

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Instituto de Engenharia de Sistemas e Tecnologias da Informação



**OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO DE
CENTRAIS HIDRELÉTRICAS PELA
DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTE DE CARGA
ENTRE MÁQUINAS**

GUILHERME SOUSA BASTOS

Otimização da Operação de Centrais Hidrelétricas pela Distribuição Inteligente de Carga entre Máquinas

GUILHERME SOUSA BASTOS

Orientador: Prof. LUIZ EDIVAL DE SOUZA

Co-orientador: Prof. EDSON DA COSTA BORTONI

Dissertação apresentada à Universidade Federal de
Itajubá, para a obtenção do título de Mestre em
Ciências em Engenharia Elétrica.

ITAJUBÁ

Estado de Minas Gerais – Brasil

2004

Aos meus pais

Agradeço de forma especial ao meu orientador Prof. Luiz Edival de Souza e meu co-orientador Prof. Edson da Costa Bortoni pelo apoio constante e incentivo dado ao longo desta caminhada.

Ao Prof. Leonardo de Mello Honório pelas dicas dadas sobre a escrita e também pelas discussões acerca do tema otimização.

Aos meus pais pelo incentivo e cobrança.

A todos meus colegas de profissão, atuantes no Colégio de Itajubá, Universitas, FAI e UNIFEI, que compreenderam a situação e me ajudaram no que foi possível, e principalmente ao meu amigo André Luiz dos Santos por me ajudar de modo ímpar na coordenação do Colégio de Itajubá, fazendo muitas das vezes meu papel para que eu pudesse terminar este trabalho.

Aos amigos do CRTI pela companhia em todos os momentos.

“Todas as coisas são impermanentes. Tudo muda o tempo todo sem parar. Nada é igual nem por um instante. Nada é estável. Um minuto atrás, nós éramos diferentes tanto física quanto mentalmente. O que nos faz sofrer não é a impermanência em si, mas o nosso desejo de que as coisas sejam permanentes enquanto elas não o são. Impermanência é movimento, é vida. As coisas só existem na sua forma e cor presentes.”

Impermanência, um dos elementos básicos do Budismo.

RESUMO

Esta dissertação de Mestrado tem como objetivo principal desenvolver um método inteligente de distribuição de carga entre máquinas (grupos geradores) de centrais hidrelétricas de modo a maximizar o rendimento global da transformação da energia potencial armazenada nos reservatórios d'água em energia elétrica. A otimização da operação de centrais hidrelétricas faz com que exista uma economia de combustível, neste caso a água armazenada, pelo uso racional da energia disponível, o que é de grande interesse nos dias de hoje. A otimização do rendimento pode ser realizada através de medidas diretas de rendimento, vazões nas entradas das turbinas ou pressão absoluta no conduto forçado. Neste trabalho, o algoritmo de otimização desenvolvido utiliza medidas diretas de rendimento e potência ativa gerada em cada máquina. A busca é guiada pela heurística da “Subida de Encosta pela Trilha mais Íngreme” e apresenta a vantagem de ser executada em tempo real, onde não há a necessidade do levantamento das curvas de rendimento das máquinas, podendo também ser utilizada em otimizações convencionais (lineares ou não lineares), as quais são realizadas através de modelos do sistema. A otimização é realizada em uma central hidrelétrica hipotética, dotada de dez máquinas, para uma grande variedade de potências demandadas, através de simulações realizadas pelo algoritmo desenvolvido. Os valores de rendimento dados pela busca são comparados com os encontrados pelo software de otimização *LINGO*. O algoritmo foi implementado em *MATLAB*, sendo apresentado no final do trabalho para efeitos de implementação, mudanças e/ou melhorias.

ABSTRACT

This dissertation of Master's degree has as main objective to develop an intelligent method of load distribution among machines (generating groups) of hydroelectric power plants in way to maximize the global efficiency of the transformation of the potential energy stored in the reservoirs of water in electric power. The optimization of the hydroelectric plants operation does with that an economy of fuel exists, in this case the stored water, for the rational use of the available energy, with great interest nowadays. The efficiency optimization can be accomplished through direct measures of efficiency, flow in the turbines entrance or penstock absolute pressure. In this work, the developed optimization algorithm uses direct measures of efficiency and power generated by each machine. The search is guided by the “Steepest Ascent Hill Climbing” heuristic and it presents the advantage of being executed in real time, where there is not the need of the curves of machines efficiency, could also be used in conventional optimizations (linear or nonlinear), which are accomplished through models of the system. The optimization is accomplished in a hypothetical hydroelectric plant, with ten machines, for a great variety of demanded power, through simulations accomplished by the developed algorithm. The efficiency values informed by the search are compared with the values found by *LINGO* software. The algorithm was developed in MATLAB, being presented in the end of the work for using, changes and/or improvements.

SUMÁRIO

RESUMO	VI
ABSTRACT.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE ALGORITMOS	XIII
ÍNDICE DE TABELAS.....	XIV
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2. REVISÃO DA LITERATURA.....	2
1.3. OBJETIVO DO TRABALHO.....	4
1.4. ESCOPO DO TRABALHO.....	4
2. CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	6
2.1. INTRODUÇÃO	6
2.2. TRANSFORMAÇÃO HIDRELÉTRICA.....	6
2.3. AUTOMAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS	8
2.4. MEDIÇÃO DO RENDIMENTO.....	9
3. OTIMIZAÇÃO	14
3.1. INTRODUÇÃO	14
3.2. PROGRAMAÇÃO LINEAR	14
3.3. PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR	16
3.4. OTIMIZAÇÃO COMBINATÓRIA.....	17
3.4.1. <i>Busca Heurística</i>	20
3.4.2. <i>Meta-heurísticas</i>	23
4. ESTRATÉGIAS DE OTIMIZAÇÃO	25
4.1. INTRODUÇÃO	25
4.2. ESTRATÉGIAS DE OTIMIZAÇÃO	29
4.2.1. <i>Otimização Utilizando Medição de Rendimento</i>	30
4.2.2. <i>Otimização Utilizando Medição de Vazão</i>	31

4.2.3.	<i>Otimização Utilizando Medição de Pressão</i>	33
4.3.	ALGORITMOS DE BUSCA DA MELHOR SOLUÇÃO.....	35
4.3.1.	<i>Método 1</i>	39
4.3.2.	<i>Método 2</i>	40
4.3.3.	<i>Método 3</i>	43
4.3.4.	<i>Método 4</i>	44
5.	RESULTADOS	46
5.1.	INTRODUÇÃO	46
5.2.	DUAS MÁQUINAS.....	48
5.3.	TRÊS MÁQUINAS.....	52
5.4.	QUATRO MÁQUINAS	56
5.5.	CINCO MÁQUINAS	62
5.6.	SEIS MÁQUINAS	66
5.7.	SETE MÁQUINAS.....	69
5.8.	OITO MÁQUINAS.....	78
5.9.	NOVE MÁQUINAS	81
5.10.	DEZ MÁQUINAS	84
5.11.	ANÁLISE COMPARATIVA.....	88
6.	CONCLUSÃO	91
6.1.	CONCLUSÕES	91
6.2.	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS	93
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
	APÊNDICE A – DEDUÇÃO DA FÓRMULA DA QUEDA LÍQUIDA	98
	APÊNDICE B – DEDUÇÃO DA PRESSÃO NA ENTRADA DA TURBINA	100
	APÊNDICE C – ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	103
	APÊNDICE D – PROGRAMA DESENVOLVIDO PARA OTIMIZAÇÃO EM MATLAB	111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Transformação Hidrelétrica.....	7
Figura 2 – Transformações de energia em uma central hidrelétrica.	9.
Figura 3 – Equipamento desenvolvido e diagrama esquemático de conexão de sensores.	11
Figura 4 – Dimensões para o cálculo da queda líquida.....	12
Figura 5 – Soluções Ótimas.....	16
Figura 6 – Espaço de Estados.	18
Figura 7 – Rendimento x Potência Ativa – Grupo Gerador Hipotético.	26
Figura 8 – Distribuição otimizada de carga entre unidades geradoras.	29
Figura 9 – Esquema e características da Central Hidrelétrica Antas II.	32
Figura 10 – Variação da pressão na entrada de uma turbina hipotética.....	34
Figura 11 – Busca do ponto ótimo de operação.....	37
Figura 12 – Busca da solução utilizando <i>Passo Longo</i> e <i>Passo Curto</i>	42
Figura 13 – Rendimento x Potência (2 máquinas).....	48
Figura 14 – Distribuição de potências (2 Máquinas – Método 1).....	50
Figura 15 – Evolução do rendimento global (2 Máquinas – Método 1).....	51
Figura 16 – Rendimento x Potência (3 máquinas).....	52
Figura 17 – Distribuição de potências (3 Máquinas – Método 2).....	55
Figura 18 – Evolução do rendimento global (3 Máquinas – Método 2).....	55
Figura 19 – Rendimento x Potência (4 máquinas).....	56
Figura 20 – Distribuição de potências (4 Máquinas – Método 4, 80%).....	58
Figura 21 – Evolução do rendimento global (4 Máquinas – Método 4, 80%).....	58
Figura 22 – Distribuição de potências I (4 Máquinas – Método 4, 30%).....	60

Figura 23 – Distribuição de potências II (4 Máquinas – Método 4, 30%).....	60
Figura 24 – Evolução do rendimento global I (4 Máquinas – Método 4, 30%).	61
Figura 25 – Evolução do rendimento global II (4 Máquinas – Método 4, 30%).	61
Figura 26 – Rendimento x Potência (5 máquinas).....	62
Figura 27 – Distribuição de potências (5 Máquinas – Método 3, 25%).....	64
Figura 28 – Distribuição de potências (5 Máquinas – Método 4, 25%).....	64
Figura 29 – Evolução do rendimento global (5 Máquinas – Método 3, 25%).....	65
Figura 30 – Evolução do rendimento global (5 Máquinas – Método 4, 25%).....	65
Figura 31 – Rendimento x Potência (6 máquinas).....	66
Figura 32 – Distribuição de potências (6 Máquinas).....	68
Figura 33 – Evolução do rendimento global (6 Máquinas).....	68
Figura 34 – Rendimento x Potência (7 máquinas).....	69
Figura 35 – Distribuição de potências (7 Máquinas).....	71
Figura 36 – Evolução do rendimento global (7 Máquinas).....	71
Figura 37 – Distribuição de potências, sete máquinas ($P_{min} = 0$).....	72
Figura 38 – Evolução do rendimento global, sete máquinas($P_{min}=0$).	73
Figura 39 – Distribuição de potências, seis máquinas ($P_{min} = 0$).	74
Figura 40 – Evolução do rendimento global, seis máquinas($P_{min}=0$).....	75
Figura 41 – Distribuição de potências, cinco máquinas ($P_{min} = 0$).	76
Figura 42 – Evolução do rendimento global, cinco máquinas($P_{min}=0$).	77
Figura 43 – Rendimento x Potência (8 máquinas).....	78
Figura 44 – Distribuição de potências (8 Máquinas – Método 3, 20%).....	80
Figura 45 – Evolução do rendimento global (8 Máquinas – Método 3, 20%).....	80
Figura 46 – Rendimento x Potência (9 máquinas).....	81
Figura 47 – Distribuição de potências (9 Máquinas – Método 4, 10%).....	83

Figura 48 – Evolução do rendimento global (9 Máquinas – Método 4, 10%).....	83
Figura 49 – Rendimento x Potência (10 máquinas).....	84
Figura 50 – Distribuição de potências I (10 Máquinas – Método 4, 5%).....	86
Figura 51 – Distribuição de potências II (10 Máquinas – Método 4, 5%).....	86
Figura 52 – Evolução do rendimento global I (10 Máquinas – Método 4, 5%).....	87
Figura 53 – Evolução do rendimento global II (10 Máquinas – Método 4, 5%).....	87
Figura 54 – Distribuição otimizada de carga.....	90
Figura 55 – Diagrama de blocos do modelo completo da regulação primária.....	105
Figura 56 – Modelo simplificado de uma turbina.....	106
Figura 57 – Regulador com queda de velocidade e estatismo transitório.....	107
Figura 58 – Sistema de geração hipotético.....	109
Figura 59 – Resposta ao degrau para sistema de geração hipotético.....	109

ÍNDICE DE ALGORITMOS

Algoritmo 1 – “Subida de Encosta”	21
Algoritmo 2 – “Subida de Encosta pela Trilha mais Íngreme”	22
Algoritmo 3 – Algoritmo de otimização, Método 1	40
Algoritmo 4 – Algoritmo de otimização, Método 2	41
Algoritmo 5 – Algoritmo de otimização, Método 3	44
Algoritmo 6 – Algoritmo de otimização, Método 4	45

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Otimização de duas máquinas ($Pd = 1000$ [kW]).....	49
Tabela 2 - Otimização de duas máquinas ($Pd = 1500$ [kW])	51
Tabela 3 – Otimização de três máquinas ($Pd = 1500$ [kW]).....	54
Tabela 4 – Otimização de quatro máquinas ($Pd = 1700$ [kW]).....	57
Tabela 5 – Otimização de cinco máquinas ($Pd = 3200$ [kW])	63
Tabela 6 – Otimização de seis máquinas ($Pd = 3200$ [kW]).....	67
Tabela 7 – Otimização de sete máquinas ($Pd = 3200$ [kW])	70
Tabela 8 – Otimização de oito máquinas ($Pd = 6500$ [kW])	79
Tabela 9 – Otimização de nove máquinas ($Pd = 7000$ [kW]).....	82
Tabela 10 – Otimização de dez máquinas ($Pd = 9000$ [kW]).....	85
Tabela 11 – Rendimento otimizado por número de máquinas	89
Tabela 12 – Rugosidade Média Absoluta	101
Tabela 13 – Valores típicos (Regulador com queda de velocidade e estatismo transitório).....	108

Capítulo 1

1. INTRODUÇÃO

1.1. Considerações Gerais

A palavra economia pode ser considerada como uma das palavras-chaves dos tempos modernos e, portanto, deve ser sempre considerada na transformação dos mais diversos tipos de energia em energia elétrica.

Em toda transformação de energia existe um fator denominado rendimento (ou eficiência), o qual é responsável por determinar o quanto de energia foi realmente transformado, ou em outras palavras, o quanto de energia foi perdido. O rendimento em uma mesma transformação de energia pode apresentar variações, de acordo com a técnica utilizada e outros fatores inerentes ao sistema. Portanto, o aumento do rendimento em transformações de energia implica em uma maior economia através da minimização das perdas.

As centrais hidrelétricas, largamente empregadas no Brasil, geram energia elétrica a partir da transformação de energia potencial hidráulica através de conjuntos turbina-gerador (grupos geradores) operando muitas vezes em paralelo, sendo que o rendimento da transformação de energia é fortemente influenciado pelo ponto de operação destes grupos geradores. Pode-se entender como aumento do rendimento de uma central hidrelétrica a geração de uma mesma quantidade de

energia elétrica, ou potência demandada, com uma menor vazão turbinada, conseguindo-se assim uma economia de energia potencial hidráulica, ou simplesmente, economizando-se água.

Neste contexto, pretende-se aqui desenvolver estratégias de distribuição de carga entre grupos geradores de uma central hidrelétrica de forma a maximizar o rendimento na transformação de energia. Para isto, é desenvolvida uma ferramenta que utiliza técnicas de otimização combinatória em conjunto com uma medição de variáveis do sistema, com o objetivo de realizar a distribuição de cargas em tempo real, ou seja, com o sistema em operação, apresentando a vantagem de poder ser utilizada em qualquer central hidrelétrica, sem a necessidade de conhecimento ou determinação das diversas curvas de operação.

1.2. Revisão da Literatura

O termo *Unit Commitment* (também utilizado como *Generation Scheduling*) se refere ao planejamento da operação de centrais. Em países que utilizam centrais térmicas para a geração da maior parte da energia elétrica a ser consumida, o *unit commitment* atua de forma a maximizar a geração das centrais hidrelétricas, minimizando assim a geração pelas térmicas. Isto ocorre porque o custo de geração para uma mesma quantidade de energia gerada por uma térmica é maior do que em hidrelétricas.

Diversos autores concentram estudos na área do *unit commitment*. Yamin (2004) faz uma revisão geral dos métodos empregados no planejamento da operação; Santos (2001, 2004) utiliza Algoritmos Genéticos para criar um modelo de planejamento; Soares (2003) cria um modelo de despacho dinâmico para centrais hidrelétricas; Liang (1999) propõe um novo método de planejamento baseado em redes neurais aplicado no sistema elétrico tailandês; Yu (1998) propõe um método de planejamento a longo termo para maximizar o lucro de centrais hidrelétricas baseado na energia mensal requerida pelo sistema; Liang (1994) utiliza programação linear

fuzzy no planejamento da operação de centrais hidrelétricas; Feng (1993) utiliza programação dinâmica estocástica na busca do despacho ótimo de duas centrais hidrelétricas em cascata.

O *unit commitment* busca o planejamento da operação de maneira otimizada. Portanto, a otimização do rendimento global de uma central hidrelétrica é uma variável que deve ser considerada em planejamentos da operação.

Abrahão (1999) cita que o aumento da potência e do rendimento das unidades geradoras devem ser incluídos como objetivos prioritários no processo de modernização de pequenas centrais hidrelétricas, o que não deixa de ser verdade para centrais hidrelétricas de grande porte.

Diversos trabalhos desenvolvem técnicas para a otimização do rendimento de centrais hidrelétricas, tal como: Ribas (2002), Arce (2002a, 2002b), Provençano (2003) e Bortoni (2002, 2003). Ribas (2002) descreve que, para máquinas iguais, o rendimento global de uma central hidrelétrica é ótimo quando a potência demandada é igualmente dividida. Este trabalho realiza a otimização de centrais hidrelétricas considerando que as máquinas envolvidas no processo de geração nunca serão iguais.

Ninantay (1996) discute de modo muito amplo a otimização de centrais térmicas e hidrelétricas, utilizando diversas técnicas de programação linear e não linear. Santos (1995) realiza a otimização da operação de pequenas centrais hidrelétricas utilizando técnicas de programação matemática (linear, não linear e mista-inteira) e de programação dinâmica.

1.3. Objetivo do Trabalho

Este trabalho tem como objetivo principal aplicar técnicas de otimização combinatória na determinação do rendimento global ótimo de qualquer central hidrelétrica. A técnica de otimização desenvolvida utiliza uma distribuição inteligente de carga às máquinas constituintes da central, de modo a maximizar o rendimento da transformação hidrelétrica.

A técnica desenvolvida apresenta a vantagem de poder ser utilizada tanto de maneira off-line, utilizando simulações e modelos do sistema (modo o qual é demonstrado neste trabalho), e em tempo real, onde não é necessário o levantamento do modelo do sistema. O sistema de otimização, trabalhando em tempo real, pode utilizar variáveis da geração tais como: potência ativa gerada, rendimento, vazão e pressão na entrada da turbina.

1.4. Escopo do Trabalho

O capítulo 1 apresenta a conceituação do problema, o que está sendo feito para sua solução, bem como descreve a proposta da dissertação.

Descreve-se no capítulo 2 o processo da geração hidrelétrica, filosofias de operação de centrais hidrelétricas e conceitua o leitor no problema da medição de rendimento. É apresentado também o medidor de rendimento desenvolvido por Bortoni (2001).

São apresentadas no capítulo 3 técnicas de otimização tal como: programação linear, programação não linear e otimização combinatória.

O capítulo 4 inicialmente conceitua o problema da otimização através da distribuição de carga entre máquinas. Finalmente são desenvolvidas estratégias de otimização combinatória para o problema apresentado.

São apresentados no capítulo 5 os resultados das simulações de rendimento de uma central hipotética, a qual pode operar com até dez máquinas. São realizadas comparações de rendimento ótimo com a variação do número de máquinas utilizadas na geração.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as conclusões sobre o método desenvolvido, bem como sugestão de trabalhos futuros.

Capítulo 2

2. CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

2.1. Introdução

As Centrais Hidrelétricas, ou também conhecidas como Usinas Hidrelétricas, são as responsáveis pela transformação da energia potencial hidráulica em energia elétrica (transformação hidrelétrica).

Pelo fato do Brasil ser favorecido por suas condições hidrográficas e geográficas, as centrais hidrelétricas são as mais utilizadas em todo o país. Portanto, quaisquer esforços empregados na melhora do processo de geração refletirão de maneira positiva na operação destas centrais.

Este capítulo tem o objetivo de mostrar o processo de transformação hidrelétrica e metodologias de automação na operação de centrais hidrelétricas.

2.2. Transformação hidrelétrica

A energia gerada por uma central hidrelétrica é obtida da transformação da energia potencial da água, armazenada em um *reservatório*, em energia elétrica pela ação de um *grupo gerador*. A energia potencial é obtida através de um desnível dado pela diferença entre *nível de montante (NM)* e *nível de jusante (NJ)*, como mostrado na Figura 1. A água é conduzida ao grupo gerador por um *conduto forçado*. O grupo

gerador é constituído basicamente de duas partes: *turbina* e *gerador elétrico*. A turbina tem a finalidade de transformar a energia potencial, ou hidráulica, em energia mecânica. A energia mecânica é finalmente transformada pelo gerador elétrico em energia elétrica, a qual é entregue ao sistema de transmissão que tem a finalidade de transmiti-la ao consumidor.

Todas estas transformações de energia possuem rendimentos que variam de acordo com condições operativas da central. Através da medição de rendimento, a qual é realizada utilizando técnicas de automação, pode-se otimizar a operação de centrais hidrelétricas, minimizando as perdas que ocorrem na geração de energia elétrica.

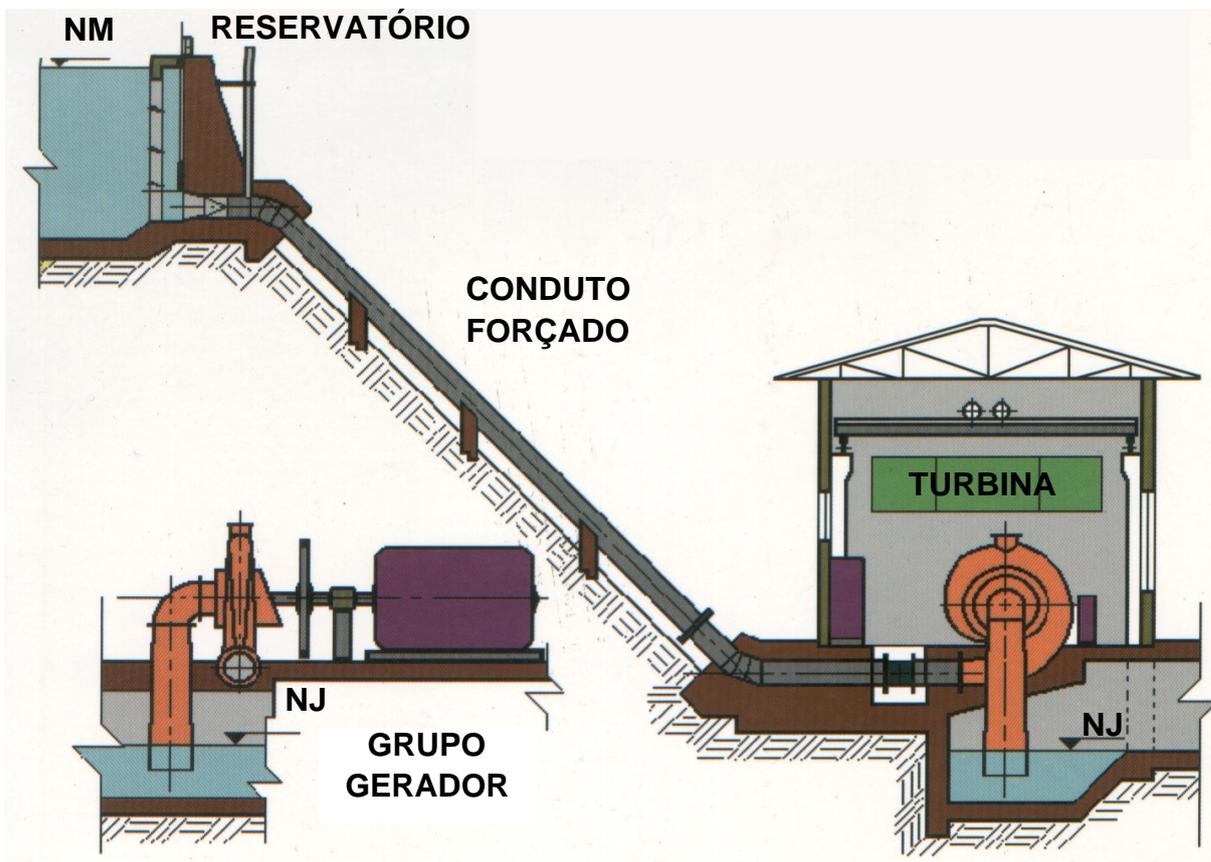


Figura 1 – Transformação Hidrelétrica.

2.3. Automação de centrais hidrelétricas

A automação tem como objetivo tornar automáticas tarefas antes realizadas pelo homem. As centrais hidrelétricas são hoje objeto de vasto estudo no campo da automação; como exemplo pode-se citar o trabalho de Abrahão (1999), o qual realiza amplo estudo sobre metodologias de automação aplicadas a Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

Vários subsistemas de uma central hidrelétrica podem ser automatizados, tal como:

- Gerador (excitação estática e regulador de tensão);
- Turbina (regulador de velocidade e válvula de entrada);
- Comportas (controle de nível e vazão);
- Proteção (geradores e transformadores);
- Serviços (válvulas, motores e indicadores);
- Sistema de telecomando.

A automação dos subsistemas da turbina e gerador pode ser considerada peça fundamental quando se buscam operações otimizadas. Os reguladores de velocidade e tensão são os componentes principais no controle da energia elétrica gerada. A potência ativa e frequência são controladas pelo regulador de velocidade; a tensão e potência reativa pelo regulador de tensão.

De acordo com Abrahão (1999), existem três filosofias de operação de centrais hidrelétricas:

- Mínimo consumo de água (máximo rendimento);

- Nível montante dentro de uma faixa;
- Operação com fator de potência constante.

A filosofia de operação “Mínimo consumo de água” é objeto de estudo deste trabalho, no qual um sistema automatizado, de posse de uma potência total a ser despachada, atua nos reguladores de velocidade de forma a distribuir as potências entre os grupos geradores na busca do máximo rendimento da transformação hidrelétrica.

2.4. Medição do rendimento

Para que se realize a operação de uma central hidrelétrica com base na filosofia do máximo rendimento, é necessário que se meça o rendimento da conversão hidrelétrica de forma online, ou que sejam levantadas as curvas que relacionam o rendimento dos grupos geradores com alguma variável dependente, tais como potência ativa gerada e vazão na entrada da turbina.

Sabe-se que, em uma central hidrelétrica, a potência hidráulica disponível pode ser transformada em energia elétrica empregando-se grupos geradores turbina-gerador elétrico. Este fenômeno, no entanto, se dá por partes, usando-se de várias transformações, ocorrendo perdas em cada uma delas.

Inicialmente a turbina hidráulica (*TH*) transforma a energia hidráulica (P_{hid}) disponível em energia mecânica (P_{eixo}), disposta em seu eixo. O gerador elétrico (*GE*), por sua vez, transforma esta energia mecânica, entregue em seu eixo, em energia elétrica (P_{el}), disponível em seus bornes, como mostrado a seguir:

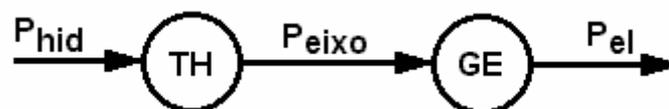


Figura 2 – Transformações de energia em uma central hidrelétrica.

Através das potências mostradas na Figura 2 pode-se obter o rendimento de cada transformação:

$$\eta_{TH} = \frac{P_{eixo}}{P_{hid}} \quad (1)$$

$$\eta_{GE} = \frac{P_{el}}{P_{eixo}} \quad (2)$$

Onde η_{TH} e η_{GE} representam o rendimento da turbina e gerador, respectivamente.

Ao produto dos rendimentos da TH e do GE dá-se o nome de rendimento do grupo-gerador (η_{GG}):

$$\eta_{GG} = \eta_{TH} \cdot \eta_{GE} = \frac{P_{el}}{P_{hid}} \quad (3)$$

MEDIDOR DE RENDIMENTO

Foi desenvolvido por Bortoni (2001), um equipamento para medição de rendimento (Figura 3) dos grupos geradores de centrais hidrelétricas, concebido para auxiliar a otimização da operação de grupos geradores e para subsidiar a tomada de decisão em paradas para manutenção.

O cálculo do rendimento (η) é realizado a partir das Eq. (4), Eq. (5) e Eq. (6), as quais necessitam de alguns parâmetros físicos dinâmicos, informados pelos instrumentos de medição integrados ao sistema, ou estáticos informados na programação inicial.

$$\eta = \frac{P}{P_H} \quad (4)$$

Nesta expressão P é a potência elétrica ativa gerada (kW) medida nos bornes do gerador e P_H é a potência hidráulica entregue à turbina.



Figura 3 – Equipamento desenvolvido e diagrama esquemático de conexão de sensores.

Pode-se expandir P_H e obter:

$$\eta = \frac{P}{g \cdot Q \cdot H_L} \quad (5)$$

Onde g é a aceleração da gravidade local (m/s^2), Q é a vazão turbinada (m^3/s) e H_L é a queda líquida (m) obtida como a diferença entre a queda bruta da central e as perdas hidráulicas no circuito de adução, cuja dedução é apresentada no Apêndice A.

A Figura 4 mostra uma instalação de uma turbina hidráulica de eixo horizontal.

