificação automática de tap's sob carga;

- Diminuição da necessidade de manobras com reatores ou configurações de linhas de transmissão;

- Facilidade de ajuste de tensão por meio do controle da excitação da unidade.

A passagem de uma máquina síncrona do modo gerador para compensador é realizada, normalmente, de forma automática, através do Sistema Digital de Supervisão e Controle (SDSC). Os passos principais geralmente executados são (MANCINI, 1984):

- Pré-Condição: Máquina em sincronismo com o sistema e operando como gerador.

Seqüência de Manobras:

1. Acionamento do comando de carga até a posição marcha vazio (0 MW);
2. Acionamento do limitador de abertura das palhetas até a posição mínima;
3. Bloqueio do regulador de velocidade, para evitar a abertura intempestiva das palhetas;
4. Abertura da válvula de água de resfriamento para os anéis de desgaste do rotor da turbina;
5. Abertura das válvulas de ar principal e auxiliar para o rebaixamento da água no tubo de sucção.

Depois de efetuada a seqüência acima, a unidade passa ao estado operativo de compensador síncrono. A partir deste ponto, cabe ao operador da unidade geradora estabelecer o controle da potência reativa gerada, conforme a necessidade do sistema naquele momento. Contudo manter a unidade neste estado operativo acarreta em custos decorrentes dos desgastes de equipamentos e do consumo de energia ativa, como será detalhado na seqüência.

#### 4.3 CUSTOS ASSOCIADOS À OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO

Após uma análise de todo o processo de operação e dos procedimentos de manutenção, foi possível relacionar os sistemas que atuam diretamente no funcionamento da unidade quando em operação compensador síncrono e então estabelecer a participação de cada sistema na composição final do custo desta operação.

Os principais equipamentos de uma unidade geradora, essenciais à operação como compensador síncrono, e que sofrem algum desgaste, ou possuem custos associados em função do tempo de operação, considerados neste trabalho, são:

- Energia Ativa:
  - Energia de alimentação do motor síncrono;
  - Sistema de Excitação da unidade;
  - Compressores de ar de rebaixamento;
  - Perdas nos transformadores elevadores.
- Consumo de água do sistema de resfriamento;
- Custos associados de manutenção nos sistemas:
  - De ar de rebaixamento;
  - De excitação;

Cabe ressaltar, que cada instalação possui características peculiares de projeto e em função disto a composição final do resultado pode sofrer alterações de uma planta para outra. Na seqüência, serão detalhadas as metodologias empregadas para cada item acima.

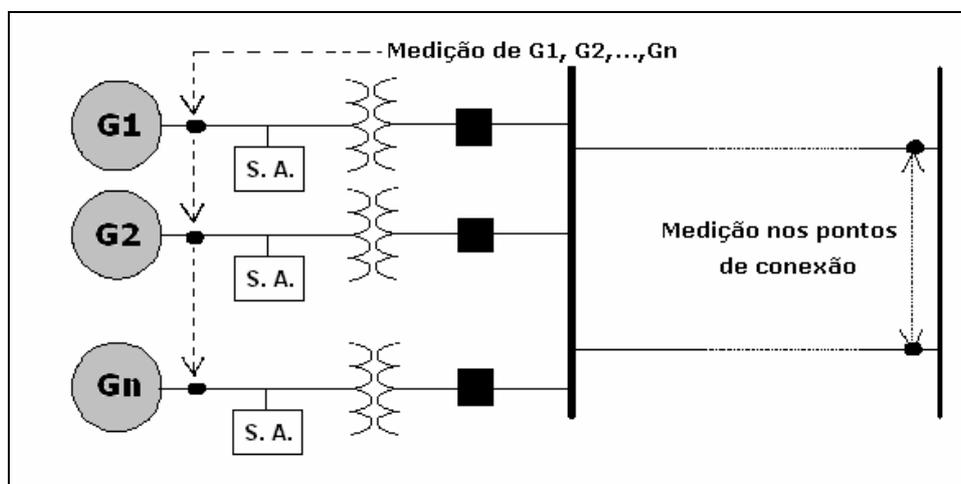
#### 4.3.1 Consumo de Energia Ativa

Durante a operação como compensador síncrono a unidade geradora funciona como um motor, consumindo energia ativa do sistema. Uma unidade de grande porte chega a consumir uma potência da ordem de mega-Watts. Além disso, outras cargas são necessárias para a operação como compensador síncrono, tais como: Compressores de ar de rebaixamento, Sistema de excitação e Perdas nos transformadores.

- Máquina síncrona em funcionamento como motor:

O consumo para manter a unidade geradora funcionando como um motor síncrono é o mais significativo, e depende das características construtivas da máquina. Este consumo pode ser determinado por meio de medidores de energia instalados na saída de cada unidade. A Figura 17 exhibe a configuração e localização destes medidores. Nesta figura é possível

verificar que apenas a energia consumida pela máquina síncrona é contabilizada, excetuando-se as demais cargas da usina.



**Figura 17:** Esquema da localização do medidor de energia bruta (G1, G2, Gn)

- Serviço Auxiliar:

O serviço auxiliar, por ser de fundamental importância para a segurança da instalação, pode ser alimentado pelas próprias unidades geradoras, através de derivação, por alimentação externa, ou ainda por uma fonte de emergência (banco de baterias e/ou gerador diesel). Na maioria das instalações não existe medidor de energia para cada sistema em separado, sendo necessário estimar estes valores baseando-se em levantamentos de dados como: potência dos motores, filosofia do funcionamento do equipamento e relacionando as horas de operação do sistema com as horas de funcionamento das unidades no modo compensador. Neste trabalho foram abordados o consumo de energia elétrica tanto do sistema de ar de rebaixamento quanto do sistema de excitação da unidade, além das perdas ocorridas nos transformadores elevadores. O detalhamento é dado na seqüência:

- Compressores de Ar de Rebaixamento:

As horas de operação dos compressores estão diretamente relacionadas com as horas de operação das unidades geradoras como compensador síncrono. E desta forma, é possível encontrar um valor médio para o consumo durante a operação.

No entanto, no momento da passagem de gerador para compensador síncrono, uma grande quantidade de ar é liberada para que haja o rebaixamento do nível de água no tubo de sucção (“bolha”). Nota-se que o mesmo volume de ar é liberado independentemente do tempo que a unidade permaneça nesta condição, e com isso torna-se necessário determinar o montante de energia elétrica consumida pelos compressores para que produzam este volume de ar comprimido.

O consumo adicional por hora de operação como compensador está relacionado às constantes reposições de ar no interior do tubo de sucção, necessárias em função das perdas de ar ocorridas por meio de vazamentos.

Os compressores de ar de rebaixamento possuem, em geral, guias de manutenção que estabelecem intervenções em função do total de horas de operação. Devido a este fato, são dotados, normalmente, de contadores que registram, cumulativamente, o tempo em que permanecem em funcionamento. Com isso, pode-se construir uma função matemática para o consumo médio de energia dos compressores, estabelecendo uma relação entre as horas de operação como compensador síncrono e as horas de funcionamento dos compressores:

$$En_{ACR} = En_{bolha} + (P_{ACR\_rep} \times t_{CS}) \quad (11)$$

onde:

- $En_{ACR}$  é a energia total média consumida pelos compressores durante a operação como compensador síncrono (em *MWh*);
- $En_{bolha}$  é a energia total média consumida pelos compressores para produzir o ar liberado para a formação da “bolha” de ar inicial (em *MWh*);
- $P_{ACR\_rep}$  é a potência média consumida pelos compressores durante as reposições de ar (em *MW*);
- $t_{CS}$  é o tempo total da operação como compensador síncrono (em *horas*).

Os valores de  $En_{bolha}$  e  $P_{ACR\_rep}$  podem ser estimados baseando-se nos dados dos compressores (potência e eficiência); nos tempos de operação em síncrono; e nos tempos de funcionamento dos compressores.

#### - Sistema de excitação:

O consumo do sistema de excitação pode variar de acordo com a tensão terminal do gerador. Para este estudo foi considerado o valor medido com a tensão terminal da unidade em seu valor nominal e a mesma operando como compensador síncrono sem produzir ou absorver reativos.

Os atuais sistemas supervisórios da maioria das instalações possuem medição de corrente e tensão do sistema de excitação, logo a potência do sistema pode ser encontrada pelo produto destas grandezas.

#### - Perdas nos Transformadores

Durante a operação como compensador síncrono os transformadores elevadores permanecem em operação e com isso apresentam perdas, tanto no núcleo (histerese e correntes parasitas de Foucault), quanto no cobre (efeito Joule) (OLIVEIRA, COGO e ABREU, 1984). Estas perdas variam de acordo com as características construtivas de cada equipamento e a sua determinação pode ser realizada através dos resultados dos ensaios a vazio e de curto circuito. Entretanto uma boa aproximação permite utilizar apenas o resultado do ensaio a vazio, uma vez que durante a operação como compensador síncrono a potência entregue ao transformador é muito abaixo de sua potência nominal, além do fato de que os grandes transformadores elevadores possuem um rendimento muitíssimo elevado.

#### - Total de energia consumida durante a operação como compensador síncrono

O total de energia elétrica consumido durante a operação como compensador síncrono é a soma do consumo do sistema de ar de rebaixamento; do sistema de excitação; das perdas nos transformadores; e do consumo da máquina síncrona.

Ressalta-se que, apesar de outros equipamentos da usina permanecerem em funcionamento durante o tempo em que a unidade opera como compensador síncrono, são estes que estão diretamente relacionados a este modo de operação e apresentam consumo relevante. Outras cargas tais como bombas de drenagem e esgotamento, iluminação, entre outros estão ligadas independentemente do estado operativo da unidade.

Construindo uma função para o consumo total de energia ativa  $En_{CS}$  durante a operação como compensador síncrono, chega-se a:

$$En_{CS} = En_{bolha} + ((P_{motor} + P_{ACR\_rep} + P_{trafo} + P_{exc}) \times t_{CS}) \quad (12)$$

onde:

- $En_{CS}$  é o montante de energia elétrica consumido durante a operação como compensador síncrono (em *MWh*);
- $En_{bolha}$  é a energia consumida pelos compressores para produzir o ar liberado para a formação da “bolha” de ar inicial (em *MWh*);
- $P_{motor}$  é o valor da potência consumida pelo motor síncrono (em *MW*);
- $P_{ACR\_rep}$  é a potência média consumida pelos compressores durante as reposições de ar (em *MW*);
- $P_{trafo}$  é a perda nos transformadores elevadores (em *MW*);
- $P_{exc}$  é a potência solicitada pelo sistema de excitação (em *MW*);
- $t_{CS}$  é o tempo total da operação como compensador síncrono (em *horas*).

#### 4.3.2 Consumo de Água do Sistema de Resfriamento

O sistema de resfriamento do grupo funciona para eliminar o calor resultante das perdas mecânicas por atrito e perdas elétricas. Neste sistema de resfriamento é utilizado, além do ar, a água como fluido refrigerante. Esta água consumida poderia ser armazenada no reservatório para ser turbinada, ou seja, poderia ser aproveitada para a geração de potência ativa, e por esta razão, a estimativa do montante de água consumido durante esta operação se torna importante.

A quantidade de água consumida depende das características de cada projeto e pode ser mensurada através de medições de vazão em cada sistema, ou então podem ser utilizados os dados de projeto.

Relacionando a vazão da água consumida pelo sistema de resfriamento com o valor de vazão consumido pela unidade geradora quando a mesma está operando como seu ponto de maior rendimento (curva colina) encontra-se o valor da energia equivalente em água que está se perdendo, ou seja, quanto em água está sendo consumido e que poderia gerar energia elétrica. O equacionamento é dado abaixo:

$$En_{eq\_agua} = \left( P_{ótima} \times \frac{Q_{resf}}{Q_{ótima}} \right) \times t_{CS} \quad (13)$$

onde:

- $En_{eq\_agua}$  é a energia equivalente em água consumida pelo sistema de resfriamento (em *MWh*);
- $Q_{ótima}$  é a vazão turbinada durante a operação do gerador no ponto de maior rendimento para a queda líquida verificada no dia da operação (em  $m^3/s$ );
- $Q_{resf}$  é a vazão do sistema de resfriamento do grupo durante a operação como compensador síncrono (em  $m^3/s$ );
- $P_{ótima}$  é a potência de geração da unidade no ponto de maior rendimento (em *MW*), dado pela curva de rendimento do conjunto turbina-gerador para o dia da operação.

#### 4.3.3 Custos Adicionais de Manutenção Causados pela Operação como Compensador Síncrono

Alguns sistemas de um grupo gerador possuem funções diretamente relacionadas com a operação como compensador síncrono, como é o caso do sistema de excitação e o sistema de ar de rebaixamento. Analisando estes sistemas, percebe-se que há uma relação entre a quantidade de horas de operação e as intervenções para manutenção, o que acarreta em custos adicionais de manutenção em função das horas de operação como compensador síncrono. Devido a este fato, é necessário valorar o quanto a operação como compensador síncrono acarreta em gastos com manutenções.

Neste trabalho, é apresentada uma metodologia que permite valorar o acréscimo em manutenções e relacioná-lo às horas de operação da unidade. A metodologia utilizada consistiu em analisar cada sistema e verificar a frequência com que devem ocorrer as intervenções e inspeções de manutenção, verificando se estão associadas a horas de operação ou a um período de tempo. Com isso, analisando o histórico de gastos em um tempo suficientemente longo, ou seja, que inclua o procedimento de manutenção com a menor frequência, é possível encontrar um valor médio para o custo em função das horas de operação.

- Sistema de Ar de Rebaixamento:

Após análise, verificou-se que este sistema possui rotinas de inspeção e manutenção relacionadas às horas de funcionamento do equipamento (compressores de ar), e sendo estas diretamente proporcionais às horas de operação como compensador síncrono, é possível estabelecer uma relação entre, o montante gasto durante um certo intervalo de tempo suficientemente longo, e o tempo somado em que todas as unidades geradoras alimentadas pelo mesmo sistema operaram como compensador síncrono. Desta forma encontra-se um valor médio para o custo da operação com relação ao sistema de ar de rebaixamento. Como as inspeções e reposições de equipamentos estão relacionadas com o total de horas de funcionamento do equipamento, deve-se considerar também o pagamento da mão-de-obra que executou os serviços.

- Desgastes nas Escovas do Anel Coletor (Sistema de excitação):

O outro sistema estudado foi o sistema de excitação da unidade, sendo considerado apenas o desgaste sofrido pelas escovas do anel coletor. Os demais valores gastos historicamente no sistema de excitação apresentaram ter um valor desprezível se relacionado às horas de operação tanto como compensador quanto como gerador, uma vez que o mesmo sistema é utilizado para ambos os estados operativos.

As escovas, que possuem a finalidade de efetuar a transferência de energia entre o sistema de excitação e a armadura da unidade geradora, apresentam um desgaste natural causado pelo atrito entre as partes fixa e rotativa. Este desgaste é monitorado através de inspeções rotineiras e quando ocorre o fim de sua vida útil, a escova é substituída. Desta

forma, através das medições de comprimento efetuadas periodicamente pode-se encontrar o desgaste médio das escovas por hora de operação e então relacioná-lo ao custo de substituição, para que um valor adicional de manutenção causado pelo sistema de excitação possa ser obtido.

- Custo Total Adicional de Manutenção por hora de Operação como Compensador Síncrono:

Considerando os custos adicionais dados pelo sistema de excitação e pelo desgaste das escovas, é possível construir a seguinte equação:

$$C_{CS\_man} = (C_{CS\_MAN\_esc} + C_{CS\_MAN\_ACR}) \times t_{CS} \quad (14)$$

onde:

- $C_{CS\_man}$  é o custo total adicional causado pelo tempo de operação como compensador síncrono (em R\$);
- $C_{CS\_MAN\_ACR}$  é o custo adicional causado por desgastes no sistema de ar de rebaixamento por hora de operação como compensador síncrono (em R\$/hora);
- $C_{CS\_MAN\_exc}$  é o custo adicional, por hora de operação como compensador síncrono, resultante do desgaste das escovas (em R\$/hora).

#### 4.4 CUSTO TOTAL PARA A OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO

Foram apresentadas até agora as fontes que compõem o custo total da operação como compensador síncrono, entretanto esta função está relacionada com o valor da energia elétrica no momento da operação. Conforme as regras de comercialização vigentes, o valor pago pelo MWh pode sofrer alterações em função da condição operativa da usina (se há ou não unidades gerando energia) e em função do valor da energia no mercado de curto prazo (PLD). Agregando todos os custos envolvidos, tem-se que, a função para o custo total durante a operação como compensador síncrono pode ser dada por:

$$f_{CS}(C_{en}, t_{CS}) = ((P_{CS\_total} \times C_{en}) + (P_{eq\_agua} \times C_{TEO}) + C_{CS\_MAN}) \times t_{CS} + (En_{bolha} \times C_{en}) \quad (15)$$

onde:

- $f_{CS}(C_{en}, t_{CS})$  é a função que representa o custo total da operação como compensador síncrono em função do valor da energia no instante da operação e do tempo total de operação como compensador síncrono (em R\$);
- $P_{CS\_total} = P_{motor} + P_{ACR\_rep} + P_{QP} + P_{trafo}$ , potência total consumida durante a operação como compensador síncrono (em MW);
- $P_{eq\_agua} = \left( P_{otimo} \times \frac{Q_{resf}}{Q_{otimo}} \right)$  é a potência equivalente em água dada pela vazão do sistema de resfriamento (em MW);
- $C_{TEO}$  é o valor da TEO naquele instante (em R\$/MWh);
- $C_{en}$  é o preço pago pelo Agente sobre a energia elétrica consumida naquele instante, podendo ser a TEO ou o PLD (em R\$/MWh).

Foi considerado o valor da energia equivalente em água como sendo o da TEO (Tarifa de Energia de Otimização) em função do fato de que o MRE assegura o déficit de geração da usina nas situações hidrológicas desfavoráveis. Entretanto, a economia de água, que resulta em energia armazenada em reservatório, pode significar um custo evitado de investimento em novas usinas para suprir o déficit da produção de energia.

## CAPÍTULO 5

### O PROCESSO DE PARADA E PARTIDA DE UMA UNIDADE GERADORA E SEUS CUSTOS ASSOCIADOS

O processo de parada e partida de uma unidade geradora envolve diversas etapas e depende da funcionalidade de alguns sistemas auxiliares para que seja efetuado com segurança. Na seqüência serão apresentados os detalhes desta operação.

#### 5.1 A PARADA DE UMA UNIDADE GERADORA

A parada de uma unidade geradora, assim como sua partida, deve seguir alguns passos para garantir a segurança da instalação e do próprio sistema elétrico no qual a mesma está conectada. O processo de parada de uma unidade geradora hidráulica de grande porte dotada de turbina Francis segue, normalmente, os seguintes passos principais:

- 1) Retirada de carga, rampa decrescente até atingir a potência de 0 W;
- 2) Abertura do disjuntor de grupo da unidade (unidade desconectada do SIN);
- 3) Desligamento do sistema de excitação da unidade;
- 4) Início do processo de lubrificação forçada do mancal escora quando a rotação for inferior a cerca de 50% da rotação nominal da unidade;
- 5) Aplicação dos freios quando a rotação for inferior a cerca de 15% da rotação nominal;
- 6) Término do processo de lubrificação forçada do mancal escora quando a rotação for nula;
- 7) Fechamento da válvula do sistema de resfriamento;
- 8) Bloqueio da unidade.

Depois de concluída a parada, uma resistência de aquecimento do gerador é ligada, para que a temperatura do mesmo não seja diminuída significativamente e que a umidade do ar no ambiente não seja condensada.

Em situações excepcionais a parada da unidade ocorre pela atuação de alguma proteção do grupo, sem que todos os passos descritos acima sejam executados seqüencialmente, o que pode causar danos à unidade geradora ou alguma perturbação no SIN.

## 5.2 A PARTIDA DE UMA UNIDADE GERADORA

Alguns equipamentos auxiliares devem estar em plenas condições para que haja uma partida segura, logo para o início deste processo algumas pré-condições devem estar satisfeitas. Dentre elas pode-se relacionar (CECCHIN, 2006): Pressão no acumulador ar/óleo; palhetas fechadas; disjuntor de grupo aberto; bloqueios hidráulicos, elétricos e mecânicos rearmados; disjuntor de campo aberto; aterramento do gerador aberto, entre outros. Normalmente para a partida são seguidos os passos da seqüência abaixo:

- 1) Desbloqueio da partida da unidade;
- 2) Abertura da válvula de água de resfriamento;
- 3) Abertura da válvula de isolamento do regulador de velocidade;
- 4) Aplicação dos freios do rotor;
- 5) Partida da bomba de alta pressão do mancal escora;
- 6) Desaplicação dos freios;
- 7) Acionamento do limitador de abertura até marcha a vazio;
- 8) Fechamento do disjuntor de campo quando a rotação for superior a 80%;
- 9) Sincronismo através do fechamento do disjuntor de grupo da unidade.

Depois de serem efetuados os passos descritos acima, a unidade está apta a iniciar sua rampa de carga e assumir a geração programada.

### 5.3 CUSTOS ASSOCIADOS AO PROCESSO DE PARADA E PARTIDA DE UMA UNIDADE GERADORA

Nilsson e Sjelvgren (1997), propuseram como contribuintes para a formação do custo total de uma parada/partida:

- Perdas de água;
- Esforços elétricos e mecânicos causados pelas variações de temperatura;
- Desgastes mecânicos relacionados ao atrito de partes móveis;
- Maior incidência de falhas e recuperações de equipamentos.

No entanto, não foram dados neste trabalho maiores detalhamentos acerca de cada item citado. E, desta forma, foi necessário analisar minuciosamente cada fator proposto, para que então pudesse ser construída uma metodologia que indicasse o valor de uma parada e partida de unidades geradoras. Para isso, foram realizados estudos abrangendo todo o processo, procurando identificar as causas e componentes que ofereciam um custo adicional, sendo que as causas encontradas para compor o custo final foram:

- Perdas de água adicionais durante a partida;
- Desgastes dos equipamentos associados aos subsistemas de:
  - Frenagem e Levantamento; e
  - Lubrificação forçada;
- Redução da Vida Útil do Enrolamento Estatórico do Gerador;
- Energia Elétrica – Resistência de Aquecimento do Gerador.

Também foi realizado um levantamento acerca da probabilidade de falhas durante a partida, e então foi analisado se isto acarretaria em custos adicionais. Os detalhamentos sobre cada item são dados na seqüência.

### 5.3.1 Perdas Adicionais de Água durante a Partida

A unidade geradora atravessa dois períodos distintos durante a partida. No primeiro, a unidade, que inicialmente encontra-se em repouso, é acelerada até atingir sua rotação nominal. Em um segundo momento, a unidade já em rotação nominal, aguarda o comando de sincronismo, que pode ser feito de forma automática ou manual. Somente a partir deste instante a unidade se encontra conectada ao SIN e pode iniciar sua tomada de carga.

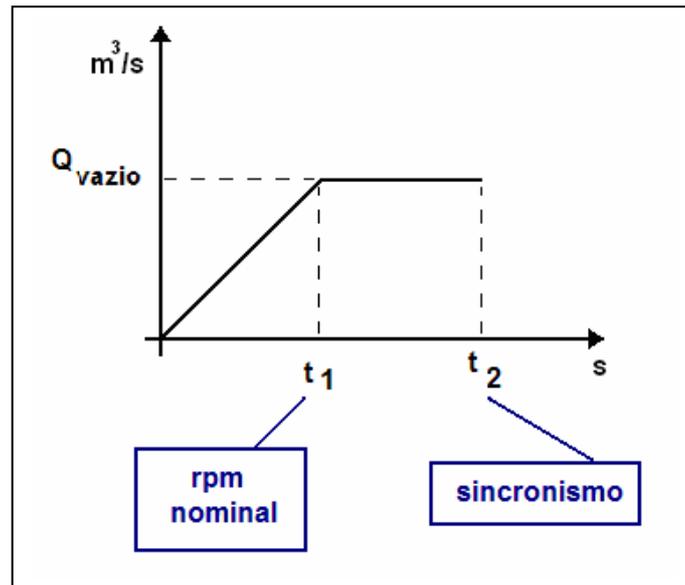
Durante a realização deste processo, a unidade consome uma certa quantidade de água, necessária para que o conjunto turbina-gerador seja levado à condição de sincronismo. Este volume de água é desperdiçado, ou seja, há um certo deplecionamento do reservatório sem que haja a produção efetiva de energia elétrica.

Caso a unidade não tivesse sido desligada, este consumo de água não existiria, desta forma é necessário mensurar o volume consumido para que então possa ser convertido em energia equivalente em água.

O cálculo para se determinar o volume de água consumido durante este processo pode ser realizado através do levantamento do tempo médio gasto em cada fase do processo e também da vazão consumida para se manter a unidade geradora rodando a vazio (sem carga). Ou seja, registra-se o tempo, desde o momento de início de abertura das palhetas do distribuidor até o momento em que é atingida a rotação nominal, onde é concluída a primeira fase do processo. E para a segunda fase, registra-se o intervalo de tempo entre o momento em que foi atingida a rotação nominal e o sincronismo da unidade. A Figura 18 ilustra as fases do processo, onde foram feitas as seguintes considerações:

- A vazão turbinada para se manter a unidade em rotação nominal a vazio (sem carga), é de 10% da vazão à potência nominal;

- A abertura das palhetas, e com isso a vazão turbinada, apresenta uma aceleração linear até que a unidade atinja a rotação nominal, a partir daí estabiliza-se o grau de abertura das palhetas e, conseqüentemente, a vazão consumida até que o sincronismo seja efetuado.