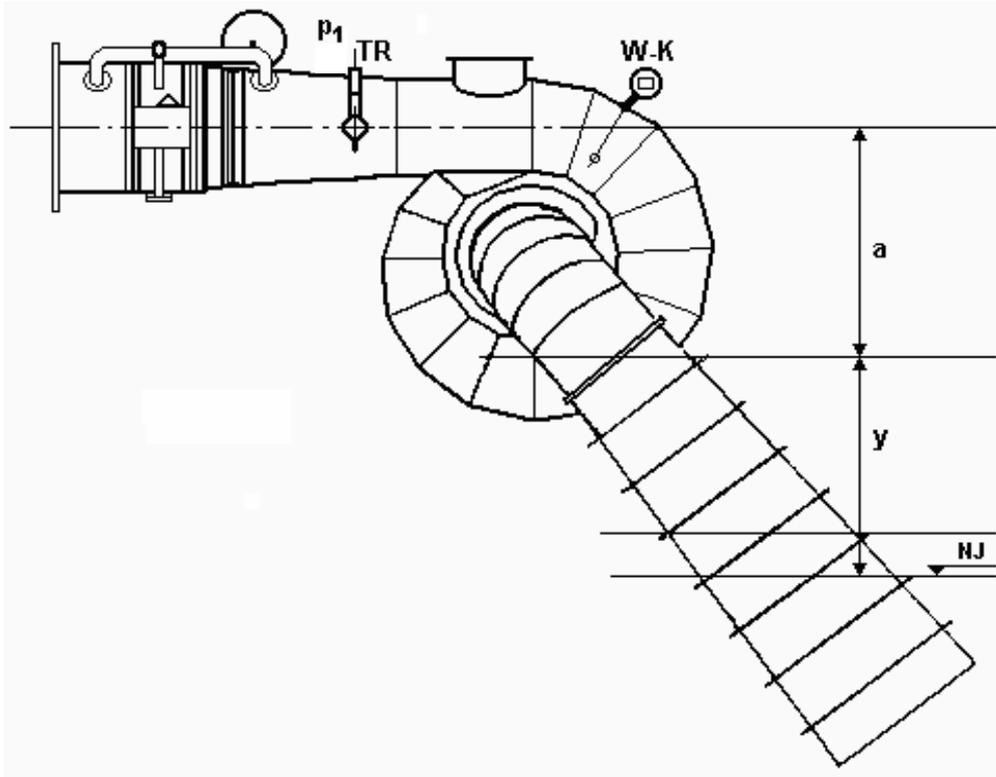


Figura 4 – Dimensões para o cálculo da queda líquida.

Substituindo H_L na Eq. (5), obtém-se a equação final para o cálculo do rendimento de um grupo gerador:

$$\eta = \frac{P}{g \cdot Q \cdot \left\{ p_1 + \left[\frac{8 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g} \cdot (D_e^{-4} - D_{ts}^{-4}) \right] + a + y \right\}} \quad (6)$$

Nesta expressão p_1 (mca) é a pressão medida na entrada da turbina usando um transdutor de pressão adequado, D_e e D_{ts} são diâmetros (m) medidos na entrada da turbina e no tubo de sucção, respectivamente. O comprimento y é a medida (m) entre o piso da central e o nível de jusante, conhecido através de um transdutor de nível hidrostático. A potência elétrica ativa gerada e vazão turbinada são medidas por transdutores adequados.

Cabe ressaltar que o medidor de rendimento desenvolvido é individual, ou seja, deve ser utilizada uma unidade para cada grupo gerador, a qual pode ser utilizada como uma ferramenta em algoritmos de otimização computacionais, por fornecer a possibilidade de integração a outros sistemas, informado o rendimento em tempo real; informação tal é utilizada no algoritmo de otimização apresentado na Seção 4.2.

Capítulo 3

3. OTIMIZAÇÃO

3.1. Introdução

A área da Otimização trata da melhor alocação de recursos para um conjunto de atividades, de modo que objetivos ou metas pré-estabelecidas sejam minimizados (custos) ou maximizados (lucros).

Existem diversos métodos de otimização, dentre os quais destacam-se três grandes áreas: Programação Linear (PL), Programação Não Linear (PNL) e Otimização Combinatória.

As áreas de PL e PNL são discutidas amplamente por Luenberger (1973) e Hillier (1988).

3.2. Programação Linear

Um problema de PL consiste na otimização (maximização ou minimização) de uma função linear de várias variáveis, designada por *função objetivo*, em que as variáveis estão sujeitas a um conjunto de *restrições* também lineares. As variáveis de decisão representam, em geral, níveis de atividades; as restrições podem resultar de limitações na disponibilidade de recursos ou de requerimentos mínimos que devem ser atingidos; e a função objetivo representa uma medida do desempenho do sistema.

De uma forma genérica, um problema de PL formula-se da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \max(\min) \quad & z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \\ \text{sa} \quad & \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i, i = 1, \dots, m \\ & x_j \geq 0, j = 1, \dots, n \end{aligned} \quad (7)$$

Onde n é o número de variáveis de decisão e m o número de restrições funcionais. Para além das restrições funcionais, as variáveis estão sujeitas a restrições de não negatividade ($x_j = 0$). O problema anterior pode ser escrito na forma matricial:

$$\begin{aligned} \max(\min) \quad & z = \mathbf{c}\mathbf{x} \\ \text{sa} \quad & \mathbf{A}\mathbf{x} \leq \mathbf{b} \\ & \mathbf{x} \geq 0 \end{aligned} \quad (8)$$

Onde \mathbf{c} é o vetor $1 \times n$, (c_1, c_2, \dots, c_n) , \mathbf{x} é o vetor $n \times 1$, $(x_1, x_2, \dots, x_n)^T$, \mathbf{b} é o vetor $m \times 1$, $(b_1, b_2, \dots, b_m)^T$ e \mathbf{A} é uma matriz $m \times n$ cujo elemento genérico é a_{ij} ($i = 1, \dots, m$; $j = 1, \dots, n$).

Um vetor \mathbf{x} que satisfaça todas as restrições chama-se *solução admissível*. O conjunto de todas as soluções admissíveis é um poliedro convexo e designa-se por *região admissível*. A uma solução admissível que optimize a função objetivo chama-se *solução ótima*.

Em problemas de PL apenas existem ótimos globais (Figura 5a), o que não acontece em outros tipos de problemas, como por exemplo, de programação não linear (Figura 5b). Desta forma, qualquer solução que satisfaça as condições de ótimo local é uma solução ótima (global) do problema. Esta propriedade facilita a resolução dos problemas de PL.

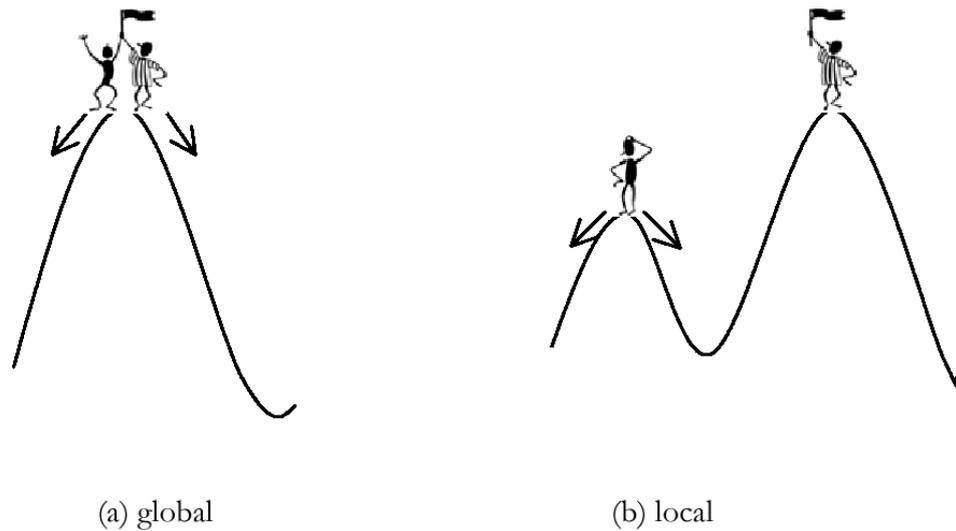


Figura 5 – Soluções Ótimas.

3.3. Programação Não Linear

A PL admite que todas suas funções (função objetivo e funções de restrições) são lineares. Embora esta suposição seja aplicável a diversos exemplos práticos, isto freqüentemente não ocorre. Por isto, muitas vezes, torna-se necessário tratar diretamente problemas de Programação Não Linear (PNL). Os problemas de PNL podem ser formulados da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 & \max(\min) \quad f(x) \\
 & \text{sa} \quad g(x) \leq b_i, i = 1, \dots, m \\
 & \quad \quad x \geq 0
 \end{aligned} \tag{9}$$

Onde $f(x)$ e $g(x)$ são funções objetivo e funções de restrição, respectivamente, das n variáveis de decisão.

Não existe algoritmo disponível que resolva cada problema específico. Entretanto diversos algoritmos vêm sendo desenvolvidos para problemas de PNL, podendo-se citar:

- Programação quadrática;

- Programação convexa;
- Multiplicadores de Lagrange;
- Gradiente reduzido;
- Direções factíveis.

3.4. Otimização Combinatória

Dado um conjunto de itens e uma série de regras, as quais podem ser usadas para seleccionar alguns itens desse conjunto, criando conjuntos menores (ou subconjuntos). Se, a cada elemento estiver associado um custo, os subconjuntos criados, também, terão um custo que é dado, por exemplo, pela soma dos custos de seus elementos. O problema de Otimização Combinatória, em geral, se resume a encontrar (ou buscar), dentre todos os possíveis subconjuntos (ou espaço de estados), aquele que represente a solução ótima do problema.

A Otimização Combinatória é muito utilizada em problemas de conexão, roteamento, cobertura, particionamento e localização. Problemas clássicos podem ser solucionados utilizando o conceito de Otimização Combinatória como por exemplo os problemas da Mochila e do Caixeiro Viajante, conforme é mostrado exhaustivamente por Goldbarg (2000).

O espaço de estados deve conter um estado inicial, estados intermediários, e um ou mais estados finais. O estado inicial representa de qual local do espaço de estados deve partir a busca; o estado final representa a solução ou uma das soluções do problema; e os estados intermediários são todos os outros estados possíveis. A Figura 6 ilustra um espaço de estados qualquer, onde os círculos (ou nós) representam estados.

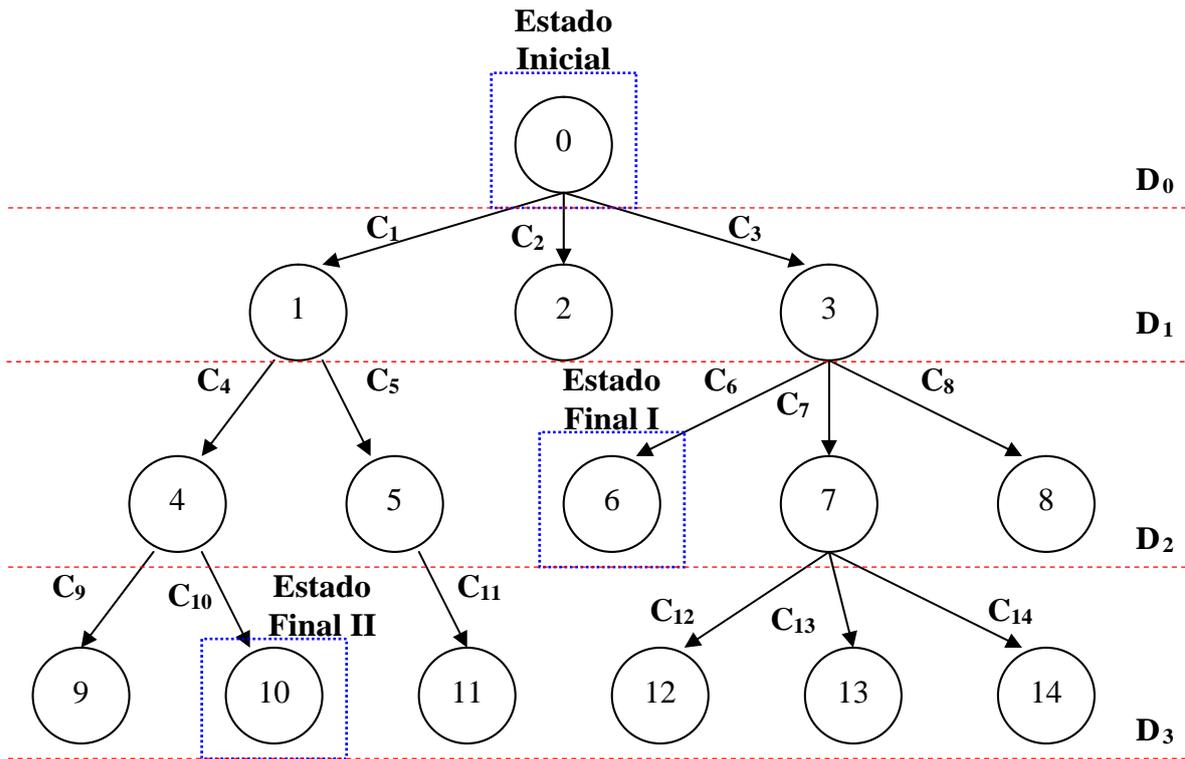


Figura 6 – Espaço de Estados.

Existe um custo associado C_k para que se possa realizar a transição entre nós pais e nós filhos (por exemplo, o custo de transição entre o nó pai 5 e o nó filho 11 é C_{11}), onde k representa o arco que liga dois nós, como pode-se perceber na Figura 6. A otimização combinatória tem como objetivo encontrar a combinação de nós que maximize ou minimize o custo total do caminho percorrido.

No exemplo (Figura 6), os nós 6 (*Estado Final I*) e 10 (*Estado Final II*) representam soluções do problema, localizados nas profundidades D_2 e D_3 , respectivamente. Portanto, as combinações de nós que levam às soluções *I* e *II* podem ser representadas pelas seqüências dos nós 0, 3 e 6, e 0, 1, 4 e 10, respectivamente. O custo associado à solução *I* é o somatório dos custos C_3 e C_6 ; à solução *II* o somatório dos custos C_1 , C_4 e C_{10} . Neste caso, a solução do problema irá depender do valor do somatório dos custos. Supondo que o somatório de custos associado à solução *I* seja

maior do que a somatória da solução *II*, o método de busca deverá indicar a solução *I* como ótima, no caso de maximização, ou a solução *II*, no caso de minimização.

Dois métodos são utilizados para guiar a busca da solução ótima no espaço de estados: os *métodos exatos*, e os *métodos heurísticos*. Os métodos exatos de busca utilizam conceitos de programação matemática e grafos, onde todo o espaço de estados é vasculhado na busca da solução ótima. Já os métodos heurísticos têm o objetivo de encontrar soluções próximas a uma solução ótima.

Segundo Russell (1995) existem quatro critérios para avaliação das estratégias de busca:

- **Completude** – a estratégia deve sempre encontrar uma solução quando existir alguma;
- **Custo do tempo** – quanto tempo se gasta para encontrar uma solução;
- **Custo de memória** – quanta memória é necessária para realizar a busca;
- **Otimalidade/qualidade** – a estratégia deve encontrar a melhor solução quando existirem várias.

Os métodos de busca exatos são completos e ótimos, mas para que isto seja alcançado, os custos de tempo e memória tornam-se elevadíssimos devido à explosão combinatória de estados apresentada por diversos problemas. Russell (1995) cita que para um espaço de estados com fator de ramificação *10*, ou seja cada nó expande para outros *10* nós, e com profundidade máxima igual *12*, seriam necessários *35* anos de busca e *111* terabytes de memória para que todo espaço fosse consultado, garantindo assim que a solução ótima fosse encontrada; considerou-se nesta busca que um sistema que pudesse verificar *1000* nós por segundo e que cada nó ocupasse *100* bytes de memória.

Os métodos de busca heurísticos são completos, mas não garantem otimalidade da solução encontrada. Entretanto, podem buscar soluções próximas à ótima com custos de tempo e de memória muito menores do que os métodos exatos.

Este trabalho focará o estudo dos métodos heurísticos, já que os parâmetros tempo e memória têm prioridade na otimização descrita na Seção 3.4.

3.4.1. Busca Heurística

Uma heurística é uma técnica que busca alcançar uma boa solução utilizando um esforço computacional considerado razoável, sendo capaz de garantir a viabilidade ou a otimalidade da solução encontrada ou, ainda, em muitos casos, ambas, especialmente nas ocasiões em que essa busca partir de solução viável próxima ao ótimo. (GOLDBARG, 2000, p. 244).

Portanto, a heurística¹ pode ser entendida como um conhecimento específico sobre o problema, ela guia a busca tornando-a mais rápida atingindo soluções consideradas satisfatórias. Na maioria dos problemas, as soluções encontradas pela busca heurística têm valores muito próximos às soluções ótimas, com gastos de tempo e memória diversas vezes menores do que os demandados na busca utilizando métodos exatos.

Problemas diferentes requerem conhecimentos diferentes, portanto heurísticas específicas são necessárias para que a busca da solução seja bem sucedida, ou seja, boas soluções devem ser encontradas em um tempo relativamente pequeno. Entretanto, como citado por Rich (1993), existem técnicas de busca heurística de propósito geral, que podem ser descritas independentemente de qualquer tarefa ou domínio de problemas em particular. Estas heurísticas, ainda hoje, são muito utilizadas como núcleo da maioria dos sistemas de busca por sua simplicidade e eficácia. Pode-se citar como heurísticas de propósito geral:

- Gerar-e-Testar;

¹ A palavra *heurística* vem do grego *heuriskein*, que significa “descobrir” ou “achar”.

- Subida de Encosta (*Hill Climbing*);
- Subida de Encosta pela Trilha mais Íngreme (*Steepest-Ascent Hill Climbing*);
- Têmpera Simulada (*Simulated Annealing*);
- Busca pela Melhor Escolha (*Best-First Search*).

A heurística que será utilizada neste trabalho será a “Subida de Encosta pela Trilha mais Íngreme”, a qual carece de uma explicação mais detalhada. Para isto, é importante conhecer primeiramente a estratégia “Subida de Encosta”.

O algoritmo de busca “Subida de Encosta”, mostrado no Algoritmo 1, é simplesmente um *loop* que se move continuamente na direção de aumento do valor da função objetivo. Deve-se notar que como se trata da resolução de problemas de otimização, todos os nós do espaço de busca são considerados soluções, portanto, o algoritmo deve partir na busca da melhor solução.

1. Admita o estado inicial como estado atual.
2. Repita a operação até que a melhor solução seja encontrada, ou até não haver mais nós a serem expandidos.
 - a. Escolha um nó filho.
 - b. Avalie o novo nó:
 - i. Se for melhor que o estado atual, então o transforme em estado atual.
 - ii. Se não for melhor que o estado atual, então encerre.

Algoritmo 1 – “Subida de Encosta”.

Problemas de otimização combinatória solucionados com uso da heurística “Subida de Encosta” podem apresentar soluções que não são o ótimo global, mas um ótimo local, o que é intensificado pelo fato desta heurística expandir apenas um nó filho. Isto pode ser minimizado com o uso da heurística “Subida de Encosta pela Trilha mais Íngreme”, a qual avalia todos os nós filhos e segue na direção daquele que apresentar a maior melhora, como descrito Algoritmo 2.

1. Admita o estado inicial como estado atual.
2. Repita a operação até que a melhor solução seja encontrada, ou até não haver mais nós a serem expandidos.
 - a. Carregue o estado possível com zero.
 - b. Repita a operação até que todos nós filhos sejam testados.
 - i. Escolha um nó filho.
 - i. Avalie o novo nó filho.
 - ii.1. Se for melhor que o estado atual e o estado possível, então o torne estado possível.
 - ii.2. Se não for melhor que o estado atual, então continue o *loop*.
 - c. Avalie o estado possível.
 - i. Se for igual ao estado atual, então encerre.
 - ii. Se for melhor que o estado atual, então o torne estado atual.

Algoritmo 2 – “Subida de Encosta pela Trilha mais Íngreme”.

3.4.2. Meta-heurísticas

Meta-heurísticas, ou heurísticas inteligentes, são paradigmas de desenvolvimento de algoritmos heurísticos. Diversas propostas de meta-heurísticas surgiram nos últimos anos impulsionadas pelos problemas pertencentes à classe NP-difícil. Dentre as meta-heurísticas mais conhecidas, pode-se destacar:

- Algoritmos Genéticos (Holland, 1973);
- Colônia de Formigas (Colormi, 1991);
- Busca Tabu (Glover, 1990);
- GRASP (Greedy Randomized Adaptive Procedures) (Resende, 2003);
- Simulated Annealing (Dowsland, 1993);
- VNS (Variable Neighborhood Search) (Hansem, 1997);

Considerando que meta-heurísticas são heurísticas de busca no espaço de soluções, pode-se dividi-las em duas classes.

A primeira classe compreende os métodos que exploram uma vizinhança a cada iteração, alterando tanto a vizinhança quanto a forma de explorá-la de acordo com suas estratégias e escolhendo apenas um elemento dessa vizinhança. Esse tipo de varredura do espaço de soluções gera um caminho ou trajetória de soluções, obtida pela transição de uma solução para outra de acordo com os movimentos permitidos pela meta-heurística, como por exemplo, Simulated Annealing e Busca Tabu.

A segunda classe de meta-heurísticas e suas estratégias de busca são capazes de explorar várias regiões do espaço de soluções de cada vez. Dessa forma, ao longo das iterações não se constrói uma trajetória única de busca, pois novas soluções são

obtidas através de combinação de soluções anteriores. Pode-se citar nesta classe os Algoritmos Genéticos e Colônia de Formigas.

A heurística utilizada neste trabalho enquadra-se bem na primeira classe, por ser um processo que utiliza um único agente na busca da melhor solução. Métodos de busca com apenas um agente apresentam o inconveniente de exploração muito restrita do espaço de soluções, mas são ideais na resolução de problemas *online*, ou seja, são otimizados em funcionamento real, sendo que buscas excessivas, com vários agentes de busca, podem ser prejudiciais ao sistema e tornar a otimização onerosa em custo e tempo.

Capítulo 4

4. Estratégias de Otimização

4.1. Introdução

O rendimento (η) de um grupo gerador pode ser representado como um fator de conversão entre potência elétrica ativa entregue ao sistema pelo gerador e potência hidráulica recebida pela turbina. Esta relação pode ser representada pela expressão abaixo:

$$\eta = \frac{P_{elétrica}}{P_{hidráulica}} \quad (10)$$

Generalizando-se a Eq.(10), tem-se:

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \quad (11)$$

Onde P_s representa a potência de saída do gerador, e P_e representa a potência de entrada da turbina.

A relação entre o rendimento e a potência ativa gerada instantânea pode ser geralmente aproximada por uma função quadrática conforme mostrado por Arce (2002a,2002b) e Bortoni (2002,2003), assumindo a forma apresentada pela Eq. (12).

$$\eta = a \cdot P^2 + b \cdot P + c \quad (12)$$

Onde as constantes a , b e c dependem do grupo gerador em questão.

Como exemplo, pode-se utilizar a Eq.(13), a qual relaciona o rendimento e a potência ativa de um grupo gerador hipotético, cujo gráfico é mostrado na Figura 7.

$$\eta = -7 \cdot 10^{-7} \cdot P^2 + 0,0008 \cdot P + 0,6131 \quad (13)$$

Nesta expressão η é o rendimento e P a potência ativa (kW) entregue pelo grupo gerador.

Pode-se notar, analisando a Figura 7, a existência de um rendimento máximo, neste caso com valor em torno de 84% para uma potência gerada aproximada de 550 [kW].

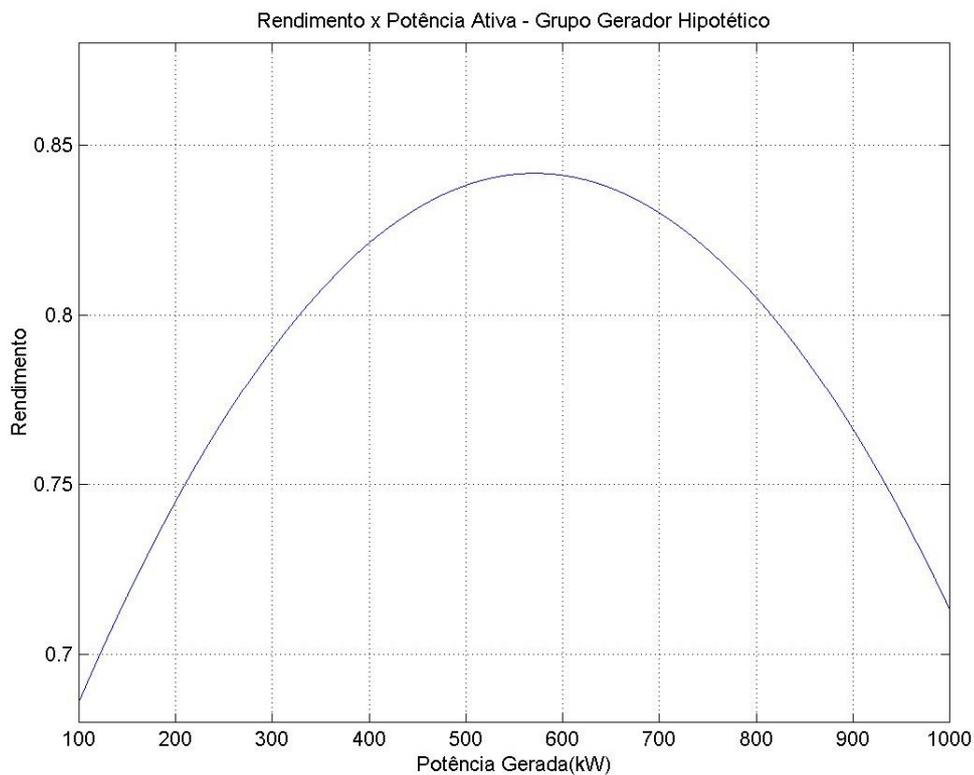


Figura 7 – Rendimento x Potência Ativa – Grupo Gerador Hipotético.

Entretanto, na maioria das vezes, centrais hidrelétricas operam com mais de um grupo gerador, sendo que todos eles apresentam funções próprias entre seus rendimentos individuais e potências ativas geradas. Portanto, a potência a ser despacha pela central deverá ser dividida entre as máquinas levando em consideração seus rendimentos individuais, de forma a obter o máximo rendimento global.

Dada uma potência P_d a ser despachada, n o número de máquinas disponíveis para geração em uma central e P_{s_i} como potência de saída do gerador pertencente ao grupo gerador i , tem-se:

$$P_d = P_{s_1} + P_{s_2} + \dots + P_{s_{n-1}} + P_{s_n} \quad (14)$$

Definindo P_{e_i} como potência de entrada na turbina pertencente ao grupo gerador i e com η_G representando o rendimento global da central, tem-se:

$$\eta_G = \frac{P_{s_1} + P_{s_2} + \dots + P_{s_{n-1}} + P_{s_n}}{P_{e_1} + P_{e_2} + \dots + P_{e_{n-1}} + P_{e_n}} \quad (15)$$

Podendo-se obter P_{e_i} da Eq. (11):

$$\eta_G = \frac{P_{s_1} + P_{s_2} + \dots + P_{s_{n-1}} + P_{s_n}}{\frac{P_{s_1}}{\eta_1} + \frac{P_{s_2}}{\eta_2} + \dots + \frac{P_{s_{n-1}}}{\eta_{n-1}} + \frac{P_{s_n}}{\eta_n}} \quad (16)$$

Com η_i representando o rendimento do grupo gerador i .

Analisando a Eq. (14) em conjunto com a Eq. (16), percebe-se que η_G poderá assumir diversos valores dependendo das potências distribuídas às n máquinas. Para qualquer potência demandada pela central, sempre existirá uma distribuição de

cargas nas n máquinas disponíveis, de modo a se obter o maior rendimento global possível, ou em outras palavras, encontrar o rendimento global ótimo (η_G^*).

$$P_d = P_{s_1}^* + P_{s_2}^* + \dots + P_{s_{n-1}}^* + P_{s_n}^* \quad (17)$$

Onde $P_{s_i}^*$ representa a potência de saída do gerador pertencente ao grupo gerador i que fornece η_G^* .

Para o caso abordado por Ribas (2002), onde são considerados grupos geradores idênticos, a divisão de cargas deve ser feita de maneira igualitária para a obtenção de η_G^* , obedecendo à seguinte expressão:

$$P_{s_i}^* = \frac{P_d}{n} \quad (18)$$

Considerando que os grupos geradores jamais serão idênticos, a divisão igualitária de cargas entre as máquinas não fornecerá η_G^* . Este trabalho tem como objetivo desenvolver um método que encontre as potências de saída individuais das máquinas que forneça η_G^* .

A Figura 8 mostra curvas de rendimentos globais ótimos para potências demandadas divididas por até três máquinas. Nesta figura, para potências despachadas inferiores a P_1 utiliza-se apenas a máquina #1, para potências entre P_1 e P_2 empregam-se as máquinas #1 e #2, enquanto que para potências maiores que P_2 são utilizadas todas as máquinas da central. A linha tracejada representa o rendimento ótimo para cada potência demandada. É interessante notar que uma potência um pouco maior que P_1 pode ser conseguida com o emprego de máquina #1, entretanto um maior rendimento é apresentado quando são utilizadas as máquinas #1 e #2; o mesmo acontece para potências maiores que P_2 .

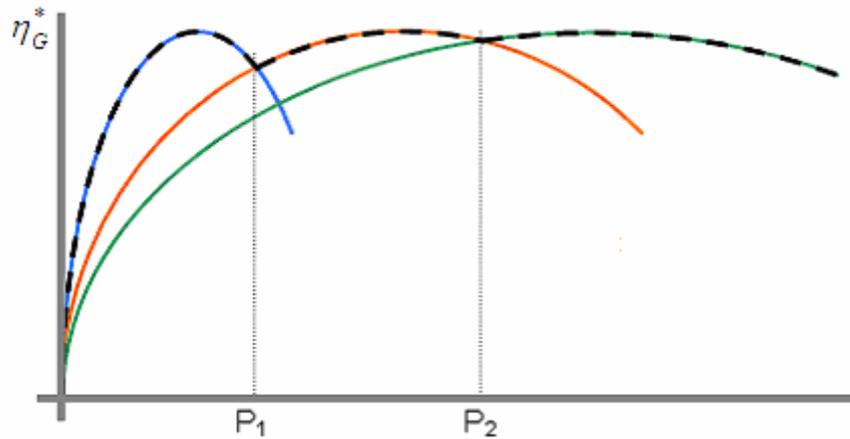


Figura 8 – Distribuição otimizada de carga entre unidades geradoras.

Neste capítulo serão desenvolvidas estratégias de otimização para o caso apresentado, as quais serão responsáveis por encontrar combinações para a distribuição de cargas nas n máquinas de modo a maximizar o rendimento global da central.

4.2. Estratégias de Otimização

O objetivo da otimização a ser realizada é maximizar o rendimento global da central através da distribuição de cargas entre os grupos geradores. Deve-se então, como passo inicial, definir a função objetivo de maximização do rendimento global:

$$\begin{aligned} \max \quad \eta_G &= \frac{P_1 + P_2 + \dots + P_{n-1} + P_n}{\frac{P_1}{\eta_1} + \frac{P_2}{\eta_2} + \dots + \frac{P_{n-1}}{\eta_{n-1}} + \frac{P_n}{\eta_n}} \\ \text{sa} \quad \sum_{j=1}^n P_j &= P_d \\ P_j &\geq P_{j \min} \\ P_j &\leq P_{j \max} \end{aligned} \tag{19}$$

Na Eq. (19), η_j e P_j representam o rendimento e potência ativa do grupo gerador j , respectivamente; P_d representa a potência total demandada; e $P_{j \min}$ e $P_{j \max}$

representam a região de trabalho do grupo gerador j através de potência ativa mínima e potência ativa máxima, respectivamente. Considera-se neste modelo uma queda líquida não variável.

Considerando que os rendimentos das máquinas obedecem a funções quadráticas, na forma apresentada pela Eq. (12), o problema descrito pela Eq. (19) pode ser resolvido facilmente através do emprego de técnicas de Programação Não Linear. Entretanto, para que se possam empregar técnicas de programação matemática é necessário que exista, ou que seja levantado, um modelo matemático relacionando as variáveis *rendimento* e *potência ativa*.

“Modelos matemáticos são representações simplificadas da realidade que preservam, para determinadas situações e enfoques, uma equivalência adequada” (GOLDBARG, 2000, p. 2). Através desta afirmação, pode-se concluir que nem sempre modelos matemáticos são boas aproximações da realidade, principalmente aqueles que não prevêem variações físicas e químicas, ao longo do tempo e períodos do dia.

Parte-se da premissa que modelos não precisam ser levantados, desde que se tenha como medir, em tempo real, as variáveis de um sistema, necessárias em muitas operações de maximização e/ou minimização de funções. Entende-se tempo real como um modo de interação de um controlador específico com o sistema, de maneira que o controlador esteja recebendo variações de variáveis do sistema com taxa de atualização constante.

4.2.1. Otimização Utilizando Medição de Rendimento

A otimização da geração deverá obedecer à função objetivo apresentada pela Eq. (19), portanto, algumas variáveis deverão ser informadas ao controlador responsável pela distribuição de cargas às máquinas. As únicas variáveis a serem informadas ao sistema são rendimento individual (η_j), potência ativa individual (P_j) e potência demandada (P_d). A variável P_d deve ser entrada uma única vez pelo

operador; as variáveis η_j e P_j deverão ser informadas ao sistema por dispositivos de medição específicos, em tempo real e com taxas de atualização adequadas.

A variável P_j pode ser informada ao sistema por relés digitais microprocessados, disponíveis em grande variedade no mercado; a variável η_j pode ser fornecida por medidores de rendimento; como exemplo, pode-se citar o medidor desenvolvido por Bortoni (2001).

4.2.2. Otimização Utilizando Medição de Vazão

Para uma potência de saída constante, o rendimento é inversamente proporcional à potência de entrada, ou seja, dada uma potência demandada a ser satisfeita, o rendimento será máximo quando a potência hidráulica na entrada da turbina for mínima.

Pode-se deduzir que a potência hidráulica é proporcional à vazão d'água fornecida à turbina a partir da Eq. (4) e Eq. (10), obtendo-se:

$$\frac{P}{9,81 \cdot Q \cdot H_L} = \frac{P_{elétrica}}{P_{hidráulica}} \quad (20)$$

Sabendo-se que a potência hidráulica é proporcional à vazão turbinada e que rendimento é máximo quando a vazão é mínima, pode-se definir uma nova função objetivo:

$$\begin{aligned} \min \quad & Q_T = \sum_j^n Q_j \\ \text{sa} \quad & \sum_{j=1}^n P_j = P_d \\ & P_j \geq P_{j \min} \\ & P_j \leq P_{j \max} \end{aligned} \quad (21)$$

Na Eq. (21), Q_j representa a vazão fornecida à turbina pertencente ao grupo gerador j , e Q_T representa o somatório das vazões das n turbinas da central.

O controle deverá buscar a distribuição de potências nas máquinas de forma a minimizar a vazão total d'água fornecida às turbinas. Com isto, o usuário não terá acesso ao rendimento individual das máquinas e rendimento global da central, mas terá certeza de uma operação mais econômica pela diminuição da quantidade de combustível, neste caso a água, para uma mesma potência demandada.

Como o exemplo mostrado na Figura 9, a medição da vazão pode ser feita na entrada das turbinas (Q_A , Q_B e Q_C), ou no conduto forçado (Q_T), logo antes de sua divisão, que representa o somatório das vazões Q_A , Q_B e Q_C .

Este método apresenta como vantagem a eliminação do medidor de rendimento em casos onde não há interesse da informação de rendimentos ao usuário ou sistema.

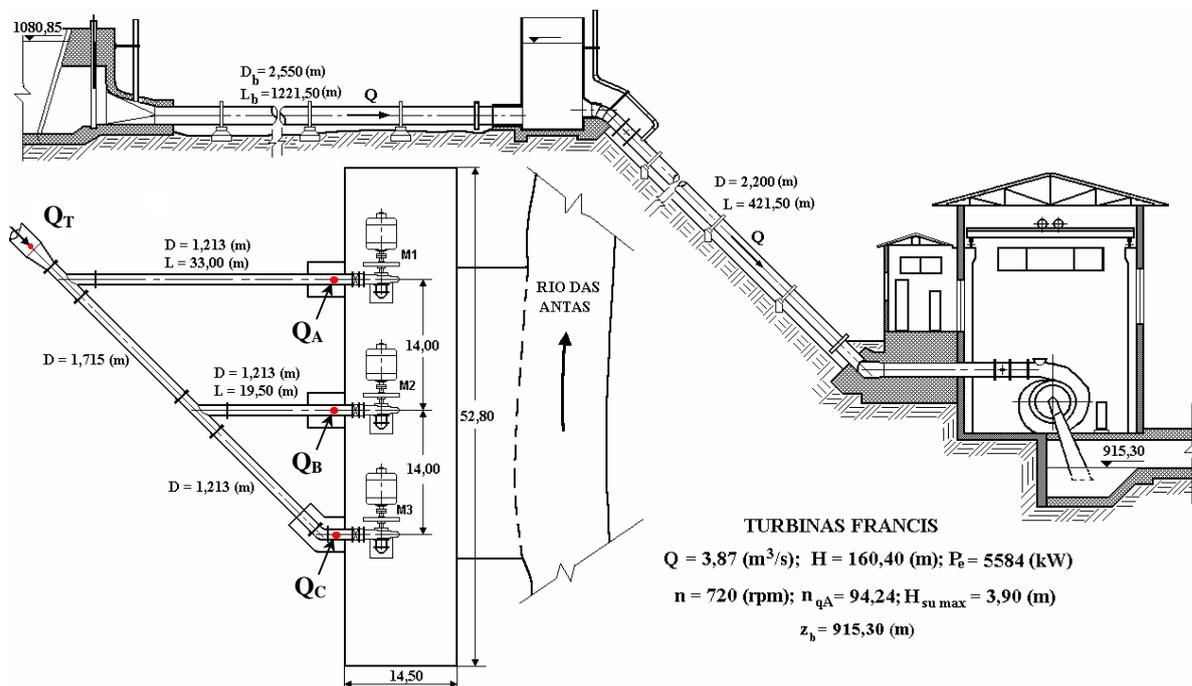


Figura 9 – Esquema e características da Central Hidrelétrica Antas II.

4.2.3. Otimização Utilizando Medição de Pressão

A otimização do rendimento utilizando o critério da medição de vazão apresenta o inconveniente do alto valor financeiro dos transdutores de vazão. Este problema pode ser solucionado utilizando informações de pressão absoluta na entrada da turbina, já que transdutores de pressão são muito mais baratos do que transdutores de vazão. Esta opção é válida já que existe uma função que relaciona a pressão na entrada da turbina (p_1) com sua vazão de entrada (Q), a qual é deduzida no *Apêndice B*.

Para se verificar a variação de p_1 com relação à Q é utilizado o exemplo a seguir, cujo gráfico é mostrado na Figura 10:

- $g = 9,81$ [m/s²];
- $H_B = 10$ [m];
- $z_1 = 2$ [m];
- $D = 0,9$ [m];
- $L_r = 50$ [m];
- $\varepsilon = 0,1$ [mm].

Nota-se, analisando o gráfico da Figura 10, que a pressão na entrada da turbina diminui de acordo com o aumento da vazão. Como, para uma potência demandada, há uma melhora do rendimento global com a diminuição da vazão, como visto na seção anterior, pode-se concluir que o aumento da pressão na entrada da turbina implicará no aumento do rendimento global.

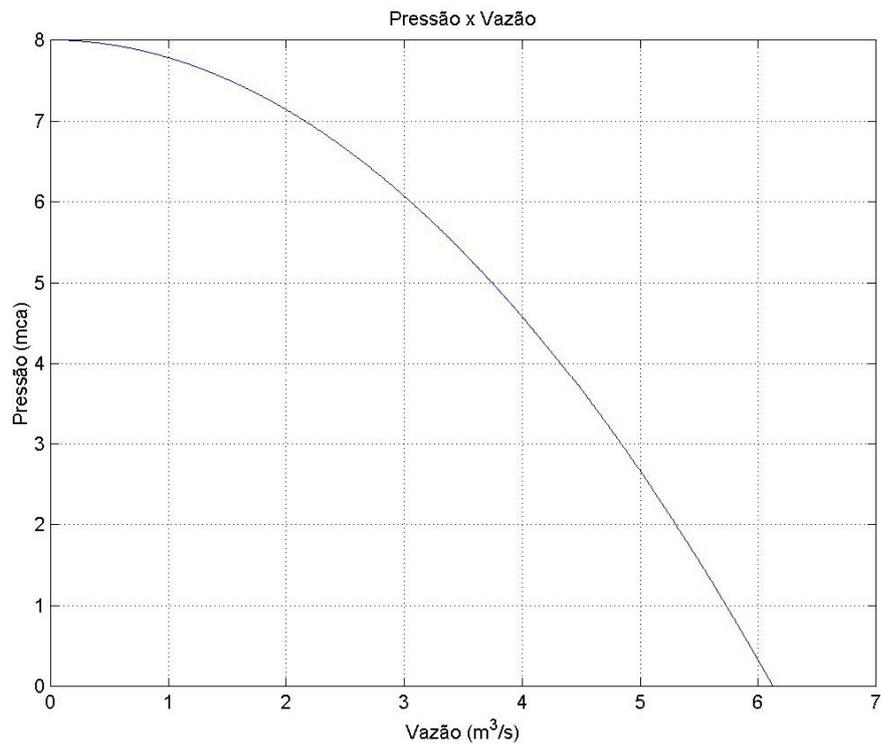


Figura 10 – Variação da pressão na entrada de uma turbina hipotética.

Na busca do rendimento global ótimo, pode-se definir a seguinte função objetivo:

$$\begin{aligned}
 &\max \quad p_1 \\
 &\text{sa} \quad \sum_{j=1}^n P_j = P_d \\
 &\quad \quad P_j \geq P_{j \min} \\
 &\quad \quad P_j \leq P_{j \max}
 \end{aligned} \tag{22}$$

Com p_1 representando a pressão medida no conduto forçado, antes de sua divisão, como mostrado para Q_T na Figura 9.

Esta estratégia de otimização apresenta os mesmos conceitos da otimização utilizando medição de vazão, onde o usuário não terá acesso aos dados de rendimento mas terá a certeza de estar operando de forma mais econômica.

4.3. Algoritmos de Busca da Melhor Solução

A otimização proposta por este trabalho tem como objetivo ser realizada em tempo real e sem a necessidade do levantamento dos modelos (rendimento x potência ativa gerada) dos grupos geradores. O sistema de otimização contará com entradas e saídas específicas. Terá como entrada as medidas de potência ativa das máquinas, e valores de rendimento, vazão ou pressão. Como saída terá a atuação na referência do regulador de velocidade, o qual é responsável pelo controle da potência hidráulica entregue a turbina. O sistema de otimização realizará perturbações no sistema de geração de forma a tentar buscar o rendimento global ótimo. As perturbações no sistema deverão obedecer a critérios de estabilidade, como citados no *Apêndice C*, e manter sempre a potência demandada constante.

O algoritmo de otimização irá considerar a busca do melhor rendimento como um problema de otimização combinatória. Para isto, a leitura das entradas e atuação da saída deve ser realizada de maneira discretizada, entendendo que se deve, para uma dada potência demandada, encontrar a combinação de potências nas n máquinas que leve ao máximo rendimento, seguindo os critérios apresentados pelas Eq. (19), (21) ou (22), conforme entrada utilizada no sistema de otimização.

Conforme mostrado na Seção 3.4, um problema de otimização combinatória pode ser resolvido utilizando-se métodos exatos ou métodos heurísticos. Sabe-se que métodos exatos buscam a solução ótima, mas são onerosos com relação ao tempo gasto na busca, o que os tornam impraticáveis para otimizações em tempo real. Portanto, a utilização de métodos heurísticos se aplica bem a este problema de otimização, pois vem a fornecer boas soluções (em alguns casos ótimas) em um tempo de execução razoável.

Antes da definição da heurística a ser utilizada no problema, deve-se estabelecer o estado inicial do sistema de geração, e só assim iniciar a busca da melhor solução. É de praxe, na maioria das companhias elétricas, utilizar potência

igualmente dividida entre as máquinas na geração de uma potência demandada qualquer. Isto leva a um rendimento ótimo caso se tenha grupos geradores idênticos, como citado por Ribas (2002). Entretanto, a teoria não se repete na prática, pois nunca haverá grupos geradores exatamente idênticos, nem mesmo antes de serem postos em operação.

Partindo-se do princípio de que não existem grupos geradores iguais, mas semelhantes, a divisão de cargas de forma igualitária é um bom ponto inicial para o algoritmo de otimização a ser desenvolvido. Para grupos geradores não semelhantes, pode-se escolher pontos de operação ao acaso, de acordo com a experiência prévia de especialistas ou operadores, de modo a não causar muitas iterações no sistema.

Depois de feita a divisão igualitária de potências entre máquinas deve-se medir o rendimento da central (η_G). Parte-se então na busca da melhor solução realizando combinações de potência entre os grupos geradores, utilizando um passo pré-definido, bem como seus múltiplos, mantendo a soma total sempre igual à potência total demandada (como mostrado ao longo da Figura 11), até que se encontre o ponto ótimo de operação. O passo pré-definido deve ser tal que não provoque instabilidade no sistema.

O exemplo utilizado na Figura 11 conta com três grupos geradores e tem potência demandada igual a 1500 [kW]. No primeiro gráfico, as potências são divididas igualmente entre as máquinas, resultando em um rendimento qualquer. A máquina #1 tem sua potência aumentada de um passo, enquanto que a máquina #3 tem sua potência diminuída de um passo, mantendo assim a potência demandada constante e levando a um novo rendimento global. No terceiro gráfico há uma nova distribuição de potências, com um novo aumento da potência da máquina #1 de um passo, e diminuição da potência da máquina #2 de um passo, novamente mantendo a potência demandada constante e mudando o rendimento global.

O algoritmo de busca deverá contar com um passo de busca pré-definido, e principalmente conter uma heurística capaz de guiar a busca da distribuição de potências nas máquinas que retorne o melhor rendimento global.

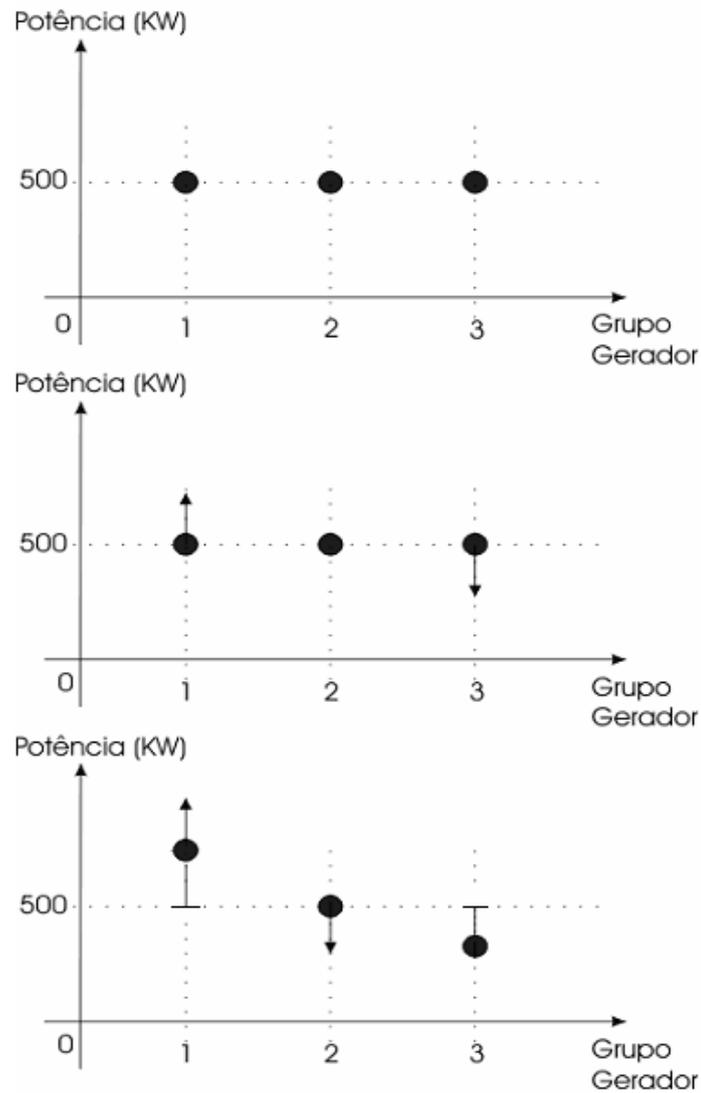


Figura 11 – Busca do ponto ótimo de operação.

A heurística a ser utilizada neste problema será a da “Subida de Encosta pela Trilha mais Íngreme”, que deverá tomar o caminho que mostrar sempre a maior variação de rendimento.

Para a escolha do caminho a ser tomado, deve-se conhecer todas as variações de rendimento ($\Delta\eta$) possíveis para um dado ponto de operação. Por exemplo, considerando três máquinas em operação e que a potência deve ser permutada sempre entre duas máquinas seguindo um passo pré-definido (ΔP), encontrar-se-ão seis combinações possíveis de variações de potência, com suas respectivas variações de potência, que são:

- $P_1 + \Delta P, P_2 - \Delta P, P_3, \Delta\eta_1$;
- $P_1 - \Delta P, P_2 + \Delta P, P_3, \Delta\eta_2$;
- $P_1 + \Delta P, P_2, P_3 - \Delta P, \Delta\eta_3$;
- $P_1 - \Delta P, P_2, P_3 + \Delta P, \Delta\eta_4$;
- $P_1, P_2 + \Delta P, P_3 - \Delta P, \Delta\eta_5$;
- $P_1, P_2 - \Delta P, P_3 + \Delta P, \Delta\eta_6$.

Para o caso de n máquinas, o número de combinações possíveis para a permutação de potência pode ser definida pelo arranjo de n máquinas, tomadas duas a duas, como mostrado na expressão abaixo:

$$A_{n,2} = \frac{n!}{(n-2)!} \quad (23)$$

Simplificando a Eq. (23), obtém-se:

$$A_{n,2} = n \cdot (n-1) \quad (24)$$

O algoritmo de otimização deverá então assumir como potência atual das máquinas aquela que fornecer maior variação de rendimento, e realizar novas

combinações na busca de novas variações positivas de rendimento. A busca deverá ser realizada até que não se encontre mais variações positivas de rendimento.

As permutações de potências nas máquinas ocorrerão em tempo real, demandando um certo tempo de estabilização, o qual será levado em consideração na otimização. No caso de muitas máquinas operando em paralelo, o número de combinações possíveis será muito alto; no caso de dez máquinas haverá novecentas combinações possíveis. Isto torna o sistema de otimização extremamente lento, provavelmente tornando-o inviável. Por isto são desenvolvidos quatro métodos de otimização que devem ser utilizados de acordo com as necessidades de otimização e disponibilidade de tempo.

Os algoritmos serão compostos por duas fases de busca. Uma fase será a responsável pela *escolha* do caminho a ser seguido a partir da verificação da variação de rendimento das combinações disponíveis, sempre seguindo o critério da “Subida de Encosta pela Trilha mais Íngreme”. A outra fase será responsável pelo *deslocamento* pelo caminho escolhido utilizando passos pré-definidos.

Uma análise mais profunda dos métodos é realizada no Capítulo 5 onde são realizadas várias simulações.

4.3.1. Método 1

A fase de *escolha* deste método é realizada com todas as combinações possíveis das n máquinas. A fase de *deslocamento* é realizada utilizando um *Passo Curto*.

Este método (Algoritmo 3) se aproxima muito de soluções ótimas, mas se torna lento por dois motivos. Um motivo é o número de combinações realizadas da fase de *escolha*, já que todas devem ser realizadas em tempo real, o que no caso de muitas máquinas torna o processo muito lento. O outro motivo é que, dependendo do valor do *Passo Curto*, o algoritmo convergirá muito lentamente para a solução.

Portanto, a utilização do método é interessante quando existem poucas máquinas no processo de geração.

1. Dada uma potência demandada P_d , divida a carga igualmente entre as n máquinas. Assuma esta divisão como estado inicial.
2. Admita o estado inicial como estado atual.
3. Repita a operação até que a melhor solução seja encontrada, ou até não haver mais nós a serem expandidos.
 - b. Realize as combinações de potências do estado atual utilizando *Passo Curto*.
 - c. Calcule a variação de rendimento de todas as combinações.
 - d. Se não houver variação de rendimento positivo, então encerre.
 - e. Se houver variações de rendimento positivo, escolha a maior variação e assuma a combinação responsável como estado atual.

Algoritmo 3 – Algoritmo de otimização, Método 1.

4.3.2. Método 2

A fase de *escolha* deste método (Algoritmo 4) é a mesma do método anterior. A fase de *deslocamento* utiliza dois passos, um *Passo Curto* e um *Passo Longo*. O *Passo Longo* é utilizado no deslocamento inicial até que se encontre uma variação negativa de rendimento. Encontrada a variação negativa de rendimento, o sistema volta à combinação anterior e o algoritmo é executado como no Método 1, ou seja utilizando *Passo Curto* para deslocamento.

Este método utiliza o pressuposto de que a combinação escolhida tende a ser a melhor por um *Passo Longo* pré-determinado, o que leva a um menor número de iterações na execução do sistema de otimização.

1. Dada uma potência demandada P_d , divida a carga igualmente entre as n máquinas. Assuma esta divisão como estado inicial.
2. Admita o estado inicial como estado atual.
3. Repita a operação até que seja encontrada variação de rendimento negativa.
 - a. Realize as combinações de potências do estado atual utilizando *Passo Curto*.
 - b. Calcule a variação de rendimento de todas as combinações.
 - c. Se não houver variação de rendimento positivo, assuma a combinação anterior como estado atual e saia do *loop*.
 - d. Se houver variações de rendimento positivo, desloque a potência da combinação responsável pela maior variação de rendimento de *Passo Longo* e torne-a estado atual.
4. Execute o método 1, a partir do passo 3, até que seja encontrada a solução ótima do problema.

Algoritmo 4 – Algoritmo de otimização, Método 2.

A Figura 12 a seguir exemplifica melhor o conceito utilizado neste método. Considerando como solução do problema o ponto mais alto da montanha, o agente, na Figura 12A, irá buscar a solução utilizando *Passo Longo*. O agente irá notar que passou da solução ótima quando estiver realizando a descida. Com isto, ele voltará

para o ponto anterior e realizará a subida utilizando *Passo Curto* (Figura 12B) até que encontre nova descida e definindo o ponto anterior como solução do problema.

Neste problema, o agente utilizou sete passos para atingir a solução, o que, com certeza, é um número de passos menor do que caso fosse utilizado apenas *Passo Curto*.

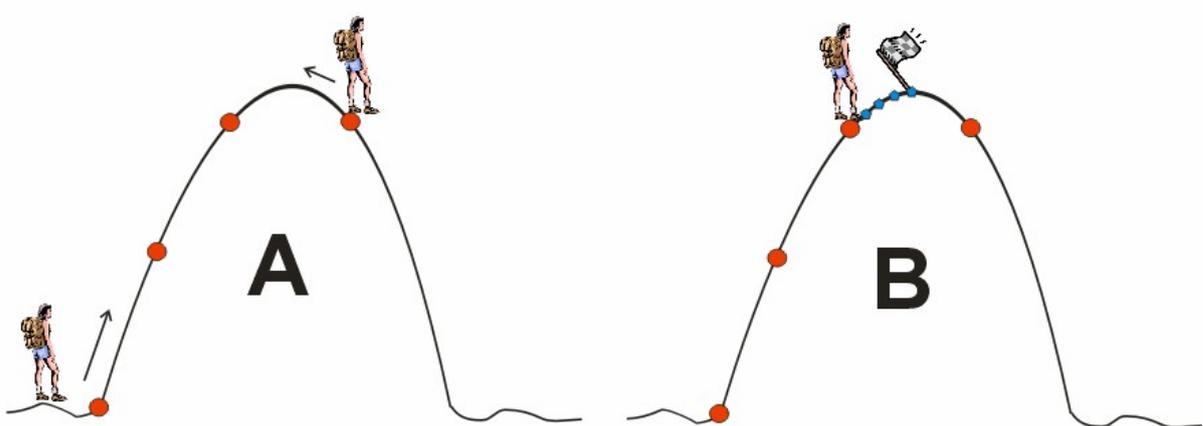


Figura 12 – Busca da solução utilizando *Passo Longo* e *Passo Curto*.

Este método pode ser utilizado em substituição ao método 1, já que é mais rápido por apresentar um menor número de passos até a localização da solução. Ainda apresenta o inconveniente de realizar muitas combinações na fase de *escolha* para o caso de várias máquinas, o que será solucionado utilizando-se o próximo método.

Uma das grandes vantagens deste método é que eventualmente pode-se escapar de máximos locais, pelo fato do agente caminhar com *Passo Longo*. Por exemplo, um agente caminhando com *Passo Longo* pode passar despercebido por um ótimo local e parar em um ponto que seja mais alto, escapando assim daquela solução.

4.3.3. Método 3

Este método (Algoritmo 5) utiliza *Passo Curto* na fase de *deslocamento*, como no Método 1. A fase de *escolha* utiliza critério de aleatoriedade na realização das combinações das máquinas. Primeiramente, deve-se definir qual o percentual de combinações devem ser realizadas, lembrando que o número de combinações é definido pela Eq. (24). Encontrado o número de combinações, far-se-á combinações de máquinas ao acaso até que se atinja o valor previamente estipulado.

A grande vantagem deste método é limitar o número de combinações na verificação da variação de rendimento, o que torna processos de otimização em tempo real muito mais ágeis. Entretanto, pode acontecer que o melhor caminho não seja gerado e o algoritmo tome um caminho que não leve à mesma solução encontrada nos Métodos 1 e 2. Este é o preço que se paga pela diminuição do tempo de busca.

Quanto maior o percentual de combinações maior a chance de se encontrar soluções próximas às encontradas pelos métodos anteriores, porém com um tempo de busca maior. Para um percentual de combinações igual a 100% este método torna-se idêntico ao Método 1.

A utilização deste método é bem vinda em centrais com muitas máquinas operando em paralelo, diminuindo consideravelmente o tempo de busca.

1. Dada uma potência demandada P_d , divida a carga igualmente entre as n máquinas. Assuma esta divisão como estado inicial.
2. Defina a variável $percent_maq$ com valor entre 0 e 1.
3. Defina a variável $nmaq$ igual a n vezes $(n-1)$ vezes $percent_maq$, assumindo o valor inteiro mais próximo.
4. Admita o estado inicial como estado atual.
5. Repita a operação até que a melhor solução seja encontrada, ou até não haver mais nós a serem expandidos.
 - a. Realize $nmaq$ combinações de potências das máquinas ao acaso utilizando *Passo Curto*.
 - b. Calcule a variação de rendimento de todas as combinações.
 - c. Se não houver variação de rendimento positivo, então encerre.
 - d. Se houver variações de rendimento positivo, escolha a maior variação e assuma a combinação responsável como estado atual.

Algoritmo 5 – Algoritmo de otimização, Método 3.

4.3.4. Método 4

A fase de *escolha* deste método (Algoritmo 6) é a mesma utilizada no Método 3, e a fase de *deslocamento* é a mesma utilizada no Método 2.

Com esta combinação de fases de *escolha* e *deslocamento*, consegue-se o menor tempo de busca, com a qualidade da solução dependendo diretamente do percentual de combinações a serem realizadas.

Este método é o mais indicado para a geração de energia que envolva muitas máquinas, por oferecer boa qualidade da solução e ter um tempo de busca muito pequeno (comparado às estratégias anteriores) quando se utiliza percentuais baixos de combinações de máquinas.

1. Dada uma potência demandada P_d , divida a carga igualmente entre as n máquinas. Assuma esta divisão como estado inicial.
2. Defina a variável *percent_maq* com valor entre 0 e 1.
3. Defina a variável *nmaq* igual a n vezes $(n-1)$ vezes *percent_maq*, assumindo o valor inteiro mais próximo.
4. Admita o estado inicial como estado atual.
5. Repita a operação até que a melhor solução seja encontrada, ou até não haver mais nós a serem expandidos.
 - a. Realize *nmaq* combinações de potências das máquinas ao acaso utilizando *Passo Curto*.
 - b. Calcule a variação de rendimento de todas as combinações.
 - c. Se não houver variação de rendimento positivo, assuma a combinação anterior como estado atual e saia do *loop*.
 - d. Se houver variações de rendimento positivo, desloque a potência da combinação responsável pela maior variação de *Passo Longo* e torne-a estado atual.
6. Execute o método 3, a partir do passo 5, até que seja encontrada a solução ótima do problema.

Algoritmo 6 – Algoritmo de otimização, Método 4.