**Figura 18:** Representação do comportamento da unidade geradora durante a partida

Tem-se então que o volume total pode ser dado por:

$$vol = Q_{vazio} \left[ t_2 - \frac{t_1}{2} \right] \quad (16)$$

onde:

- $vol$  é o volume total de água consumido durante o processo (em  $m^3$ );
- $Q_{vazio}$  é a vazão média consumida pela unidade para que seja mantido o giro na rotação nominal sem carga (em  $m^3/s$ );
- $t_1$  e  $t_2$  são os tempos para que a rotação nominal seja atingida e o sincronismo seja efetuado, respectivamente (em  $s$ ).

A partir disso, é possível encontrar o tempo total em que o volume ( $vol$ ) poderia suprir o engolimento da turbina durante a operação como gerador, quando na condição de maior rendimento:

$$t_{eq} = \frac{vol}{Q_{ótima}} \quad (17)$$

onde:

- $t_{eq}$  é o tempo equivalente em que o volume de água  $vol$  poderia suprir a turbina durante a geração de energia, considerando a unidade operando como seu ponto de maior rendimento (em s);
- $Q_{ótima}$  é a vazão turbinada pela unidade quando operando como seu ponto de maior rendimento (em  $m^3/s$ ).

De posse do tempo  $t_{eq}$  (transformado em horas) é possível encontrar o montante de energia equivalente em água consumido no processo:

$$En_{pp\_eq\_agua} = P_{ótimo} \times t_{eq} \quad (18)$$

onde:

- $En_{pp\_eq\_agua}$  é a energia equivalente em água consumida pela unidade durante a partida (em  $MWh$ );
- $P_{ótimo}$  é a potência da unidade operando como seu ponto de maior rendimento (em  $MW$ ).

### 5.3.2 Consumo de Energia Ativa – Resistência de Aquecimento

Durante todo o intervalo de tempo em que a unidade geradora permanece desligada, um sistema composto por resistências de aquecimento localizado dentro do barril do gerador é ligado. A função deste sistema é de evitar a condensação de água no ambiente evitando danos ao equipamento. A potência ( $P_{aq}$ ) deste sistema de aquecimento pode variar de instalação para instalação, isto em função das características de cada grupo gerador. A energia consumida é função do tempo em que a unidade permanecer desligada.

### 5.3.3 Custos de Manutenção

A metodologia empregada para a estimação dos custos adicionais de manutenção resultantes de uma parada/partida foi a mesma empregada para a operação como compensador síncrono. Ou seja, foi baseada em uma análise minuciosa dos subsistemas participantes desta operação e identificados os componentes que sofrem um desgaste adicional.

Com isso, pode ser realizado um levantamento dos gastos totais durante um intervalo de tempo suficientemente longo de cada subsistema e então relacionar este valor com o número de paradas durante este intervalo, encontrando uma estimativa para o valor médio por parada para cada sistema pesquisado. Os subsistemas que apresentaram ter uma relação com a parada/partida foram:

- Sistema de lubrificação forçada;
- Sistema de frenagem e levantamento.

O estudo buscou valorar este desgaste em função do número de paradas/partidas, ou seja, quanto custaria desligar a unidade uma única vez. Na seqüência será detalhado cada sistema e a metodologia empregada para se chegar ao valor final.

#### - Sistema de Lubrificação Forçada:

Verifica-se, através dos guias de manutenção e do histórico de gastos neste sistema, que a maior parcela da composição final dos gastos está relacionada com inspeções de rotina que são realizadas de forma periódica, ou seja, gastos com mão-de-obra, e não com a substituição de peças ou componentes. Portanto, haverá valores referentes à mão-de-obra independentemente da necessidade de substituição de componentes e por isso foram desconsiderados.

Segue então que, efetuando uma relação entre o montante gasto com peças de reposição durante um intervalo de tempo suficientemente longo e o número de paradas/partidas chega-se a um valor médio sobre a parcela de custo deste sistema na composição final.

#### - Sistema de Frenagem:

O sistema de frenagem tem como função executar a frenagem da máquina em situações “normais” ou em situações de “emergência”. Os custos decorrentes de uma frenagem estão diretamente relacionados aos desgastes das lonas de freio, à substituição de outros componentes do sistema e às inspeções periódicas para verificação das condições do equipamento, sendo que estas ocorrem independentemente do número de paradas.

Seguindo a metodologia empregada no sistema de lubrificação forçada, tem-se que o valor médio adicional resultante de uma parada/partida é uma relação entre o montante gasto com substituições de equipamentos durante um intervalo de tempo suficientemente longo e o número de paradas neste período.

Adicionalmente, tem-se o desgaste das lonas de freio, sendo este o mais significativo. Neste caso, através do histórico de substituições é possível determinar a quantidade média de paradas para que as lonas de freio necessitem ser substituídas, e deste modo, fazendo uma relação entre o valor referente à substituição e o número de paradas que o material suporta, encontra-se um valor médio por parada. Verifica-se portanto, que o custo médio por parada referente ao sistema de frenagem é composto por dois componentes, as lonas de freio e os desgastes com manutenções do sistema.

#### 5.3.4 Redução de Vida Útil do Enrolamento Estatórico do Gerador

Sistemas isolantes de unidades geradoras são compostos geralmente por mica com fita isolante impregnada com asfalto, poliéster, epoxy ou resina epoxy modificada. Estes materiais se deterioram com o tempo e com as condições de operação. Alguns dos fatores que contribuem para acelerar este processo de degradação são, segundo Hara, *et al* (1994):

- Esforço Térmico: Altas temperaturas causam modificações químicas irreversíveis no isolamento. Estas alterações podem ser detectadas com perda de massa (produtos voláteis), diminuição do brilho, alterações das propriedades mecânicas, etc.

- Esforço Elétrico: O processo de degradação é causado por gradientes elétricos no isolamento e/ou pela presença de imperfeições na fabricação, produzindo descargas parciais que resultam em enfraquecimento do isolamento.

- Esforço Mecânico: Com a expansão térmica, vibração, força elétrica compressiva, entre outros, pode ocorrer a remoção da proteção anti-corona ou o aparecimento de trincas no isolamento. Este esforço é aumentado com as sucessivas paradas e partidas da máquina.

- Esforços Ambientais: Causados por diferentes tipos de forças através de reações químicas (por exemplo, com o oxigênio) ou acelerando a ação de outros fatores (por exemplo, poeira, contaminação, etc.).

Na prática, todos estes fatores agem em conjunto e são acentuados durante uma parada/partida, pela ação da aceleração e desaceleração do conjunto girante e pela retirada ou tomada de carga do gerador, resultando em esforços elétricos e térmicos. Baseado nestes dados, alguns trabalhos apresentam um tempo de redução da vida útil total do equipamento por processo de parada/partida. Em 1994, T. P. Hara entre outros, publicaram um trabalho onde afirmavam que um processo de parada/partida envelhece o isolamento estatórico em cerca de 10h de operação normal. Já em 1997, Nilsson e Sjelvgren, apresentaram em outro trabalho, uma estimativa de 15h de redução da vida útil do equipamento por parada/partida.

A vida útil total dos hidrogeradores normalmente são superiores a 50 anos (BJORKVOLL E BAKKEN, 2002) e em muitos casos ocorre sua recuperação ou mesmo substituição antes que sua vida útil chegue ao fim. Isto ocorre devido a fatores como a possibilidade de se aumentar a potência do equipamento, ou para que sejam empregadas novas tecnologias que possam acarretar em vantagens ao Agente. Além disso, existem os contratos de concessão, com regras estabelecendo prazos limitados para que o potencial energético do empreendimento seja explorado por determinada empresa, após o fim deste contrato, a concessão poderá ir a novo leilão e deixar de ser explorado pela empresa que detinha este direito. De qualquer forma, é necessário que seja estabelecido um valor para a perda do tempo que o equipamento poderia ser utilizado sem sofrer uma recuperação, ou seja, quanto custaria antecipar um investimento de recuperação para que o mesmo pudesse voltar a ser utilizado.

Neste trabalho foi empregada a metodologia proposta por Bjorkvoll e Bakken, (2002), onde os autores propuseram duas formulações para o cálculo da perda do tempo de vida útil. Uma considerando que haja um procedimento operativo constante, onde as paradas da unidade ocorrem de forma periódica (por exemplo: duas paradas por dia, todos os dias) desta forma, a redução total da vida útil do equipamento pode ser determinada, e então, é possível se calcular um valor médio por parada. Por outro lado, quando não se tem um procedimento estabelecido do número de paradas, ou seja, não se sabe ao longo de um período quantas vezes será

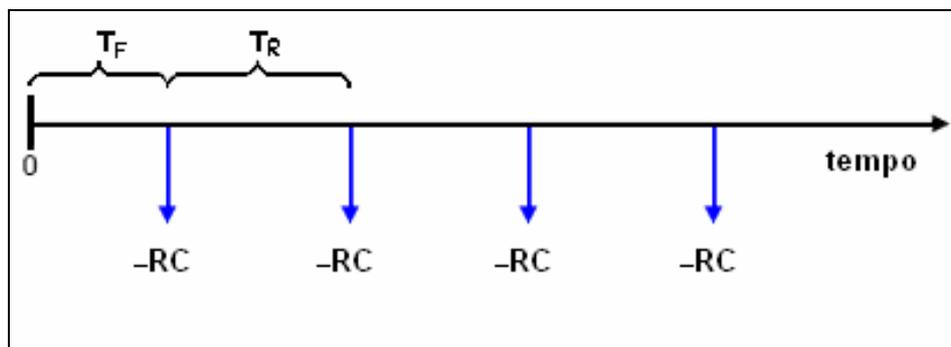
necessário desligar a unidade, deve-se calcular o custo marginal deste desligamento, considerando uma única parada adicional.

Na operação em tempo real, e na formulação do pré-despacho de unidades geradoras, não existe uma previsão que permita estabelecer um número constante de desligamentos, ou seja, isto é dependente de diversos fatores, tais como: condições hidrológicas e necessidade do suporte de reativos ao SIN. Portanto foi utilizada como referência neste trabalho o custo marginal do desligamento.

- Cálculo do Custo Marginal da redução da Vida Útil do Gerador:

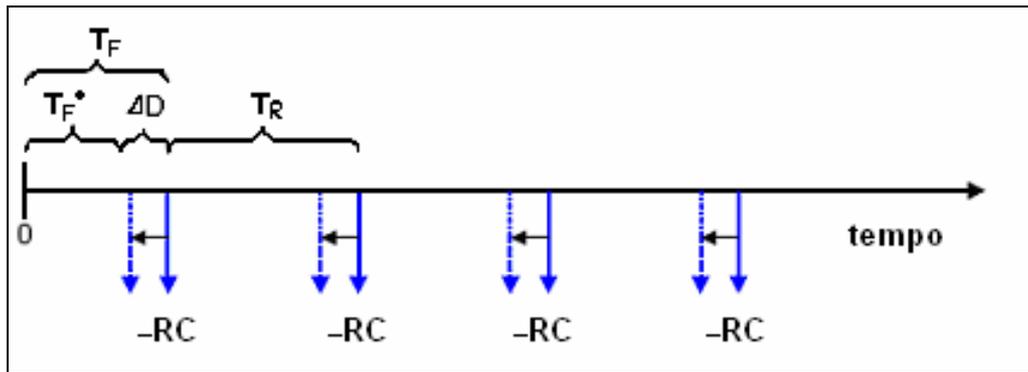
Considerando que o equipamento está em funcionamento já a alguns anos, tem-se que, seguindo um procedimento operacional constante, a próxima recuperação do equipamento irá ocorrer em  $T_F$  anos, e que se mantida esta operação de forma regular, os próximos investimentos em recuperação irão ocorrer periodicamente em um intervalo de  $T_R$  anos ( $T_F \leq T_R$ ), como mostrado na Figura 19.

Adotando então que uma única parada extra da unidade reduzirá o tempo útil de operação do gerador em  $\Delta D$  horas, todas as futuras recuperações também irão ser antecipadas em  $\Delta D$  horas, como mostrado na Figura 20. Ou seja, o resultado calculado deve levar em conta todas as futuras recuperações, e não somente a próxima.



**Figura 19:** Fluxo de caixa representando os futuros pagamentos para a recuperação do equipamento, considerando constante o procedimento operacional (fonte: adaptado de

BJORKVOLL E BAKKEN, 2002)



**Figura 20:** Fluxo de caixa representando os futuros pagamentos para a recuperação do equipamento, considerando que houve uma única parada extra no período operacional (fonte: adaptado de BJØRKVOLL E BAKKEN, 2002)

O tempo de operação  $\Delta D$  é o tempo perdido de operação que a unidade permaneceria em funcionamento. Sabendo que uma unidade geradora não permanece o tempo todo em operação (manutenções, falta de água, etc), deve-se transformar as horas equivalentes de operação em funcionamento  $\Delta D$ , em horas de redução de vida útil, chamada de  $\Delta LT$ . Ou seja, as  $\Delta D$  horas consideradas, são horas de operação adicionadas com a unidade em funcionamento, e as  $\Delta LT$  são as horas equivalentes de vida útil, considerando o tempo ocioso e o número de partidas “normais”, considerados pelo fabricante. Se a unidade operar continuamente, sem paradas, tem-se  $\Delta D = \Delta LT$ . O cálculo para conversão entre o  $\Delta D$  e o  $\Delta LT$  é dado abaixo:

$$\Delta LT = \frac{24 \cdot 365 \cdot \Delta D}{n_0 \cdot \Delta D + \alpha_0 \cdot 24 \cdot 365} \quad (19)$$

onde:

- $\Delta LT$  é o tempo de redução de vida útil equivalente do equipamento, causado por uma parada/partida (em horas);
- $\alpha_0$  é a fração de tempo em que a unidade permanece em operação por ano;
- $n_0$  é o número de partidas por ano em operação “normal”;

- $\Delta D$  é o tempo de operação equivalente em horas por parada/partida.

Como proposto por Bjorkvoll e Bakken (2002), o custo marginal, de uma única parada extra é dado por:

$$CMP = VP_p - VP_0 \quad (20)$$

onde:

- $CMP$  é o custo marginal de uma parada (em  $R\$/parada$ );
- $VP_p$  é o Valor Presente do investimento de recuperação considerando a perda das horas de operação resultantes da parada (em  $R\%$ );
- $VP_0$  é o Valor Presente do investimento de recuperação sem considerar paradas extras da unidade (em  $R\%$ ).

Segundo (LAPPONI, 2000), a definição para se encontrar o VP (Valor Presente) para uma série de capitais, é dada por:

$$VP = RC_1 \times (1 + r_a)^{-t_1/m} + RC_2 \times (1 + r_a)^{-t_2/m} + \dots + RC_n \times (1 + r_a)^{-t_n/m} \quad (21)$$

sendo então:

$$VP = \sum_{j=1}^n RC_j \times (1 + r_a)^{-t_j/m} \quad (22)$$

onde:

- $RC$  é o valor do custo de recuperação do equipamento, valor constante para toda a série;
- $t_j = T \times j$ ;
- $T$  é o período entre os pagamentos, intervalo de tempo entre as recuperações (em anos);
- $j$  é o número de recuperações do equipamento;

- $m=1$ , é o período da taxa de juros  $r_a$ ;
- $r_a$  é a taxa de juros (em %);
- $n=\infty$ , considerando uma série infinita de recuperações.

Sabe-se que uma taxa de juros nominal ( $r$ ) capitalizada continuamente representa uma taxa de juros efetiva anual ( $r_a$ ), sendo ( $r_a > r$ ). A conversão entre  $r$  e  $r_a$  é dada por (CASAROTTO e KOPITTKKE, 1994):

$$1 + r_a = e^r \quad (23)$$

Com isso, tem-se:

$$VP = RC \times \sum_{j=1}^{\infty} e^{-r \cdot T \cdot j} \quad (24)$$

Considerando que o primeiro pagamento acabou de acontecer ou é eminente, a série de pagamentos ocorre com  $j=0$ , e não com  $j=1$ , ou seja:

$$VP = RC \times \sum_{j=0}^{\infty} e^{-r \cdot T \cdot j} \quad (25)$$

Sendo esta uma série infinita de termos quando  $j \rightarrow \infty$  e utilizando o conceito de séries infinitas convergentes:

$$\sum_{n=0}^{\infty} \beta^n = \frac{1}{1 - \beta}, \quad p / |\beta| < 1 \quad (26)$$

Temos que, o valor de toda recuperação futura, considerando que não haverá partidas “extras”, no momento da primeira recuperação será dado por:

$$VP = RC \times \sum_{j=0}^{\infty} e^{-r \cdot T_R \cdot j} = \frac{RC}{1 - e^{-r \cdot T_R}}, \quad (27)$$

Adicionando o período em curso, considerando que a unidade já está em operação a algum tempo, deve-se descontar o tempo remanescente de operação até o fim de sua vida útil ( $T_F$ , momento do próximo investimento), de forma a se obter o Valor Presente da recuperação sem partidas adicionais, sendo então:

$$VP_0 = \frac{RC}{(1 - e^{-rT_R})} \cdot e^{-rT_F} \quad (28)$$

Realizando uma única parada extra, teremos que o único efeito é o de se reduzir o tempo de serviço remanescente  $T_F$  em  $\Delta LT$  horas, ou seja, o novo tempo de serviço remanescente será dado por  $T_F - \Delta LT$  (considerando as unidades na mesma dimensão da taxa de juros). Trazendo esta nova data de recuperação para o valor presente tem-se:

$$VP_p = \frac{RC}{(1 - e^{-rT_R})} \cdot e^{-r(T_F - \Delta LT)} \quad (29)$$

Como o custo de uma parada/partida extra é dado por:

$$CMP = VP_p - VP_0 \quad (30)$$

Chega-se a:

$$CMP = \left( \frac{RC}{(1 - e^{-rT_R})} \right) \cdot (e^{r\Delta LT} - 1) \cdot e^{-rT_F} \quad (31)$$

### 5.3.5 Probabilidade de Falhas durante a Partida

Durante a partida de uma unidade geradora, como já mencionado, algumas pré-condições devem estar satisfeitas e para isso diversos sistemas elétricos, eletrônicos e mecânicos formam uma complexa estrutura hierárquica de funcionamento onde a falha de apenas um simples componente pode resultar em um insucesso do processo.

Em Nilsson e Sjelvgren (1997), é apresentada uma estimativa de 20% de falhas durante o processo de partida, entretanto, executando uma pesquisa no histórico de operação das usinas da COPEL chegou-se a um valor muito inferior, cerca de 2% das tentativas de partidas resultam em algum fracasso. Tem-se ainda que a probabilidade de falhas na unidade está diretamente associada a fatores tais como:

- Procedimentos de manutenção, onde deve haver um comprometimento para que se mantenha uma grande confiabilidade de todos os componentes que podem resultar em falha;

- Preparo da equipe de operação para atuar em caso de problemas e, na medida do possível, intervir para que não haja um insucesso durante a partida;

- Busca constante para a melhoria dos projetos para que sejam solucionadas as principais causas de falhas, evitando que uma falha seja ocasionada por um problema já conhecido.

As principais causas das falhas na partida apuradas estão associadas a pequenos problemas onde a correção dos mesmos não incorre em despesas para o Agente. Além disso, o tempo de retorno da unidade nestes casos é bastante reduzido, não chegando a mais de 30 minutos na maioria dos casos. Desta forma, não foram considerados custos adicionais resultantes de uma falha durante a partida.

Segue então que o principal ônus destas ocorrências está relacionado aos indicadores de desempenho gerenciados pelo ONS e regulamentados pelos procedimentos de rede (módulo 2, submódulo 2.7), o que, de qualquer forma não implica em prejuízos diretos ao Agente, desde que mantidos os índices mínimos estipulados.

#### 5.4 CUSTO TOTAL PARA A PARADA/PARTIDA DA UNIDADE GERADORA

Até agora foram mostradas todas as fontes geradoras do custo total resultante de uma parada/partida (pp) da unidade geradora. Nota-se que a composição de uma função custo total, agregando as causas já citadas para a parada da unidade, sofre pouca influência com o tempo da parada. A única componente dependente do tempo é o consumo de energia do sistema de aquecimento do gerador, sendo ainda, este consumo pouco significativo. A função agregada dos custos é dada por:

$$f_{pp}(C_{en}, t_p) = (En_{pp\_eq\_agua} \times C_{TEO}) + (P_{aq} \times t_p \times C_{en}) + (C_{pp\_MAN} + CMP) \quad (32)$$

onde:

- $f_{pp}(C_{en}, t_p)$  é a função agregada do custo total da parada/partida (em  $R\$/pp$ );
- $En_{pp\_eq\_agua}$  é a energia equivalente em água consumida pela unidade durante a partida (em  $MWh$ );
- $P_{aq}$  é a potência da resistência de aquecimento (em  $MW$ );
- $t_p$  é o tempo total em que a unidade permanece desligada (em *horas*).
- $C_{pp\_MAN} = C_{pp\_MAN\_LUB} + C_{pp\_MAN\_LONAS} + C_{pp\_MAN\_FREN}$  é todo o gasto adicional com manutenção, sist. de lubrificação, sist. de frenagem e lonas de freio (em  $R\$/pp$ );
- $CMP$  é o custo marginal de uma parada/partida (em  $R\$/parada$ ).
- $C_{TEO}$  é o valor da TEO naquele instante, em função do risco hidrológico ser assumido pelo MRE (em  $R\$/MWh$ );
- $C_{en}$  é o preço pago pelo Agente sobre a energia elétrica consumida naquele instante (em  $R\$/MWh$ ).

## CAPÍTULO 6

### O PRÉ-DESPACHO DE UNIDADES GERADORAS

Como já apresentado, o planejamento da operação é dividido em horizontes de tempo (Longo, Médio e Curto Prazos) de forma a se buscar um melhor aproveitamento energético dos reservatórios que compõem o parque gerador nacional.

Como resultado de todas as etapas do planejamento, são definidas as metas de geração para cada usina hidrelétrica em um horizonte semanal. E com o intuito de atender estas metas semanais estabelecidas, são criados os programas diários da operação (pré-despacho), onde os Agentes Geradores em conjunto com o ONS estabelecem, para cada intervalo de 30 minutos, os valores de geração por usina e suas unidades geradoras. Nesta fase, cada Agente negocia sua curva de geração por intervalo de tempo. Desta forma é possível que sejam construídos, pelo Agente, modelos matemáticos que representem seu parque gerador com detalhes de cada usina, para que com isso, possibilite um despacho otimizado de geração, visando um melhor aproveitamento de seus recursos e também a preservação de seus equipamentos.

Neste trabalho, nos capítulos anteriores, foram apresentados os custos operacionais decorrentes tanto da partida e parada, quanto da operação como compensador síncrono, além disso, foi apresentada a regulamentação vigente acerca da prestação do serviço ancilar de suporte de reativos e a formulação para compor as perdas energéticas do processo de geração. Com base nisso, foi desenvolvido um modelo de otimização que passou a integrar a heurística de solução para o problema do pré-despacho.

Após ser definido o programa diário de geração, o mesmo é encaminhado para a equipe de operação para ser executado. Entretanto, podem ocorrer alterações de carga e demanda ao longo do dia, o que torna necessário alguns ajustes em tempo real do programa de geração planejado. Desta forma, foi desenvolvido ainda um modelo de auxílio à tomada de decisões com o intuito de fornecer um subsídio técnico-econômico para a equipe de operação em tempo real visando o cumprimento das novas regras estabelecidas para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativos da maneira mais econômica para a empresa.

## 6.1 O PRÉ-DESPACHO

O problema do pré-despacho consiste basicamente em determinar previamente os valores de geração por usina e por unidade geradora, para cada intervalo de tempo (30 minutos) ao longo de um período (geralmente 1 dia), buscando uma otimização energética e a preservação dos equipamentos, de forma que sejam atendidas as metas de geração, a curva de carga própria, e os intercâmbios previstos, além de respeitar as restrições elétricas e operacionais do sistema.

A solução deste problema tem sido tema de diversos trabalhos publicados ao longo dos últimos anos (SALMAZO E SOARES, 1995; SANTOS, 2001; ARCE, 2006) e possuem em comum a separação do problema em dois subproblemas: o despacho de geração por usina e o despacho das unidades geradoras de cada usina, onde a técnica de solução apresentada é dada por uma heurística combinada ao método de relaxação Lagrangeana.

Neste trabalho foi empregada a formulação e o método de solução apresentado em Salmazo (1997) e que vem sendo utilizado no sistema de produção da COPEL, integrando a este, um algoritmo baseado em programação dinâmica para definir o conjunto de unidades geradoras que deverá ser operado como gerador e como compensador síncrono ao longo do período, tendo como critérios os custos de parada e partida e da operação como compensador síncrono, bem como a remuneração pela prestação do serviço ancilar de suporte de reativos.

## 6.2 A FORMULAÇÃO GERAL DO PROBLEMA

O problema busca a minimização econômica das perdas decorrentes do processo de geração de energia e também dos custos operacionais decorrentes do número de paradas e partidas e da operação como compensador síncrono, descontando a remuneração pela prestação do serviço ancilar de suporte de reativos, de forma que sejam atendidas as metas de geração por usina, os limites operativos das unidades geradoras e a carga prevista do sistema. Com isso, a função objetivo do problema pode ser escrita como:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nu} \left\{ \sum_{j=1}^{nm} \left\{ \begin{aligned} & (C1_i \times f(pm_{i,j}^t)) \\ & + (C2_{i,j} \times |z_{i,j}^t - z_{i,j}^{t-1} + y_{i,j}^t - y_{i,j}^{t-1} + g_{i,j}^t - g_{i,j}^{t-1}|) \\ & + (C3_{i,t}^t \times y_{i,j}^t) \\ & - ((TSA \times q_{i,j}^t - C4_{i,j}^t) \times g_{i,j}^t) \end{aligned} \right\} + (C1_i \times f(p_i^t)) \right\} \quad (33)$$

Sujeito a:

- Atendimento das metas de geração por usina:

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = \bar{p}_i \quad \forall i \quad (34)$$

- Atendimento à carga total:

$$\sum_{i=1}^{nu} p_i^t = d^t \quad \forall t \quad (35)$$

- Atendimento à demanda da prestação do serviço ancilar de suporte de reativos:

$$\sum_{j=1}^{nm} q_{i,j}^t \leq w_i^t \quad \forall i, t \quad (36)$$

- Restrições Operativas:

$$z_{i,j}^t \times pm_{i,j}^{\min} \leq pm_{i,j}^t \leq z_{i,j}^t \times pm_{i,j}^{\max} \quad \forall i, j, t \quad (37)$$

$$g_{i,j}^t \times q_{i,j}^{\min} \leq q_{i,j}^t \leq g_{i,j}^t \times q_{i,j}^{\max} \quad \forall i, j, t \quad (38)$$

$$z_{i,j}^t + y_{i,j}^t + g_{i,j}^t \leq 1 \quad \forall i, j, t \quad (39)$$

$$\sum_{j=1}^{nm} pm_{i,j}^t = p_i^t \quad \forall i, t \quad (40)$$

onde:

- $f(pm_{i,j}^t)$  é a função de perdas do processo de geração associada a cada unidade geradora  $j$ , da usina  $i$ , durante o intervalo de tempo  $t$ , sendo considerada a perda de rendimento do conjunto turbina-gerador e a perda hidráulica do conduto (em  $MWh$ );
- $f(p_i^t)$  é a função de perdas do processo de geração associada a usina  $i$  durante o intervalo de tempo  $t$ , sendo considerada a perda pela elevação do nível de jusante (para usinas com turbinas afogadas) e/ou, quando houver, a perda hidráulica do conduto conjunto de todas as unidades geradoras (em  $MWh$ );
- $C1_i$  é a valoração econômica das perdas de energia ocasionadas durante o processo de geração da usina  $i$  (em  $R\$$ );
- $C2_{i,j} = (f_{pp} / 2)$  é o custo da parada ou da partida da unidade geradora  $j$  da usina  $i$  (em  $R\$$ );
- $C3_{i,j}^t = f_{cs}(C_{en}, t_{cs})$  é o custo referente à operação como compensador síncrono, quando operando de forma não remunerada (LCC), da unidade geradora  $j$  da usina  $i$  durante o intervalo de tempo  $t$  (em  $R\$$ );
- $C4_{i,j}^t = C3_{i,j}^t - (P_{motot} \times C_{en} \times t_{cs})$  é o custo da operação como compensador síncrono quando da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo, dado por  $C3_{i,j}^t$  descontando o consumo do motor síncrono (em  $R\$$ );
- $TSA$  é a Tarifa de Serviço Ancilar (em  $R\$/Mvarh$ );
- $p_i^t$  é a potência despachada na usina  $i$  durante o intervalo de tempo  $t$  (em  $MW$ );
- $\bar{p}_l$  é a meta de geração para a  $l$ -ésima usina (em  $MWh$ );
- $d^t$  é a demanda de potência ativa do sistema durante o intervalo de tempo  $t$  (em  $MW$ );
- $w_i^t$  é a demanda de potência reativa da usina  $i$  para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativo durante o intervalo de tempo  $t$  (em  $Mvar$ );
- $q_{i,j}^t$  é a potência reativa fornecida pela unidade  $j$  da usina  $i$  operando como compensador síncrono para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativo durante o intervalo de tempo  $t$  (em  $Mvar$ );
- $pm_{i,j}^t$  é a potência produzida na unidade geradora  $j$  da usina  $i$  no intervalo de tempo  $t$  (em  $MW$ );

- $pm_{i,j}^{\min}, pm_{i,j}^{\max}$  são a potência mínima e máxima, respectivamente, produzida na unidade geradora  $j$  da usina  $i$  (em  $MW$ );
- $q_{i,j}^{\min}, q_{i,j}^{\max}$  são a potência reativa máxima e mínima, respectivamente, que pode ser produzida pela unidade geradora  $j$  da usina  $i$  durante a operação como compensador síncrono (em  $Mvar$ );
- $z_{i,j}^t$  é uma variável booleana que assume “1” quando a unidade geradora  $j$  da usina  $i$  está operando como gerador durante o intervalo de tempo  $t$ , e assume “0” caso a unidade esteja em outro estado operativo;
- $y_{i,j}^t$  é uma variável booleana que assume “1” quando a unidade geradora  $j$  da usina  $i$  está operando como compensador síncrono de forma não remunerada (LCC) durante o intervalo de tempo  $t$ , e assume “0” caso a unidade esteja em outro estado operativo;
- $g_{i,j}^t$  é uma variável booleana que assume “1” quando a unidade geradora  $j$  da usina  $i$  está operando como compensador síncrono de forma remunerada (LCS) durante o intervalo de tempo  $t$ , e assume “0” caso a unidade esteja em outro estado operativo.
- $T$  é o número total de períodos;
- $nm$  é o número de unidades geradoras disponíveis da usina  $i$ ;
- $nu$  é o número de usinas do Agente.

O custo da operação como compensador síncrono  $C3_{i,j}^t$  deve ser associado ao momento do despacho da unidade em função da possível variação do valor da energia consumida naquele instante. Tem-se ainda que uma unidade geradora  $j$  da usina  $i$  pode estar em apenas um estado operativo durante o intervalo de tempo  $t$ .

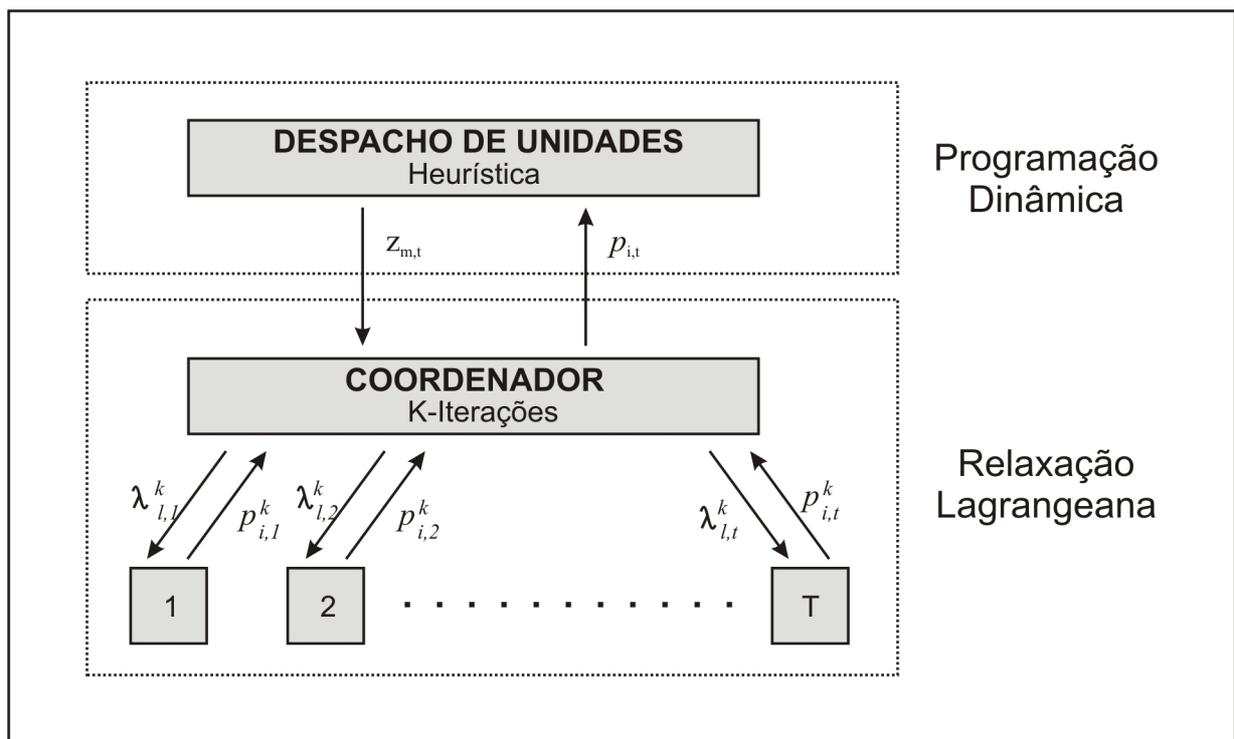
### 6.3 A SOLUÇÃO DO PROBLEMA DO PRÉ-DESPACHO

O problema do pré-despacho pode ser resolvido por meio de uma combinação entre a solução obtida por dois subproblemas, o subproblema do despacho de geração e o subproblema do despacho de unidades, resolvidos de forma separada e iterativa (SALMAZO, 1997; e ARCE, 2006).

A Figura 21 mostra a forma de solução implementada, em um primeiro nível há o subproblema do despacho de unidades, resolvido separadamente para cada usina via

programação dinâmica, cujo objetivo é determinar a melhor configuração de unidades que atende à potência despachada para cada usina. A primeira configuração de unidades, para cada usina, é definida previamente de uma forma que todas as metas e restrições do problema possam ser atendidas. Em um segundo nível encontra-se o subproblema do despacho de geração, que através de um coordenador para a solução via relaxação Lagrangeana, são obtidos os blocos de geração otimizados por usina e por período para uma dada configuração de unidades despachadas.

Conforme é encontrada a distribuição de potência, dada pela solução do subproblema do despacho de geração, uma nova configuração de unidades pode ser obtida com a solução do subproblema do despacho de unidades, que servirá como entrada para que, novamente haja uma redistribuição de potência entre as usinas. Este procedimento heurístico deve ser repetido até que a configuração de unidades encontradas pela solução do subproblema de despacho de unidades coincida com a solução anterior (ARCE, 2006).



**Figura 21:** Procedimento de solução que combina relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica (Adaptado de SALMAZO, 1997)

## 6.4 SUBPROBLEMA DESPACHO DE GERAÇÃO POR USINA

O despacho de geração por usina busca encontrar os valores de geração, discretizados em intervalos de 30 minutos, para cada instalação. Nesta fase de resolução do problema considera-se a usina como uma única unidade geradora, cuja potência total equivale a toda potência disponível na planta. Desta forma é possível tratar o problema como de despacho contínuo, com a característica de ser convexo e não linear (SALMAZO, 1997).

A formulação matemática busca minimizar as perdas do processo de geração, ponderando-as por um valor econômico. A função de perdas é dada pelo procedimento iterativo descrito em 3.1.5.4. Não são considerados nesta etapa os custos operacionais decorrentes de alteração de estados operativos da unidade geradora (partida/parada e operação como compensador síncrono).

A técnica de solução empregada para a resolução deste problema, é baseada em relaxação Lagrangeana, cujo resultado obtido nesta etapa é a definição do bloco de geração por usina e por intervalo de tempo, servindo como entrada para que o subproblema do despacho de unidades geradoras possa determinar qual a melhor configuração que atende o despacho de geração definido.

### 6.4.1 A Solução Adotada para o Subproblema do Despacho de Geração

A solução empregada para a resolução desta etapa do problema foi obtida do trabalho de Salmazo (1997), onde o despacho de geração é resolvido por meio da minimização da função objetivo expressa genericamente por:

$$\min J = \sum_{t=1}^T C_t(x_t) \quad (41)$$

sujeito a:

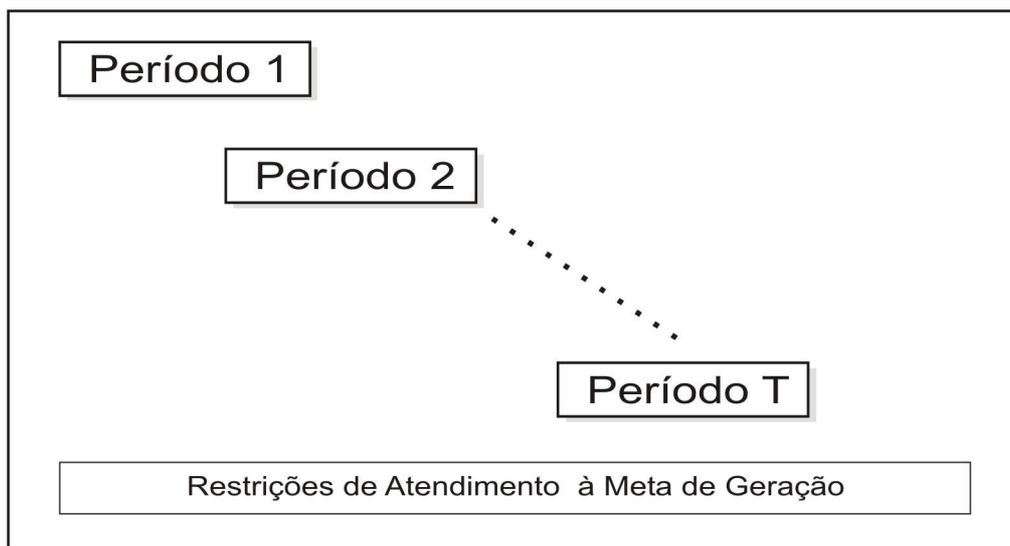
$$\sum_{t=1}^T p_t(x_t) = b \quad (42)$$

$$x_t \in S_t \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (43)$$

onde:

- $C_t(x_t)$  representa o custo em função da decisão de geração no intervalo  $t$  (em R\$);
- $P_t(x_t)$  é a potência gerada em função da decisão de geração ( $x_t$ );

A Equação 42 representa as restrições de acoplamento, que são as metas de geração das usinas, a Equação 43 representa as demais restrições do problema, sendo estas desacopladas no tempo. A Figura 22 exhibe a estrutura de blocos na diagonal, acoplados pelas restrições de atendimento às metas de geração. Para a solução deste problema foi utilizado um método de decomposição baseado na relaxação Lagrangeana, que dualiza o problema em relação às restrições de acoplamento.



**Figura 22:** Estrutura da Matriz de Restrição (SALMAZO, 1997)

A decomposição é dada associando um vetor multiplicador de Lagrange para a restrição de acoplamento, como dado abaixo:

$$L(x, \lambda) = \sum_t C_t(x_t) + \lambda \cdot \left\{ \sum_t p_t(x_t) - b \right\} \quad (44)$$

$$L(x, \lambda) = \sum_t^T \{C_t(x_t) + \lambda \cdot p_t(x_t)\} - \lambda \cdot b \quad (45)$$

Como pode ser visto, o Lagrangeano é aditivamente separável em  $t$ , para um dado valor de multiplicador de Lagrange  $\lambda$ . Sendo assim, sua minimização pode ser obtida de forma independente para cada intervalo de tempo  $t$ .

$$\min_{x_t \in S_t} L_t(x_t, \lambda) = C_t(x_t) + \lambda \cdot p_t(x_t) \quad (46)$$

Denota-se  $x_t(\lambda)$  como o mínimo de  $L_t(x_t, \lambda)$  em  $S_t$  para um  $\lambda$  fixo. Sendo a função  $L_t(x_t, \lambda)$  contínua e convexa em  $S_t$  então haverá uma única solução ótima finita  $x_t(\lambda)$ . A função dual do problema é então:

$$\phi(\lambda) = \min_{x \in S} L(x, \lambda) \quad (47)$$

$$\phi(\lambda) = \sum_t^T \left\{ \min_{x_t \in S_t} L_t(x_t, \lambda) \right\} - \lambda \cdot b \quad (48)$$

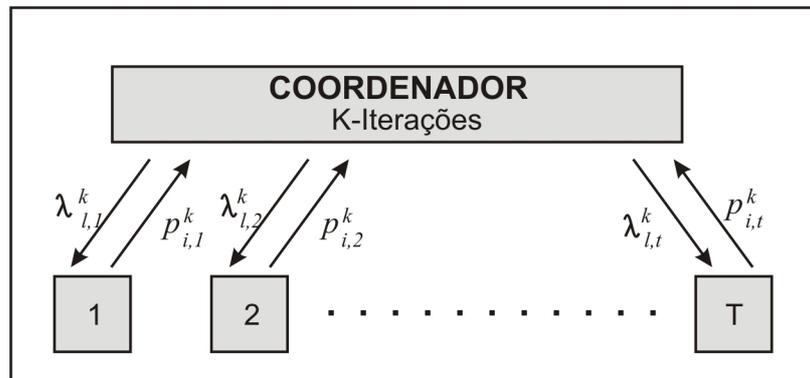
O problema dual consiste na maximização da função dual em relação a  $\lambda$ . Esta maximização pode ser alcançada utilizando um método de otimização onde a informação básica é o gradiente da função dual dado por:

$$\nabla \phi(\lambda) = \sum_t^T p_t(x_t(\lambda)) - b = e(\lambda) \quad (49)$$

O gradiente da função dual é a diferença entre a somatória da potência  $p$  em todos os períodos  $t$  para um  $\lambda$  definido e a meta  $b$ . Com isso, quando se atingir o máximo da função dual terão sido atingidas as metas.

A Figura 23 exhibe o método de solução apresentado em Salmazo (1997), onde existem dois níveis, o superior (coordenador) e inferior (subproblemas). O Coordenador tem por

objetivo maximizar a função dual e os subproblemas visam a minimização, de forma separada, do Lagrangeano.

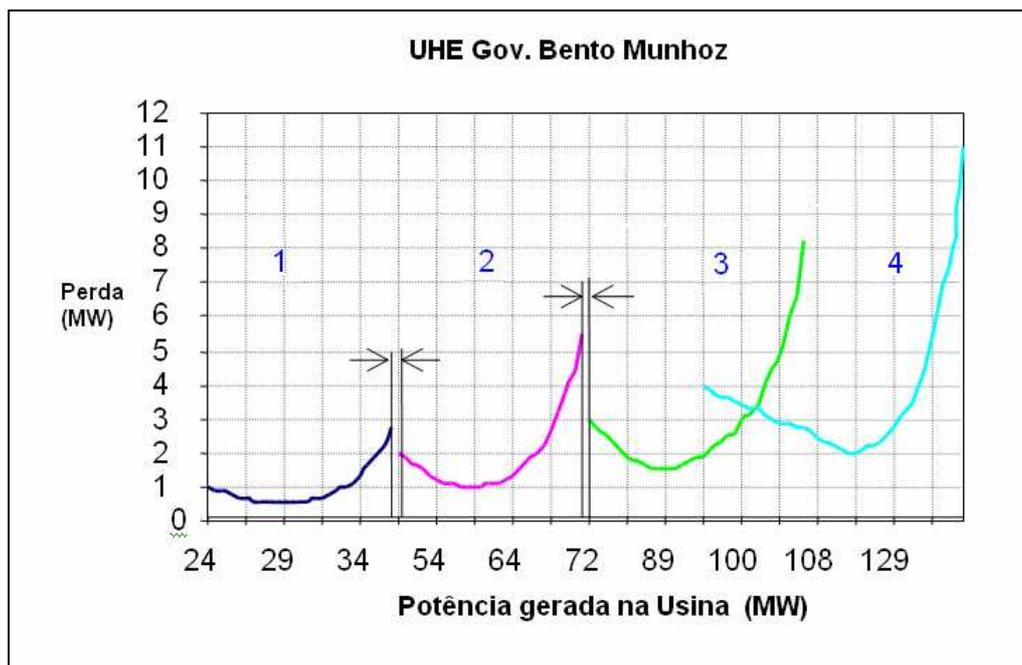


**Figura 23:** Estrutura hierárquica da decomposição (SALMAZO, 1997).

## 6.5 O DESPACHO DE UNIDADES GERADORAS

O problema do despacho de unidades geradoras, parte do princípio de que já há uma previsão de geração definida por intervalo de tempo para cada usina, e com isso, o objetivo torna-se a busca da melhor configuração de unidades que atenda o despacho de geração determinado. A Figura 24 mostra a perda de potência em uma usina em função do número de unidades despachadas.

A resolução deste problema tem sido tratada de formas diferentes pelos pesquisadores, tanto em relação à metodologia utilizada, quanto aos critérios adotados como avaliação de desempenho. Em 1997, Salmazo, C. T. apresentou uma metodologia de solução onde se verifica o conjunto de unidades que atende a geração prevista e, com isso, busca-se a configuração que apresenta a menor perda de potência em função da potência gerada. Em 2001, Santos, E. F., apresentou uma solução baseada em algoritmos genéticos onde foram consideradas as perdas pelo processo de geração e os custos de partida e parada da unidade como indicativos de desempenho. Em 2006, Arce Encina, A. S., apresentou uma metodologia de resolução baseada em programação dinâmica onde associava a cada transição de configuração um valor econômico, mensurado pelo nível de perdas do processo de geração e o custo resultante da alteração do número de unidades geradoras despachadas (partidas e paradas).



**Figura 24:** Perda de potência em função do número de unidades despachadas, UHE GBM (SALMAZO, 1997)

Neste trabalho, além dos critérios de desempenho citados acima, é considerada a possibilidade da operação como compensador síncrono de forma remunerada e não remunerada, para tanto, são definidas outras variáveis de estado para cada unidade geradora, englobando então, todos os possíveis estados operativos de unidades disponíveis ao sistema reconhecidos atualmente pelo ONS (LIG, DCO, LCC e LCS).

#### 6.5.1 A Resolução do Problema do Despacho de Unidades via Programação Dinâmica

A programação dinâmica é uma técnica muito empregada para a solução de problemas de otimização que podem ser modelados por uma seqüência de estados e pode ser aplicada tanto em problemas lineares quanto não lineares (EHRlich, 1982). Devido a esta característica, a solução do problema do despacho de unidades geradoras, que consiste na busca da melhor configuração de unidades que atendem a um despacho de geração determinado para cada usina e para cada período  $t \in T$ , considerando os diversos estados operativos que as unidades geradoras podem permanecer, pode ser obtida utilizando esta técnica de solução (ARCE, 2006; LARSON e CASTI, 1978).

Para a resolução via programação dinâmica é necessário que sejam definidos os “estágios” e os “estados” do problema onde, a cada oportunidade de se tomar uma decisão é associada a um estágio que pode compreender vários estados (EHRlich, 1982).