Capítulo 5

5. RESULTADOS

5.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos na otimização do rendimento de uma central dotada de máquinas hipotéticas, utilizando os métodos apresentados na Seção 4.3. As máquinas obedecem a funções quadráticas, como definidas pela Eq. (12). A central conta com dez máquinas semelhantes que apresentam as seguintes funções de rendimento versus potência ativa gerada:

$$\begin{aligned}\eta_1 &= -7 \cdot 10^{-7} \cdot P_1^2 + 0,0008 \cdot P_1 + 0,6131 \\ \eta_2 &= -9 \cdot 10^{-7} \cdot P_2^2 + 0,0011 \cdot P_2 + 0,5393 \\ \eta_3 &= -1 \cdot 10^{-6} \cdot P_3^2 + 0,0012 \cdot P_3 + 0,4952 \\ \eta_4 &= -9 \cdot 10^{-7} \cdot P_4^2 + 0,0012 \cdot P_4 + 0,5152 \\ \eta_5 &= -8 \cdot 10^{-7} \cdot P_5^2 + 0,0009 \cdot P_5 + 0,5500 \\ \eta_6 &= -6 \cdot 10^{-7} \cdot P_6^2 + 0,0007 \cdot P_6 + 0,6000 \\ \eta_7 &= -1 \cdot 10^{-6} \cdot P_7^2 + 0,0012 \cdot P_7 + 0,5755 \\ \eta_8 &= -9 \cdot 10^{-7} \cdot P_8^2 + 0,0010 \cdot P_8 + 0,5352 \\ \eta_9 &= -6 \cdot 10^{-7} \cdot P_9^2 + 0,0008 \cdot P_9 + 0,6212 \\ \eta_{10} &= -9 \cdot 10^{-7} \cdot P_{10}^2 + 0,0009 \cdot P_{10} + 0,6441\end{aligned}\tag{25}$$

Onde, η_i é o rendimento para uma dada potência ativa P_i , com i representado a máquina em questão.

No caso de otimização de sistemas reais, não serão levantadas as funções de rendimento, já que os valores de potência e rendimento devem ser lidos em tempo real por equipamentos específicos.

As simulações serão realizadas utilizando combinações de duas até dez máquinas, sendo analisados:

- Rendimento global da central;
- Potências ativas distribuídas às máquinas;
- Ganho percentual de rendimento;
- Tempo gasto na otimização real.

São definidas restrições operativas para todas as máquinas, apresentando potência mínima (P_{min}) de geração igual a 300 [kW] e potência máxima (P_{max}) igual a 1000 [kW]. O *Passo Curto* é definido como 1 [kW] e o *Passo Longo* como 10 [kW]. A potência inicial de cada máquina é a divisão da potência demandada pelo número de máquinas presentes na otimização, ou seja, divisão igualitária de cargas. É também considerado que cada combinação seja realizada em um tempo médio de um minuto, com a finalidade de se respeitar as condições de estabilidade do sistema. Deve-se notar que estes valores são aplicados para as simulações deste trabalho, podendo assumir quaisquer outros valores de acordo com as necessidades.

Para comprovação dos métodos, os valores encontrados de rendimento e potências serão comparados aos valores encontrados pelo software de programação não linear *LINGO*.

As simulações são feitas baseadas em medidas de rendimento, mas poderiam ser realizadas tomando-se como base medidas de vazão ou pressão, conforme descrito nas Seções 4.2.2 e 4.2.3.

5.2. Duas Máquinas

Esta simulação utilizará as máquinas #1 e #2, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 13.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 1 são de duas máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 1000 [kW].

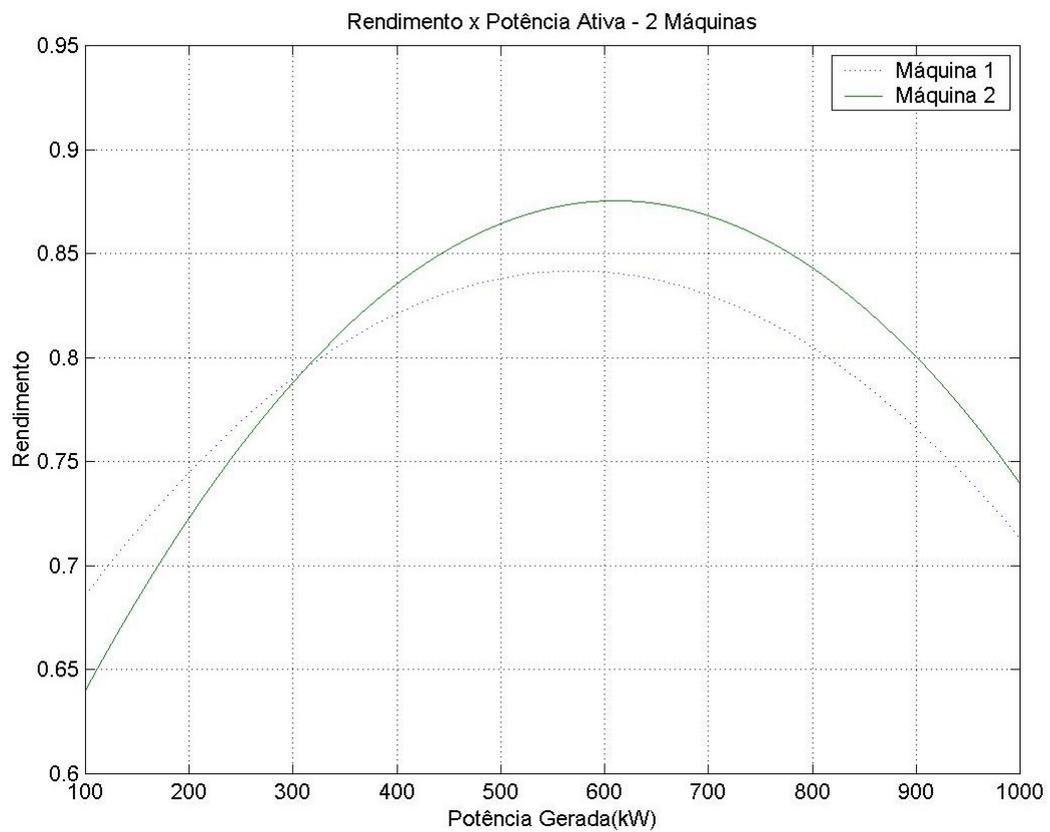


Figura 13 – Rendimento x Potência (2 máquinas).

Tabela 1 – Otimização de duas máquinas ($Pd = 1000$ [kW])

Duas Máquinas em Paralelo ($Pd = 1000$ [kW])							
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	Rendimento Inicial	Rendimento Otimizado	Ganho de Rendimento (%)	Tempo Gasto (min)
1	100	433	567	0,8510	0,8534	0,2405	138
2	100	433	567	0,8510	0,8534	0,2405	26
3	90	433	567	0,8510	0,8534	0,2405	138
		497	503	0,8510	0,8512	0,0210	5
	50	499	501	0,8510	0,8511	0,0071	3
		500	500	0,8510	0,8510	0	2
4	90	433	567	0,8510	0,8534	0,2405	26
		500	500	0,8510	0,8510	0	2
	50	490	510	0,8510	0,8517	0,0663	3
		489	511	0,8510	0,8517	0,0724	4
		497	503	0,8510	0,8512	0,0210	5
		493	507	0,8510	0,8515	0,0475	9
LINGO	-	433,4	566,6	-	0,8534	-	-

Percebe-se, nesta simulação, que os Métodos 1 e 2 alcançam a solução ótima, sendo que os Métodos 3 e 4 a alcançam trabalhando com 90% das combinações das máquinas, o que neste caso, por causa da aproximação para o número inteiro mais próximo, é o mesmo que trabalhar com todas as máquinas. Isto mostra que os Métodos 3 e 4 são iguais aos Métodos 1 e 2, respectivamente, quando são realizadas todas combinações possíveis, notando-se inclusive a igualdade de todas variáveis avaliadas.

Os Métodos 3 e 4 apresentam para o caso de combinação de 50% das máquinas valores diferentes das variáveis medidas. Isto acontece pelo fato destes métodos serem aleatórios, sendo possível atingir o rendimento ótimo, embora com uma chance pequena.

Para este caso, a melhor opção seria o Método 2, ou 4 (operando a 90%), já que retornam a solução ótima no menor tempo. Entretanto, em alguns casos, o tempo fornecido por estes métodos pode ser considerado alto para os padrões operacionais

da central. Nesse caso, o responsável pela operação poderá escolher os Métodos 3 ou 4, os quais não garantem melhor solução, mas geralmente são mais rápidos.

A diferença apresentada dos valores de potência ótimos encontrados pelos métodos com relação aos valores encontrados pelo *LINGO* ocorre pelo fato do passo ser unitário. Caso o passo fosse de 0,1 [kW] os valores encontrados seriam os mesmos (até à primeira casa decimal), entretanto, o tempo gasto na busca seria muito maior, o que não justificaria um ganho de rendimento tão pequeno.

As Figura 14 e Figura 15 representam os gráficos de distribuição de potências para cada máquina em cada iteração e evolução do rendimento, respectivamente, para o Método 1.

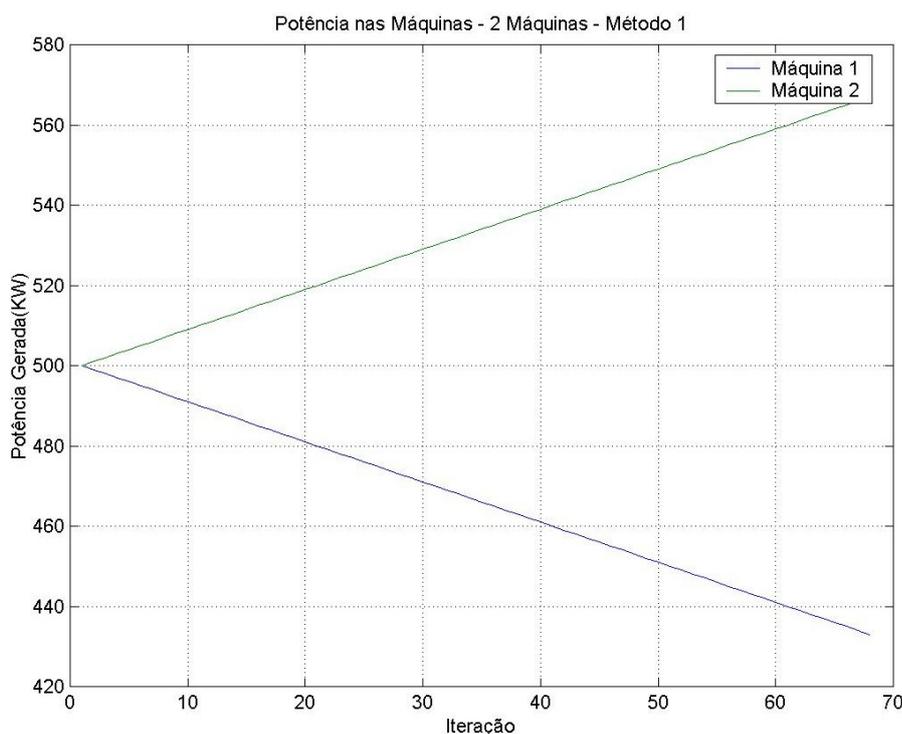


Figura 14 – Distribuição de potências (2 Máquinas – Método 1).

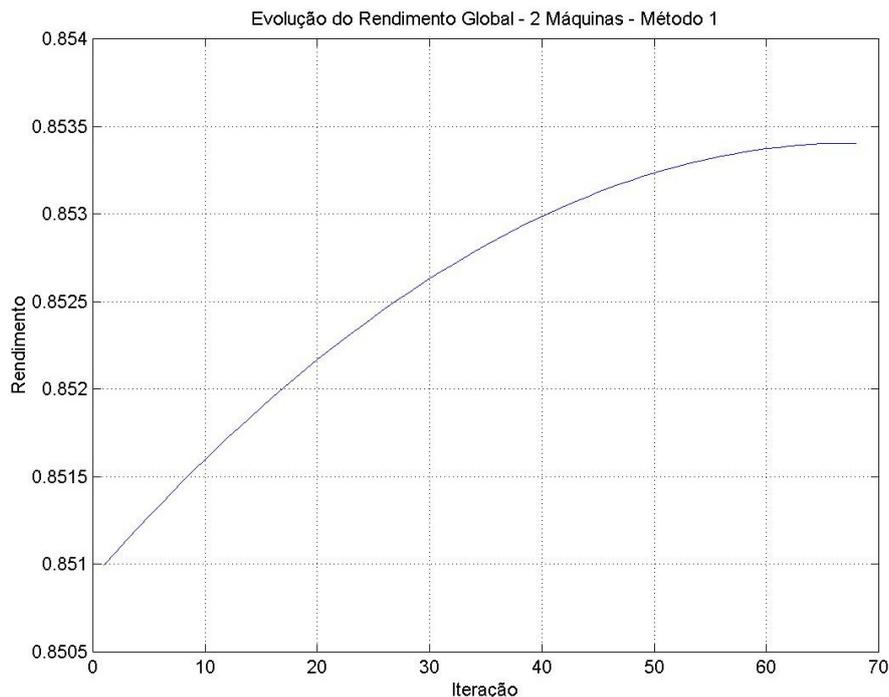


Figura 15 – Evolução do rendimento global (2 Máquinas – Método 1).

A tabela a seguir apresenta as soluções encontradas para simulação de uma potência demandada de 1500 [kW].

Tabela 2 - Otimização de duas máquinas ($P_d = 1500$ [kW])

Duas Máquinas em Paralelo ($P_d = 1500$ [kW])							
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	Rendimento Inicial	Rendimento Otimizado	Ganho de Rendimento (%)	Tempo Gasto (min)
1	100	735	765	0,8383	0,8385	0,0289	34
2	100	735	765	0,8383	0,8385	0,0289	20
3	90	735	765	0,8383	0,8385	0,0289	34
		748	752	0,8383	0,8383	0,0070	4
	50	750	750	0,8383	0,8383	0	2
		750	750	0,8383	0,8383	0	2
4	90	735	765	0,8383	0,8385	0,0289	20
		739	761	0,8383	0,8385	0,0265	4
	50	740	760	0,8383	0,8385	0,0253	3
		750	750	0,8383	0,8383	0	2
		749	751	0,8383	0,8383	0,0036	3
		740	760	0,8383	0,8385	0,0253	3
LINGO	-	734,5	765,5	-	0,8385	-	-

Esta otimização apresenta um ganho de rendimento muito pequeno em todos os casos, sendo que na maioria das vezes são próximos ou iguais da solução encontrada por *LINGO*. Isto mostra que o ganho de rendimento pode ser diferente, dependendo da potência demandada.

5.3. Três Máquinas

Esta simulação utilizará as máquinas #1, #2 e #3, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 16.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 3 são de três máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 1500 [kW].

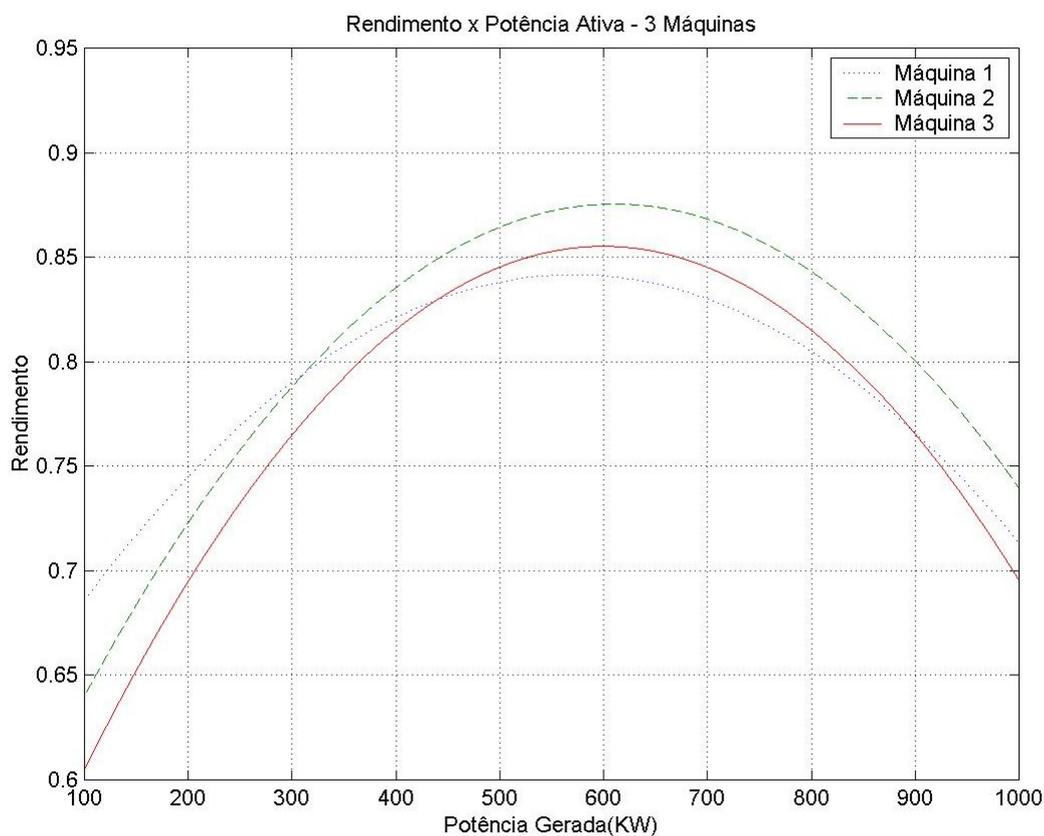


Figura 16– Rendimento x Potência (3 máquinas).

A otimização obteve ganhos de rendimento iguais ao *LINGO* na maioria dos métodos, sendo que o Método 4 foi o que conseguiu os melhores resultados em um tempo menor; em um momento apresentou tempo de otimização aproximadamente doze vezes menor que o tempo utilizado pelo Método 1.

Comparando os resultados apresentados pelas Tabela 2 e Tabela 3, ambas otimizações realizadas para potência demandada igual a 1500 [kW], nota-se que o rendimento global otimizado é maior para o caso de se utilizar três máquinas. Este é um dado de grande importância para a escolha do número de máquinas a ser utilizado em uma central hidrelétrica.

As Figura 17 e Figura 18 representam os gráficos da distribuição de potências para cada máquina em cada iteração e evolução do rendimento, respectivamente, para o Método 2. Nota-se claramente, analisando os gráficos, a utilização do *Passo Longo* e *Passo Curto*. A evolução do rendimento é muito mais rápida quando o *Passo Longo* é utilizado, o que ocorre até a iteração 13. Caso se quisesse uma solução mais rápida que a encontrada pelo Método 2, poder-se-ia utilizar o valor de *Passo Longo* no método 1, substituindo o valor de *Passo Curto*. O resultado seria o encontrado pelo método 2 até a iteração 13.

Tabela 3 – Otimização de três máquinas ($Pd = 1500$ [kW])

Três Máquinas em Paralelo ($Pt = 1500$ [kW])					
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	
1	100	408	559	533	
2	100	408	559	533	
3	90	408	559	533	
	50	492	506	502	
		490	507	503	
4	50	499	501	500	
		408	559	533	
		401	560	539	
		408	559	533	
		408	559	533	
LINGO	-	407,4	559,4	533,2	
Método	% Máq.	Rendimento Inicial	Rendimento Otimizado	Ganho de Rendimento (%)	Tempo Gasto (min)
1	100	0,8491	0,8510	0,1939	564
2	100	0,8491	0,8510	0,1939	126
3	90	0,8491	0,8510	0,1939	564
	50	0,8491	0,8494	0,0343	33
		0,8491	0,8495	0,0419	45
4	50	0,8491	0,8491	0,0047	9
		0,8491	0,8510	0,1939	126
		0,8491	0,8510	0,1927	51
		0,8491	0,8510	0,1939	48
		0,8491	0,8510	0,1939	48
4	50	0,8491	0,8510	0,1939	84
		0,8491	0,8495	0,0440	15
LINGO	-	-	0,8510	-	-

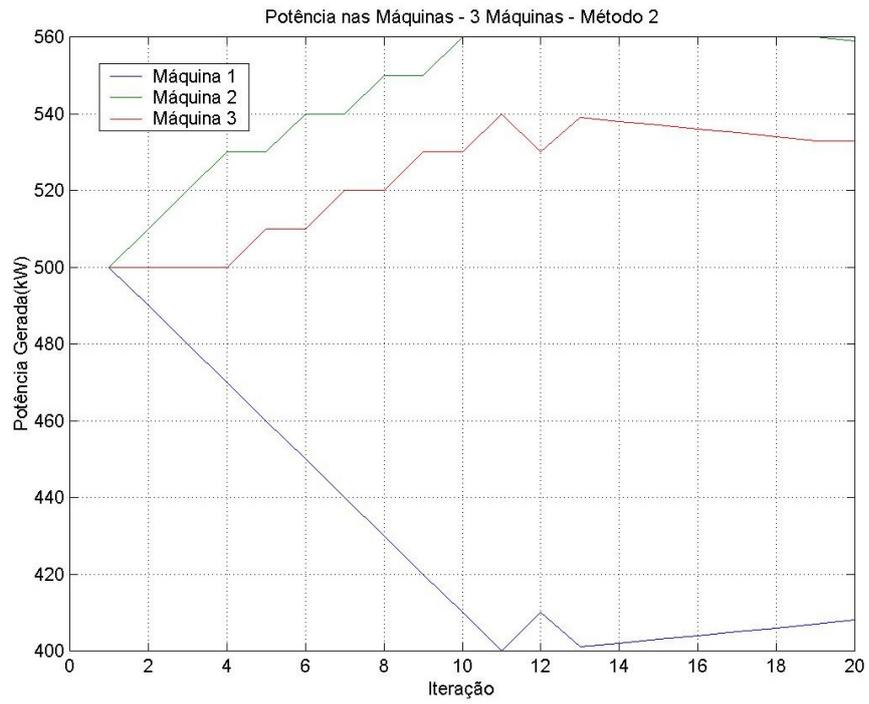


Figura 17 – Distribuição de potências (3 Máquinas – Método 2).

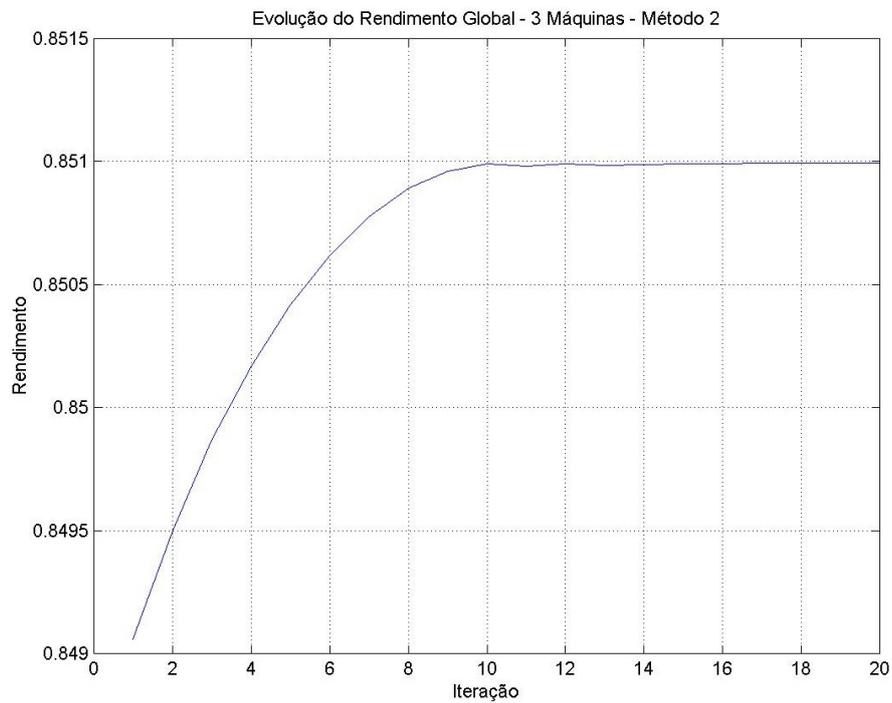


Figura 18 – Evolução do rendimento global (3 Máquinas – Método 2).

5.4. Quatro Máquinas

Esta simulação utilizará as máquinas #1, #2, #3 e #4, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 19.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 4 são de quatro máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 1700 [kW].

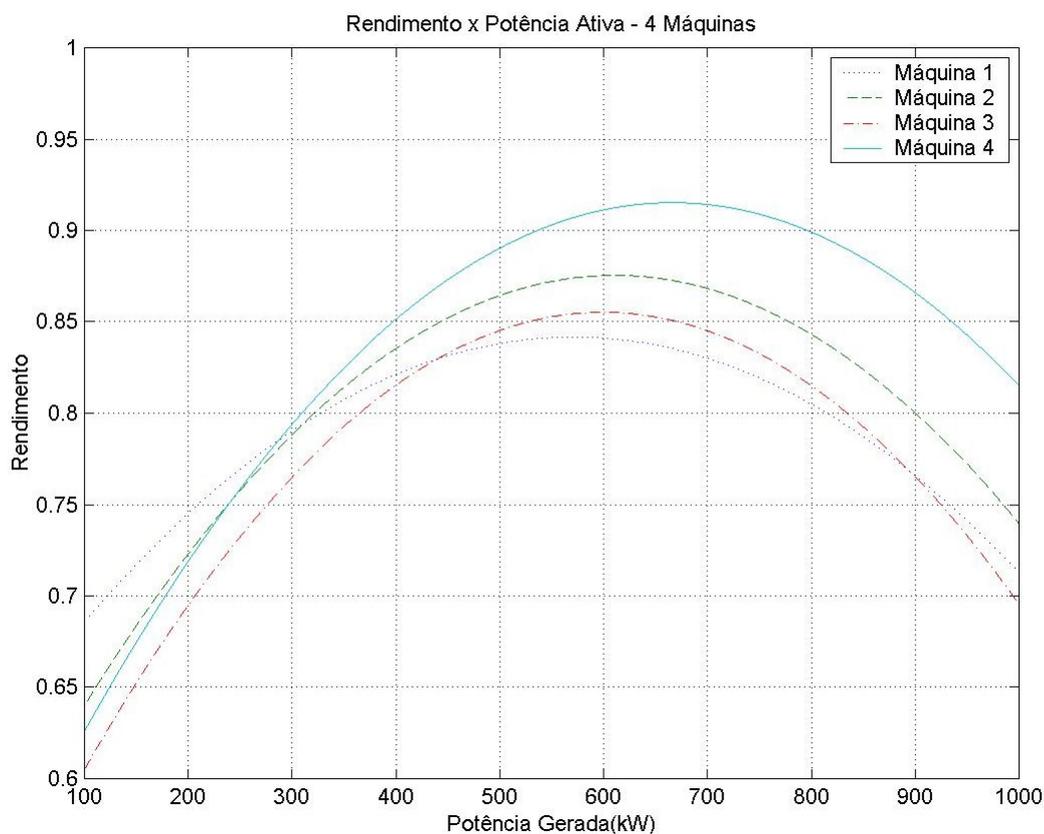


Figura 19 – Rendimento x Potência (4 máquinas).

Analisando-se os dados apresentados pela Tabela 4, pode-se notar que nenhum método encontra uma solução próxima à encontrada por *LINGO*. Isto ocorre pela presença de um máximo local, o qual está localizado no caminho da busca pela melhor solução.

As Figura 20 e Figura 21 representam os gráficos da distribuição de potências para cada máquina em cada iteração e evolução do rendimento, respectivamente, para o Método 4 operando com 80% das combinações (representado em itálico na tabela).

Neste caso, o rendimento global não atinge o mesmo atingindo por *LINGO*, o que já era esperado pela aleatoriedade do método e pela presença do máximo local.

Tabela 4 – Otimização de quatro máquinas ($Pd = 1700$ [kW])

Quatro Máquinas em Paralelo ($Pd = 1700$ [kW])					
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)
1	100	300	425	425	550
2	100	305	425	425	545
3	80	300	453	434	513
		300	457	433	510
	30	407	430	423	440
		422	425	427	426
4	80	<i>305</i>	<i>455</i>	<i>435</i>	<i>505</i>
		<i>305</i>	<i>445</i>	<i>435</i>	<i>515</i>
	30	<i>378</i>	<i>436</i>	<i>423</i>	<i>463</i>
		<i>369</i>	<i>438</i>	<i>428</i>	<i>465</i>
LINGO	-	300,0	427,7	398,5	573,8
Método	% Máq.	Rendimento Inicial	Rendimento Otimizado	Ganho de Rendimento (%)	Tempo Gasto (min)
1	100	0,8392	0,8467	0,7465	1512
2	100	0,8392	0,8465	0,7266	168
3	80	0,8392	0,8461	0,6882	1330
		0,8392	0,8460	0,6787	1320
	30	0,8392	0,8404	0,1167	96
		0,8392	0,8394	0,0143	28
4	80	0,8392	<i>0,8458</i>	<i>0,6544</i>	<i>150</i>
		0,8392	0,8460	0,6773	150
	30	<i>0,8392</i>	<i>0,8422</i>	<i>0,2903</i>	<i>68</i>
		0,8392	<i>0,8425</i>	<i>0,3263</i>	<i>184</i>
LINGO	-	-	0,8469	-	-

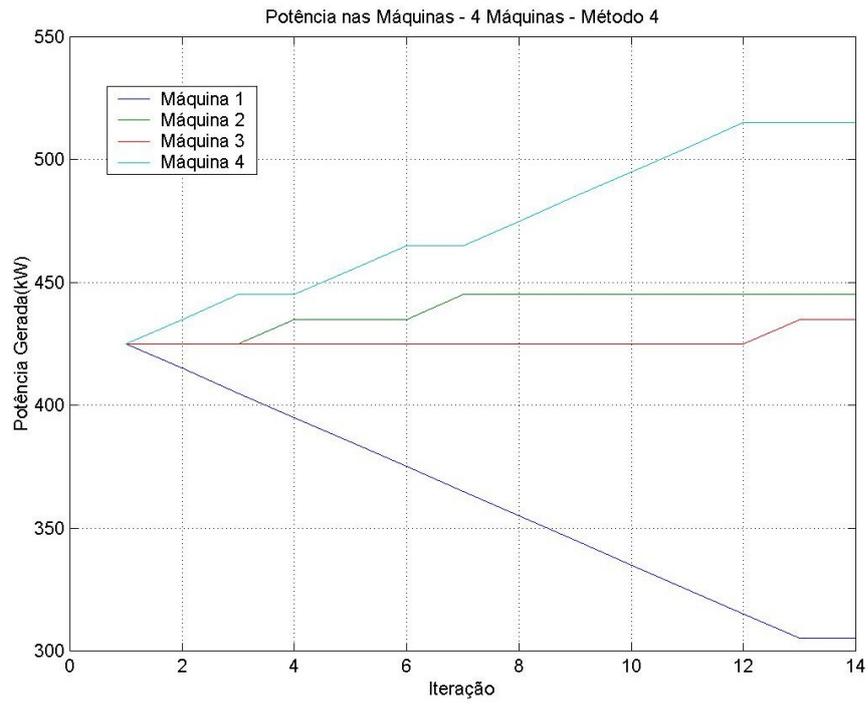


Figura 20 – Distribuição de potências (4 Máquinas – Método 4, 80%).