No modelo utilizado, cada “estágio” corresponde a um intervalo de tempo  $t \in T$  e como variável de “estado” foram consideradas: as unidades geradoras operando como gerador (LIG); as unidades operando como compensador síncrono não remunerado (LCC); e as unidades disponíveis para a operação como compensador síncrono por solicitação do ONS (LCS). Desta forma, a função objetivo deste problema, para cada usina  $i$ , pode ser escrita como:

$$\min \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{j=1}^{nm} \left\{ \begin{array}{l} (C1_i \times f(pm_{i,j}^t)) \\ + (C2_{i,j} \times |z_{i,j}^t - z_{i,j}^{t-1} + y_{i,j}^t - y_{i,j}^{t-1} + g_{i,j}^t - g_{i,j}^{t-1}|) \\ + (C3_{i,j}^t \times y_{i,j}^t) \\ - (R1_{i,j}^t \times g_{i,j}^t) \end{array} \right\} + (C1_i \times f(p_i^t)) \right\} \quad (50)$$

Sujeito a:

- Atendimento à potência despachada por usina por período:

$$\sum_{j=1}^{nm} pm_{i,j}^t = p_i^t \quad \forall i, t \quad (51)$$

- Restrições Operativas:

$$z_{i,j}^t \times pm_{i,j}^{\min} \leq pm_{i,j}^t \leq z_{i,j}^t \times pm_{i,j}^{\max} \quad \forall i, j, t \quad (52)$$

$$z_{i,j}^t + y_{i,j}^t + g_{i,j}^t \leq 1 \quad \forall i, j, t \quad (53)$$

onde:

- $R1_{i,j}^t = (TSA \times q_{i,j}^t - C4_{i,j}^t)$  é a remuneração pelo suporte de reativo prestado pela unidade geradora  $j$  operando como compensador síncrono (LCS), na usina  $i$  definida a produção de reativo  $q_{i,j}^t$  (respeitadas as restrições 36 e 38 da formulação geral) durante o intervalo de tempo  $t$  (em R\$);

Considerando que cada uma das usinas onde esta técnica foi aplicada (UHE's GBM, GNB, GJR e GPS) possuem quatro geradores de mesmas características é possível que cada "estado" dos diversos "estágios" seja composto pelo número de unidades geradoras em cada modo de operação possível (LIG, LCC, LCS e DCO), uma vez que, definida uma prioridade de geração<sup>12</sup>, a alteração de estado operativo vai seguir uma ordem pré-determinada, e as unidades previamente estabelecidas como prioritárias para a geração de energia ativa irão sempre ser as últimas a sofrerem alterações de estados operativos. Isto permite diminuir o número de "estados" por "estágio" se comparado à solução que trata cada unidade geradora de forma independente (todas as combinações possíveis), minimizando-se o esforço computacional para a resolução do problema. Com isso, o montante de geração despachado para a usina  $i$  no intervalo de tempo  $t$  (resultado do subproblema do despacho de geração ( $p_i^t$ )) pode ser distribuído uniformemente entre as unidades geradoras despachadas como LIG (respeitadas as restrições dadas pelas Equações 51, 52, e 53). Portanto, para cada "estado" de todos os "estágios", tem-se:

$$pm_{i,j}^t = \frac{P_i^t}{\sum_{j=1}^{mm} z_{i,t}^t} \quad \forall i, t \quad (54)$$

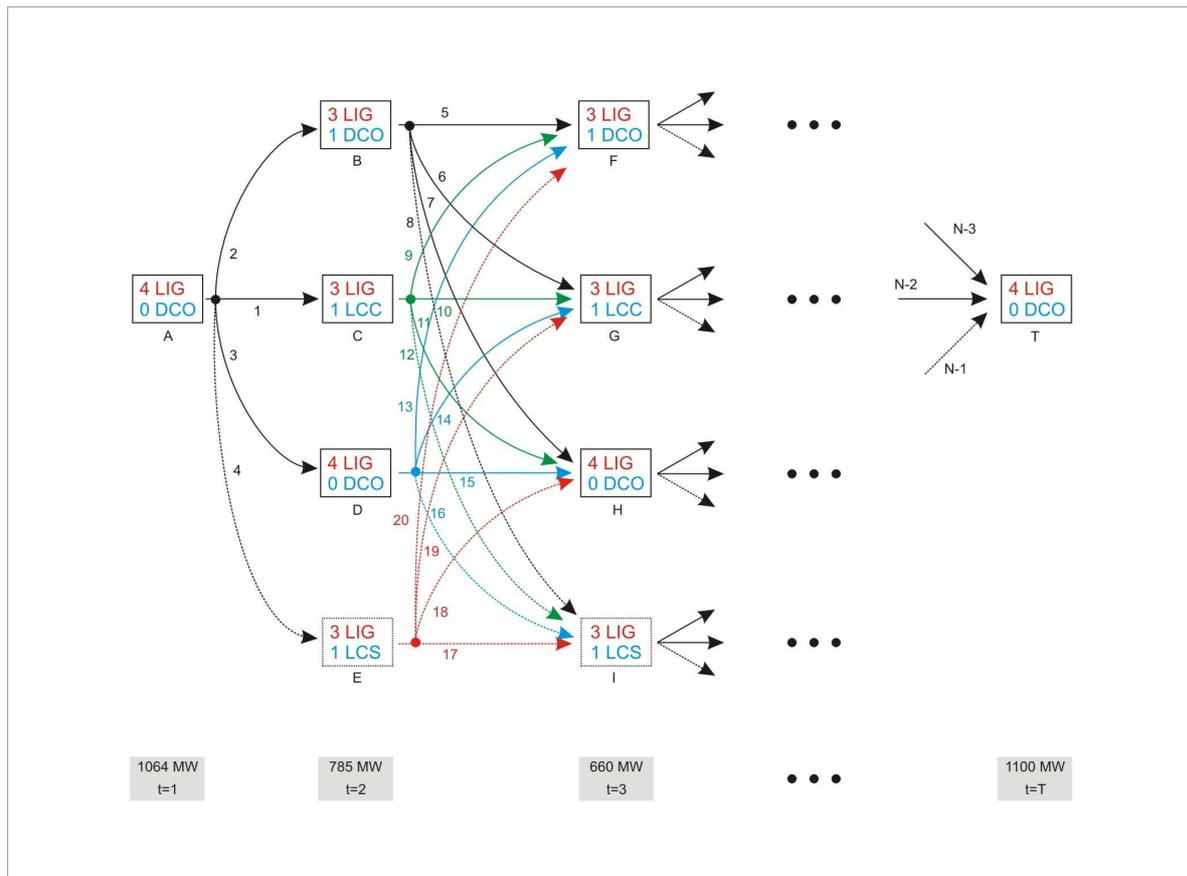
Em função da legislação vigente acerca da prestação do serviço ancilar de suporte de reativo, que não permite uma contratação de demanda prévia de fornecimento de energia reativa, a definição sobre haver ou não unidades disponíveis para prestarem este serviço ancilar pode ser baseada em históricos de operação ou em estudos de fluxo de potência. Com isso define-se previamente para cada período  $t$  um número de unidades que podem ser solicitadas a operarem como compensador síncrono de forma remunerada bem como a potência reativa média que poderá ser fornecida ao SIN por cada unidade, permitindo que a remuneração  $RI$  possa ser estimada e incluída no modelo.

O custo elementar relativo à transição entre os estados de um estágio  $t$  e  $t+1$  é constituído pela soma da função de perda de geração ( $f(pm_{i,j}^{t+1}) + f(p_i^{t+1})$ ) ponderada pela sua valorização monetária atribuída ( $C1_i$ ); do custo associado às partidas/paradas das unidades

---

<sup>12</sup> Sequência definida pela equipe de manutenção que determina a ordem preferencial das unidades geradoras para que sejam mantidas em gerador e interligadas ao SIN em função de restrições nos equipamentos ou horas de operação para que sejam efetuadas manutenções programadas.

geradoras ( $C2_{i,j}$ ); e do custo da operação como compensador síncrono ( $C3_{i,j}^t$ ). Para os períodos definidos pelo Agente, onde é considerada a possibilidade de remuneração pela prestação do serviço ancilar de suporte de reativo, deve-se descontar o valor referente ao recebimento pela prestação deste serviço ( $R1_{i,j}^t$ ). Com isso, é possível que seja construído um diagrama de estados, onde todas as possíveis configurações de unidades estejam incluídas para cada estágio  $t$ , associando a cada arco, o custo elementar de transição.



**Figura 25:** Exemplo de possíveis configurações de unidades que atendem ao despacho de geração definido.

A Figura 25 apresenta um exemplo da estrutura da programação dinâmica implementada onde, dado o despacho de geração por período é construída uma matriz de estados com todas as configurações possíveis que atendem o despacho de geração definido. Nesta figura hipotética, percebe-se que, para uma usina que possua 4 unidades geradoras com as mesmas características, com limites operacionais por unidade variando entre 165 e 315MW, as quatro necessitam estar ligadas como gerador (LIG) no instante  $t=1$  para que os 1064MW

despachados sejam atendidos, já no instante  $t=2$ , três ou quatro unidades geradoras necessitam estar operando como gerador (LIG) para que os 785MW despachados sejam atendidos e com isso existem as seguintes configurações de unidades geradoras possíveis: (3 LIG + 1 DCO; 3 LIG + 1 LCC; e 4 LIG), além disso, uma quarta possibilidade está presente nesta situação, (3 LIG + 1 LCS), no entanto esta configuração só deve existir na matriz caso esta possibilidade seja previamente definida. Seguindo este mesmo raciocínio, é possível montar o diagrama de estados para todos os estágios  $t$  de todo o período  $T$ .

O custo de transição entre os estágios, arcos (1, 2,...,N), é formado pela valoração das perdas do processo de geração, custos de parada e partida, custo da operação como compensador síncrono (LCC) e pela remuneração pelo suporte de reativos (LCS). Por exemplo, o arco 1 (estado A ( $t=1$ ) para o estado C ( $t=2$ )) é formado pela valoração das perdas resultantes da geração de 785 MW com 3 unidades geradoras ( $C1 \times (3 \times f(pm_{i,j}^2) + f(p_i^2))$ ) acrescido do custo da operação como compensador síncrono de uma unidade por um período  $t$  ( $1 \times C3$ ). Já o arco 18 (estado E ( $t=2$ ) para o estado H ( $t=3$ )) é formado somente pela valoração das perdas resultantes da geração de 660 MW com 4 unidades geradoras ( $C1 \times (4 \times f(pm_{i,j}^3) + f(p_i^3))$ ), uma vez que não há partidas ou paradas e nem a operação em LCC prevista neste estado.

Desta forma, considerando  $f_t^*$  o custo mínimo acumulado nos estágios  $t, t+1, \dots, T$ , para um dado estado operativo das unidades geradoras ( $z_j^t, y_j^t, g_j^t$ ), para todo  $j \in nm$ . O resultado final da configuração de unidades é obtido através da solução da Equação 55, recursiva para todo  $t \in T$ , e calculada para todas as configurações de unidades que satisfazem as restrições apresentadas nas Equações 51, 52 e 53.

$$f_t^* = \min \left( \left( \left( \left( C1_i \times f(pm_{i,j}^t) \right) + \left( C2_{i,j} \times |z_{i,j}^t - z_{i,j}^{t-1} + y_{i,j}^t - y_{i,j}^{t-1} + g_{i,j}^t - g_{i,j}^{t-1}| \right) \right) + \left( C1_i \times f(p_i^t) \right) \right) + f_{t+1}^* \right) \quad (55)$$

A configuração do estado inicial das unidades pode ser obtida a partir do programa de geração do dia anterior, e com isso, a matriz de estados passa a ter um estágio  $t=0$  onde o estado operativo das unidades já está definido. O custo de transição entre o estado inicial

(estágio  $t=0$ ) e os possíveis estados do estágio  $t=1$  são calculados da mesma maneira que para os demais arcos da matriz. Foi definido ainda um último estágio ( $t=49$ ) onde o custo de transição entre qualquer estado do estágio  $t=48$  e o único estado do último estágio é nulo.

## 6.6 O PROBLEMA DA TOMADA DE DECISÕES EM TEMPO REAL

O modelo proposto de otimização da programação diária da geração já trás todos os possíveis estados operativos de unidades geradoras disponíveis ao ONS. Entretanto, durante a operação em tempo real algumas alterações deste programa podem ocorrer, fazendo com que a equipe de operadores das usinas seja obrigada a tomar decisões, isto tendo em vista a nova regulamentação acerca da prestação do suporte de reativos por unidades geradoras operando como compensador síncrono. Diante disto, surge a seguinte questão:

*“Qual a melhor decisão a ser tomada no momento da disponibilização da unidade geradora pelo ONS ao Agente, parar a unidade ou mantê-la como compensador síncrono?”*

Esta pergunta pode ser respondida baseando-se em fatores econômicos, ou seja, analisando os custos decorrentes de cada decisão. Nos capítulos 4 e 5 foram apresentadas as fontes geradoras de custos de cada estado operativo e então construída uma função associando o tempo previsto para se manter a unidade naquele estado e o preço da energia naquele instante.

Com algum arranjo matemático é possível que seja definido um tempo de referência, onde os custos de desligar a unidade e de mantê-la como compensador sejam iguais. Este tempo de referência pode servir então como parâmetro para que, dado o tempo previsto para retorno da unidade, a decisão mais econômica seja tomada.

O tempo previsto para que a unidade seja novamente solicitada a operar conforme o despacho do ONS pode ser encontrado com base no programa de geração.

### 6.6.1 Modelo Matemático

O modelo implementado é baseado na construção de duas funções de custo, a função do custo da operação como compensador síncrono e a função do custo da parada. O tempo de referência vai ser dado pelo ponto de intersecção destas funções.

### 6.6.2 Encontrando o Tempo de Referência para a Tomada de Decisão

Dadas as funções de custo, tanto da operação como compensador síncrono (Equação 15), quanto da parada e partida da unidade (Equação 32), existe um tempo  $t_r$  de referência onde as duas se interceptam, e com base nisso, pode ser definida a estratégia de operação mais econômica a ser tomada. Fazendo então  $t_p = t_{cs} = t$ , e considerando que o valor de  $C_{en}$  é o mesmo para as duas funções, é válido que, no ponto de intersecção:

$$f_{CS}(t) = f_{pp}(t) \quad (56)$$

logo, o tempo de referência para subsidiar a tomada de decisão pode ser encontrado por:

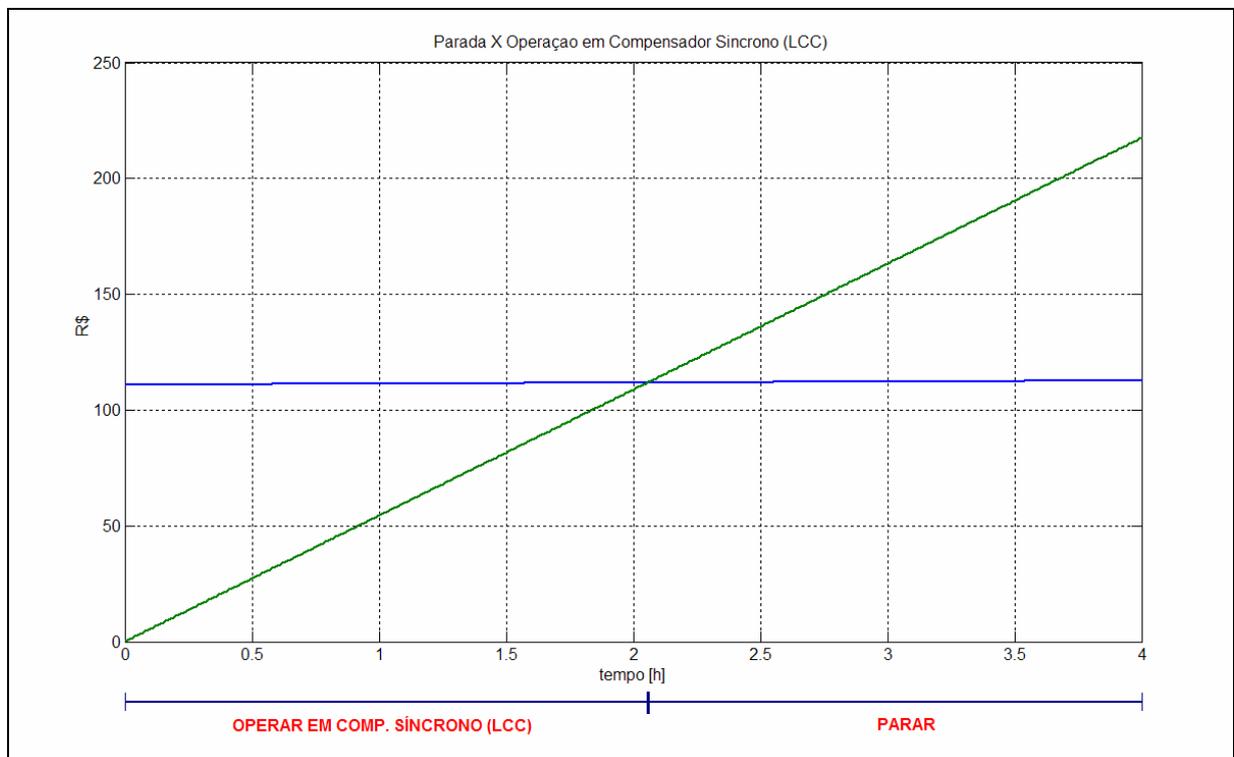
$$t_r(C_{en}) = \frac{(En_{bolha} \times C_{en}) + (En_{pp\_eq\_agua} \times C_{TEO}) + (C_{pp\_MAN} + CMP)}{((P_{CS\_total} - P_{aq}) \times C_{en}) + (P_{eq\_agua} \times C_{TEO}) + C_{CS\_MAN}} \quad (57)$$

Baseado então em uma equação onde a única variável de entrada é o valor da energia naquele instante ( $C_{en}$ ), tem-se que, comparando o resultado da Equação 57 com o tempo previsto para o retorno em operação, seguindo o despacho do ONS (verificado pelo programa de geração), o operador possui uma fundamentação econômica para tomar sua decisão.

O valor de  $C_{en}$ , atualmente, é dado conforme a geração da instalação naquele período de contabilização, ou seja, se ao menos uma unidade geradora da usina estiver operando como gerador, o valor de  $C_{en}$  será igual ao valor de  $C_{TEO}$  (Valor da Tarifa de Energia de Otimização, desconsiderando a parcela de participação da empresa no MRE), uma vez que a energia consumida pela unidade como compensador é abatida da energia líquida

entregue pela planta ao SIN, isto para usinas pertencentes ao MRE. Caso não haja unidades geradoras operando como gerador durante o período de contabilização, o valor de  $C_{en}$  será dado pelo valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), uma vez que a instalação passa a ser considerada uma carga para o Sistema Interligado.

A análise da Equação 57 permite afirmar que, sendo o tempo de retorno ( $t_r$ ) inferior ao tempo de referência encontrado, a alternativa mais econômica é a de se manter a unidade como compensador síncrono. Por outro lado, se o tempo de retorno for superior ao de referência, a alternativa mais econômica é a de se desligar a unidade, como pode ser visto no exemplo dado na Figura 26.



**Figura 26:** Modelo de gráfico com a evolução dos custos da parada/partida (azul) e da operação como compensador síncrono (verde) em função do tempo

## CAPÍTULO 7

### RESULTADOS

Este trabalho apresentou uma metodologia para o cálculo dos custos decorrentes tanto de uma parada/partida de uma unidade geradora quanto de sua operação como compensador síncrono, para que então estes valores, juntamente com a remuneração pelo serviço ancilar de suporte de reativos fossem aplicados em um modelo matemático de otimização cujo objetivo é a definição da potência despachada por máquina de cada usina ao longo de 48 patamares (1 dia decomposto em períodos de 30 minutos), bem como a configuração de unidades geradoras que melhor atende a estes valores de potência definidos. Este trabalho foi baseado nas usinas da Companhia Paranaense de Energia.

Para o caso de haver, durante a operação em tempo-real, alterações do Programa de Geração definido, foi desenvolvido um modelo matemático que, através da simulação da evolução dos custos da parada/partida e da operação como compensador síncrono ao longo do tempo, permite ao operador da usina obter subsídios econômicos para tomar a decisão entre desligar a unidade geradora ou mantê-la operando como compensador síncrono. Isto tendo em vista o tempo em que a unidade irá ficar disponível ao Agente, conforme as regras de despacho do ONS.

Como forma de apresentação, os resultados foram divididos em três partes: Custos de Parada/Partida e Operação como Compensador Síncrono; Pré-Despacho; e Simulação da evolução dos Custos ao Longo do Tempo para Auxílio à Tomada de Decisões em Tempo Real.

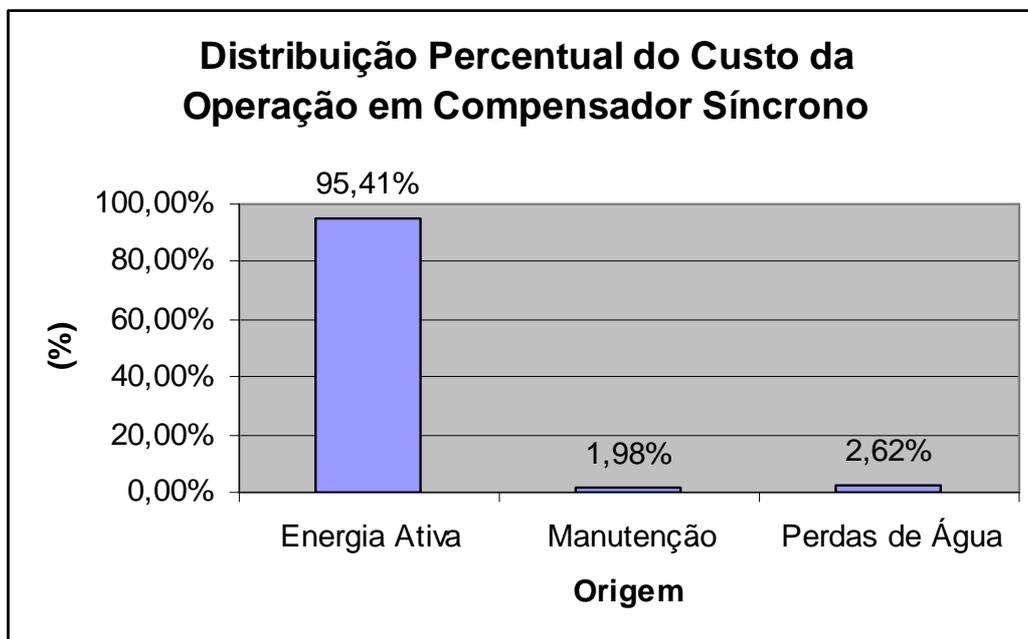
#### 7.1 CUSTOS DE PARADA/PARTIDA E OPERAÇÃO COMO COMPENSADOR SÍNCRONO

##### 7.1.1 Custos da Operação como Compensador Síncrono

No capítulo 4 foram apresentadas as fontes geradoras dos custos da operação como compensador síncrono, bem como uma metodologia para a determinação destes valores. Como mostrado anteriormente, estes custos podem ser divididos em: custos de operação (consumo de

energia ativa e água do sistema de resfriamento); e custos de manutenção de equipamentos (sistema de excitação e compressores de ar de rebaixamento). Os custos operacionais são diretamente proporcionais ao valor da energia no momento da operação, o que torna necessário a atualização deste valor antes da execução da simulação.

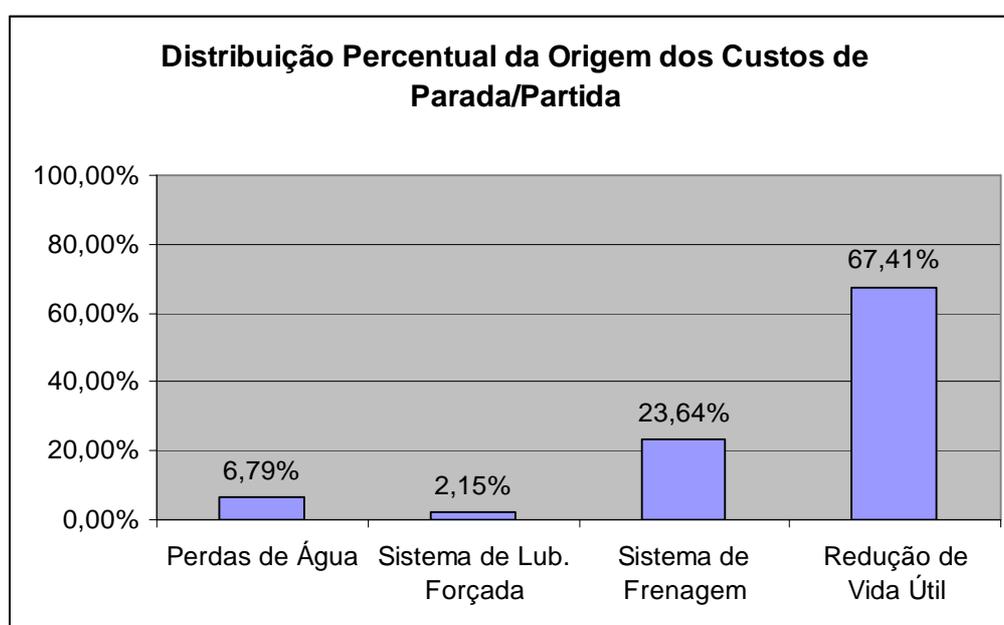
Na Figura 27 é mostrada a distribuição percentual das origens dos custos da operação como compensador síncrono encontrados para a Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (UHE GBM). Todos os valores estão relacionados ao tempo de operação da unidade nesta condição. O valor de  $C_{en}$  (Preço pago pela energia consumida) considerado foi de R\$ 17,59/MWh (dezesete reais e cinquenta e nove centavos por mega-Watt-hora) valor mínimo do PLD. Para este caso, verifica-se que 95,41% do custo total é composto pelo consumo de energia ativa, sendo que, conforme a energia tem seu valor aumentado este percentual tende a se aproximar de 100%, uma vez que as demais fontes geradoras de custos permanecem inalterados. Para se ter uma referência, o valor do PLD médio no ano de 2006 para o submercado Sul foi de R\$ 69,30/MWh (sessenta e nove reais e trinta centavos por mega-Watt-hora).



**Figura 27:** Distribuição percentual da origem dos custos da operação como compensador síncrono para a UHE GBM, considerando o valor da energia em R\$ 17,59/MWh.

### 7.1.2 Custos de Parada/Partida

No capítulo 5 foram apresentadas as fontes geradoras dos custos de parada/partida e também uma forma de obtenção destes valores. Com isso, aplicando-se esta metodologia à UHE GBM, foi obtida a distribuição percentual da origem dos custos, mostrada na Figura 28.