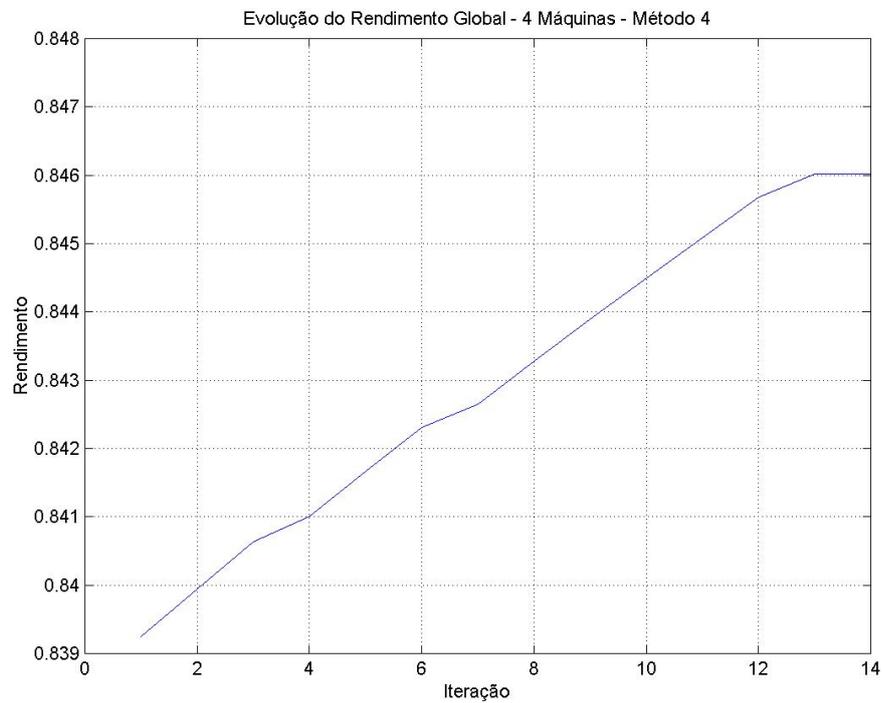


Figura 21 – Evolução do rendimento global (4 Máquinas – Método 4, 80%).

A aleatoriedade do Método 4 pode ser comprovada pelos valores encontrados nas simulações com 30% de combinações possíveis entre as máquinas. Os gráficos de distribuição de potências são representados pelas Figura 22 e Figura 23; enquanto que os gráficos de rendimento pelas Figura 24 e Figura 25.

O sorteio das máquinas a serem combinadas influencia também o passo a ser utilizado pelo algoritmo de otimização. Como o Método 4 inicia a busca com *Passo Longo* e passa a utilizar *Passo Curto* tão logo seja encontrada variação negativa de rendimento, o sorteio pode levar o método a realizar a troca de passos de forma precoce ou tardia, o que pode ser verificado claramente nas Figura 22 e Figura 23. No primeiro gráfico o *Passo Curto* começa a ser utilizado na iteração 7; no segundo gráfico na iteração 4. O número de iterações de uma mesma simulação também é influenciado pelo sorteio, conforme pode ser visualizado nos mesmo gráficos citados anteriormente.

Como o número de iterações pode ser refletido no tempo de busca, métodos aleatórios não podem garantir o tempo gasto em uma otimização. Estima-se apenas, na maioria das vezes, que o tempo será menor do que em otimizações determinísticas. Em alguns casos, otimizações aleatórias podem demandar um maior tempo de busca.

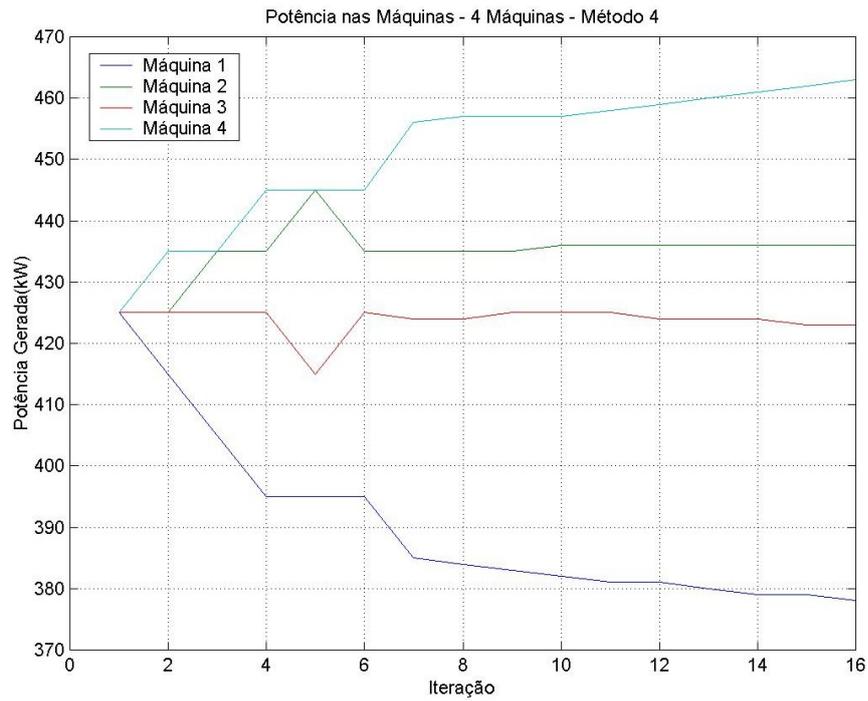


Figura 22 – Distribuição de potências I (4 Máquinas – Método 4, 30%).

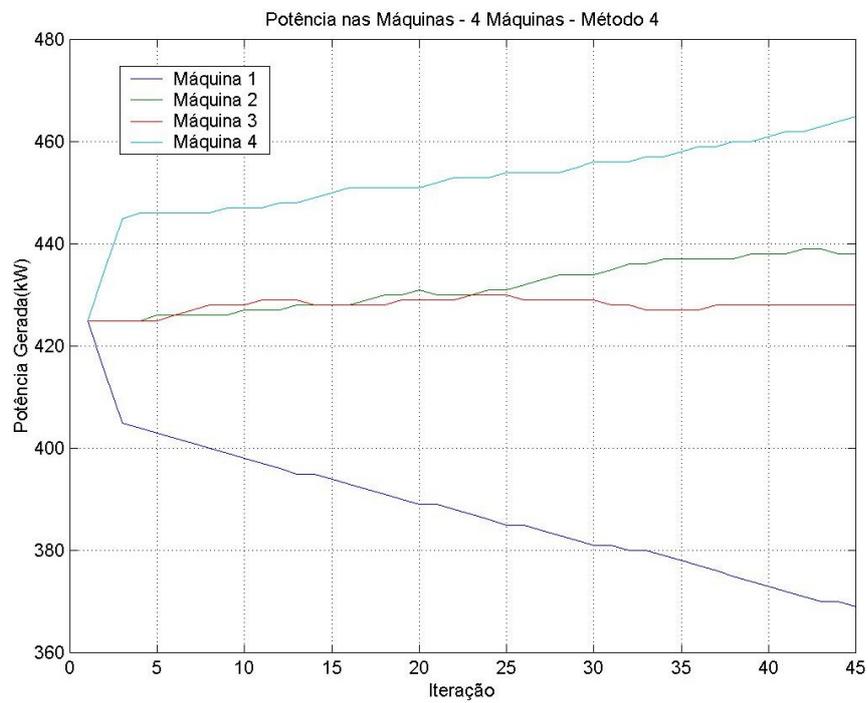


Figura 23 – Distribuição de potências II (4 Máquinas – Método 4, 30%).

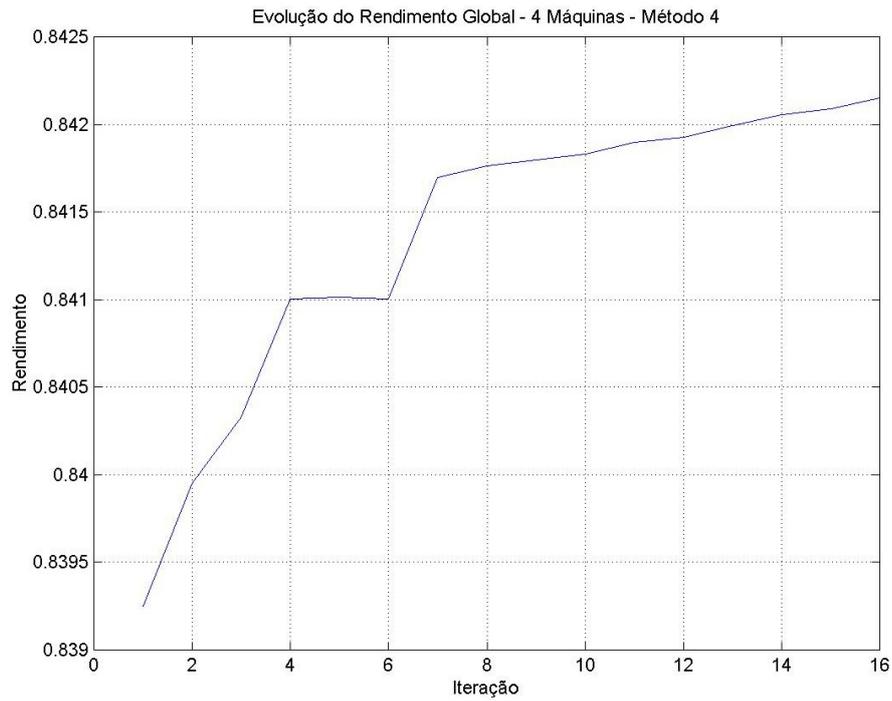


Figura 24 – Evolução do rendimento global I (4 Máquinas – Método 4, 30%).

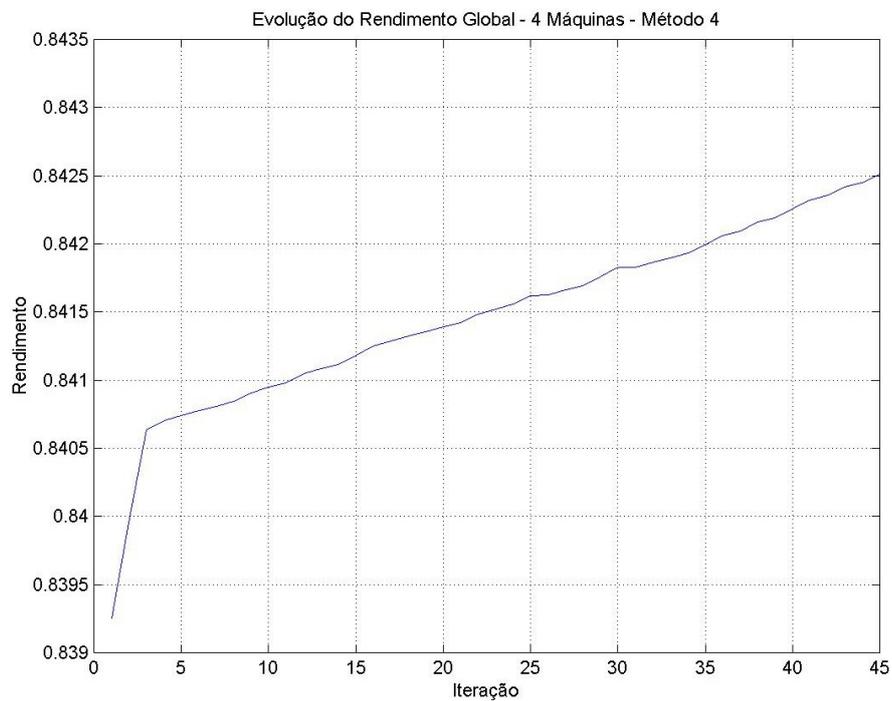


Figura 25 – Evolução do rendimento global II (4 Máquinas – Método 4, 30%).

5.5. Cinco Máquinas

Esta simulação utilizará as máquinas #1, #2, #3, #4 e #5, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 26.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 5 são de cinco máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 3200 [kW].

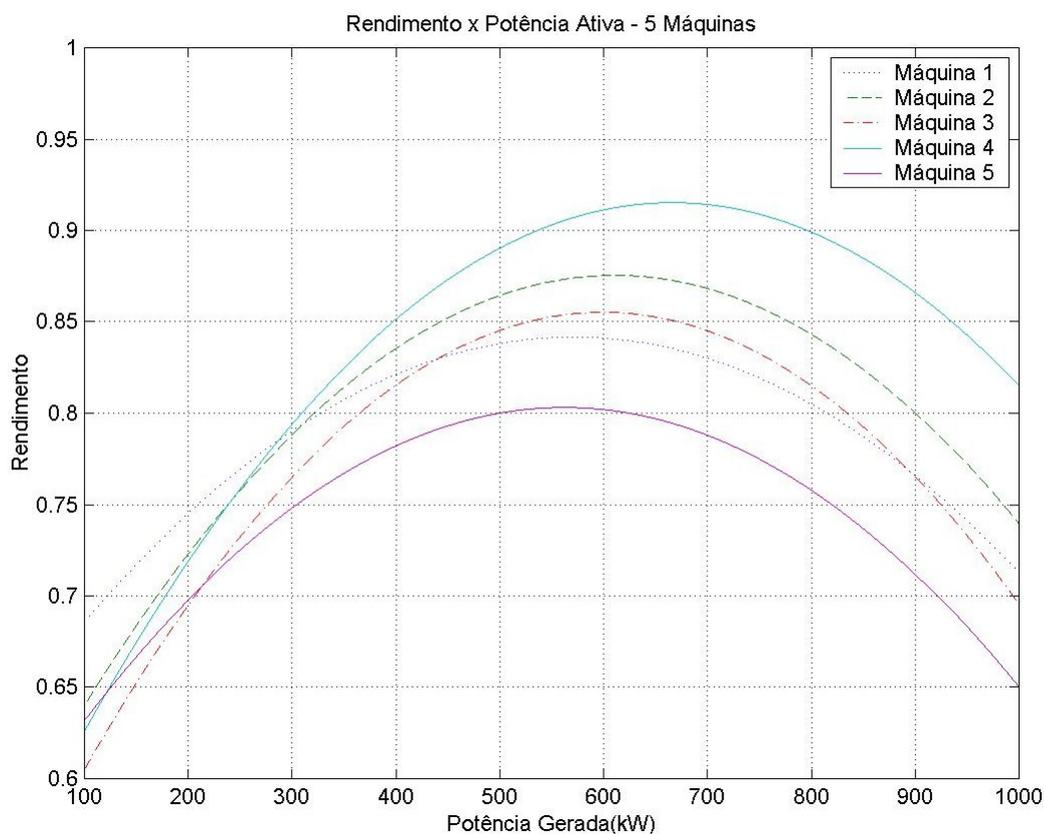


Figura 26– Rendimento x Potência (5 máquinas).

A partir das tabelas e gráficos apresentados até o presente momento, pode-se chegar a uma importante conclusão. O Método 2 sempre será mais rápido do que o Método 1, pelo fato de trabalhar com um passo maior no início da busca do melhor rendimento. Sabe-se que o Método 3 deriva da Método 1, enquanto que do Método 2 surge o Método 4. Por isto, pode-se imaginar que o Método 4 será sempre mais

rápido que o Método 3, mas isto não acontece, como pode-se verificar na Tabela 5 e gráficos para o caso de 25% de combinações (Figura 27 e Figura 28, potências distribuídas; Figura 29 e Figura 30, variação do rendimento), devido a aleatoriedade dos métodos. Já que a escolha é realizada por sorteio, o Método 3 pode guiar o sistema por um pior caminho e assim terminar a busca com poucas iterações.

Tabela 5 – Otimização de cinco máquinas ($Pd = 3200$ [kW])

Cinco Máquinas em Paralelo ($Pd = 3200$ [kW])						
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)	P5 (kW)
1	100	605	664	634	746	551
2	100	605	664	634	746	551
3	70	605	664	634	746	551
		605	664	633	747	551
	25	637	639	639	649	636
619		653	637	695	596	
4	70	605	664	634	746	551
		605	664	634	746	551
	25	599	661	630	743	567
605		664	633	747	551	
LINGO	-	604,8	664,4	633,6	746,5	550,7
Método	% Máq.	Rendimento Inicial	Rendimento Otimizado	Ganho de Rendimento (%)	Tempo Gasto (min)	
1	100	0,8542	0,8582	0,3997	2640	
2	100	0,8542	0,8582	0,3997	560	
3	70	0,8542	0,8582	0,3997	1904	
		0,8542	0,8582	0,3997	1932	
	25	0,8542	0,8547	0,0500	55	
0,8542		0,8572	0,3029	430		
4	70	0,8542	0,8582	0,3997	420	
		0,8542	0,8582	0,3997	448	
	25	0,8542	0,8581	0,3943	105	
0,8542		0,8582	0,3997	185		
LINGO	-	-	0,8582	-	-	

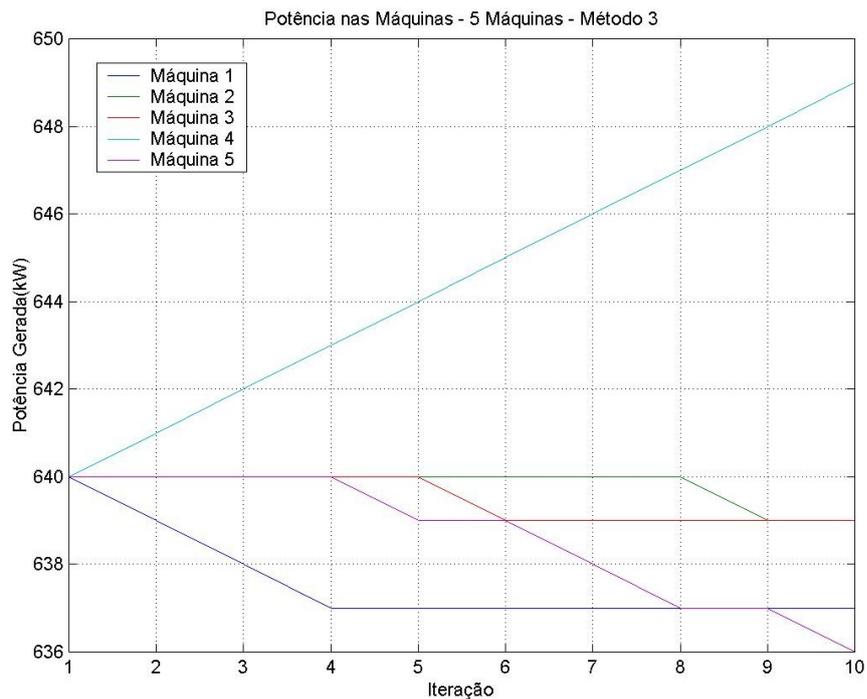


Figura 27 – Distribuição de potências (5 Máquinas – Método 3, 25%).

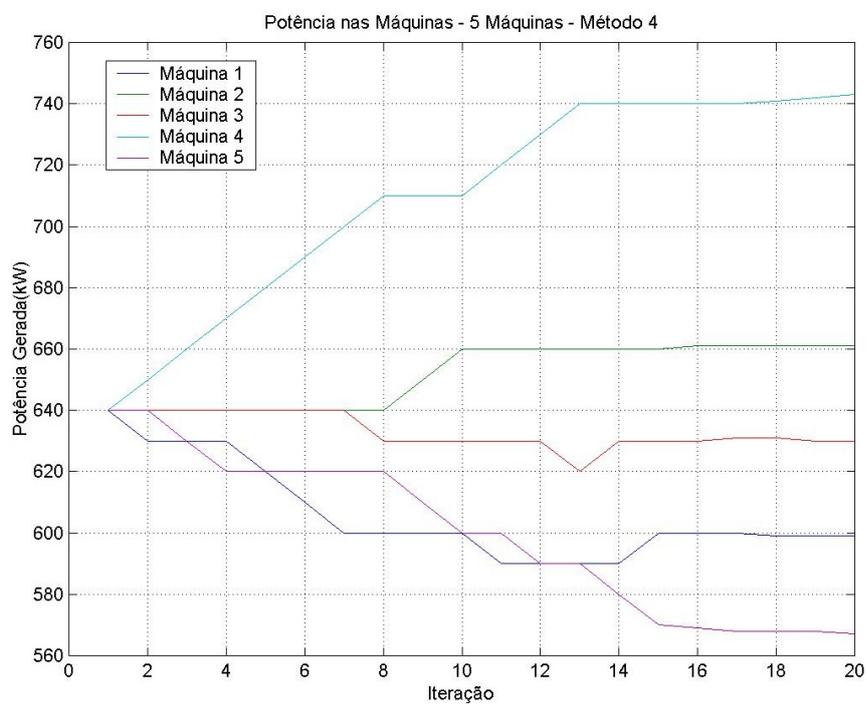


Figura 28 – Distribuição de potências (5 Máquinas – Método 4, 25%).

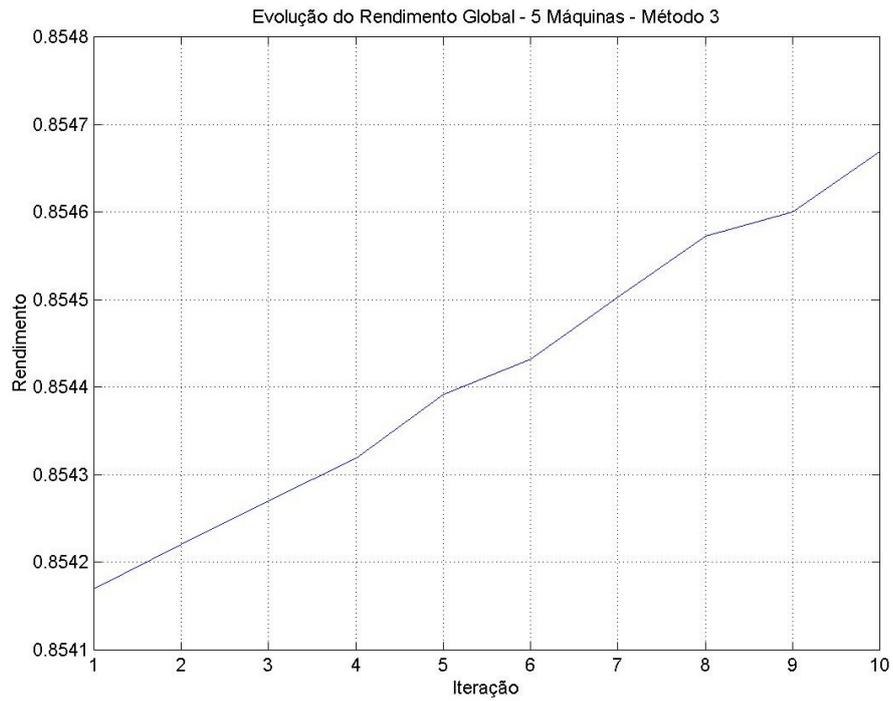


Figura 29 – Evolução do rendimento global (5 Máquinas – Método 3, 25%).

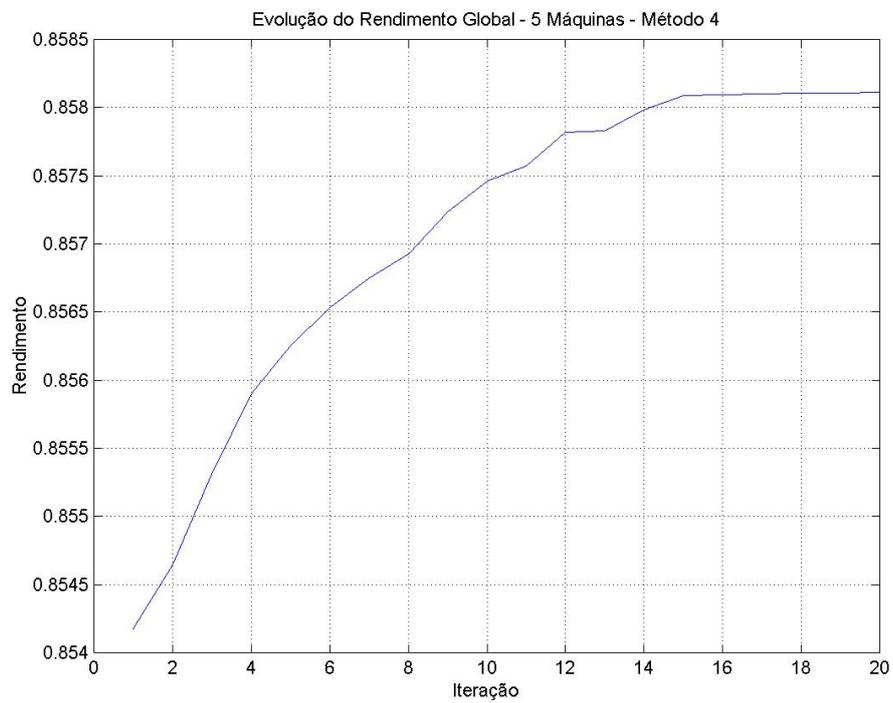


Figura 30 – Evolução do rendimento global (5 Máquinas – Método 4, 25%).

5.6. Seis Máquinas

Esta simulação utilizará as máquinas #1, #2, #3, #4, #5 e #6, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 31.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 6 são de seis máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 3200 [kW].

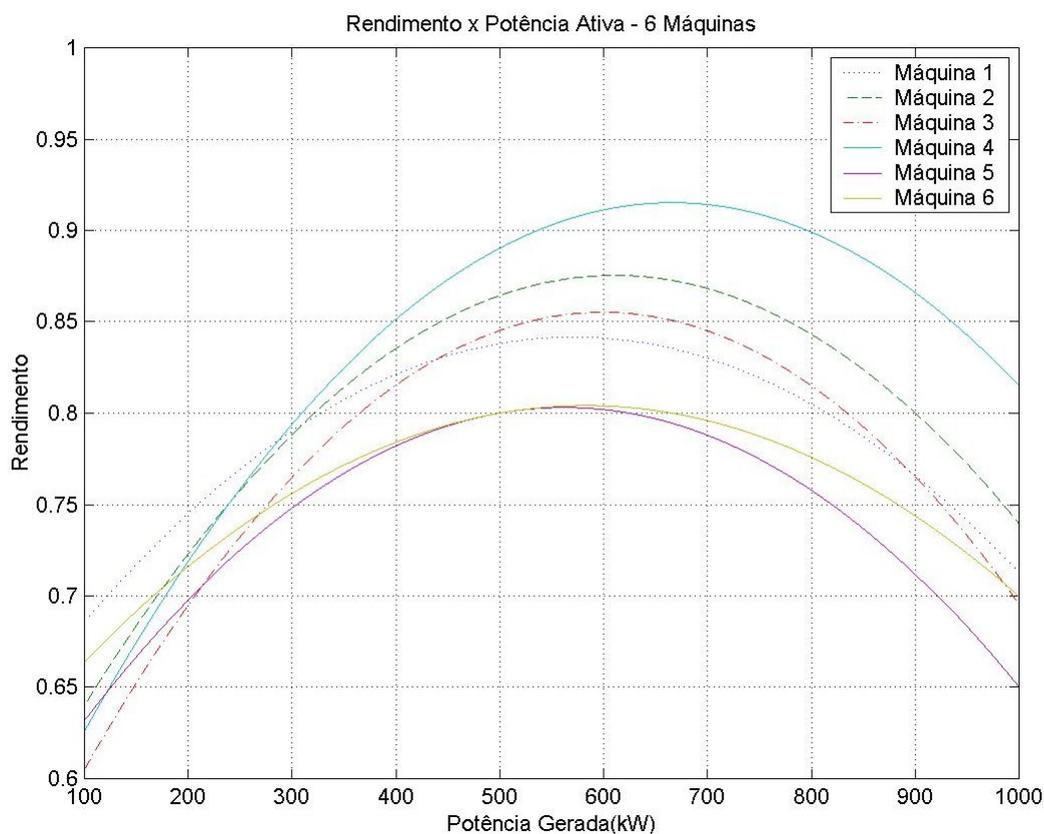


Figura 31 – Rendimento x Potência (6 máquinas).

É interessante notar nesta simulação os valores de rendimento retornados pelos Métodos 3 e 4 trabalhando com 25% das combinações de potência possíveis. O Método 4 apresenta melhores resultados por, certamente, conseguir escapar do ótimo local. Isto ocorre porque o Método 4 utiliza um passo inicial de busca maior do que o

utilizado pelo Método 3 e existe um máximo local nas proximidades do estado inicial.

Tabela 6 – Otimização de seis máquinas ($Pd = 3200$ [kW])

Seis Máquinas em Paralelo ($Pt = 3200$ [kW])							
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)	P5 (kW)	P6 (kW)
1	100	511,3	602,3	574,3	691,3	447,3	373,3
2	100	511,3	602,3	574,3	691,3	447,3	373,3
3	70	511,3	602,3	574,3	691,3	446,3	374,3
		510,3	602,3	574,3	691,3	447,3	374,3
	25	525,3	564,3	538,3	604,3	481,3	486,3
		525,3	555,3	542,3	600,3	487,3	489,3
4	70	511,3	602,3	574,3	691,3	447,3	373,3
		510,3	602,3	574,3	691,3	447,3	374,3
	25	507,3	601,3	573,3	690,3	442,3	385,3
		502,3	597,3	569,3	687,3	434,3	409,3
LINGO	-	510,9	602,6	574,6	691,5	446,9	373,5
Método	% Máq.	Rendimento Inicial	Rendimento Otimizado	Ganho de Rendimento (%)		Tempo Gasto (min)	
1	100	0,8429	0,8488	0,5966		8100	
2	100	0,8429	0,8488	0,5966		1350	
3	70	0,8429	0,8488	0,5966		5670	
		0,8429	0,8488	0,5966		5733	
	25	0,8429	0,8468	0,3955		1008	
		0,8429	0,8466	0,3724		856	
4	70	0,8429	0,8488	0,5966		1029	
		0,8429	0,8488	0,5966		966	
	25	0,8429	0,8488	0,5962		520	
		0,8429	0,8488	0,5927		456	
LINGO	-	-	0,8488	-		-	

As Figura 32 e Figura 33 representam os gráficos da distribuição de potência nas máquinas e variação do rendimento, respectivamente, para o Método 2. A utilização do Método 2 torna o tempo de otimização seis vezes menor do o encontrado pelo Método 1, para um mesmo rendimento final, o que representa uma otimização mais próxima de ser realizada na prática em tempo real.