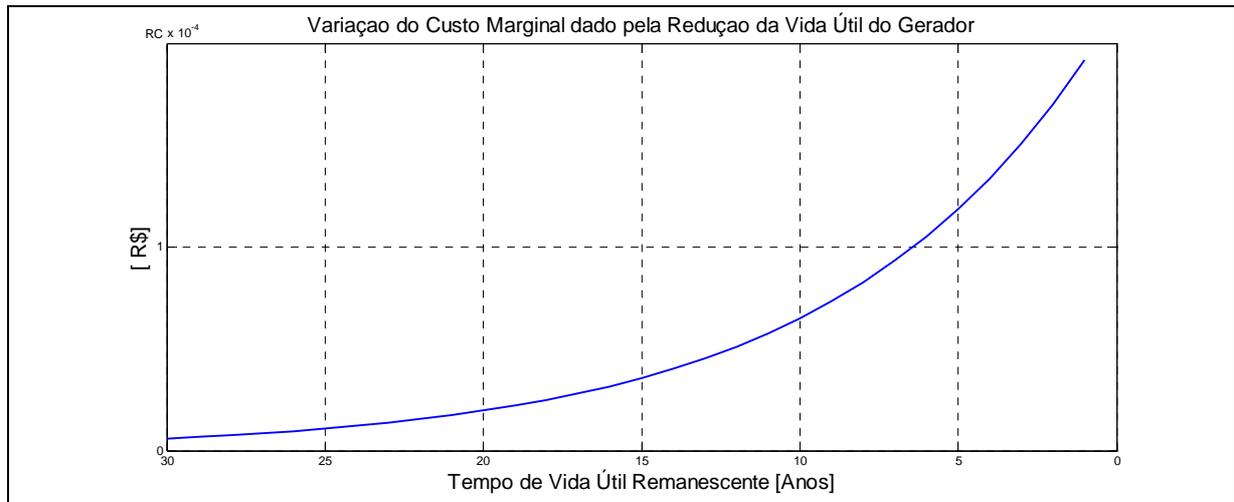


**Figura 28:** Participação percentual da origem dos custos de parada e partida referente às unidades geradoras da UHE GBM.

Como pode ser observado nesta figura, a maior participação na composição final dos custos está relacionada à diminuição da vida útil do equipamento, entretanto, este valor sofre uma variação significativa em função do tempo de vida útil remanescente do equipamento, ou seja, quanto mais próximo do fim de sua vida útil, maior será esta parcela do custo da parada/partida.

A curva mostrada na Figura 29 apresenta a evolução do valor da parcela de custo da parada/partida proveniente da redução de vida útil do equipamento ( $CMP$ ) conforme o mesmo se aproxima do fim de sua vida útil. Neste caso foi considerado o tempo de vida útil total de 57 anos e a vida remanescente partindo de 30 anos.

Desta forma, a apresentação de um valor resultante para o custo de uma parada/partida sofre alterações conforme a previsão de vida útil do equipamento; o tempo e as condições de operação da unidade desde o início de funcionamento; e o valor de RC (Custo de recuperação do equipamento).



**Figura 29:** Variaçào do valor do custo da antecipaçào do investimento resultante de um processo de parada e partida da UG em funçào do tempo de vida útil remanescente do equipamento.

Analisando uma unidade geradora da UHE GBM, conforme os dados apresentados em Hara, *et al* (1994), onde a vida útil total apresentada é prevista em 57 anos de operação, e sabendo que a mesma já está em funcionamento a cerca de 27 anos. Tem-se, considerando uma redução de 10h de operação normal por parada; um valor de recuperação (RC) de R\$ 18.000.000,00 (dezoito milhões de reais); e uma taxa de juros de retorno esperada de 12% a.a., que o custo marginal de uma única parada/partida resultante da diminuição da vida útil (CMP), será de R\$ 74,14 (setenta e quatro reais e quatorze centavos). Caso esta unidade estivesse com 40 anos de operação, este valor seria de R\$ 343,55 (trezentos e quarenta e três reais e cinquenta e cinco centavos), ou seja, 4,63 vezes maior.

As demais fontes geradoras de custo também sofrem alterações em função das particularidades de cada usina, uma vez que tecnologias diferentes podem ter sido empregadas na construção. Com isso, o custo de parada/partida deve ser estudado para cada usina separadamente, levando em conta todos os fatores citados neste trabalho.

## 7.2 O PRÉ-DESPACHO

Conforme apresentado anteriormente, o problema do pré-despacho é resolvido através de um procedimento iterativo que alterna a resolução de dois subproblemas: o Despacho de Geração (DG) e o Despacho de Unidades geradoras (DU).

Os valores dos custos resultantes de cada alteração de estado operativo (parada e partida e operação como compensador síncrono) foram aplicados no subproblema do despacho de unidades geradoras que, juntamente com a remuneração pelo suporte de reativo e com a valoração das perdas energéticas do processo de geração compõem os custos de transição entre os estados dos estágios para a resolução deste subproblema através da programação dinâmica. Este algoritmo foi construído utilizando o ambiente Matlab 7.0. Para a resolução do subproblema do Despacho de Geração foi utilizado o modelo em uso pela COPEL (SALMAZO, 1997).

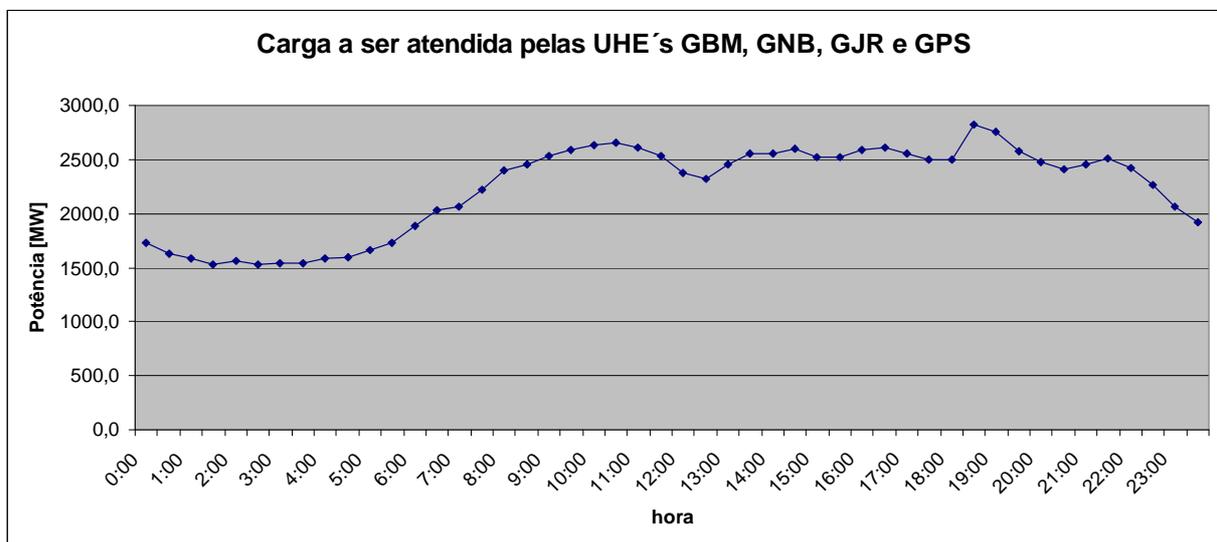
Para a apresentação da eficiência do procedimento implementado, foram realizadas 3 simulações: Na primeira não foram considerados custos de parada e partida e nem da operação como compensador síncrono, também não foi considerada nenhuma possibilidade de remuneração pela prestação do serviço ancilar de suporte de reativo. Na segunda foram considerados os custos de parada, partida e operação como compensador síncrono, mas não foi considerada a remuneração pelo suporte de reativo. Na terceira, além dos custos de parada, partida e operação como compensador síncrono, foram considerados, em alguns períodos onde há a maior necessidade de fornecimento de energia reativa para controle de tensão, um número de unidades com grandes possibilidades de serem solicitadas pelo ONS a operarem como compensador síncrono e serem remuneradas por isso.

Todas as simulações utilizaram a curva de carga de um dia típico de operação do Sistema COPEL, mostrada na Figura 30, onde foi considerada somente a potência total que deveria ser fornecida pela soma das gerações das usinas Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (UHE GBM), Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (UHE GNB), Gov. José Richa (UHE GJR) e Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (UHE GPS). A solução partiu de uma configuração inicial de unidades geradoras que garantiam o atendimento de todas as metas e restrições do problema.

Esta configuração inicial, para as UHE's GBM, GNB e GJR, foi obtida de uma heurística baseada na distribuição ponderada pela meta de cada usina, da geração total a ser atendida (demanda). A seleção de unidades foi dada pelo maior número de geradores que atendiam a participação de cada usina no cumprimento da demanda. Para a UHE GPS foram

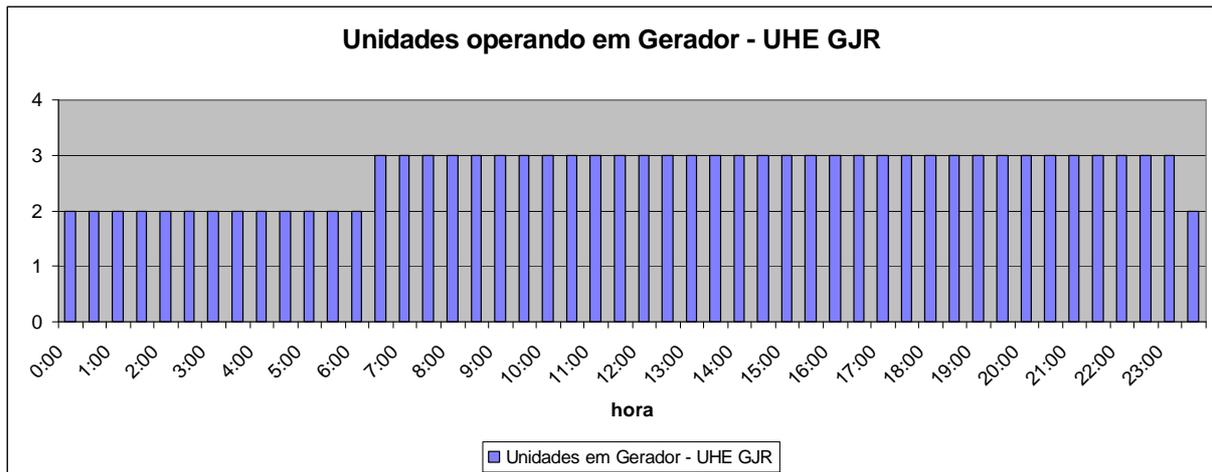
consideradas duas unidades geradoras despachadas em todos os períodos. Com isso, o despacho inicial utilizado como referência para a verificação dos resultados foi obtido com uma única execução do módulo de Despacho de Geração tendo como entrada a configuração inicial de unidades geradoras obtidas através da heurística citada acima.

As perdas energéticas apresentadas foram valoradas ao preço de R\$ 7,47/MWh (sete reais e quarenta e sete centavos por mega-Watt-hora), referente à Tarifa de Energia de Otimização (TEO), vigente no dia 01 de setembro de 2007, isto em função deste ser o significado real das perdas para a empresa. Porém, o ganho para o SIN pode ser interpretado como um custo evitado de investimento para a construção de novas usinas, onde atualmente o preço médio dos leilões de venda de energia nova está em torno de R\$ 115,00 /MWh.



**Figura 30:** Carga a ser atendida pelas UHE's GBM, GNB, GJR e GPS.

Para todas as simulações, a configuração de unidades da UHE GJR, mostrada na Figura 31, não sofreu alterações em relação ao despacho inicial de unidades. Isto ocorreu em função dos limites de operação de cada unidade geradora, que por serem muito estreitos não permitem que mais de uma configuração de máquinas possa atender à potência despachada para a usina. O despacho de unidades da UHE GPS foi considerado constante e igual a 2 (duas) unidades como gerador para todos os períodos. Estas duas usinas tiveram suas perdas reduzidas apenas em função da redistribuição de potência que é resultado do subproblema de Despacho de Geração.



**Figura 31:** Unidades da UHE GJR operando como gerador em cada intervalo de tempo, não houve alteração da configuração entre o despacho inicial e o final em todas as simulações.

### 7.2.1 Simulação 1 – Sem Considerar os Custos de Parada, Partida e Operação como Compensador Síncrono

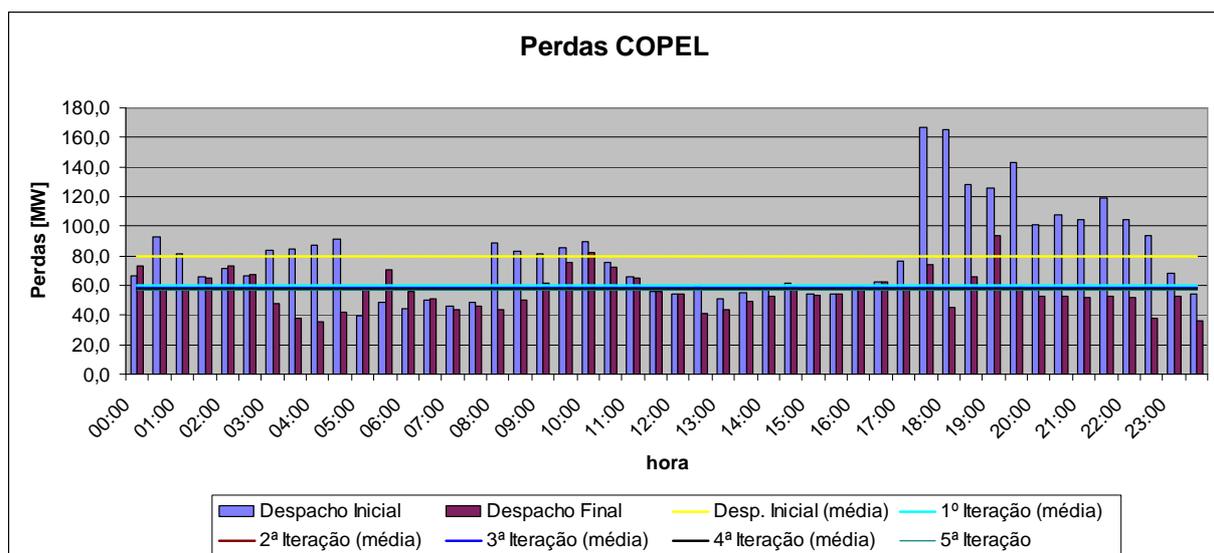
Nesta simulação foram necessárias 5 iterações para que o despacho final fosse obtido. A análise da Tabela 2 permite verificar que houve uma redução bastante significativa na quantidade de perdas durante o processo de geração de energia já no primeiro re-despacho de unidades geradoras, seguindo com uma diminuição menos acentuada a cada iteração até que a configuração final fosse obtida. Percebe-se também que não há uma redução do número de paradas e partidas em relação ao despacho inicial, isto considerando que as unidades não deverão operar como compensador síncrono, ou seja, toda alteração de estado operativo foi considerada como uma parada ou partida. A decisão para se desligar a unidade ou mantê-la como compensador síncrono passa a ser do operador durante a operação em tempo real, devendo ser utilizado, como auxílio, o modelo de simulação da evolução dos custos ao longo do tempo conforme já apresentado. Com isso, o número de partidas e paradas para esta simulação pode ser reduzido, caso a decisão do operador em alguns períodos seja a de se manter alguma unidade operando como compensador síncrono ao invés de desligá-la.

**Tabela 2:** Resultado das iterações para a definição do Pré-Despacho, sem considerar custos entre as alterações de estados operativos para o Sistema COPEL.

	Despacho Inicial	1ª Iteração	2ª Iteração	3ª Iteração	4ª Iteração	5ª Iteração (final)
<b>Perdas</b> [MW <sub>méd</sub> ]	79	59	58	58	57	56
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GBM)</b>	8	4	4	4	2	4
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GNB)</b>	4	10	10	8	8	8
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GJR)</b>	2	2	2	2	2	2

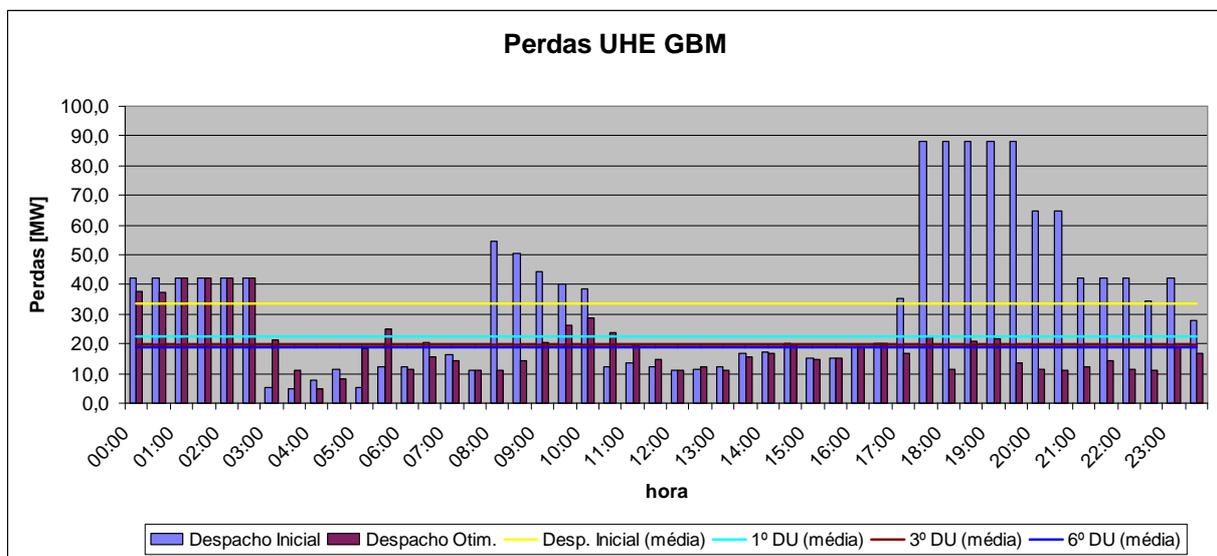
\* Nº P/P é o número de paradas mais partidas das unidades geradoras.

Estes resultados mostram que foi obtida uma redução de 23MW<sub>méd</sub> (29,1 %) ao longo do dia (552 MWh), o que representa uma economia, de R\$ 4.123,44 (quatro mil cento e vinte e três reais e quarenta e quatro centavos). A Figura 32 mostra, nas barras verticais, a distribuição das perdas totais do Sistema COPEL (UHE's GBM, GNB, GJR e GPS) ao longo do dia, tanto para o despacho inicial quanto para o despacho final. Também são mostrados no gráfico, nas linhas horizontais, os valores médios de perdas para as iterações.

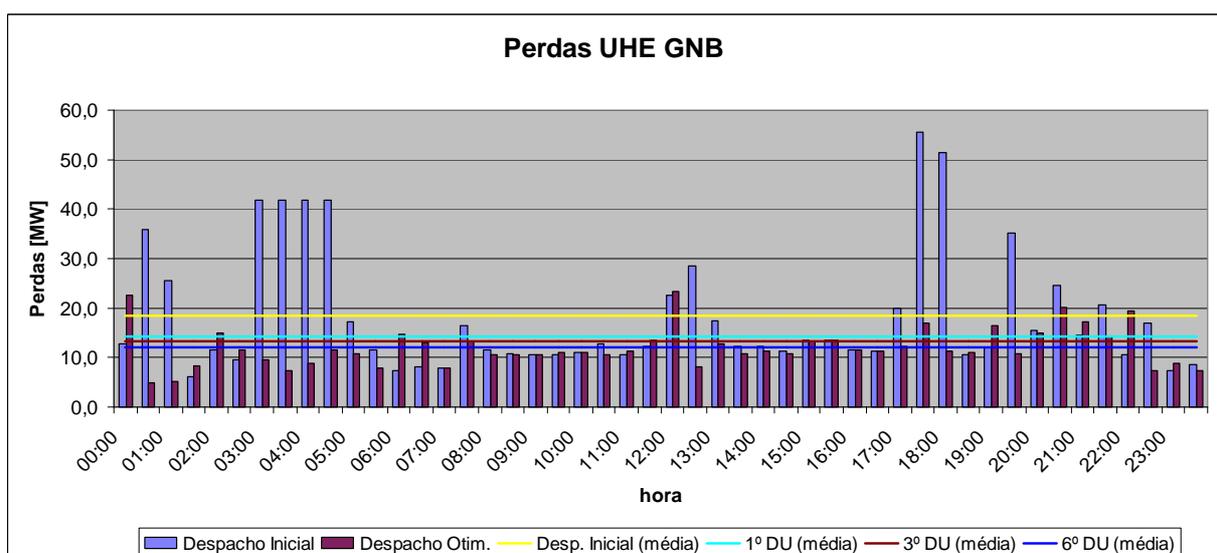


**Figura 32:** Distribuição das perdas durante o processo de produção diário aplicado ao Sistema COPEL sem considerar custos de parada, partida e operação como compensador síncrono.

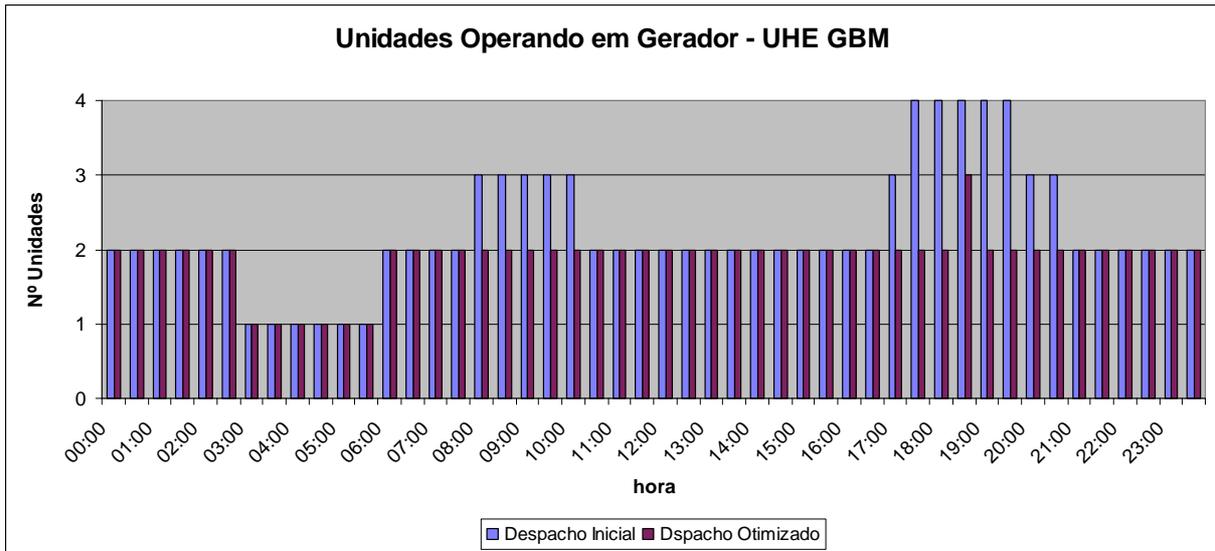
Para a UHE GBM a redução, entre as perdas do despacho inicial e o despacho otimizado foi de 15 MW<sub>méd</sub>, houve também uma redução do número de partidas e paradas, onde ambas passaram de 4 para 2. Para a UHE GNB a redução, entre as perdas do despacho inicial e o despacho otimizado foi de 6 MW<sub>méd</sub>, entretanto, o número de partidas e paradas aumentou, passando, ambas, de 2 para 4. As Figuras 33 e 34 mostram a distribuição das perdas ao longo do dia para as UHE's GBM e GNB, respectivamente. Já nas Figuras 35 e 36 são mostrados o número de unidades geradoras em operação como gerador para as UHE's GBM e GNB.



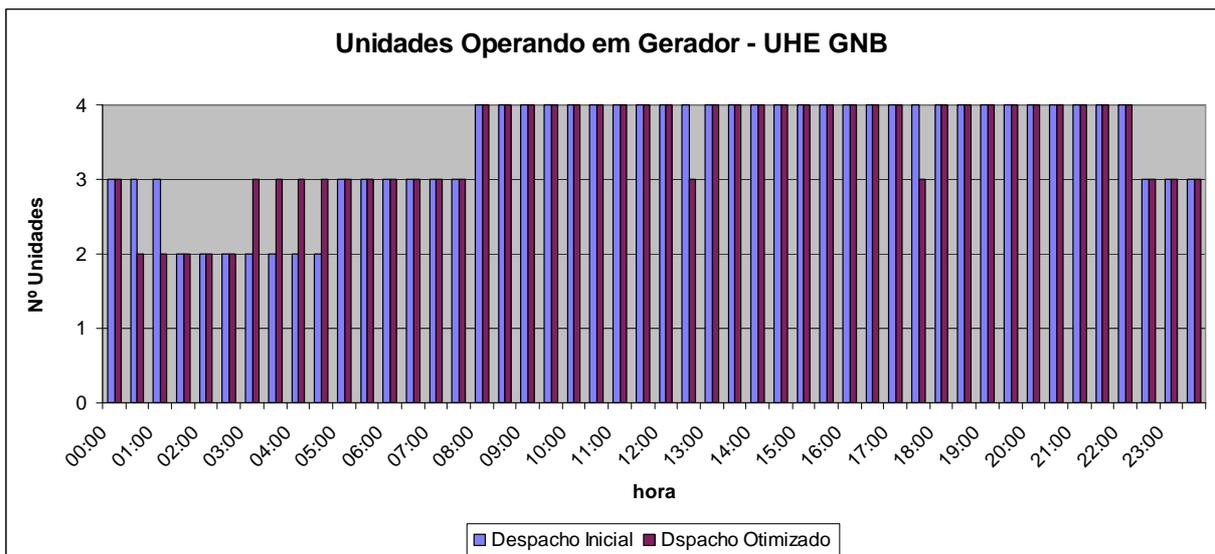
**Figura 33:** Distribuição das perdas durante o processo de produção da UHE GBM.



**Figura 34:** Distribuição das perdas durante o processo de produção da UHE GNB.



**Figura 35:** Número de unidades geradoras da UHE GBM operando como gerador em cada intervalo de tempo.



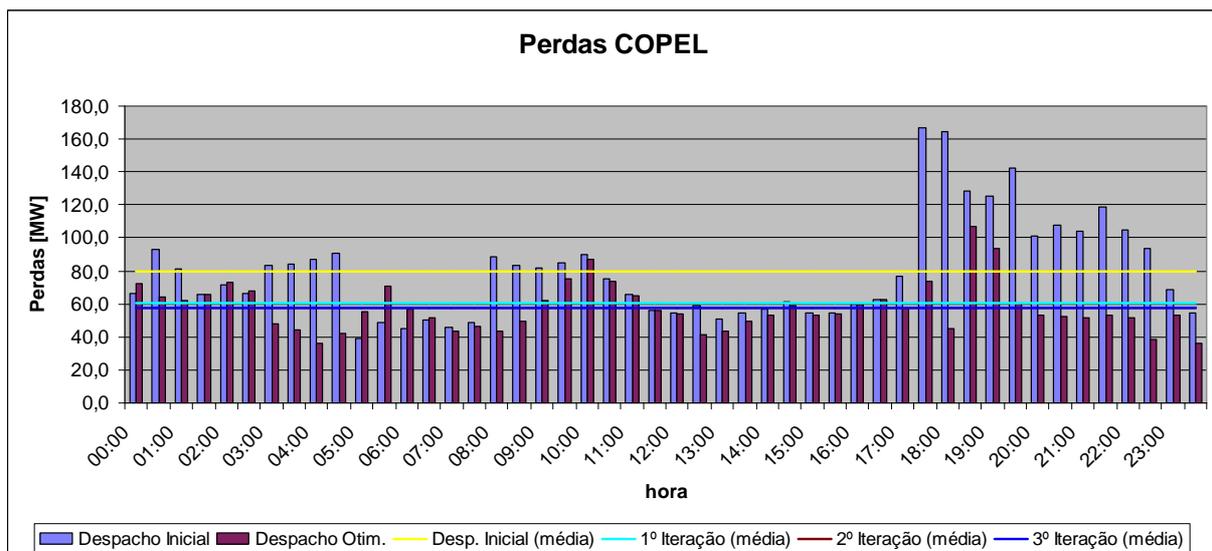
**Figura 36:** Número de unidades geradoras da UHE GNB operando como gerador em cada intervalo de tempo.

### 7.2.2 Simulação 2: Considerando os Custos de Parada, Partida e Operação como Compensador Síncrono (LCC)

Nesta simulação foram necessárias 3 iterações para que o despacho final fosse alcançado. Percebe-se, pela análise da Tabela 3, que há uma redução bastante significativa nas perdas para o Sistema COPEL já com a solução dada na primeira iteração, como resultado do

novo despacho de unidades geradoras. Nas demais iterações a redução é menos significativa, porém, há também um rearranjo da configuração de unidades em operação, minimizando com isso o número de paradas e partidas de máquinas.

A Figura 37 mostra, nas barras verticais, a distribuição das perdas totais do Sistema COPEL (UHE's GBM, GNB, GJR e GPS) ao longo do dia, tanto para o despacho inicial quanto para o despacho otimizado. Também são mostrados no gráfico, nas linhas horizontais, os valores médios de perdas para cada iteração. Estes resultados mostram que foi obtida uma redução de  $22\text{MW}_{\text{méd}}$  (27,8 %) ao longo do dia (528MWh), o que representa uma economia, de R\$ 3.944,16 (três mil novecentos e quarenta e quatro reais e dezesseis centavos), isto não sendo contabilizado o menor desgaste dos equipamentos em se manter as unidades operando em uma faixa menos degradante (próxima ao ponto ideal de operação). A nova configuração de unidades apresenta ainda uma redução de 7 para 4 paradas totais e de 7 para 4 partidas totais de máquinas, o que, além de diminuir o desgaste dos equipamentos, representa uma economia de cerca de R\$ 334,00 (trezentos e trinta e quatro reais). Em contrapartida, os resultados indicam que por dois intervalos de 30 minutos uma unidade geradora da UHE GNB opere como compensador síncrono, acarretando em uma despesa de aproximadamente R\$ 40,00 (quarenta reais). Com isso, o ganho financeiro total do despacho final em relação ao despacho inicial é de R\$ 4.238,16 (quatro mil duzentos e trinta e oito reais e dezesseis centavos), o que ao longo de um ano pode representar uma economia de mais de R\$ 1.500.000,00 (um milhão e quinhentos mil reais).



**Figura 37:** Distribuição das perdas durante o processo de geração aplicado ao Sistema COPEL.

**Tabela 3:** Resultado das iterações para a definição do Pré-Despacho, considerando os custos de parada e partida e operação como compensador síncrono para o Sistema COPEL.

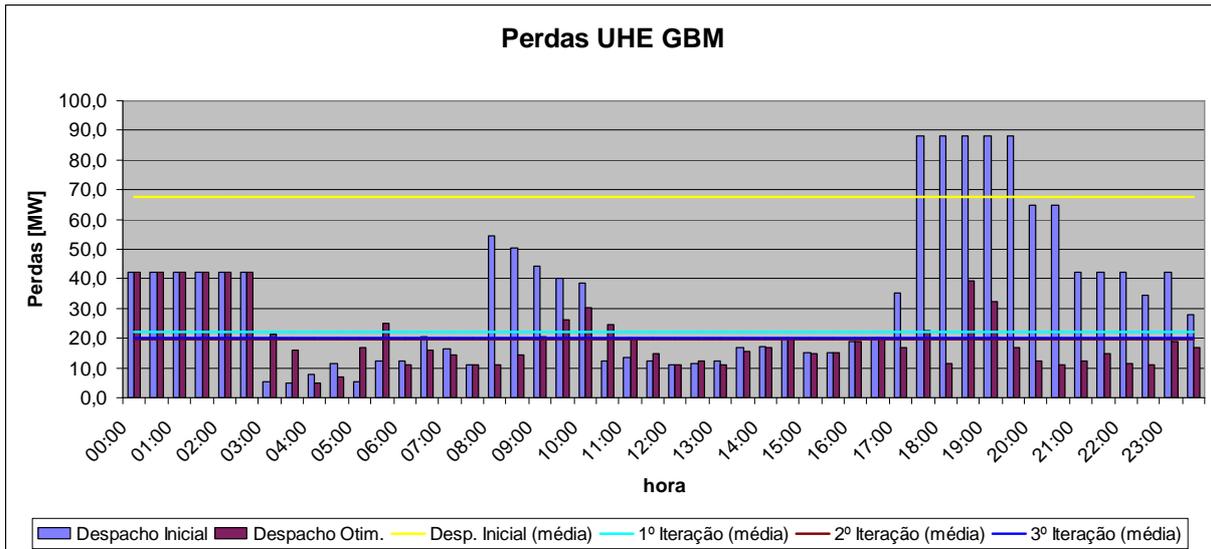
	<b>Despacho Inicial</b>	<b>1ª Iteração</b>	<b>2ª Iteração</b>	<b>3ª Iteração (final)</b>
<b>Perdas</b> [MW <sub>méd</sub> ]	79	60	57	57
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GBM)</b>	8	4	2	2
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GNB)</b>	4	6	6	4
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GJR)</b>	2	2	2	2
<b>Nº LCC</b> <b>(UHE GBM)</b>	0	0	0	0
<b>Nº LCC</b> <b>(UHE GNB)</b>	0	2	1	2
<b>Nº LCC</b> <b>(UHE GJR)</b>	0	0	0	0

\* Nº P/P é o número de paradas mais partidas; e Nº LCC é a soma do número de unidades operando como compensador síncrono (LCC) em cada intervalo de tempo para todo o período.

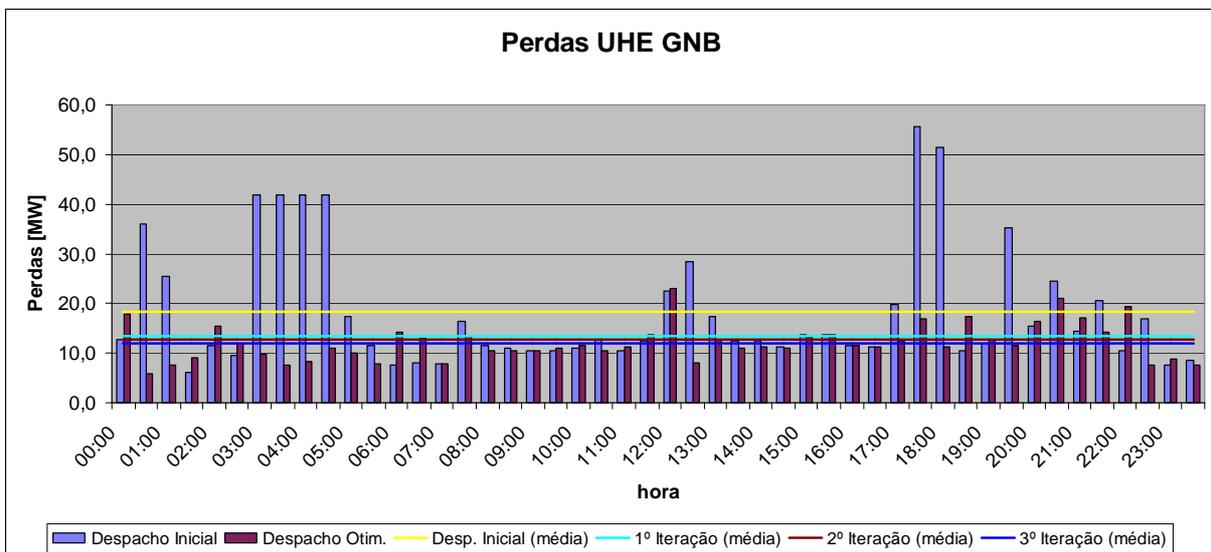
Para a UHE GBM a redução, entre as perdas do despacho inicial e o despacho otimizado foi de 14 MW<sub>méd</sub>, além da diminuição do número de partidas e paradas, sendo que ambas passaram de 4 para 1.

Para a UHE GNB a redução, entre as perdas do despacho inicial e o despacho otimizado foi de 6 MW<sub>méd</sub>, enquanto o número de paradas e partidas não se alteraram. Porém, durante dois intervalos (12h30min às 13h00min e 17h30min às 18h00min) uma unidade geradora está prevista para permanecer em operação como compensador síncrono (LCC).

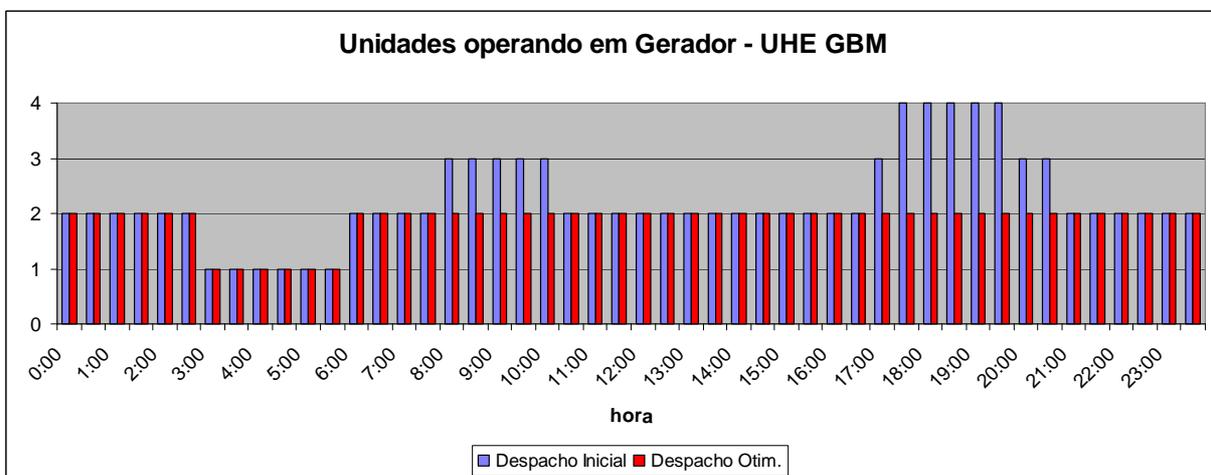
As Figuras 38 e 39 mostram a distribuição das perdas ao longo do dia para as UHE's GBM e GNB, respectivamente. Já nas Figuras 40 e 41, são mostrados os números de unidades em operação como gerador por intervalo de tempo para as UHE's GBM e GNB, respectivamente.



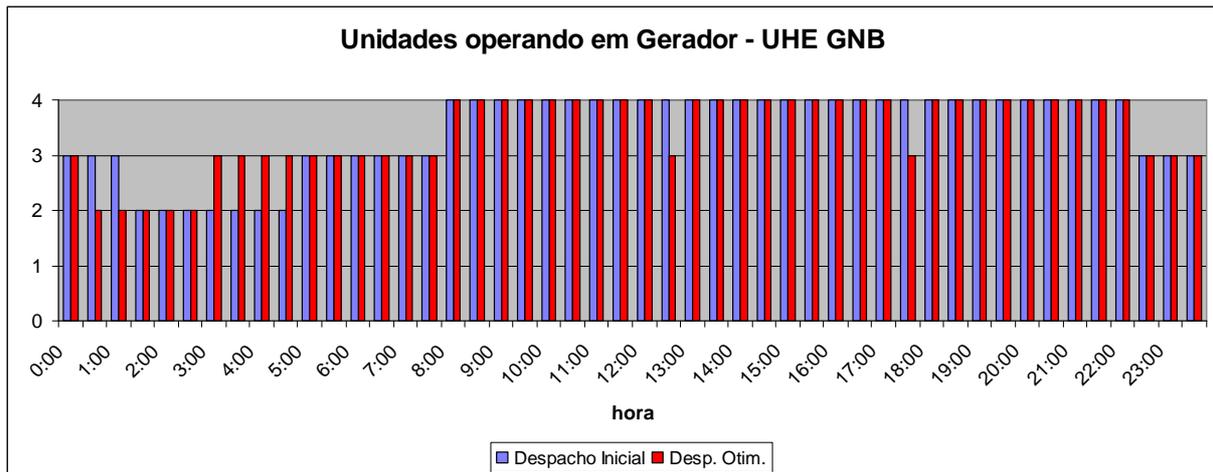
**Figura 38:** Distribuição das perdas durante o processo de geração da UHE GBM.



**Figura 39:** Distribuição das perdas durante o processo de geração da UHE GNB.



**Figura 40:** Unidades da UHE GBM operando como gerador em cada intervalo de tempo.

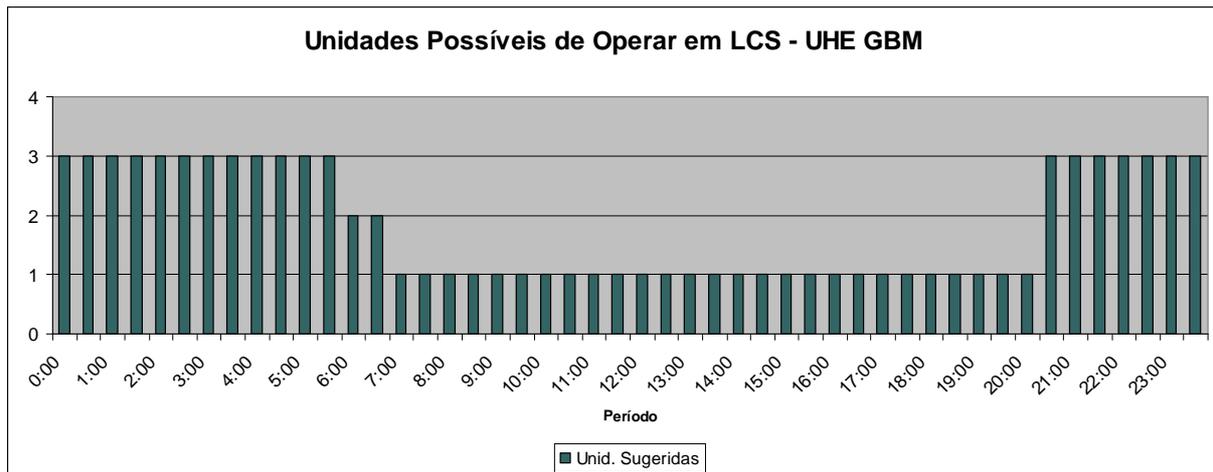


**Figura 41:** Unidades da UHE GNB operando como gerador em cada intervalo de tempo. Para os intervalos das 12:30h às 13:00h e 17:30h às 18:00h, uma unidade deverá operar em LCC.

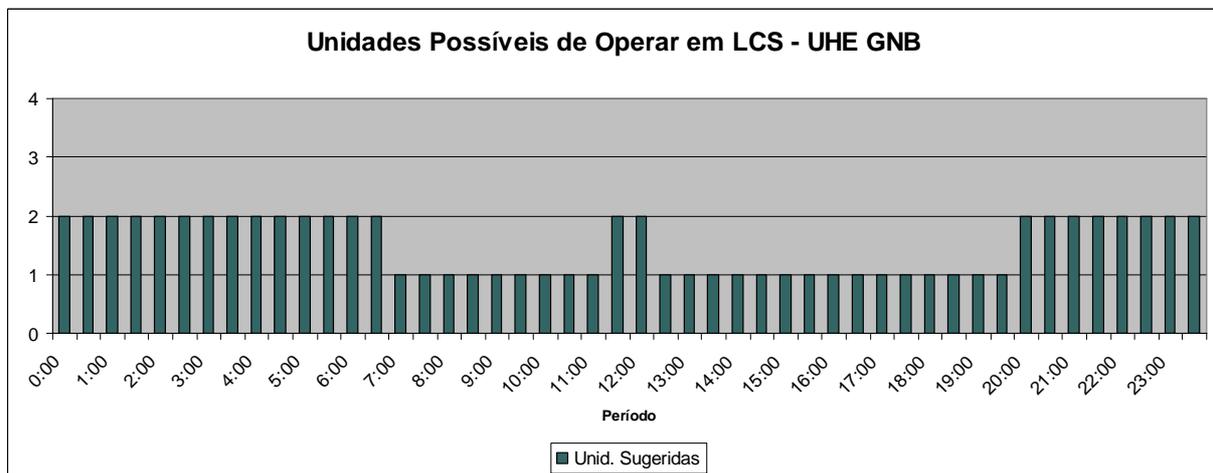
### 7.2.3 Simulação 3: Considerando os Custos de Parada, Partida e da Operação como Compensador Síncrono (LCC) e a Remuneração pelo Suporte de Reativo (LCS).

Para esta simulação foi considerada uma previsão de demanda de potência reativa média, para cada usina e para cada unidade geradora operando como compensador síncrono (LCS) quando da solicitação da prestação do serviço ancilar de suporte de reativos, e com isso, foram definidos os períodos e a quantidade de unidades que poderão ser solicitadas a prestarem este serviço ao longo do dia para as UHE's GBM e GNB. Esta potência foi valorada pela TSA (Tarifa de Serviço Ancilar) vigente, R\$ 3,64/Mvarh (três reais e sessenta e quatro centavos por megavar-hora) e o valor resultante incluído como remuneração (descontados os custos desta operação), na composição dos valores dos arcos de transição entre os estágios durante a resolução do subproblema de Despacho de Unidades (DU), onde foi feita a ponderação econômica da vantagem em se disponibilizar um maior número de unidades para prestar este serviço em detrimento de uma maior eficiência energética.

As Figuras 42 e 43 mostram os números de unidades geradoras por período consideradas como possíveis de serem solicitadas a operarem como LCS para as UHE's GBM e GNB, respectivamente.



**Figura 42:** Número de unidades por período da UHE GBM que foram incluídas na simulação como possíveis de serem solicitadas a operarem como compensador de forma remunerada.



**Figura 43:** Número de unidades por período da UHE GNB que foram incluídas na simulação como possíveis de serem solicitadas a operarem como compensador de forma remunerada.

Para analisar esta simulação foi construída a Tabela 4, onde consta as perdas energéticas em  $MWh_{méd}$  e o número de paradas, partidas e também o número de períodos de 30 minutos em que as unidades devem operar como compensador síncrono de forma remunerada (LCS) e não remunerada (LCC). Nesta tabela, foi considerado que haverá a mesma demanda de prestação do suporte de reativos tanto para o despacho inicial quanto para o despacho final, e desta forma, o número de paradas e partidas do despacho inicial foi alterado em relação ao apresentado nas simulações anteriores.

**Tabela 4:** Resultado das iterações para a definição do Pré-Despacho aplicado ao Sistema COPEL, considerando os custos de parada, partida e operação como compensador síncrono remunerada (LCS) e não remunerada (LCC).

	<b>Despacho Inicial</b>	<b>1ª Iteração</b>	<b>2ª Iteração (final)</b>
<b>Perdas</b> [MW <sub>méd</sub> ]	<b>79</b>	<b>67</b>	<b>65</b>
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GBM)</b>	6	4	4
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GNB)</b>	1	1	1
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GJR)</b>	2	2	2
<b>Nº LCC</b> <b>(UHE GBM)</b>	0	0	0
<b>Nº LCC</b> <b>(UHE GNB)</b>	0	0	0
<b>Nº LCC</b> <b>(UHE GJR)</b>	0	0	0
<b>Nº LCS</b> <b>(UHE GBM)</b>	<b>69</b>	<b>75</b>	<b>75</b>
<b>Nº LCS</b> <b>(UHE GNB)</b>	<b>26</b>	<b>42</b>	<b>43</b>

\* Nº P/P é o número de paradas mais partidas; Nº LCC e LCS são a soma do número de unidades operando como compensador síncrono não remunerado (LCC) e remunerado (LCS) em cada intervalo de tempo para todo o período.

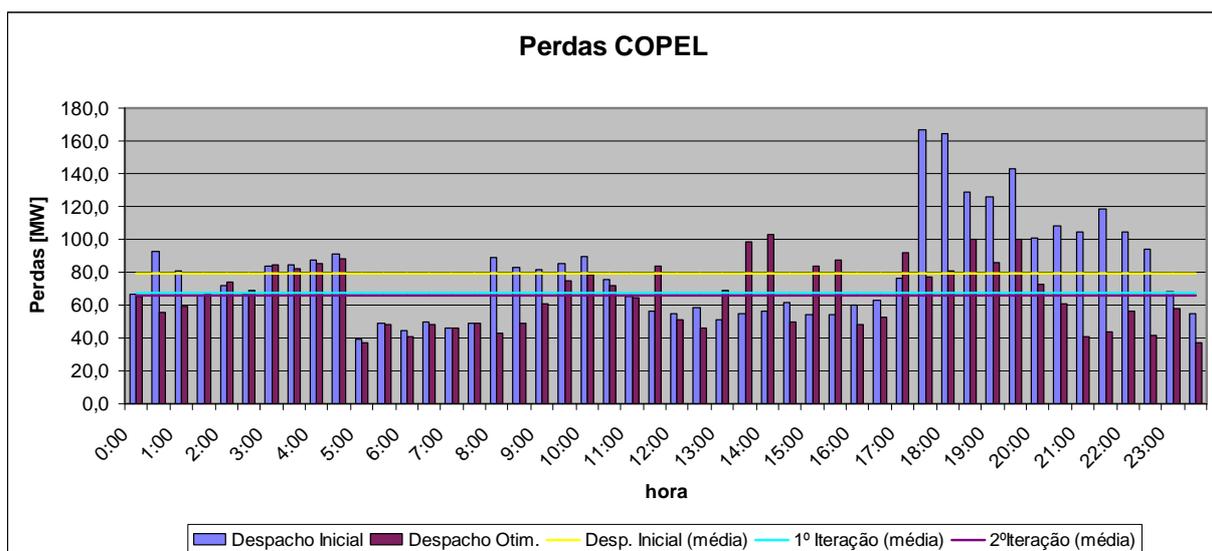
Foram necessárias 2 iterações para que o despacho final fosse alcançado. Pela análise da Tabela 4, percebe-se que há uma redução um pouco menos significativa nas perdas energéticas, se comparada às simulações anteriores, no entanto é considerada a remuneração pelo serviço ancilar de suporte de reativos, o que vem a se traduzir em ganhos financeiros para a empresa. Contudo, a vantagem econômica deste despacho somente será consolidada se, durante a operação em tempo real, as unidades disponibilizadas para este fim forem realmente solicitadas pelo ONS, produzindo ainda, no mínimo, a potência reativa prevista.