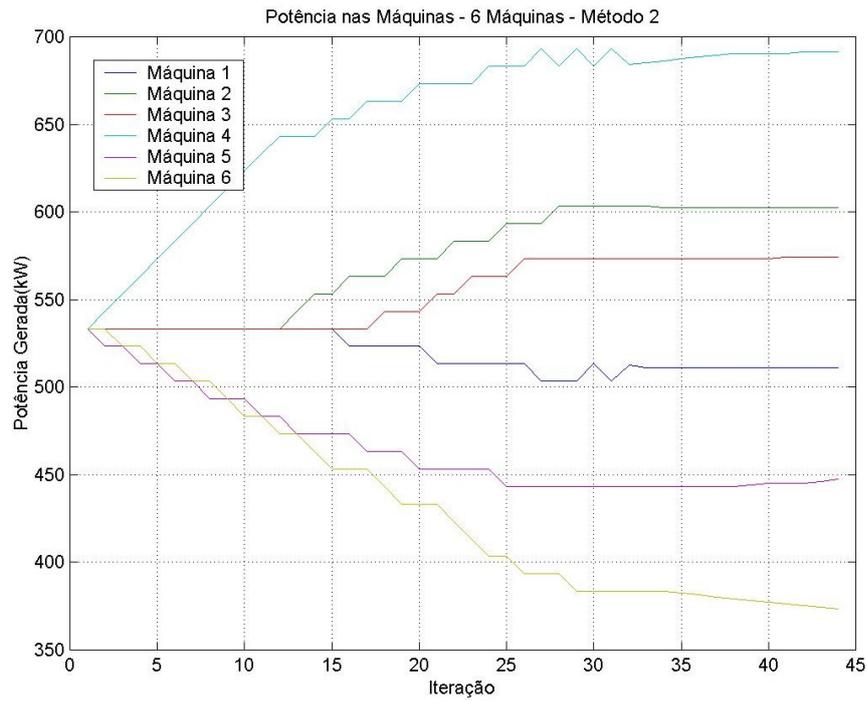


Figura 32 – Distribuição de potências (6 Máquinas).

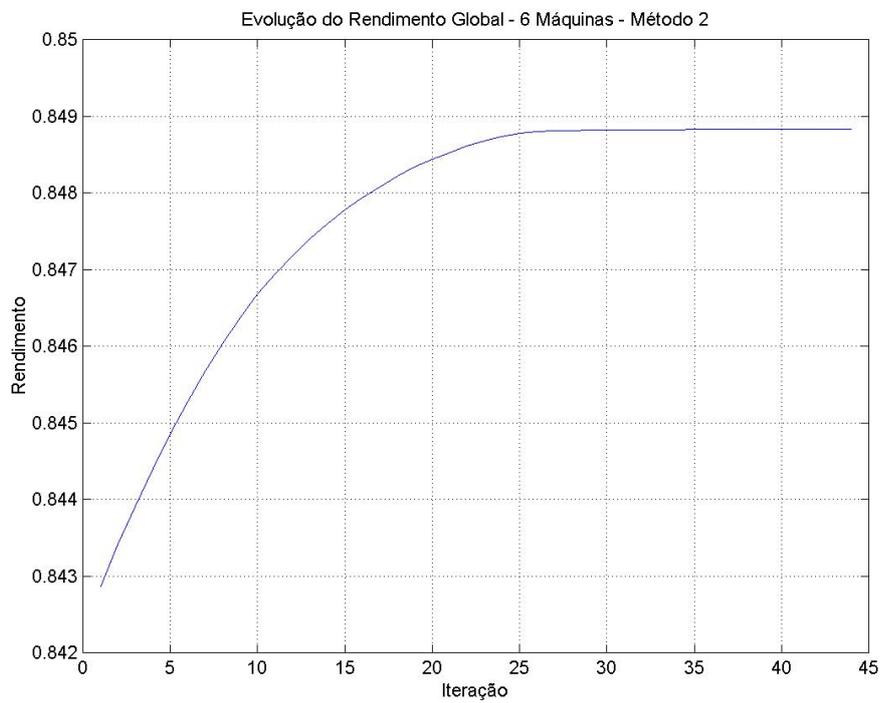


Figura 33 – Evolução do rendimento global (6 Máquinas).

5.7. Sete Máquinas

Esta simulação utilizará as máquinas #1, #2, #3, #4, #5, #6 e #7, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 34.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 7 são de sete máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 3200 [kW].

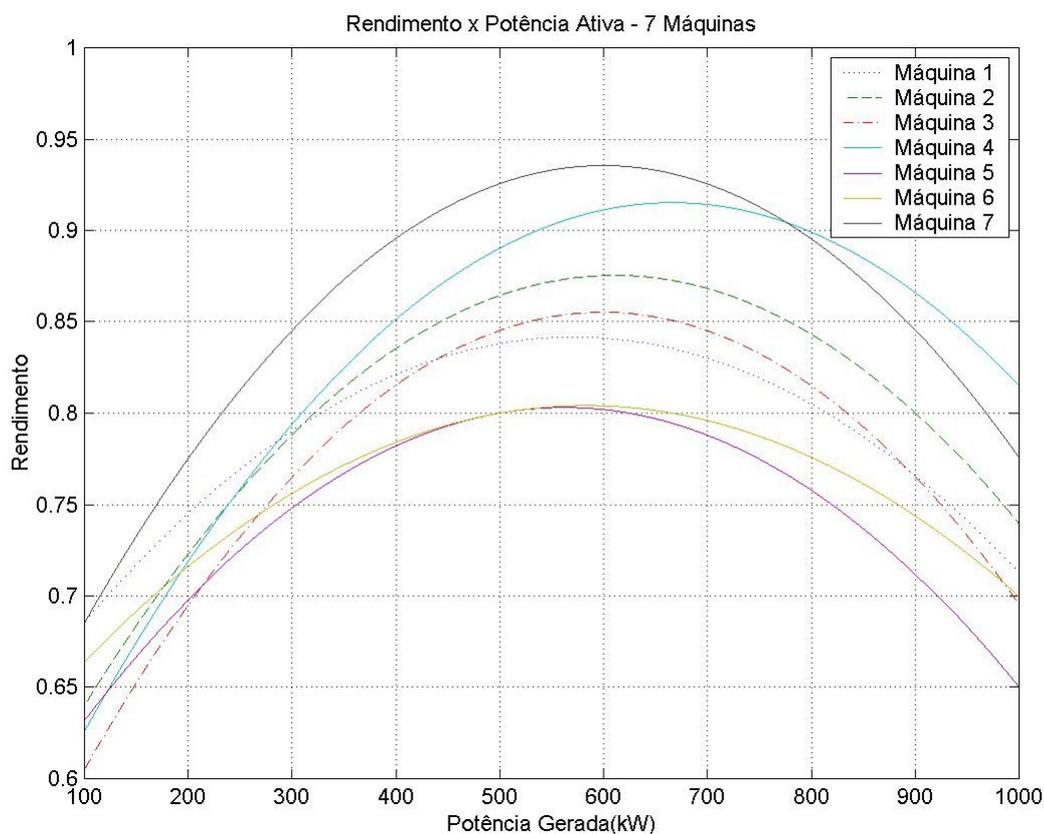


Figura 34– Rendimento x Potência (7 máquinas).

As Figura 35 e Figura 36 representam os gráficos da distribuição de potência nas máquinas e variação do rendimento, respectivamente, para o Método 1. O ganho de rendimento conseguido com este método é menor do que o apresentado por *LINGO* e os encontrados, em alguns casos, pelos Método 3 e 4. Os valores das

potências atribuídas às máquinas também difere de maneira considerável com relação aos outros métodos.

Tabela 7 – Otimização de sete máquinas ($Pd = 3200$ [kW])

Sete Máquinas em Paralelo ($Pd = 3200$ [kW])								
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)	P5 (kW)	P6 (kW)	P7 (kW)
1	100	457,1	457,1	457,1	564,1	447,1	300,1	517,1
2	100	457,1	457,1	457,1	557,1	447,1	307,1	517,1
3	70	453,1	463,1	458,1	580,1	414,1	300,1	531,1
		447,1	463,1	459,1	576,1	421,1	300,1	533,1
	30	441,1	466,1	460,1	518,1	420,1	398,1	496,1
		426,1	485,1	478,1	584,1	387,1	300,1	539,1
	20	428,1	474,1	469,1	541,1	398,1	366,1	523,1
		396,1	503,1	481,1	583,1	366,1	324,1	546,1
4	70	457,1	457,1	457,1	567,1	427,1	307,1	527,1
		447,1	467,1	457,1	587,1	417,1	307,1	517,1
	30	417,1	477,1	477,1	607,1	377,1	307,1	537,1
		417,1	477,1	467,1	587,1	407,1	307,1	537,1
	20	377,1	517,1	497,1	597,1	347,1	307,1	557,1
		397,1	497,1	467,1	637,1	347,1	307,1	547,1
LINGO	-	300,0	543,9	518,5	643,4	300,0	300,0	594,2
Método	% Máq.	Rendimento Inicial	Rendimento Otimizado	Ganho de Rendimento (%)		Tempo Gasto (min)		
1	100	0,8411	0,8481	0,7025		7098		
2	100	0,8411	0,8479	0,6759		756		
3	70	0,8411	0,8492	0,8121		5974		
		0,8411	0,8492	0,8056		5945		
	30	0,8411	0,8457	0,4591		1495		
		0,8411	0,8504	0,9226		3406		
	20	0,8411	0,8478	0,6715		1568		
		0,8411	0,8505	0,9390		2392		
4	70	0,8411	0,8485	0,7416		580		
		0,8411	0,8490	0,7901		638		
	30	0,8411	0,8505	0,9390		377		
		0,8411	0,8499	0,8749		338		
	20	0,8411	0,8516	1,0427		312		
		0,8411	0,8513	1,0173		288		
LINGO	-	-	0,8530	-		-		

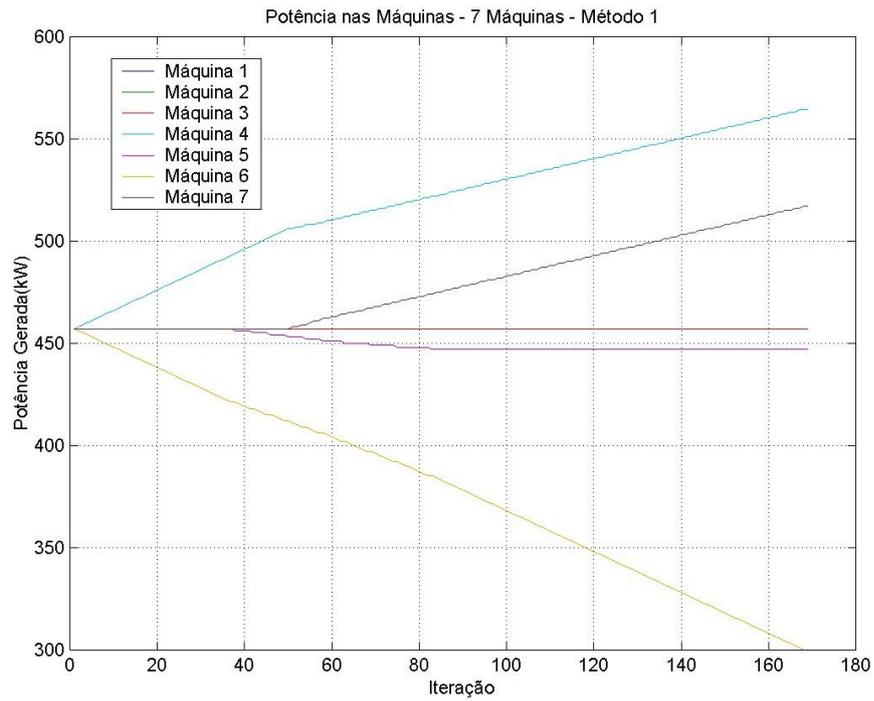


Figura 35 – Distribuição de potências (7 Máquinas).

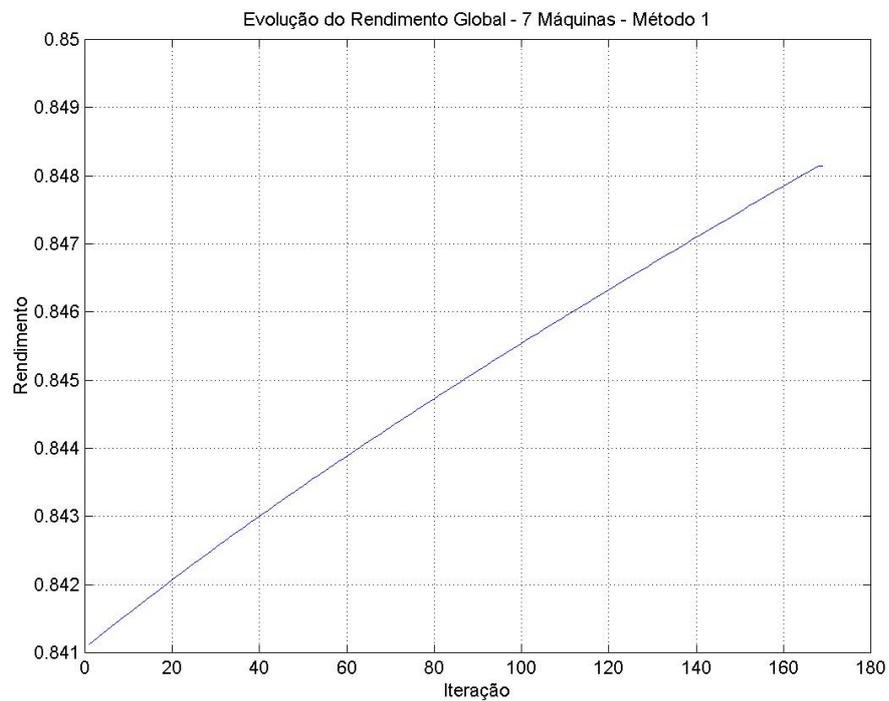


Figura 36 – Evolução do rendimento global (7 Máquinas).

Analisando o gráfico de distribuição de cargas nas máquinas (Figura 35) nota-se que a Máquina #6 atinge o limite inferior de geração (300 [kW]). O sistema de otimização pára as buscas quando o limite inferior e/ ou superior de geração programados são atingidos. Isto explica a interrupção brusca na curva de rendimento (Figura 36), não demonstrando um ótimo local.

Pode-se perceber que a Máquina #6 representa uma influência negativa no rendimento global da central, pelo fato do sistema lhe impor a menor potência possível de geração. Caso o limite inferior de geração (P_{min}) fosse nulo, o sistema de otimização iria impor uma geração nula à Máquina #6, conforme mostrado no gráfico a seguir:

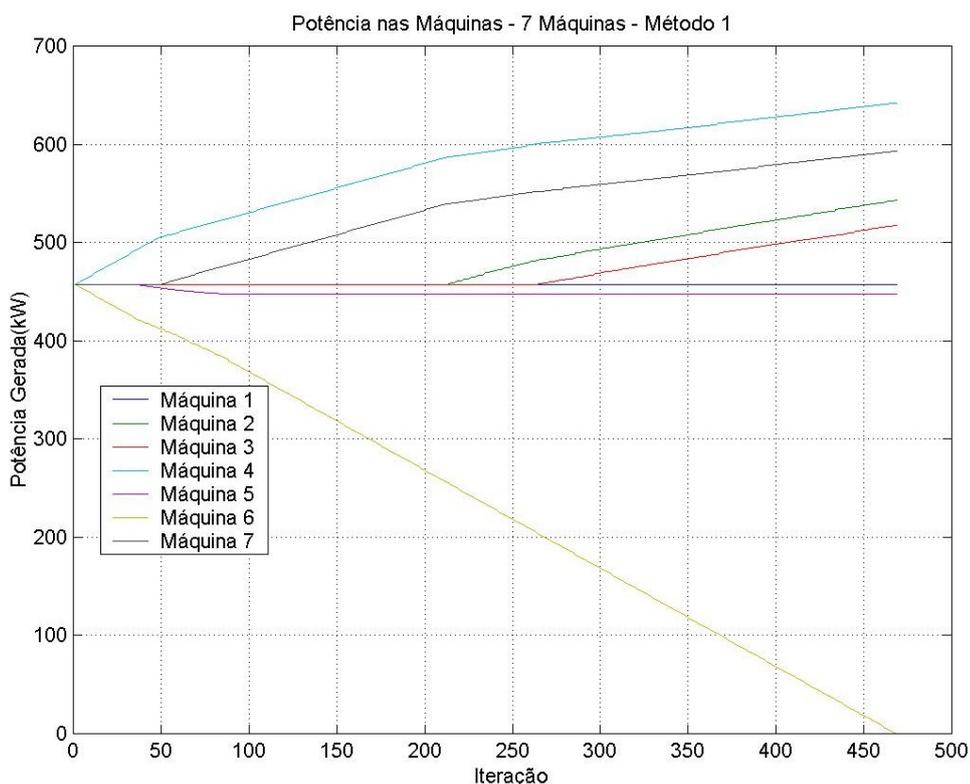


Figura 37 – Distribuição de potências, sete máquinas ($P_{min} = 0$).

Para a P_{min} igual a zero, o sistema de otimização atribui uma potência de geração nula à Máquina 6, ou seja, ela é retirada de operação. Com isto, o rendimento

global da central (η_G) encontrado assume o valor de 86,89% (Figura 38), um aumento absoluto de 2,06% em relação ao encontrado com P_{min} igual a 300 [kW].

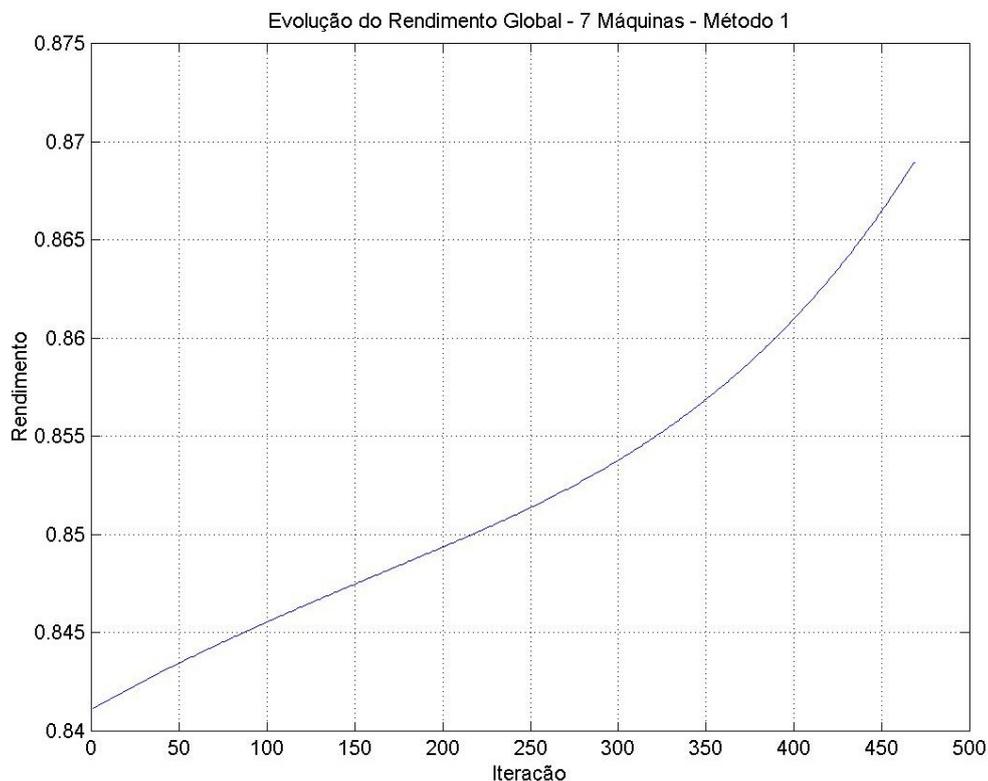


Figura 38 – Evolução do rendimento global, sete máquinas($P_{min}=0$).

Utilizando *LINGO* nesta simulação, com P_{min} nulo, obtêm-se os seguintes resultados:

- $P_1 = 809,6$ [kW];
- $P_2 = 828,1$ [kW];
- $P_3 = P_4 = P_7 = 0$;
- $P_5 = 750,5$ [kW];
- $P_6 = 811,8$ [kW];

- $\eta_G = 79,55\%$.

De acordo com *LINGO*, as máquinas #3, #4, e #7 devem ser desligadas. Isto leva a um rendimento global bem pior do que o encontrado pelo método heurístico de busca. Isto comprova que métodos de otimização utilizando programação não linear podem encontrar soluções que representam ótimos locais.

Como o sistema de otimização desliga a Máquina #6, convém realizar uma nova simulação sem ela, ou seja, a otimização global da central com seis máquinas, sendo elas: #1, #2, #3, #4, #5 e #7. As Figura 39 e Figura 40 representam os gráficos distribuição de potência nas máquinas e variação do rendimento, respectivamente.

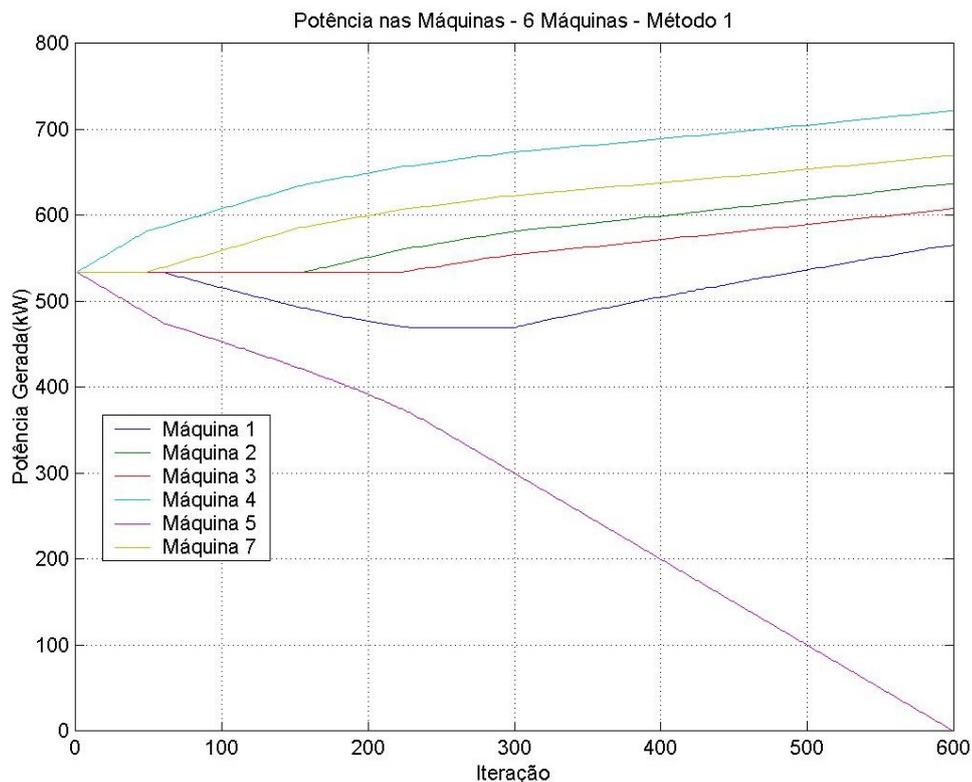


Figura 39 – Distribuição de potências, seis máquinas ($P_{min} = 0$).

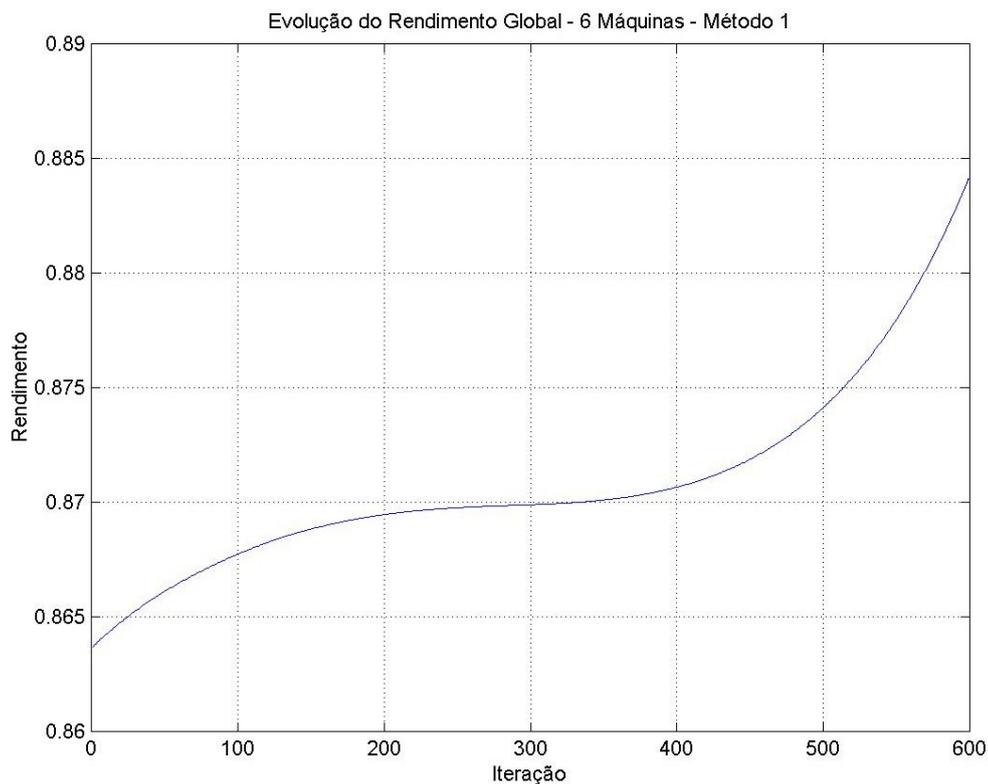


Figura 40 – Evolução do rendimento global, seis máquinas ($P_{\min}=0$).

Novamente o sistema desliga uma máquina (Máquina #5) e obtém um rendimento global de 88,41%, o que representa um ganho absoluto de 1,52% em relação à simulação anterior.

Realizando a otimização do problema utilizando *LINGO*, obtêm-se:

- $P_1 = 784,6$ [kW];
- $P_2 = 807,1$ [kW];
- $P_3 = P_7 = 0$;
- $P_4 = 881,7$ [kW];
- $P_5 = 726,6$ [kW];

- $\eta_G = 82,74\%$.

Onde se pode verificar novamente o ótimo local encontrado pelo método de programação matemática.

Da mesma forma anterior, convém realizar uma nova simulação sem a Máquina #5, ou seja, a otimização global da central com cinco máquinas, sendo elas: #1, #2, #3, #4 e #7. As Figura 41 e Figura 42 representam os gráficos distribuição de potência nas máquinas e variação do rendimento, respectivamente.

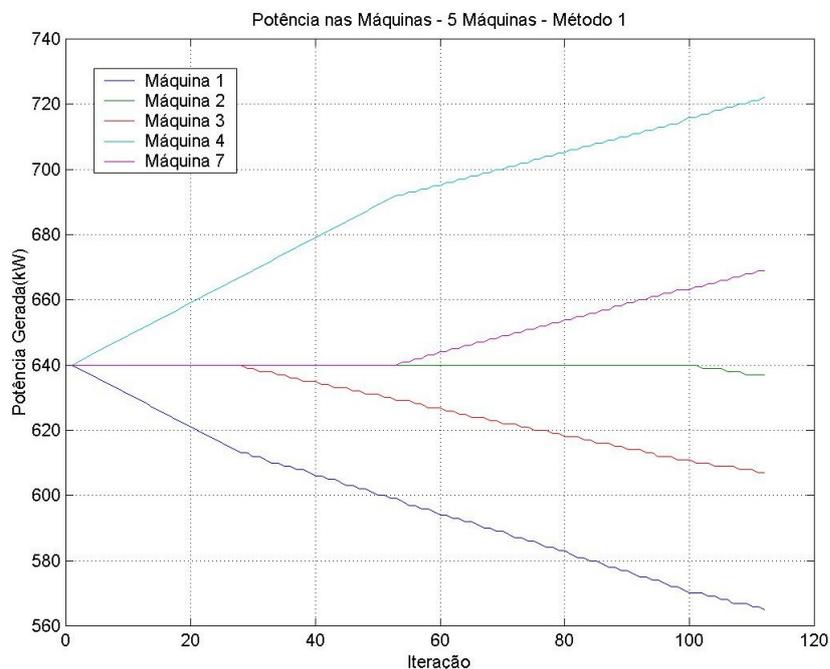


Figura 41 – Distribuição de potências, cinco máquinas ($P_{min} = 0$).

Os resultados obtidos por esta simulação são os mesmos que os obtidos pela simulação anterior, com rendimento global de 88,41%.

Realizando a otimização do problema utilizando *LINGO*, obtêm-se:

- $P_1 = 772,2$ [kW];
- $P_2 = 796,6$ [kW];

- $P_3 = 759,6$ [kW];
- $P_4 = 871,6$ [kW];
- $P_7 = 0$;
- $\eta_G = 84,18\%$.

Novamente o valor de rendimento global encontrado é pior do que o encontrado pelo método heurístico.

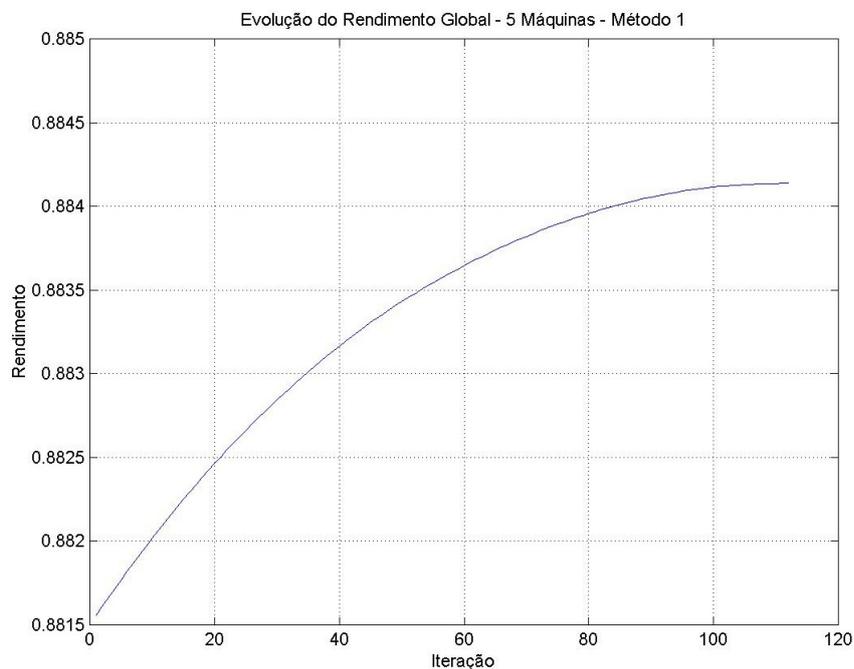


Figura 42 – Evolução do rendimento global, cinco máquinas($P_{min}=0$).