Estes resultados mostram que foi obtida uma redução de cerca de 14 MW<sub>méd</sub> (17,7%) ao longo do dia (336 MWh), o que representa uma economia, de R\$ 2.509,92 (dois mil

quinhetos e nove reais e noventa e dois centavos). Houve também uma redução de 6 para 5 partidas totais, e uma redução de 3 para 2 paradas, o que, além de diminuir o desgaste dos equipamentos, representa uma economia de R\$ 111,00 (cento e onze reais) sendo que algumas unidades partiram apenas para operarem como compensador síncrono e prestarem o serviço ancilar de suporte de reativos. Em contrapartida, há um aumento de mudanças de estados operativos de gerador para compensador e de compensador para gerador o que, ao longo do dia representa um ganho de disponibilidade de máquinas para a operação como compensador (LCS) de 6 intervalos de 30 minutos para a UHE GBM e um ganho de disponibilidade de 17 intervalos de 30 minutos para a UHE GNB.

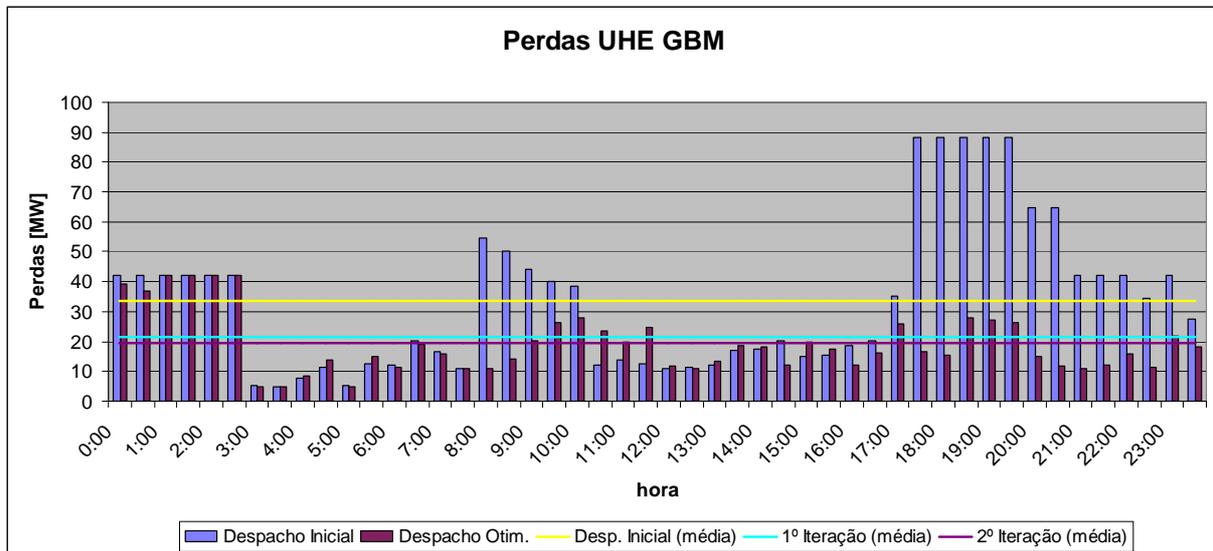
O valor de remuneração efetivo será dado pela contabilização da potência reativa produzida durante a operação em tempo real e valorada ao preço da TSA, descontando ainda o valor referente aos custos operacionais tais como o consumo do serviço auxiliar (que, por estar fora da medição “bruta”, fica por conta do Agente), o consumo de água do sistema de resfriamento e os custos de manutenção. Para esta simulação, foi considerada a previsão de 40 Mvarh médios para a UEH GBM e 30 Mvarh médios para a UHE GNB por unidade e por período de 30 minutos.

Com isso, o ganho total deste despacho em relação ao inicial é de R\$ 5.138,82 (cinco mil cento e trinta e oito reais e oitenta e dois centavos), isto considerando que haverá demanda de potência reativa e que as unidades disponíveis para este fim serão solicitadas conforme a previsão e a disponibilidade de cada configuração de unidades apresentada.

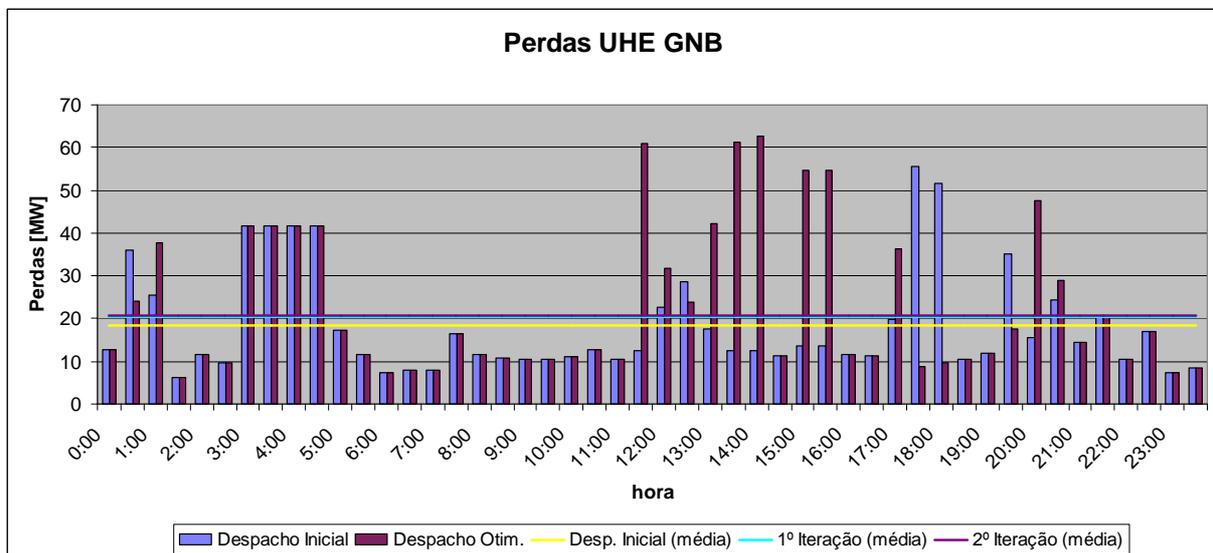


**Figura 44:** Distribuição das perdas durante o processo de geração aplicado ao Sistema COPEL.

A Figura 44 mostra, nas barras verticais, a distribuição das perdas totais do Sistema COPEL (UHE's GBM, GNB, GJR e GPS) ao longo do dia, tanto para o despacho inicial quanto para o despacho otimizado. Também são mostrados no gráfico, nas linhas horizontais, os valores médios de perdas para cada iteração.



**Figura 45:** Distribuição das perdas durante o processo de geração da UHE GBM.

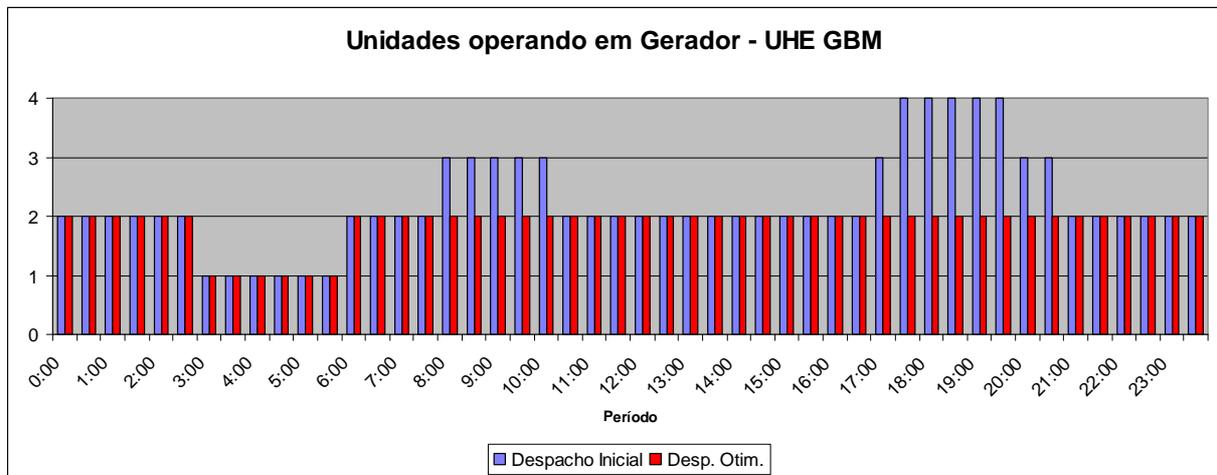


**Figura 46:** Distribuição das perdas durante o processo de geração da UHE GNB.

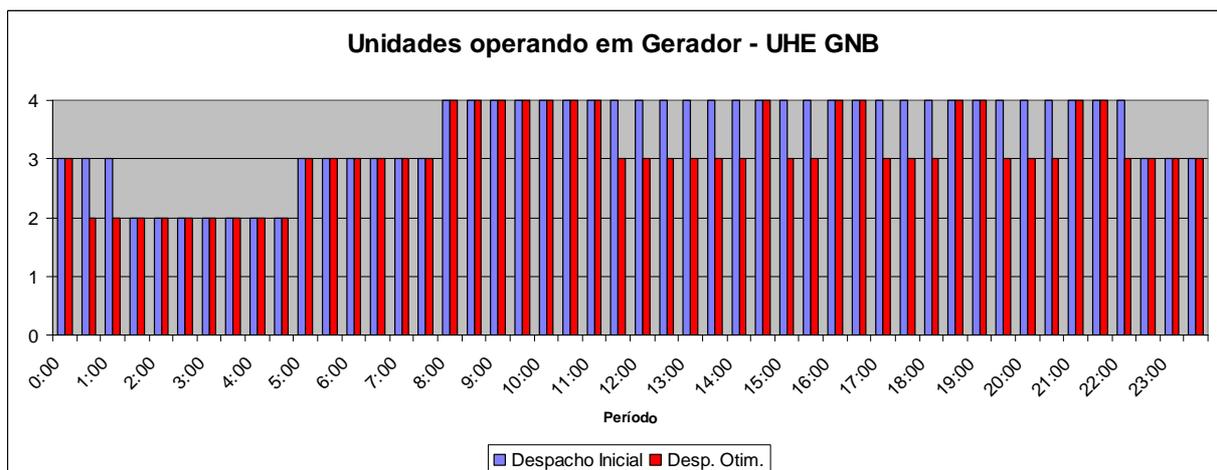
Percebe-se pela análise das Figuras 45 e 46, que houve uma redução na média de perdas para a UHE GBM ( $14 \text{ MWh}_{\text{méd}}$ ) e um aumento da quantidade de perdas para a UHE GNB ( $2 \text{ MWh}_{\text{méd}}$ ). Isto ocorreu em função do critério de otimização ser baseado em fatores econômicos e que, apesar das perdas terem tido seus valores aumentados para a UHE GNB,

houve um aumento no número de unidades disponíveis para a operação como compensador síncrono (LCS), o que deverá resultar em ganhos financeiros. As Figuras 47 e 48 mostram as configurações do despacho inicial e o final para as UHE's GBM e GNB respectivamente.

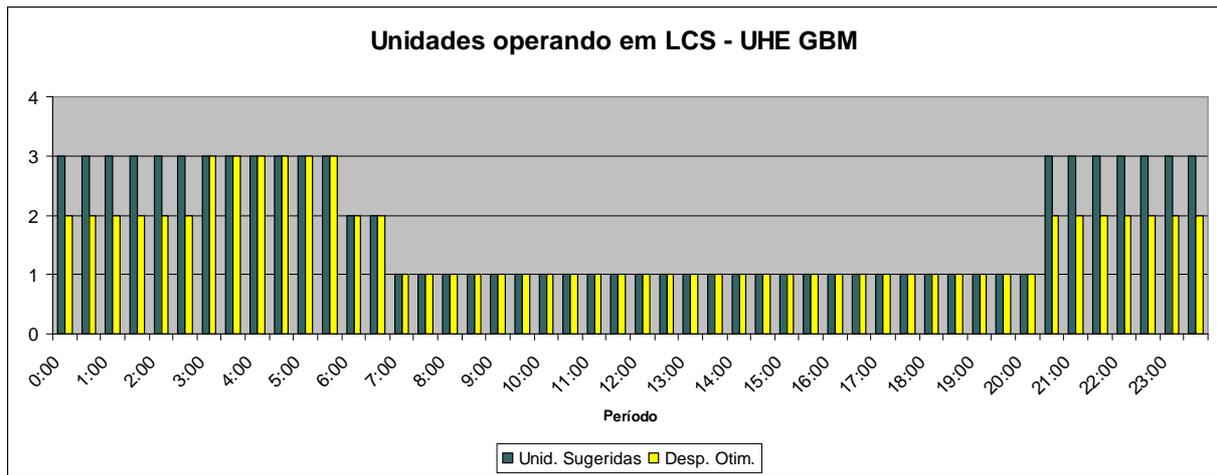
As Figuras 49 (UHE GBM) e 50 (UHE GNB) exibem o número de unidades geradoras por período em que foi considerada a possibilidade de remuneração pela operação como compensador síncrono (períodos e número de unidades definidos previamente) e o número de unidades geradoras disponíveis para este fim, dado pelo resultado da simulação.



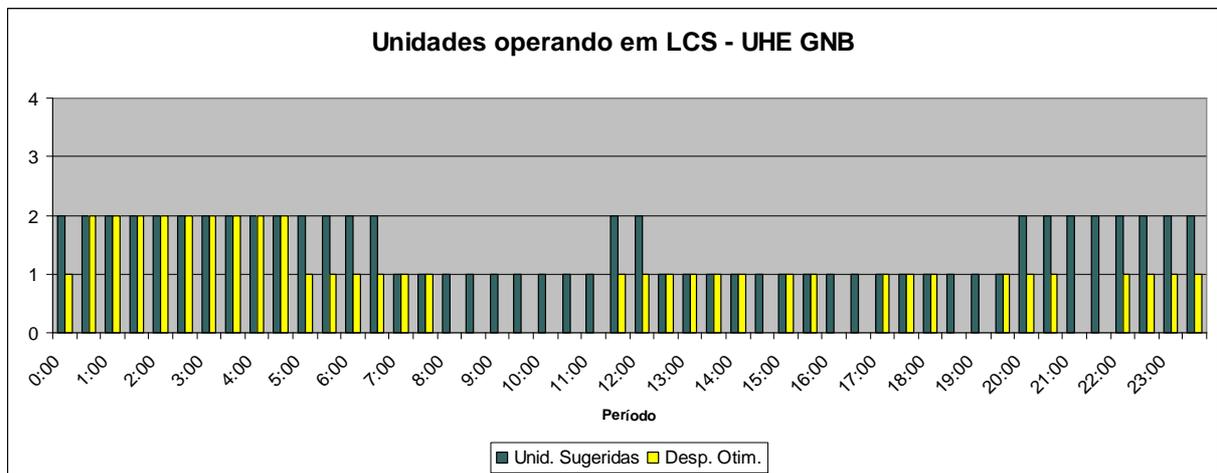
**Figura 47:** Unidades da UHE GBM operando como gerador em cada intervalo de tempo.



**Figura 48:** Unidades da UHE GNB operando como gerador em cada intervalo de tempo.



**Figura 49:** Unidades da UHE GBM operando como compensador síncrono prestando o serviço ancilar de suporte de reativos em cada intervalo de tempo.



**Figura 50:** Unidades da UHE GNB operando como compensador síncrono prestando o serviço ancilar de suporte de reativos em cada intervalo de tempo.

#### 7.2.4 Análise dos resultados

Os resultados encontrados com as três simulações mostraram grandes vantagens em relação ao despacho inicial, porém as perdas obtidas e as configurações de unidades variaram conforme os critérios de otimalidade utilizados. A Tabela 5 mostra a comparação entre as simulações: (1) sem considerar custos de transição entre os estados operativos, nem a possibilidade de remuneração pelo suporte de reativos; (2) considerando os custos de partida, parada e da operação como compensador síncrono, mas sem considerar a possibilidade de remuneração pelo suporte de reativos; e (3) considerando os custos de transição entre os

estados operativos e a remuneração pelo suporte de reativo prestado nos períodos determinados conforme a previsão.

Nesta tabela pode ser visto o total de perdas energéticas e a variação do número de partidas e paradas entre as simulações. O total financeiro mostrado se refere à soma da valoração das perdas energéticas e dos custos de transição entre os estados operativos, além da remuneração pelo serviço ancilar de suporte de reativos considerando a previsão mostrada anteriormente (somente para a simulação 3).

**Tabela 5:** Resultado das simulações para a definição do Pré-Despacho, considerando a TEO (R\$ 7,47/MWh) para a valoração perdas energéticas.

	<b>Despacho Inicial</b>	<b>Simulação 1 - Sem custos de P/P e LCC</b>	<b>Simulação 2 - Custos de P/P e LCC</b>	<b>Simulação 3 - Custos de P/P e LCC + LCS</b>
<b>Perdas</b> [MW <sub>méd</sub> ]	79	56	57	65
<b>Nº P/P (UHE GBM)</b>	8	4	2	4
<b>Nº P/P (UHE GNB)</b>	4	8	4	1
<b>Nº P/P (UHE GJR)</b>	2	2	2	2
<b>Nº LCC (UHE GBM)</b>	0	0	0	0
<b>Nº LCC (UHE GNB)</b>	0	0	2	0
<b>Nº LCC (UHE GJR)</b>	0	0	0	0
<b>Nº LCS (UHE GBM)</b>	0	0	0	75
<b>Nº LCS (UHE GNB)</b>	0	0	0	43
<b>Total (R\$)</b>	<b>R\$ - 14.705,62</b>	<b>R\$ - 10.424,18</b>	<b>R\$ - 10.467,70</b>	<b>R\$ 2.502,34</b>

\* Nº P/P é o número de paradas mais partidas; e Nº LCC e Nº LCS é a soma do número de unidades operando como compensador síncrono sem remuneração e com remuneração (previsão), respectivamente, em cada intervalo de tempo para todo o dia.

A simulação 1, sem considerar custos de transição de estados operativos, se mostrou com uma convergência mais lenta, foram necessárias 5 iterações, apresentando uma redistribuição do número de partidas e paradas, aumentando na UHE GNB e diminuindo na UHE GBM, de forma que o número total não sofreu alteração entre o despacho inicial e o final. Isto ocorreu em razão de que o único critério utilizado foi a valoração das perdas energéticas, causando uma variação econômica mais suave entre uma iteração e outra, o que fez com que mais configurações de unidades fossem analisadas. Com isso, o ganho em relação às perdas energéticas foi o maior entre as simulações.

A simulação 2, considerando custos de parada, partida e operação como compensador síncrono, se mostrou bastante eficiente, onde a solução obtida apresentou uma grande redução nas perdas energéticas, sendo levemente inferior à simulação anterior, porém com uma diminuição do número de partidas e paradas, o que mostra a necessidade da utilização destes critérios durante a elaboração do programa de geração.

A simulação 3, considerando os custos de transição entre os estados operativos e a remuneração pelo suporte de reativos, se mostrou com uma convergência rápida, foram necessárias apenas 2 iterações. Isto ocorreu em função da remuneração considerada pela prestação do serviço ancilar de suporte de reativos, que se apresentou com vantagens econômicas em disponibilizar um maior número de unidades geradoras para este fim, com isso uma menor quantidade de configurações de unidades precisou ser avaliada.

Para a construção da Tabela 5 não foram consideradas as possibilidades de remuneração pela prestação do suporte de reativos para o despacho inicial e para as simulações 1 e 2, entretanto, existe uma demanda de produção de reativos independente do despacho que foi adotado. Desta forma, estendendo o uso da demanda prevista para o serviço ancilar utilizada na simulação 3 para as demais configurações de unidades (simulações 1 e 2), foi construída a Tabela 6, que apresenta os resultados econômicos previstos. Com isso, é possível que sejam analisados os resultados das diferentes configurações utilizando a mesma base de dados para todos os despachos. Como não foi prevista a operação como compensador síncrono não remunerada nesta condição, esta informação foi omitida da tabela.

**Tabela 6:** Resultado das simulações para a definição do Pré-Despacho, considerando a TEO (R\$ 7,47/MWh) para a valoração perdas energéticas e a possibilidade de remuneração pelo serviço ancilar de suporte de reativos para todas as simulações.

	<b>Despacho Inicial</b>	<b>Simulação 1 - Sem custos de P/P e LCC</b>	<b>Simulação 2 - Custos de P/P e LCC</b>	<b>Simulação 3 - Custos de P/P e LCC + LCS</b>
<b>Perdas [MW<sub>méd</sub>]</b>	79	56	57	65
<b>Nº P/P (UHE GBM)</b>	6	4	4	4
<b>Nº P/P (UHE GNB)</b>	1	1	1	1
<b>Nº P/P (UHE GJR)</b>	2	2	2	2
<b>Nº LCS (UHE GBM)</b>	69	74	75	75
<b>Nº LCS (UHE GNB)</b>	26	26	26	43
<b>Total (R\$)</b>	<b>R\$ - 2.636,48</b>	<b>R\$ 2.271,55</b>	<b>R\$ 2.226,98</b>	<b>R\$ 2.502,34</b>

\* Nº P/P é o número de paradas mais partidas; e Nº LCC é a soma do número de unidades operando como compensador síncrono sem remuneração; e Nº LCS é a soma do número de unidades operando como compensador síncrono para o suporte de reativos (previsão), em cada intervalo de tempo para todo o dia.

Percebe-se pela análise da Tabela 6, que os ganhos em se disponibilizar um maior número de unidades para a operação como compensador síncrono (simulação 3) em relação aos resultados das simulações 1 e 2 podem ser pouco significativos, ainda mais tendo em vista o risco da não efetivação, durante a operação em tempo real, da previsão adotada.

Para avaliar este risco foi construída a Tabela 7, que procura apresentar uma análise econômica da variação da produção efetiva de energia reativa em relação ao previsto na elaboração do Programa Diário de Geração utilizando o despacho de unidades dado pelo resultado da simulação 3.

**Tabela 7:** Análise financeira do despacho dado pela simulação 3 considerando a variação da quantidade de energia reativa média produzida por período de tempo.

(R\$ 7,47/MWh para a valoração perdas energéticas).

	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>
<b>Mvarh<sub>méd</sub></b> <b>(UHE GBM)</b>	<b>40</b>	<b>20</b>	<b>4</b>	<b>0</b>
<b>Mvarh<sub>méd</sub></b> <b>(UHE GNB)</b>	<b>30</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>0</b>
<b>Nº LCS</b> <b>(UHE GBM)</b>	75	75	75	75
<b>Nº LCS</b> <b>(UHE GNB)</b>	43	43	43	43
<b>Total (R\$)</b>	<b>R\$ 2.502,34</b>	<b>R\$ - 5.305,46</b>	<b>R\$ - 11.551,70</b>	<b>R\$ - 13.113,26</b>

\* Nº LCS é a soma do número de unidades operando como compensador síncrono para o suporte de reativos (previsão), em cada intervalo de tempo para todo o dia.

Na Tabela 7 foram considerados a valoração das perdas energéticas e os custos de transição entre os estados operativos das unidades geradoras, além da remuneração pela produção de energia reativa, compondo então o total financeiro apresentado. Com isso, foram analisadas 4 situações, onde foram reduzidas a produção de energia reativa de forma igualmente proporcional para as UHEs GBM e GNB. No Caso 1 manteve-se a produção prevista, para os Casos 2 e 3, a produção média foi reduzida a 50% e 10% respectivamente. No Caso 4 foi analisada a possibilidade de uma produção de reativos próxima de zero.

Pela análise da Tabela 7, percebe-se que a diminuição da produção média de energia reativa em relação ao previsto pode resultar em grandes perdas econômicas para a empresa, sendo que uma diminuição de 50% da produção média de reativos em relação ao previsto já resulta em uma diferença negativa de R\$ 7.807,80 (sete mil oitocentos e sete reais e oitenta centavos) em relação ao previsto.