As simulações realizadas demonstram a importância de uma análise correta dos parâmetros encontrados. Com as trocas de máquinas na geração conseguiu-se um ganho de rendimento de 3,6% quando comparadas a simulações com cinco máquinas e sete máquinas.

5.8. Oito Máquinas

Esta simulação utilizará as máquinas #1, #2, #3, #4, #5, #6, #7 e #8, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 43.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 8 são de oito máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 6500 [kW].

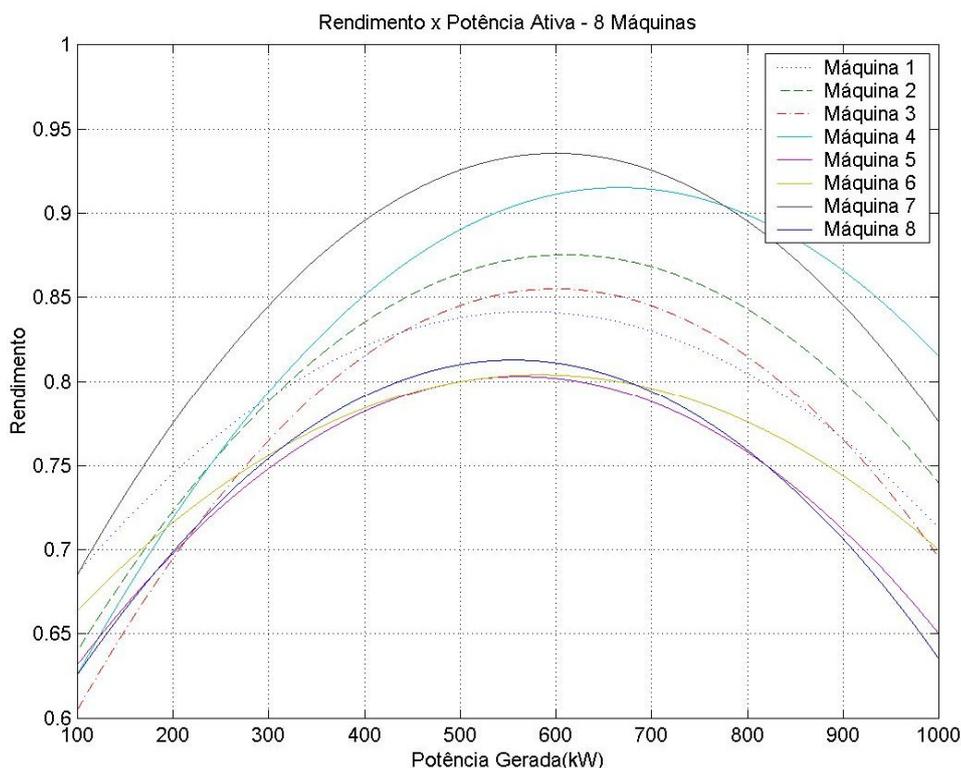


Figura 43 – Rendimento x Potência (8 máquinas).

As Figura 44 e Figura 45 representam os gráficos da distribuição de potências para cada máquina em cada iteração e evolução do rendimento, respectivamente, para o Método 3 com 20% de combinações. O gráfico de potências mostra claramente o comportamento das máquinas durante a busca da melhor solução, onde algumas têm a tendência de diminuir a potência gerada, enquanto outras têm a tendência de aumentá-la.

Tabela 8 – Otimização de oito máquinas ($Pd = 6500$ [kW])

Oito Máquinas em Paralelo ($Pd = 6500$ [kW])									
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)	P5 (kW)	P6 (kW)	P7 (kW)	P8 (kW)
1	100	813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
2	100	813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
3	80	813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
		813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
	50	813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
		813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
	20	813,5	831,5	793,5	906,5	754,5	816,5	844,5	739,5
		814,5	831,5	792,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
4	80	813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
		813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
	50	813,5	831,5	792,5	906,5	754,5	816,5	844,5	740,5
		813,5	831,5	793,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
	20	814,5	831,5	793,5	904,5	755,5	816,5	844,5	739,5
		814,5	831,5	792,5	905,5	754,5	816,5	844,5	740,5
LINGO	-	813,8	831,7	793,0	905,7	754,6	816,6	844,5	740,1
Método	% Máq.	Rendimento Inicial		Rendimento Otimizado		Ganho de Rendimento (%)		Tempo Gasto (min)	
1	100	0,8111		0,8146		0,3551		8456	
2	100	0,8111		0,8146		0,3551		1568	
3	80	0,8111		0,8146		0,3551		6795	
		0,8111		0,8146		0,3551		6930	
	50	0,8111		0,8146		0,3551		4284	
		0,8111		0,8146		0,3551		4340	
	20	0,8111		0,8146		0,3551		1881	
		0,8111		0,8146		0,3551		1991	
4	80	0,8111		0,8146		0,3551		1350	
		0,8111		0,8146		0,3551		1440	
	50	0,8111		0,8146		0,3551		896	
		0,8111		0,8146		0,3551		1064	
	20	0,8111		0,8146		0,3551		1045	
		0,8111		0,8146		0,3551		539	
LINGO	-	-		0,8146		-		-	

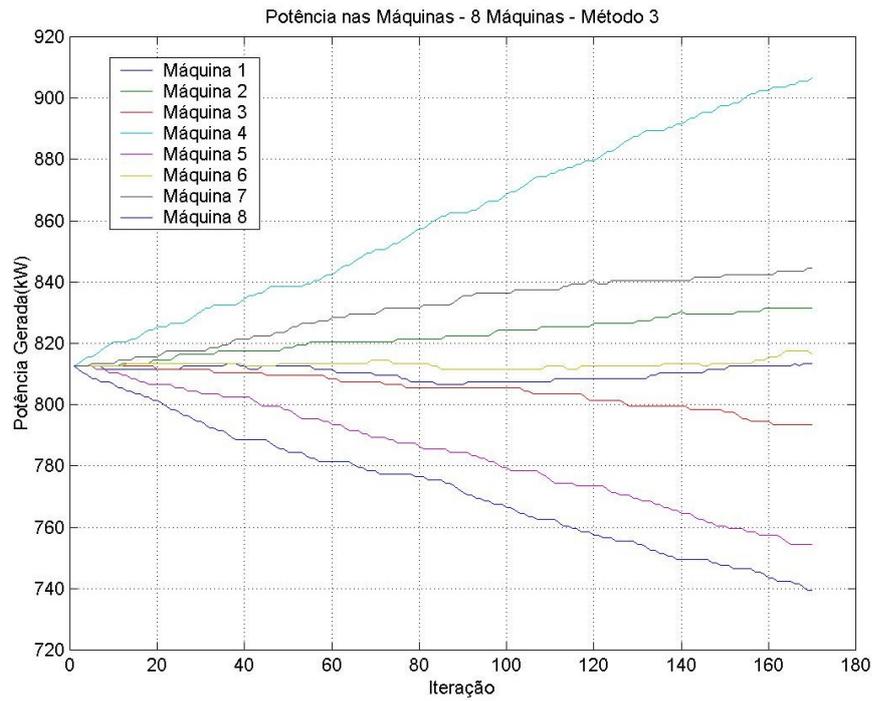


Figura 44 – Distribuição de potências (8 Máquinas – Método 3, 20%).

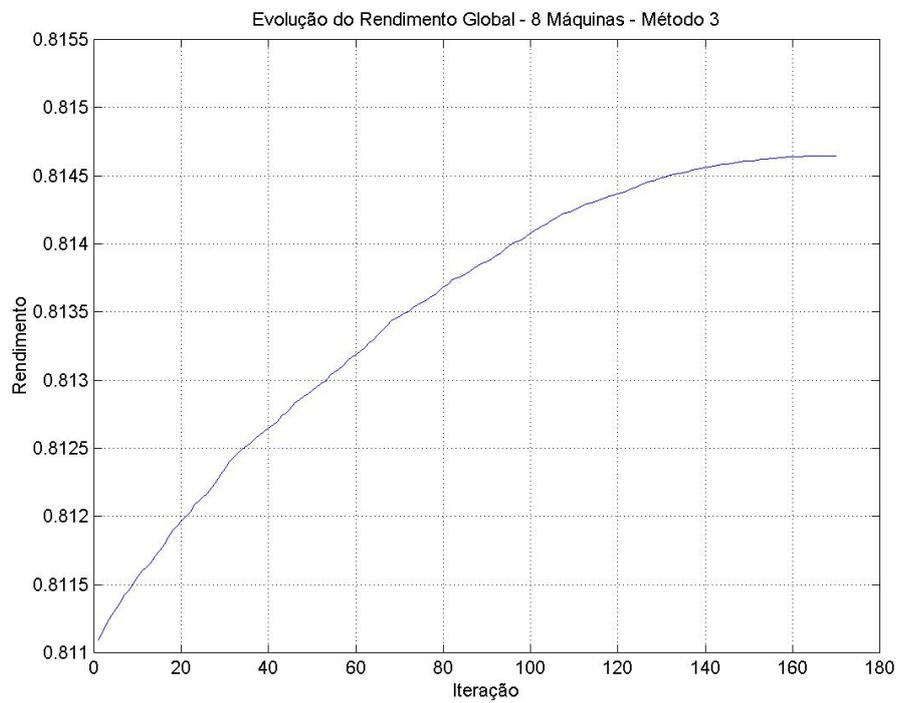


Figura 45 – Evolução do rendimento global (8 Máquinas – Método 3, 20%).

5.9. Nove Máquinas

Esta simulação utilizará as máquinas #1, #2, #3, #4, #5, #6, #7, #8 e #9, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 46.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 9 são de nove máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 7000 [kW].

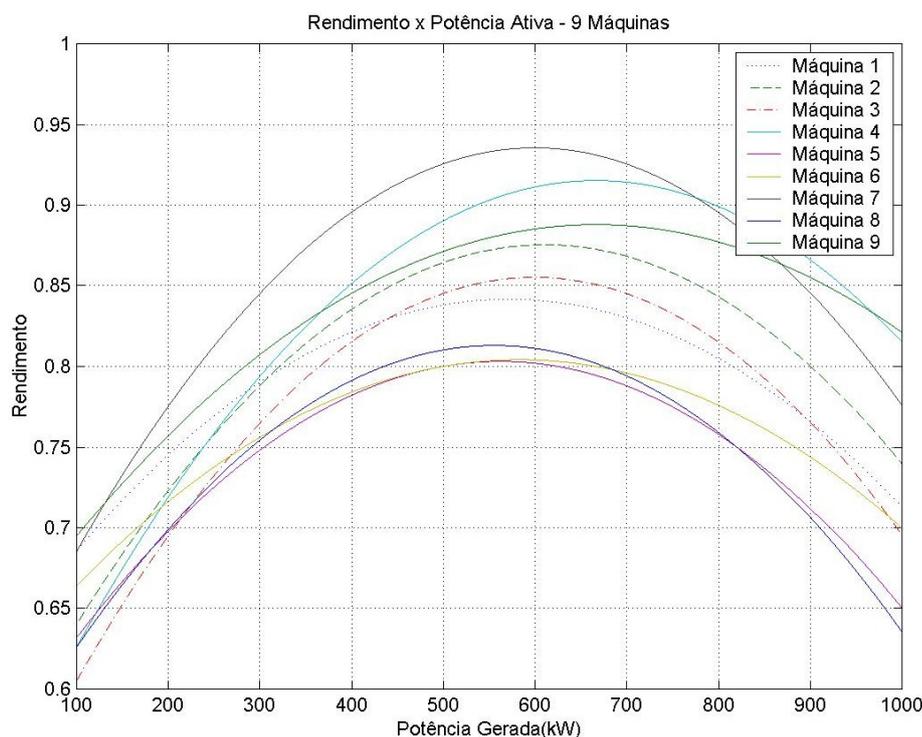


Figura 46 – Rendimento x Potência (9 máquinas).

As Figura 47 e Figura 48 representam os gráficos da distribuição de potências para cada máquina em cada iteração e evolução do rendimento, respectivamente, para o Método 3 com 10% de combinações. Mesmo com um número de combinações tão pequeno, a busca pode ser considerada bem sucedida pelo fato do sistema encontrar o mesmo valor de rendimento otimizado de *LINGO*, embora haja diferença na distribuição de potência entre as máquinas. Este fato demonstra a existência de outras soluções (neste caso o rendimento da central, influenciado pela distribuição de

potências às máquinas), as quais podem ser próximas às encontradas por métodos de otimização de Programação Não Linear (no caso de *LINGO*), ou em alguns casos, melhores pelo fato do método matemático encontrar em um ótimo local.

Tabela 9 – Otimização de nove máquinas ($Pd = 7000$ [kW])

Nove Máquinas em Paralelo ($Pd = 7000$ [kW])										
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)	P5 (kW)	P6 (kW)	P7 (kW)	P8 (kW)	P9 (kW)
1	100	757,8	784,8	748,8	859,8	700,8	753,8	800,8	690,8	902,8
2	100	757,8	784,8	748,8	859,8	700,8	753,8	800,8	690,8	902,8
3	80	757,8	784,8	748,8	859,8	700,8	753,8	800,8	690,8	902,8
		757,8	784,8	748,8	859,8	700,8	753,8	800,8	690,8	902,8
	30	757,8	784,8	748,8	859,8	700,8	753,8	801,8	690,8	901,8
		757,8	784,8	747,8	860,8	700,8	753,8	800,8	690,8	902,8
	10	777,8	779,8	770,8	789,8	760,8	779,8	782,8	759,8	798,8
		773,8	777,8	769,8	813,8	746,8	770,8	786,8	736,8	823,8
4	80	757,8	784,8	748,8	859,8	700,8	753,8	801,8	690,8	901,8
		757,8	784,8	748,8	859,8	700,8	753,8	800,8	690,8	902,8
	30	757,8	784,8	748,8	859,8	700,8	753,8	801,8	689,8	902,8
		757,8	784,8	747,8	859,8	701,8	753,8	800,8	690,8	902,8
	10	757,8	787,8	755,8	858,8	697,8	763,8	797,8	687,8	892,8
		760,8	772,8	776,8	850,8	736,8	754,8	792,8	711,8	842,8
LINGO	-	758,0	784,8	748,3	860,1	701,0	753,6	801,2	690,6	902,4
Método	% Máq.	Rendimento Inicial		Rendimento Otimizado		Ganho de Rendimento		Tempo Gasto (min)		
1	100	0,8290		0,8341		0,5081		17208		
2	100	0,8290		0,8341		0,5081		3024		
3	80	0,8290		0,8341		0,5081		13862		
		0,8290		0,8341		0,5081		13920		
	30	0,8290		0,8341		0,5081		5324		
		0,8290		0,8341		0,5081		5280		
	10	0,8290		0,8307		0,1648		385		
		0,8290		0,8323		0,3258		819		
4	80	0,8290		0,8341		0,5081		2610		
		0,8290		0,8341		0,5081		2552		
	30	0,8290		0,8341		0,5081		990		
		0,8290		0,8341		0,5081		1562		
	10	0,8290		0,8341		0,5081		315		
		0,8290		0,8333		0,4243		385		
LINGO	-	-		0,8341		-		-		

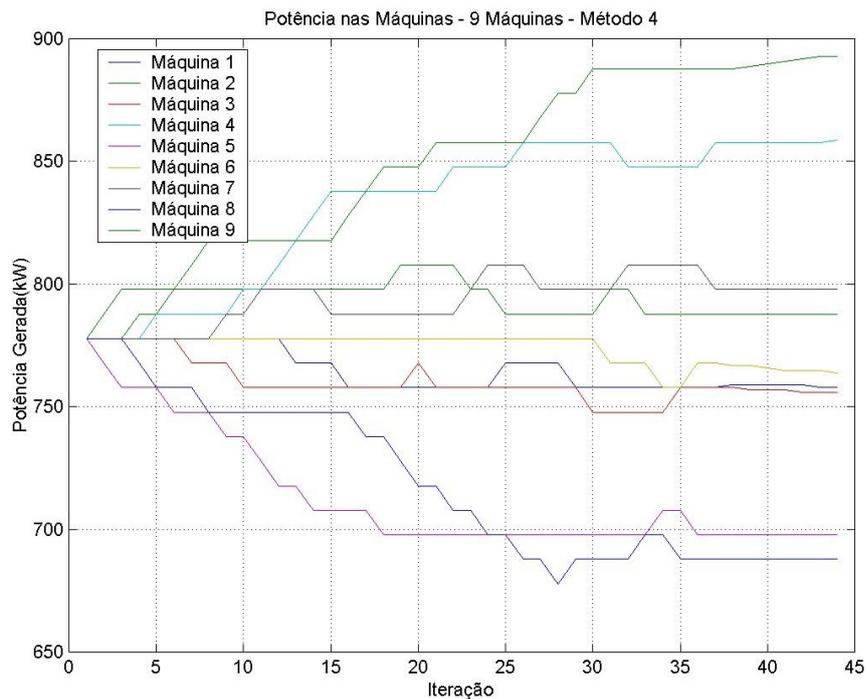


Figura 47 – Distribuição de potências (9 Máquinas – Método 4, 10%).

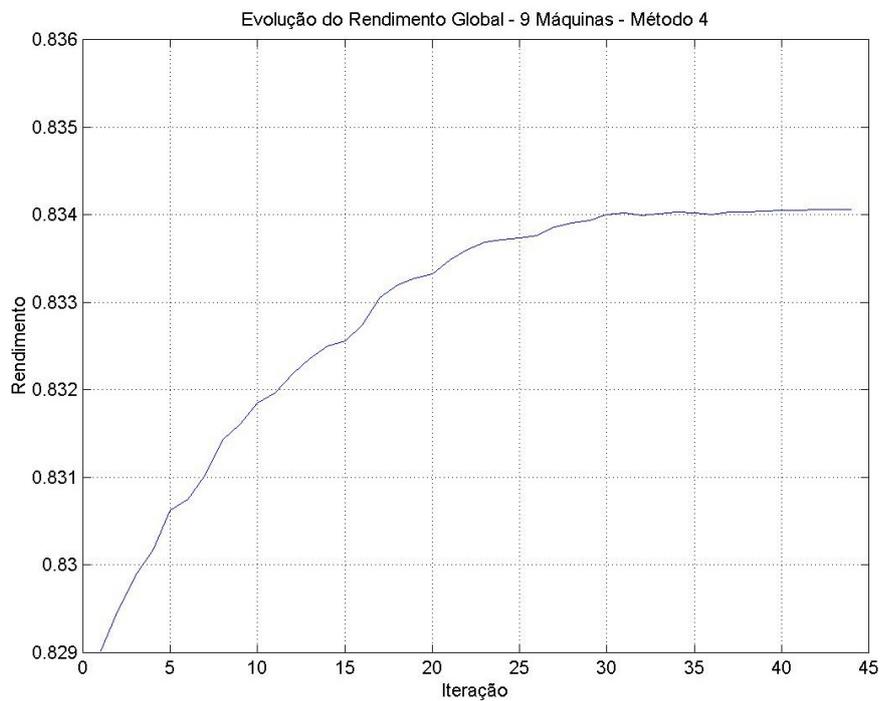


Figura 48 – Evolução do rendimento global (9 Máquinas – Método 4, 10%).

5.10. Dez Máquinas

Esta simulação utilizará todas as máquinas, apresentando o gráfico mostrado pela Figura 49.

Os resultados da otimização apresentados na Tabela 10 são de dez máquinas operando em paralelo com potência demandada igual a 9000 [kW].

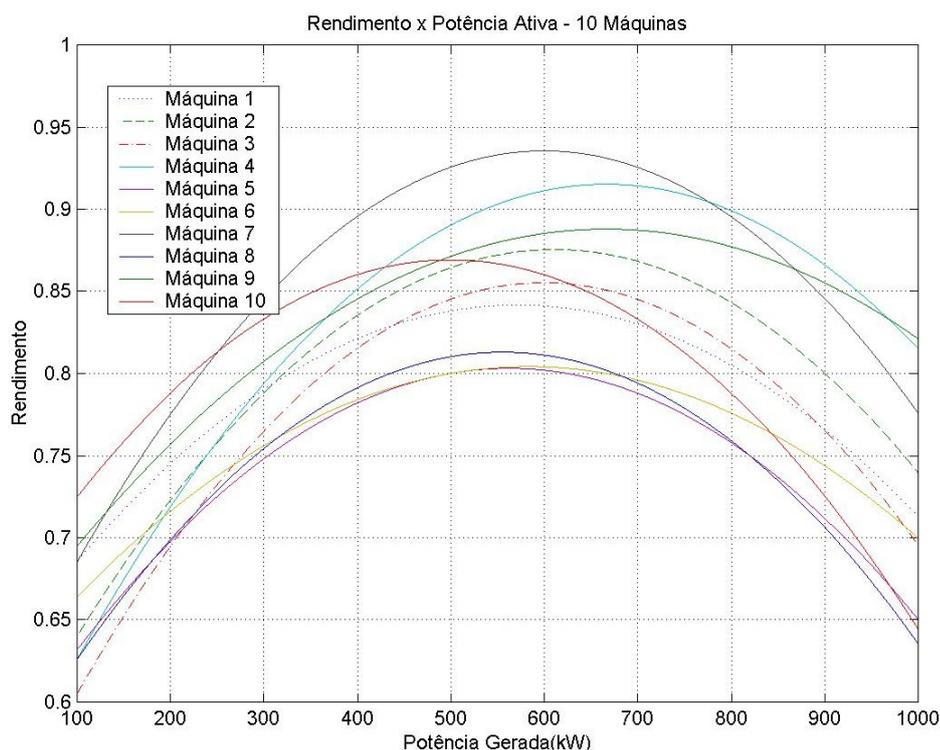


Figura 49 – Rendimento x Potência (10 máquinas).

Nota-se claramente nos gráficos de distribuição de cargas às máquinas (Figura 50 e Figura 51) o momento em que o sistema passa a buscar a solução utilizando *Passo Curto*, representado por uma menor variação de cargas por iteração. Geralmente, o sistema utilizará um maior número de iterações quanto mais cedo começar a utilizar *Passo Curto* em sua busca, podendo ser visualizado nos gráficos citados. Portanto, métodos aleatórios dificilmente fornecerão soluções e número de iterações iguais, quando realizadas várias buscas. As Figura 52 e Figura 53

representam os gráficos da evolução do rendimento global da central, onde se pode também verificar facilmente a utilização de *Passo Curto* pela menor variação do rendimento entre as iterações.

Tabela 10 – Otimização de dez máquinas ($Pd = 9000$ [kW])

Dez Máquinas em Paralelo ($Pd = 9000$ [kW])											
Método	% Máq.	P1 (kW)	P2 (kW)	P3 (kW)	P4 (kW)	P5 (kW)	P6 (kW)	P7 (kW)	P8 (kW)	P9 (kW)	P10 (kW)
1	100	900,0	900,0	896,0	937,0	874,0	900,0	900,0	851,0	999,0	843,0
2	100	900,0	900,0	900,0	930,0	880,0	900,0	900,0	850,0	990,0	850,0
3	70	900,0	900,0	896,0	938,0	873,0	900,0	900,0	851,0	999,0	843,0
		900,0	900,0	896,0	936,0	873,0	901,0	900,0	852,0	999,0	843,0
	10	901,0	907,0	888,0	922,0	879,0	906,0	910,0	878,0	939,0	870,0
		897,0	912,0	882,0	953,0	865,0	910,0	908,0	845,0	999,0	829,0
	5	903,0	904,0	898,0	906,0	893,0	899,0	904,0	893,0	909,0	891,0
		899,0	902,0	900,0	907,0	896,0	900,0	904,0	894,0	909,0	889,0
4	70	900,0	900,0	900,0	940,0	870,0	900,0	900,0	850,0	990,0	850,0
		900,0	900,0	890,0	930,0	880,0	900,0	900,0	860,0	990,0	850,0
	10	900,0	920,0	880,0	940,0	880,0	890,0	920,0	860,0	990,0	820,0
		900,0	890,0	880,0	950,0	850,0	930,0	910,0	850,0	990,0	850,0
	5	913,0	918,0	890,0	936,0	879,0	909,0	919,0	862,0	951,0	823,0
		929,0	900,0	890,0	922,0	878,0	902,0	902,0	869,0	943,0	865,0
LINGO	-	907,8	912,7	870,2	985,4	844,0	920,6	919,7	823,8	1000,0	815,8
Método	% Máq.	Rendimento Inicial		Rendimento Otimizado		Ganho de Rendimento (%)			Tempo Gasto (min)		
1	100	0,7745		0,7807		0,6246			12420		
2	100	0,7745		0,7803		0,5779			1260		
3	70	0,7745		0,7807		0,6273			8757		
		0,7745		0,7807		0,6235			8694		
	10	0,7745		0,7783		0,3845			864		
		0,7745		0,7814		0,6928			1908		
	5	0,7745		0,7757		0,1200			150		
		0,7745		0,7756		0,1170			155		
4	70	0,7745		0,7805		0,6057			945		
		0,7745		0,7802		0,5760			882		
	10	0,7745		0,7807		0,6230			171		
		0,7745		0,7810		0,6507			189		
	5	0,7745		0,7798		0,5324			510		
		0,7745		0,7786		0,4095			135		
LINGO	-	-		0,7819		-			-		

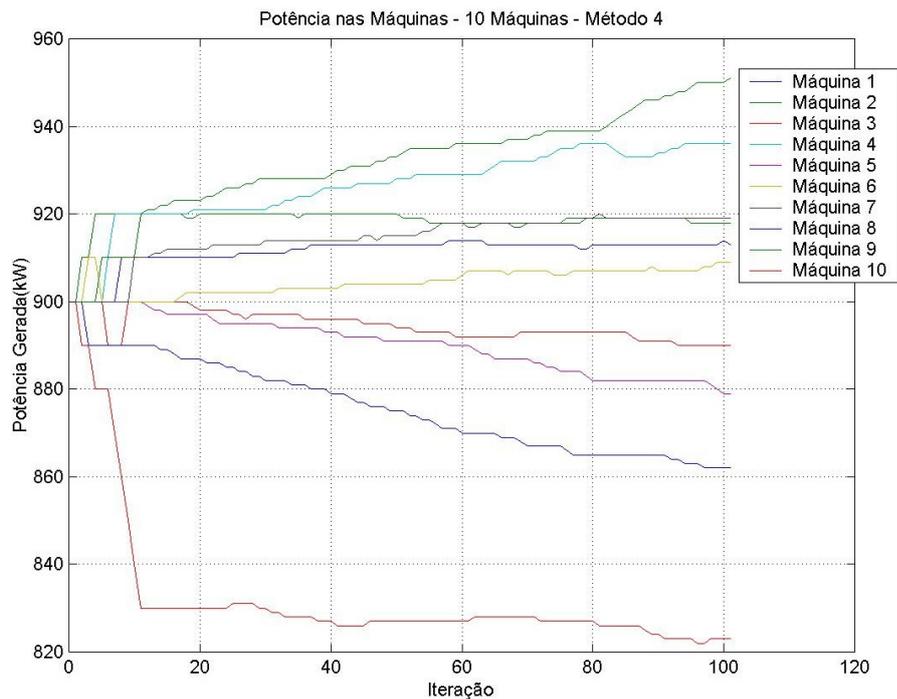


Figura 50 – Distribuição de potências I (10 Máquinas – Método 4, 5%).

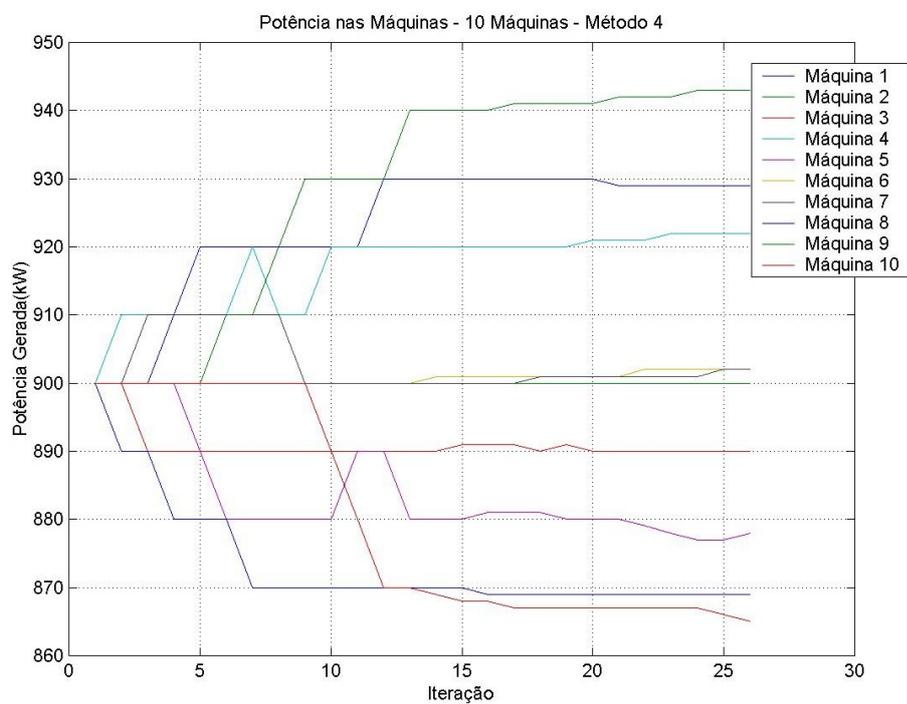


Figura 51 – Distribuição de potências II (10 Máquinas – Método 4, 5%).

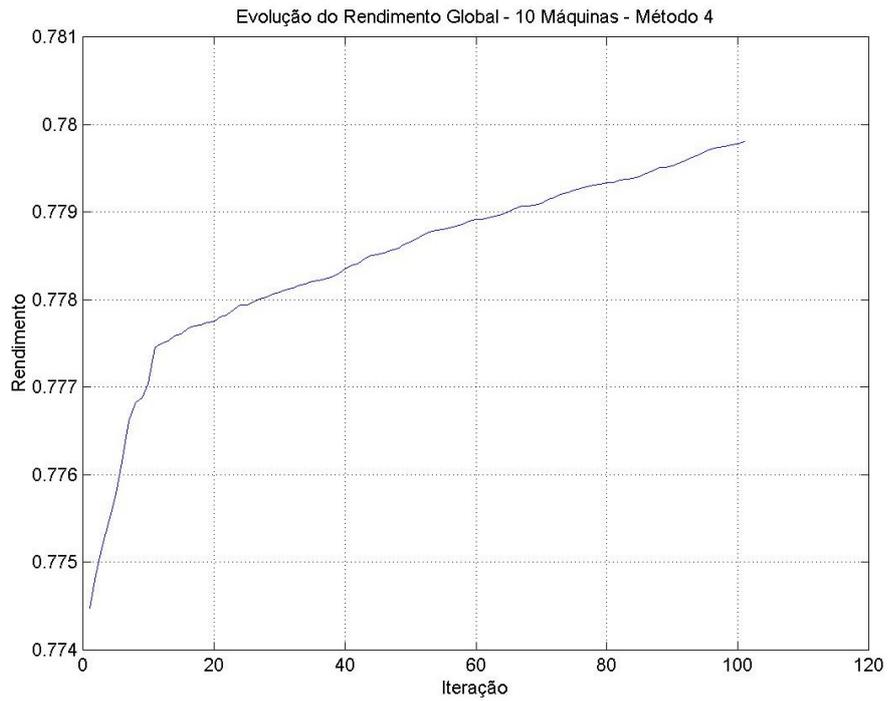


Figura 52 – Evolução do rendimento global I (10 Máquinas – Método 4, 5%).