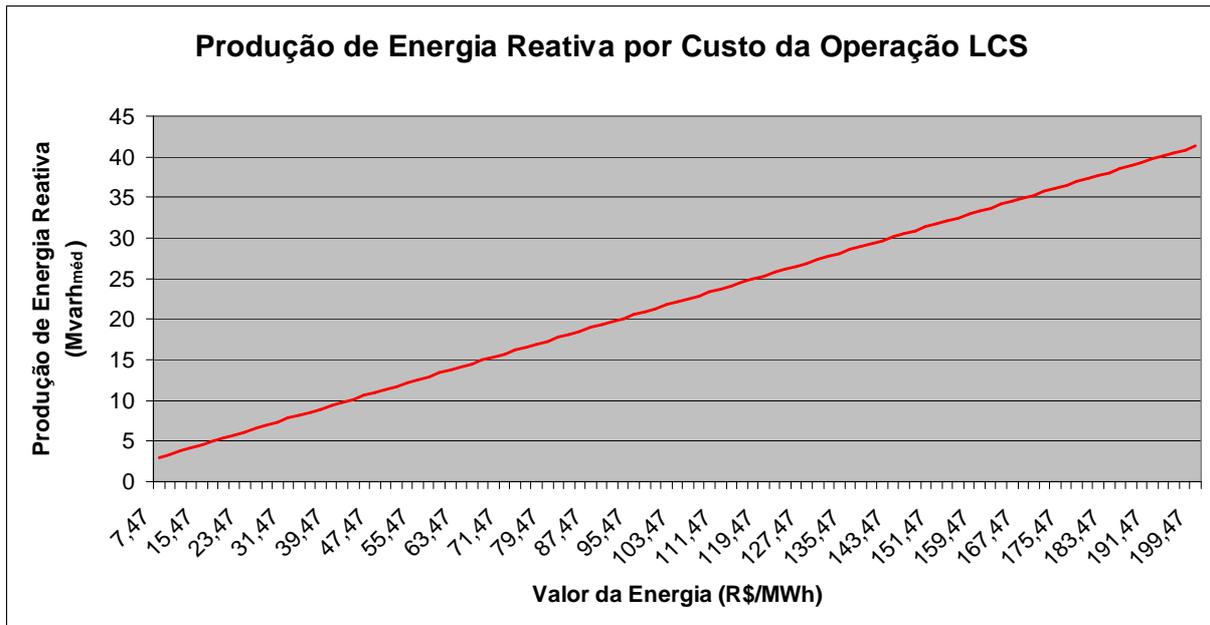
Tem-se ainda que, analisando o despacho (configuração de unidades) apresentado como resultado da simulação 2, mostrado na Tabela 6, onde é considerada a prestação do suporte de reativos nos períodos onde há a disponibilidade de unidades para este fim, e comparando-o com o resultado da configuração de unidades apresentado pela simulação 3, percebe-se que uma redução de apenas 15% da produção média efetiva de energia reativa já

torna vantajosa a configuração apresentada pela simulação 2, como pode ser visto na Tabela 8, sendo esta vantagem tão maior quanto for a redução da produção efetiva de reativos em relação ao previsto. Outro fator que interfere nesta decisão é o valor da energia tanto no mercado de curto prazo (PLD) quanto da TEO. A Figura 51 mostra o valor mínimo de energia reativa (média) que precisa ser produzido por uma unidade da UHE GBM em função do valor da energia ativa no momento da operação para que não haja prejuízos para a empresa quando prestar este serviço ao SIN. Foram considerados, além do valor da energia consumida pelos serviços auxiliares (que como já apresentado é pago pelo Agente), o desgaste dos equipamentos e as perdas de água do sistema de resfriamento.

**Tabela 8:** Comparação entre os despachos apresentados pelas simulações 2 e 3, quando da variação da média de produção efetiva de energia reativa para a prestação do serviço ancilar.

	<b>Simulação 2</b>	<b>Simulação 3</b>	<b>Simulação 2</b>	<b>Simulação 3</b>
<b>Perdas</b> [MW <sub>méd</sub> ]	57	65	57	65
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GBM)</b>	2	4	2	4
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GNB)</b>	4	1	4	1
<b>Nº P/P</b> <b>(UHE GJR)</b>	2	2	2	2
<b>Nº LCS</b> <b>(UHE GBM)</b>	75	75	75	75
<b>Nº LCS</b> <b>(UHE GNB)</b>	26	43	26	43
<b>Mvarh<sub>méd</sub></b> <b>(UHE GBM)</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>34</b>	<b>34</b>
<b>Mvarh<sub>méd</sub></b> <b>(UHE GNB)</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>25,5</b>	<b>25,5</b>
<b>Total (R\$)</b>	<b>R\$ 2.226,98</b>	<b>R\$ 2.502,34</b>	<b>R\$ 226,10</b>	<b>R\$ 160,00</b>

\* Nº P/P é o número de paradas mais partidas; e Nº LCC é a soma do número de unidades operando como compensador síncrono sem remuneração; e Nº LCS é a soma do número de unidades operando como compensador síncrono para o suporte de reativos (previsão), em cada intervalo de tempo para todo o dia.

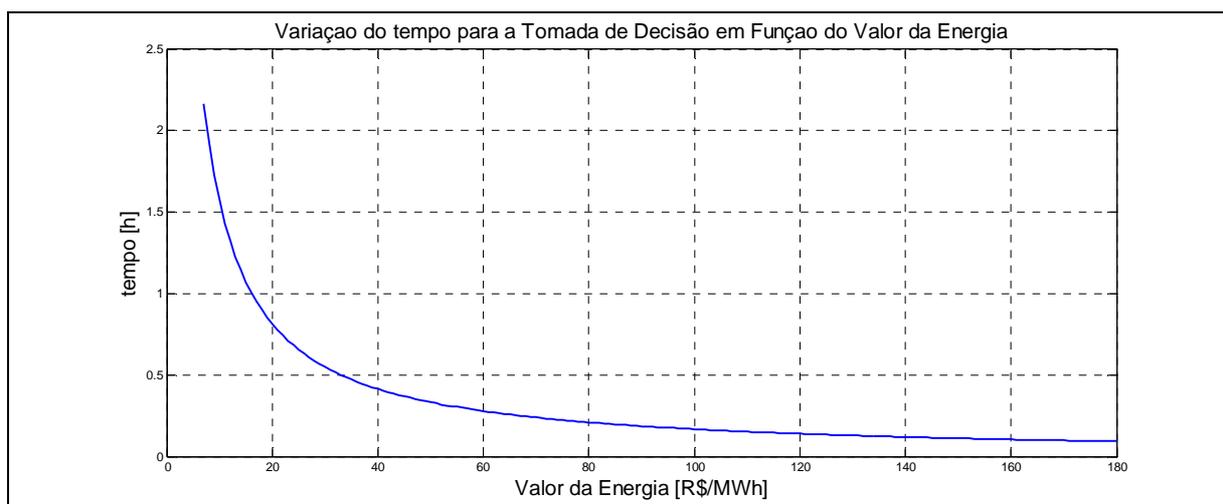


**Figura 51:** Mínimo de Produção de Energia Reativa a ser produzido em função do custo da energia elétrica para que não haja prejuízos na prestação do serviço de suporte de reativos.

Isto mostra que a opção de se aumentar o número de unidades disponíveis para prestarem o serviço de suporte de reativos pode acarretar em grandes prejuízos para o Agente, fazendo com que não haja motivação para a prestação deste serviço que é essencial ao SIN.

### 7.3 SIMULAÇÃO DE VALORES PARA A DETERMINAÇÃO DO TEMPO DE REFERÊNCIA

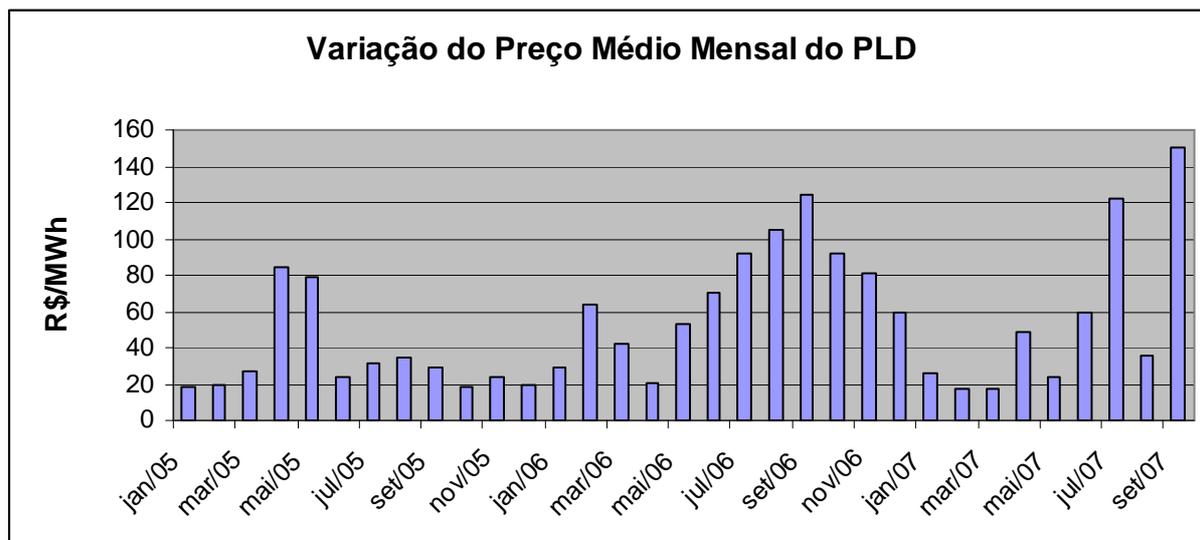
Os custos operacionais encontrados foram aplicados em uma função matemática que estabelece o tempo mínimo que viabiliza o desligamento da unidade, ou seja, dado o valor da energia obtém-se o tempo de referência para que o operador possa tomar a decisão entre desligar a unidade ou mantê-la como compensador síncrono. Desta forma, baseado no tempo previsto para o retorno da unidade ao sistema no modo gerador, obtido através do programa de geração em execução no dia, o operador pode tomar a decisão que resulta em menor custo para a empresa. A Figura 52 mostra um gráfico que relaciona o tempo de referência ( $t_r$ ) em função do valor da energia ( $C_{en}$ ), onde é possível perceber que, conforme o valor da energia é aumentado o tempo de referência é diminuído.



**Figura 52:** Variação do tempo de referência para se manter a unidade como compensador síncrono (LCC) em função do valor da energia naquele instante para a UHE GBM.

A permanência da unidade no modo compensador em um tempo maior que o tempo de referência implica em prejuízos à empresa, uma vez que o custo desta operação superou o custo da parada/partida. Este prejuízo é proporcional ao tempo em que a unidade permanecer nesta situação e ao valor da energia naquele instante.

Na UHE GBM, entre os meses de fevereiro e abril de 2007, caso as unidades geradoras fossem mantidas em operação como compensador síncrono durante todos os períodos em que suas unidades foram disponibilizadas pelo ONS, a perda financeira para a empresa seria superior a R\$ 140.000,00 (cento e quarenta mil reais), isto considerando o valor mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) que se verificou no ano de 2007, R\$ 17,59/MWh (dezessete reais e cinquenta e nove centavos por mega-Watt-hora). Caso este valor fosse o praticado na semana de 29 de setembro a 05 de outubro de 2007, R\$ 168,46/MWh (cento e sessenta e oito reais e quarenta e seis centavos por mega-Watt-hora), a perda financeira teria ultrapassado R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais), o que deixa claro a importância deste estudo. A variação do valor do PLD ao longo dos últimos anos pode ser vista na Figura 53, onde se constata o valor médio mensal máximo de R\$ 149,80/MWh (cento e quarenta e nove reais e oitenta centavos por mega-Watt-hora) para o mês de setembro de 2007.



**Figura 53:** Variação do preço médio do PLD para o submercado Sul entre janeiro de 2005 e setembro de 2007<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Fonte: Endereço Eletrônico da CCEE, disponível em: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br), acessado em 20/10/2007.

## CAPÍTULO 8

### CONCLUSÕES

Neste capítulo serão apresentadas as conclusões obtidas com este trabalho, tendo como referência o estudo de caso para as UHE's GBM, GNB, GJR e GPS pertencentes à COPEL. Este trabalho foi dividido em três etapas. Na primeira foram estudados os custos decorrentes da parada/partida e da operação como compensador síncrono, suas origens e seus valores. Na segunda etapa, foi apresentado um modelo matemático que indicava uma relação de tempo, onde as curvas de custos, tanto da operação como compensador síncrono quanto da parada/partida da unidade geradora se interceptavam, para que com isso, o operador possa ter uma fundamentação econômica para tomar sua decisão entre parar a unidade ou mantê-la como compensador síncrono no momento da disponibilização da unidade geradora pelo ONS. Em uma terceira etapa foi construído um modelo matemático para a obtenção de um despacho otimizado de unidades geradoras durante a elaboração do Programa Diário de Geração (Pré-Despacho).

#### - Dos Custos de Parada/Partida e Operação como Compensador Síncrono

Poucos trabalhos publicados são encontrados se referindo aos custos de parada e partida de unidades geradoras. Desta forma, foi necessário que uma metodologia fosse criada para que estes valores pudessem ser obtidos e utilizados como referência para os dois modelos de otimização propostos. Como visto, estes valores sofrem influências de diversos fatores, como: tempo de operação, vida útil estimada do equipamento, cuidados com a manutenção, custo de recuperação, tecnologias empregadas nos diversos subsistemas da unidade, entre outros. Portanto, a adoção de um valor médio do custo da parada e partida para diferentes usinas, mesmo para unidades geradoras de mesmo porte, pode levar a resultados bastante destoantes do valor real, prejudicando a aplicação destes nos modelos de otimização propostos neste trabalho. O custo da operação como compensador síncrono é formado por diversas origens, entretanto, como apresentado, o consumo de energia elétrica é o mais significativo, sendo importante que a mensuração ou estimação correta da potência consumida seja obtida para cada unidade geradora de cada usina.

Este levantamento de custos operacionais, além das aplicações propostas nesta dissertação, também pode ser utilizado para auxiliar o planejamento de manutenções e ensaios programados das unidades geradoras, minimizando com isso os gastos para a realização de intervenções nos equipamentos.

#### - Do modelo de otimização do Pré-Despacho

O procedimento implementado para a solução do problema do pré-despacho mostrou ser bastante eficiente, uma vez que a cada iteração, houve uma diminuição do valor das perdas e do número de alterações de estados operativos.

O módulo do Despacho de Geração utilizado (SALMAZO, 1997) mostrou ser bastante eficiente e garante que, dado o despacho de unidades geradoras, uma distribuição de potência otimizada por usina e por período seja obtida. Já o módulo do Despacho de Unidades busca a otimização da configuração de unidades para cada usina separadamente, visando não somente uma otimização energética, mas sim econômica, onde são considerados como critérios de otimalidade todos os possíveis estados operativos que as unidades podem permanecer, segundo as regras vigentes do ONS e da CCEE. O procedimento de solução do problema que alterna a solução dos dois módulos até que a solução do despacho de unidades coincida com a anterior mostrou ser poderoso e com uma convergência bastante rápida, sendo concluído com poucas iterações.

Ao analisar os resultados obtidos com o modelo de otimização para o pré-despacho nas três simulações apresentadas percebe-se que a disponibilização de um maior número unidades geradoras para prestarem o serviço ancilar de suporte de reativo em detrimento de uma otimização energética pode ser vantajosa, entretanto, não há garantias de que as unidades disponibilizadas sejam realmente solicitadas pelo ONS durante a operação em tempo real e nem tão pouco que a potência prevista durante a elaboração do programa de geração seja produzida. Como mostrado anteriormente, uma pequena variação da produção de reativos em relação ao previsto pode significar uma grande perda de receita, com isso, a definição da utilização ou não deste critério é uma decisão de risco, que deve ser muito bem avaliada pela empresa.

### - Do modelo de Auxílio à Tomada de Decisões em Tempo Real

Os custos de parada e partida obtidos com este estudo, aplicado às UHE's da COPEL, apresentaram um valor pouco representativo, ainda mais se comparado ao custo da operação como compensador síncrono. Na prática, isto indica a vantagem econômica de se desligar as unidades na maioria das ocasiões em que são disponibilizadas pelo ONS ao Agente, o que se mostrou contrário ao comportamento que vinha sendo adotado pela empresa antes da conclusão deste trabalho. Com isso, a hesitação de se desligar as unidades foi substituída pelos resultados econômicos fornecidos pelo modelo de auxílio à tomada de decisões apresentado nesta dissertação. Contudo, as limitações dos equipamentos em relação ao tempo para que uma parada seja concluída e o tempo que a unidade leva para partir e retornar ao sistema devem ser levados em consideração pelo operador no momento da decisão.

Os resultados obtidos com a utilização deste modelo são bastante significativos, trazendo grandes vantagens econômicas para a empresa (podendo atingir a casa dos milhões de reais por ano) e propiciando ao operador uma fundamentação técnico-econômica para tomar sua decisão, diminuindo com isso o “stress” característico da equipe de operação em tempo real.

### - Das Considerações Finais

As aplicações sugeridas neste trabalho, para a utilização dos valores referentes a cada estado operativo das unidades, permitem que as empresas possam aproveitar seus recursos, tanto naturais (reservatórios) quanto físicos (equipamentos) de uma forma mais econômica, e isto se torna muito importante no atual modelo competitivo do setor elétrico.

Tem-se ainda que, uma otimização do pré-despacho resulta em menores perdas energéticas durante a produção, acarretando em ganhos para todo o SIN, uma vez que garante um melhor aproveitamento dos reservatórios. Como visto, a diferença de rendimento, mostrada pelos resultados apresentados correspondem a cerca de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) o que mostra que a utilização destes modelos pelas demais empresas geradoras pode reduzir a necessidade de investimentos para a ampliação do parque gerador nacional, além de diminuir a necessidade de utilização de termelétricas para garantir o atendimento da demanda, o que minimiza o custo de produção.

Por outro lado, um melhor aproveitamento dos recursos físicos (equipamentos) acarreta em ganhos de disponibilidade, uma vez que diminui a necessidade de intervenções nos equipamentos, aumentando com isso, a confiabilidade do sistema, o que também acarreta em vantagens para todo o SIN.

Como já apresentado, as regras para a prestação do serviço ancilar de suporte de reativos definem uma remuneração para o Agente em função da produção efetiva de energia reativa (em Mvarh), independentemente da disponibilidade de produção de potência que a unidade possui. Como não há garantias de que um mínimo de potência reativa seja fornecido o Agente pode incorrer em grandes prejuízos por prestar um serviço essencial ao SIN, uma vez que somente o consumo da máquina síncrona (motor) é considerado como perdas sistêmicas, sendo o consumo de energia do serviço auxiliar e o desgaste dos equipamentos pagos pelo Agente. Desta forma, novas propostas e regras para a prestação deste serviço devem ser estudadas de modo a motivar o Agente a disponibilizar suas unidades geradoras para prestarem este serviço, que é de fundamental importância para a segurança e confiabilidade do SIN.

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:**

AFFONSO, C. M. Planejamento de Curto Prazo da Operação Incluindo Critérios de Estabilidade de Tensão. **Tese de Doutorado**. UNICAMP. Campinas – SP. 2004.

ALMEIDA, A. T. L. Máquinas Síncronas. **Apostila da Escola Federal de Engenharia de Itajubá**. Grupo de Estudos em Manutenção Eletro-Eletrônica e Instalações. 2000.

ARCE E., A. S., Despacho Ótimo de Unidades Geradoras em Sistemas Hidrelétricos via Heurística Baseada em Relaxação Lagrangeana e Programação Dinâmica. **Tese de Doutorado**. UNICAMP. 2006.

BJØRKVOLL, T., BAKKEN, B. H. Calculating The Start-Up Costs Of Hydropower Generators. **14<sup>th</sup> PSCC**. Sevilla, Spain. 2002.

CARNEIRO, R. G., MOTA, E. E. R. Turbina e Mancais. **Curso Tecnologia da Usina UHE GBM**. COPEL. 2006.

CASAROTTO FILHO, N., KOPITKE, B. H. Análise de Investimentos: Matemática Financeira, Engenharia Econômica, Tomada de decisão e Estratégia Empresarial. 6<sup>o</sup> Edição. **Editora Atlas**. São Paulo. SP. 1994.

CECCHIN, G. J. Automatismo da Unidade. **Curso Tecnologia da Usina UHE GBM**. COPEL 2006.

COSTA, A. S., Turbinas Hidráulicas e Conduitos Forçados. **Notas de Aula**. 2003.

DECRETO Nº 2.655, DE 2 DE JULHO DE 1998.

EHRlich, P. J. Pesquisa Operacional – Curso Introdutório. 4ª Edição. **Editora Atlas S.A.** São Paulo. SP. 1984.

FORTUNATO, L. A. M., NETO, T. A. A., ALBUQUERQUE, J. C. R., PEREIRA, M. V. F. Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica. **EDUFF**, Niterói, RJ. 1990.

HARA, T. P., VIANNA, L. F. L., NACHVALGER, E. E., GONÇALVES, E. Valuation About Remaining Service Life of GBM Hydraulic Power Plant Units - Technical and Economical Aspects. **Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials**. Brisbane – Australia. 1994.

KIMURA, N. Modelagem do Comportamento Térmico dos Anéis de Desgaste de uma Turbina Francis Operando em Compensador Síncrono. **Dissertação de Mestrado**. UFPR. 2005.

LALA, J. A. O. Um Modelo de pré-despacho com Gerenciamento de Congestionamento no Sistema de Transmissão. **Dissertação de Mestrado**. UNICAMP. 2002.

LAPPONI, J.C. Análise de Investimento: Construção e avaliação do fluxo de caixa – Modelos em Excell. **Lapponi Treinamento e Editora**. São Paulo. 2000.

LARSON, R. E., CASTI, J. L. Principles of Dynamic Programming. Part I. Basic Analytic and Computational Methods. **Marcel Dekker Inc**. New York, NY. EUA. 1978.

LEI Nº 9.648 DE 27 DE MAIO DE 1998.

LESCANO, G. M. A. Um Modelo de Despacho Econômico para Reservas Operativas. **Dissertação de Mestrado**. UNICAMP. 2004.

MACYNTYRE, A. J. Máquinas Motrizes Hidráulicas. **Editora Guanabara Dois S.A.** Rio de Janeiro, RJ. 1983.

MANCINI F., E. Automatismo de um Grupo Gerador, Operação como Compensador Síncrono. **Departamento de desenvolvimento de pessoal.** COPEL 1984.

MENEZES, C. M. C. L., SILVA, E. F., VASCONCELOS, L. F. B., TOSTES, M. E. L. Estudo De Controle De Tensão Sistêmico Para A Qualidade De Atendimento. **VI SBQEE**, Belém, - PA. 2005.

NILSSON, O., SJELVGREN, D. Hydro Unit Start-Up Costs and Their Impact on The Short Term Scheduling - Strategies of Swedish Power Producers. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 12, N° 1, p. 38-42. 1997.

NILSSON, O., SJELVGREN, D. Variable Splitting Applied to Modeling of Start-Up Costs in Short Term Hydro Generation Scheduling. **1996 IEEE/PES Summer Meeting, 96SM497-8PWRS**. Denver, Colorado, 1996.

OLIVEIRA, J. C., COGO, J. R., ABREU, J. P. G. Transformadores, Teoria e Ensaio. Editora **Edgard Blücher Ltda.** São Paulo, SP. 1984.

PROCEDIMENTOS DE REDE, MÓDULO 10. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>, acessado em 02 de junho de 2007.

PROCEDIMENTOS DE REDE, MÓDULO 14, SUB-MÓDULO 14.1. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>, acessado em 02 de junho de 2007.

PROCEDIMENTOS DE REDE, MÓDULO 20. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>, acessado em 02 de junho de 2007.

RAGNEV, W. Estudo de Potência Reativa, Tensão, Contingência e Perdas em Empresas de Energia Elétrica Localizadas na Grande São Paulo. **Dissertação de mestrado**. Universidade Federal de Uberlândia. 2005.

RAMOS, A. B., CARNEIRO, R. G. Lubrificação Forçada. **Curso Tecnologia da Usina UHE GBM**. COPEL 2006.

REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO CCEE 2007, disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=0f9ba5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>. Acessado em 02 de julho de 2007.

RESOLUÇÃO ANEEL Nº 265, DE 10 DE JUNHO DE 2003.

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 251, DE 13 DE FEVEREIRO DE 2007.

RIBEIRO, P. M. Remuneração dos Serviços Ancilares de Suporte de Potência Reativa e Reserva de Potência quando Providos por Geradores. **Dissertação de Mestrado**. PUC-RJ. 2005.

Rotina Operacional ONS - RO.AO.BR-04. Disponível em: <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>, acessado em 02 de junho de 2007.

RT-CT.5SU.01-R07 – Dados Operacionais de Equipamentos da Área 525 kV da Região Sul. Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 10, Sub-Módulo 10.21 dos Procedimentos de Rede do ONS.

SALMAZO, C. T., Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho) Aplicado ao Sistema Copel. **Dissertação de Mestrado**. UNICAMP. 1997.

- SALMAZO, C. T., SOARES, S. Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré-Despacho), Aplicado ao Sistema COPEL. **XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Camburiú, SC. 1995.
- SANTOS, E. F., Um Modelo de Pré-Despacho em Usinas Hidrelétricas Usando Algoritmos Genéticos. **Dissertação de Mestrado**. UNICAMP. 2001
- SELLER, R. A. Sistema de Excitação. **Curso Tecnologia da Usina UHE GBM**. COPEL 2006.
- SILVA, F. S. Modelo De Formação de Preços para Serviços Ancilares de Reserva. **Dissertação de Mestrado**. Universidade de Brasília - UNB. 2005.
- SILVA, J. Gerador. **Curso Tecnologia da Usina UHE GBM**. COPEL 2006.
- SOARES, S., SALMAZO, C. T. Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 12, nº 3, pp. 1220-1228. August 1997.
- SOBRAL, S. C., SOARES, N. H. M., MORAND, S. R., GOMES, P., SARDINHA, S., SILVA, R. Q. Proposta de Serviços Ancilares para o Sistema Interligado Nacional. **3º Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas**. Foz do Iguaçu, PR. 2002.
- SOUZA, T. Valoração do fornecimento de serviços ancilares a partir de usinas hidroelétricas. **Tese de Doutorado**, Universidade de São Paulo. São Paulo, SP. 2006.
- VILANOVA, M. R. M., LEITE, A. S. Sistema de Resfriamento. **Curso Tecnologia da Usina UHE GBM**. COPEL 2006.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)