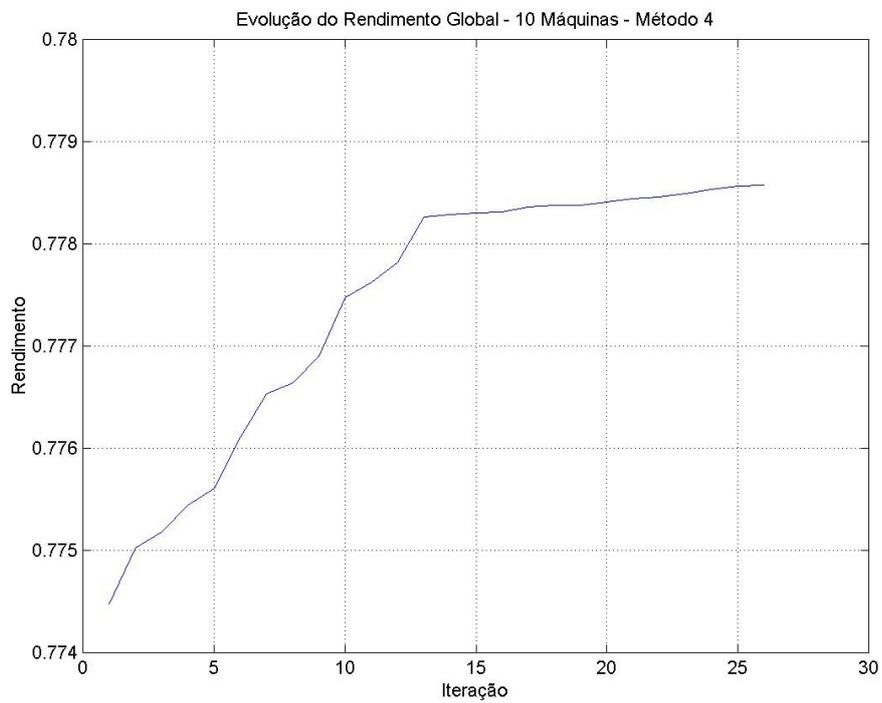


Figura 53 – Evolução do rendimento global II (10 Máquinas – Método 4, 5%).

5.11. Análise Comparativa

Como verificado em algumas simulações até o momento realizadas, o rendimento global otimizado da central varia de acordo com o número de máquinas utilizadas para gerar uma potência demandada. Por este motivo, a otimização deve levar em consideração o número de máquinas mais adequado à geração da potência demandada. A Tabela 11 mostra valores de rendimento ótimos para uma quantidade de máquinas utilizadas, sempre levando em consideração o limite inferior de geração (300 [kW]) e o limite superior de geração (1000 [kW]) de cada máquina.

As máquinas utilizadas no levantamento de dados são as seguintes:

- 1 Máquina – Máquina #1;
- 2 Máquinas – Máquinas #1 e #2;
- 3 Máquinas – Máquinas #1, #2 e #3;
- 4 Máquinas – Máquinas #1, #2, #3 e #4;
- 5 Máquinas – Máquinas #1, #2, #3, #4 e #5;
- 6 Máquinas – Máquinas #1, #2, #3, #4, #5 e #6;
- 7 Máquinas – Máquinas #1, #2, #3, #4, #5, #6 e #7;
- 8 Máquinas – Máquinas #1, #2, #3, #4, #5, #6, #7 e #8;
- 9 Máquinas – Máquinas #1, #2, #3, #4, #5, #6, #7, #8 e #9;
- 10 Máquinas – Máquinas #1, #2, #3, #4, #5, #6, #7, #8, #9 e #10.

Ou seja, neste caso não são permitidas trocas de máquinas na busca de um melhor rendimento, como demonstrado na Seção 5.7.

Tabela 11 – Rendimento otimizado por número de máquinas

Potência Total (kW)	Rendimento Otimizado (%)									
	1 Máquina	2 Máquinas	3 Máquinas	4 Máquinas	5 Máquinas	6 Máquinas	7 Máquinas	8 Máquinas	9 Máquinas	10 Máquinas
300	79,01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
600	84,11	78,92	-	-	-	-	-	-	-	-
800	80,51	83,48	-	-	-	-	-	-	-	-
1000	71,31	85,34	79,93	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	72,60	85,31	86,50	82,66	79,09	-	-	-	-
3000	-	-	71,54	85,60	85,98	84,59	83,98	81,53	79,92	78,69
4000	-	-	-	73,80	82,52	84,61	86,26	85,17	84,10	83,03
5000	-	-	-	-	71,58	80,48	85,01	85,53	85,98	85,58
6000	-	-	-	-	-	71,54	80,52	83,45	85,63	86,11
7000	-	-	-	-	-	-	72,34	78,83	83,41	85,07
8000	-	-	-	-	-	-	-	71,11	79,20	82,45
9000	-	-	-	-	-	-	-	-	72,18	78,07
10000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71,32

Os rendimentos ótimos aparecem na Tabela 11 em negrito itálico. Por exemplo, caso a potência demandada fosse de 3000 [kW], o maior rendimento global da central seria atingido com a utilização de cinco máquinas, com o valor de 85,98%. Os valores de rendimento foram encontrados utilizando simulações com o *Método 1* de busca. Os valores das potências geradas por cada máquina não são aqui apresentados, mas são informados pelo método de busca, conforme já mostrado ao longo deste capítulo.

O gráfico apresentado pela Figura 54 apresenta a faixa de rendimentos ótimos para cada potência demandada por um número determinado de máquinas. Este tipo de curva é extremamente útil na tomada de decisão por uma geração otimizada. Analisando-se o gráfico, percebe-se que, para este caso, nunca seis máquinas deveriam ser postas em operação, pois não possuem para nenhuma potência demandada o melhor rendimento.

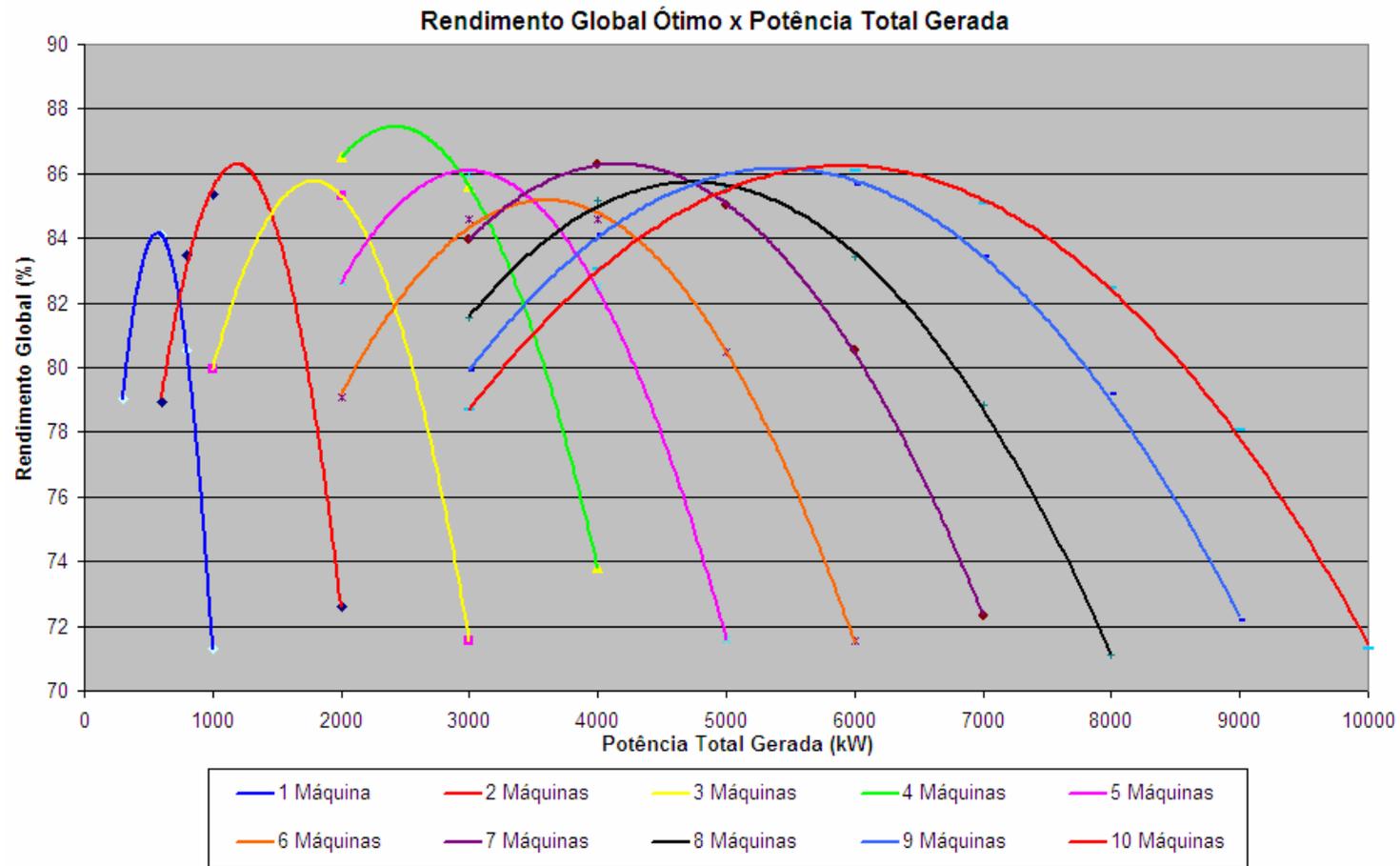


Figura 54 – Distribuição otimizada de carga.

Capítulo 6

6. CONCLUSÃO

6.1. Conclusões

Este trabalho teve como objetivo apresentar uma nova metodologia de otimização da operação de centrais hidrelétricas através da distribuição inteligente de carga entre grupos geradores.

Pode-se concluir que a metodologia aqui desenvolvida cumpriu o seu papel, de realizar a otimização do rendimento global de uma central hidrelétrica, com os seguintes pontos a serem destacados:

- Os valores de rendimentos ótimos encontrados pelos Métodos 1, 2, 3 e 4 se aproximaram, na maioria das vezes, dos valores encontrados pelo software de otimização não linear *LINGO*;
- Métodos aleatórios de busca (Métodos 3 e 4) são de grande valia quando utilizados em otimizações de sistemas em tempo real, por encontrarem boas soluções em um tempo muito menor (quando corretamente ajustados) do que métodos determinísticos (Métodos 1 e 2);
- Os tempos de busca da melhor solução encontrados foram extremamente altos em sua maioria, o que tornaria inviável a aplicação deste método em

algumas centrais pelo fato da mudança da potência a ser despachada de acordo com programações já definidas. Entretanto, as variáveis (*Passo Curto e Passo Longo*) do algoritmo podem ser ajustadas de modo a diminuir consideravelmente o tempo de busca. O percentual de combinações a serem realizadas também tem influência direta no tempo de busca da melhor solução;

- Os algoritmos de busca desenvolvidos podem ser aplicados de maneira confiável quando as buscas forem realizadas de modo off-line, ou seja, quando se têm os modelos das máquinas em mãos;
- A divisão igualitária de cargas fornece o rendimento global ótimo, quando se trabalha com máquinas exatamente iguais. Entretanto, esta afirmação para aplicação na prática é confusa pelo fato de não existirem máquinas exatamente iguais.
- A divisão igualitária de cargas é um bom ponto de partida para os métodos desenvolvidos, pelo fato das máquinas serem, na maioria das vezes, semelhantes;
- Para sistemas com máquinas muito diferentes, a experiência do operador é muito importante como parâmetro inicial da busca a ser realizada. Quando o ponto inicial encontra-se próximo a otimalidade o número de iterações, ou tempo de busca, é bastante reduzido;
- O sistema de otimização pode contar com uma memória de busca. Assim, caso o processo de otimização não seja completado, poderá continuar de onde parou, economizando tempo em uma nova busca;
- Bons resultados são encontrados com a otimização do rendimento global, chegando em alguns casos a melhoras superiores a 1%;

- Métodos de otimização da operação de centrais hidrelétricas devem ser continuamente pesquisados e desenvolvidos pelo fato da energia tender a escassez.

6.2. Sugestão de Trabalhos Futuros

A partir dos métodos aqui desenvolvidos pode-se sugerir o desenvolvimento de alguns trabalhos futuros, de modo a ter-se uma melhora contínua da operação otimizada de centrais hidrelétricas, tais como:

- Um método automático para escolha das máquinas mais aptas (que apresentam maior rendimento global) à geração de uma potência a ser despachada, como foi introduzido na Seção 5.7;
- Programação de despacho considerando a quantidade de água disponível e rendimento global, o que pode ser muito útil em estações de seca, em pequenas centrais hidrelétricas operando a fio d'água e em sistemas operando em conjunto com centrais térmicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Abrahão, E. M. **Metodologia para a automação de pequenas centrais hidrelétricas**. 1999. 117f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, MG.

Arce, A. et al. Um critério de desempenho para o despacho ótimo de unidades geradoras. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM OPERAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 3., 2002, Foz do Iguaçu. **Anais...** Foz do Iguaçu: Itaipu, 2002a. Paginação irregular.

Arce, A.; Ohishi, T.; Soares, S. Optimal dispatch of generating units of the Itaipu hydroelectric plant. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 17, n. 1, p. 154–158, Feb. 2002b.

Bortoni, E. C. **Monitor de grandezas energéticas para centrais de geração de energia elétrica**. BR n. PI 0100861-7, 3 abr. 2001, 7 jan. 2003.

Bortoni, E. C.; Souza, L. E.; Bastos, G. S. Integração de equipamentos para a operação otimizada de grupos geradores em pequenas centrais hidrelétricas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO, 3., 2003, Salvador. **Anais...** Salvador: UFBA, 2003. p. 193–198.

Bortoni, E. C. et al. Operação otimizada de grupos geradores em pequenas centrais hidrelétricas. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM OPERAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 3., 2002, Foz do Iguaçu. **Anais...** Foz do Iguaçu: Itaipu, 2002. Paginação irregular.

Coloni, A.; Dorigo, M.; Maniezzo, V. Distributed optimization by ant colonies. In: EUROPEAN CONFERENCE ON ARTIFICIAL LIFE, 1., 1991, Paris. **Proceedings...** Cambridge: The MIT Press, 1991. p. 134–142.

Dowland, K. A. Some experiments with simulated annealing techniques for packing problems. **European Journal of Operational Research**, [S.l.], v. 68, n. 2, p. 389–399, 1993.

Feng, L. A parametric iteration method of stochastic dynamic programming for optimal dispatch of hydroelectric plants. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ADVANCES ON POWER SYSTEM CONTROL, OPERATION AND MANAGEMENT, 2., 1993, Hong Kong. **Proceedings...** [S.l.]: IEE, Dec. 1993. p. 822–826.

Goldberg, M. C.; Luna, H. P. **Otimização combinatória e programação linear: modelos e algoritmos**. Rio de Janeiro: Campus, 2000.

Glover, F. **Tabu search: a tutorial**. Center of Applied Artificial Intelligence, University of Colorado, USA, 1990.

Hansen, P.; N. Mladenovic. **An introduction to variable neighborhood search**, Les Cahiers du Gerad, France, 1997.

Hillier, F. S.; Liberman, G. J. **Introdução à pesquisa operacional**. 3 ed. São Paulo: Campus, 1988.

Holland, J. H. Genetic algorithms and the optimal allocations of trial. **Society for Industrial and Applied Mathematics Journal on Computing**, [S.l.], v. 2, p. 88–105, 1973.

IEEE PES Working Group on Prime Mover & Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 7, n. 1, p. 167–179, Feb. 1992.

Liang, R. -H.; Hsu, Y. -Y. Fuzzy linear programming: an application to hydroelectric generation scheduling. **IEE Proceedings- Generation, Transmission and Distribution**, [S.l.], v. 141, n. 6, p. 568–574, Nov. 1994.

Liang, R. –H. A noise annealing neural network for hydroelectric generation scheduling with pumped-storage units. In: POWER INDUSTRY COMPUTER APPLICATIONS, 21., 1999, Santa Clara. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, July 1999. p. 171–176.

Luenberger, D. G. **Introduction to linear and nonlinear programming.** Massachusetts: Adisson-Wesley, 1973.

Ninantay, E. S.; Chacón, A. F. **Operacion economica de sistemas electricos de potencia.** Cusco: EGEM S.A., 1996.

Provençano, F. **Despacho econômico em usinas hidrelétricas.** 2003. 80f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

Resende, M. G. C.; Velarde; J. L. G. GRASP: greedy randomized adaptative search procedures. **Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial**, [S.l.], n. 19, p. 61–76, 2003.

Ribas, F. Otimização da geração de energia em centrais hidrelétricas. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM OPERAÇÃO DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS, 3., 2002, Foz do Iguaçu. **Anais...** Foz do Iguaçu: Itaipu, 2002. Paginação irregular.

Rich, E.; Knight, K. **Inteligência artificial.** 2. ed. São Paulo: Makron Books, 1997.

Russell, S.; Norvig, P. **Artificial intelligence: a modern approach.** New Jersey: Prentice-Hall, 1995.

Santos, A. H. M.; Bortoni, E. C. Otimização da operação de unidades geradoras em central hidrelétrica existente. In: CONFERÊNCIA IBERO LATINO AMERICANA DE MÉTODOS COMPUTACIONAIS EM ENGENHARIA, 16., 1995, Curitiba. **Anais...** Curitiba: UFPR, 1995.

Santos, E. F. **Um modelo de pré-despacho em usinas hidrelétricas usando Algoritmos Genéticos.** 2001. 88f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

Santos, E. F.; Ohishi, T. A hydro unit commitment model using genetic algorithm. In: CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION, 2004, Portland. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2004. p. 1368–1374,2004.

Soares, S. et al. Dynamic Dispatch of Hydro Generating Units. In: POWERTECH CONFERENCE, 2003, Bologna. **Proceedings...** [S.l.]: IEEE, 2003. Não paginado.

Souza, Z.; Santos, A. H. M.; Bortoni, E. C. **Centrais hidrelétricas: estudos para implantação.** Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, 1999.

Yamin, H. Y. Review on methods of generation scheduling in electric power systems. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v. 69, n. 1, p. 227–248, 2004.

Yu, Z.; Sparrow, F. T.; Bowen B. H. A new long-term hydro production scheduling method for maximizing the profit of hydroelectric systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 13, n. 1, p. 66–71, Feb. 1998.

APÊNDICE A – Dedução da Fórmula da Queda Líquida

De acordo com Souza (1999), a massa em escoamento \dot{m} [kg/s] é dada por:

$$\dot{m} = \rho \cdot Q \quad (26)$$

Onde ρ é a massa específica da água, com valor de 1000 [kg/ m³]; e Q é vazão d'água no conduto forçado, em [m³/s].

Tem-se a potência hidráulica da entrada da turbina [W] igual à potência líquida:

$$P_H = P_L = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H_L \quad (27)$$

Onde g é a aceleração da gravidade, dada em [m/ s²]; e H_L é a queda líquida, em [m].

Fazendo $\rho = 1000$ [kg/m³] e a potência em [kW], obtém-se:

$$P_H = g \cdot Q \cdot H_L \quad (28)$$

De Bernoulli, pode-se encontrar a equação da queda líquida:

$$H_L = p_1 + \frac{v_1^2}{2 \cdot g} + z_1 \quad (29)$$

Onde p_1 é a pressão na entrada da turbina, em [mca]; v_1 é a velocidade que a água chega na entrada da turbina, em [m/ s]; e z_1 é a distância vertical da entrada da turbina até o nível de jusante, em [m].

A velocidade pode ser obtida da relação entre a vazão e a área A do conduto forçado, em [m²].

$$v = \frac{Q}{A} \quad (30)$$

Considerando um conduto forçado de seção circular:

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (31)$$

Onde D representa o diâmetro do conduto forçado, em [m].

Substituindo a Eq. (32) na Eq. (31), e elevando ao quadrado, obtém-se:

$$v^2 = \frac{16 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^4} \quad (32)$$

Considerando a diâmetro de entrada da turbina (D_e) e o diâmetro de seu tubo de sucção (D_{ts}), obtém-se a velocidade ao quadrado com que a água atravessa a turbina:

$$v^2 = \frac{16 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot (D_e - D_{ts})^4} \quad (33)$$

Substituindo a Eq. (33) na Eq.(29), obtém-se:

$$H_L = p_1 + \left(\frac{8 \cdot Q^2 \cdot D_e^{-4}}{\pi^2 \cdot g} - \frac{8 \cdot Q^2 \cdot D_{ts}^{-4}}{\pi^2 \cdot g} \right) + z_1 \quad (34)$$

Simplificando sua leitura, obtém-se finalmente a equação da queda líquida:

$$H_L = p_1 + \left[\frac{8 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g} \cdot (D_e^{-4} - D_{ts}^{-4}) \right] + z_1 \quad (35)$$

APÊNDICE B – Dedução da Pressão na Entrada da Turbina

Dado que a queda líquida (H_L) é a diferença entre a queda bruta (H_B) e as perdas no conduto forçado (H_P):

$$H_L = H_B - H_P \quad (36)$$

De acordo com Souza (1999, p. 376), as perdas em trechos retos de condutos é dada por:

$$H_P = \frac{0,8106 \cdot \lambda_r \cdot L_r \cdot D^{-5} \cdot Q^2}{g} \quad (37)$$

Onde Q representa a vazão no conduto, em [m³/s]; λ_r representa o coeficiente de perda de energia para um trecho qualquer que pode ser determinado pela fórmula de P. K. Swamee (SOUZA, 1999, p. 377), dado pela Eq. (38); e Re representa o número de Reynolds, dado pela Eq. (39).

$$\lambda_r = \frac{1,325}{\left[\ln \left(\frac{\varepsilon}{3,7 \cdot D} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right]^2} \quad (38)$$

$$Re \cong 1,26 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{Q}{D_i} \quad (39)$$

Onde a rugosidade média absoluta da parede interna de um trecho reto qualquer conduto é representada por ε , dada em [m], cujos valores podem ser visualizados na Tabela 12.

Para que λ_r seja um valor válido, ε e Re devem respeitar a seguinte faixa de valores:

$$10^{-6} \leq \frac{\varepsilon}{D} \leq 10^{-2}; 5 \cdot 10^3 \leq Re \leq 10^8 \quad (40)$$

Tabela 12 – Rugosidade Média Absoluta

Material da superfície do tubo	ε (mm)
Aço sem costura	0,02 – 0,10
Chapas de aço soldadas	0,04 – 0,10
Chapas de aço em tiras, soldadas em espiral	0,30 – 0,40
Aço galvanizado	0,15 – 0,18
Ferro fundido novo	0,15 – 1,00
Ferro fundido pintado com betume	0,10 – 0,15
Ferro fundido pintado com asfalto	0,12 – 0,30
PVC	0,0015 – 0,01
Concreto armado liso	0,30 – 0,80
Concreto armado rugoso	3,00 – 9,00
Fibro-cimento	0,05 – 0,10
Madeira alisada	0,15 – 0,30
Madeira bruta	0,70 – 1,00

Fonte: SOUZA, 1999.

Considerando K_l uma constante:

$$K_1 = \frac{0,8106 \cdot \lambda_r \cdot L_r \cdot D^{-5}}{g} \quad (41)$$

Substituindo a Eq. (41) na Eq.(37), obtém-se:

$$H_p = K_1 \cdot Q^2 \quad (42)$$

Substituindo a Eq. (35) e Eq. (41) na Eq.(36), obtém-se

$$p_1 + \left[\frac{8 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g} \cdot (D_e^{-4} - D_{ts}^{-4}) \right] + z_1 = H_B - K_1 \cdot Q^2 \quad (43)$$

Rearranjando a Eq. (43):

$$p_1 = H_B - z_1 - \left[\frac{8 \cdot (D_e^{-4} - D_{ts}^{-4})}{\pi^2 \cdot g} + K_1 \right] \cdot Q^2 \quad (44)$$

Considerando K_2 como:

$$K_2 = \frac{8 \cdot D^{-4}}{\pi^2 g} + K_1 \quad (45)$$

E K_3 como:

$$K_3 = H_B - z_1 \quad (46)$$

Obtém-se o valor da pressão na entrada da turbina p_1 , dada em [mca].

$$p_1 = K_3 - K_2 \cdot Q^2 \quad (47)$$

Desejando o valor de p_1 em [Pa], basta multiplicar a Eq. (47) pelo peso específico da água γ , dado em [N/m³].

$$p_1 = (K_3 - K_2 \cdot Q^2) \cdot \gamma \quad (48)$$

APÊNDICE C – Estabilidade de Sistemas de Potência

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida com sendo a capacidade dele se manter em estado de equilíbrio, quando em condições operativas normais, e de alcançar um estado de equilíbrio viável, dentro de uma determinada faixa de tolerância de operação para suas variáveis de estado, após ter sido submetido a uma perturbação como: curto-circuito em um elemento importante, variação de potência demandada, saída de operação de grandes blocos de carga ou de geração, etc.

Diz-se que um sistema de potência encontra-se no *estado normal de operação* quando as seguintes condições são cumpridas:

- A demanda de todas as cargas alimentadas pelo sistema é satisfeita;
- A frequência é mantida constante em seu valor nominal (60Hz).

A função principal do controle do sistemas de potência é manter o sistema operando no estado normal. Em outras palavras, trata-se de garantir um suprimento contínuo de energia respeitando-se simultaneamente certos padrões de qualidade. Estes últimos consistem basicamente em se manter a frequência constante e a tensão dentro de certos limites.

O controle dos sistemas de potência é facilitado pela aplicação da propriedade de desacoplamento entre os pares de variáveis *potência ativa (P) - ângulo da tensão* nas barras (δ) e *potência reativa (Q) - magnitudes de tensão (V)*. Embora teoricamente variações em P possam afetar V e mudanças em Q possam influenciar δ , dentro da faixa normal de operação estes efeitos cruzados são apenas marginais. Assim, controlando-se o torque entregue pelas máquinas primárias aos geradores controla-

se essencialmente a potência ativa e conseqüentemente a freqüência (cujas variações estão ligadas às variações de d). Da mesma forma, através de variações apropriadas da excitação do campo dos geradores controla-se a potência reativa gerada e conseqüentemente a tensão terminal da máquina.

CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA – FREQUÊNCIA

Para atender os requisitos operativos de freqüência é utilizada uma malha de controle de potência ativa – freqüência (denominada usualmente como malha Pf, ou ainda malha de controle de carga/ freqüência). No projeto e na operação de tal malha, o problema da estabilidade dinâmica tem se mostrado de crucial importância, e nesse sentido os ajustes adequados dos parâmetros dos sistemas de controle permitem um melhor desempenho para o sistema de potência.

Os sistemas de controle carga/ freqüência (malha Pf) são divididos em: (a) regulação primária; (b) regulação secundária e (c) regulação terciária. As duas últimas constituem o chamado *controle automático da geração* ou simplesmente CAG.

A regulação primária tem a responsabilidade de promover de forma rápida o equilíbrio entre carga e geração, quando da ocorrência de impactos.

Já a regulação secundária tem como tarefa o refinamento do controle, com uma distribuição mais adequada das gerações (com base nas programações). Esta fase é bem mais lenta do que a primeira, pois a redistribuição de carga entre as unidades geradoras não deve causar impactos significativos na operação do sistema de potência.

A regulação terciária, por outro lado, está ligada diretamente ao problema do despacho econômico, sendo importante nos casos em que as diferenças de custo dos combustíveis são significativas, caso que ocorre, principalmente, em sistemas com várias unidades térmicas, de características diversas.

As unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação automática de velocidade, denominados reguladores de velocidade, que atuam no sentido de variar a potência mecânica gerada, em função da variação de frequência do sistema (motivada por um impacto de carga, por exemplo).

Através dos reguladores de velocidade, das turbinas, da consideração das interligações entre as unidades geradoras e a rede de potência, e das variações de carga, pode-se desenvolver o modelo completo da regulação primária, conforme destaca a Figura 55:

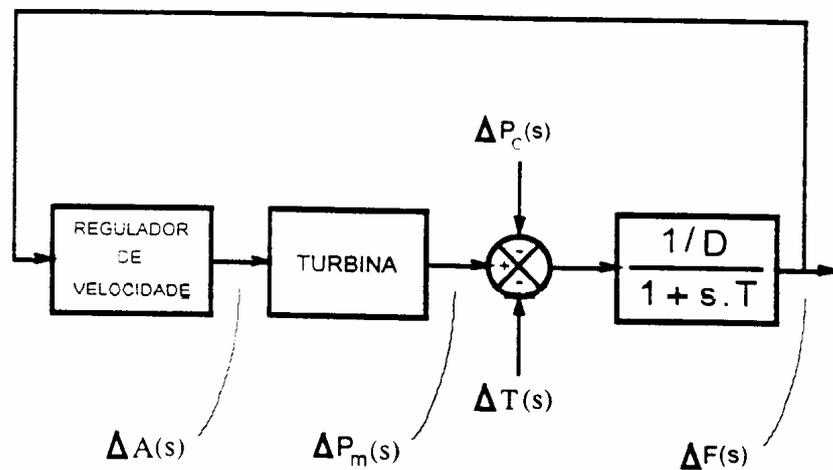


Figura 55 – Diagrama de blocos do modelo completo da regulação primária.

Da figura anterior têm-se:

- ΔA – variação da abertura do distribuidor;
- ΔF – variação da frequência gerada;
- ΔP_m – variação da potência mecânica gerada;
- ΔP_c – variação da potência ativa da carga;
- ΔT – variação da potência ativa de intercâmbio;

- D – coeficiente de amortecimento da carga com a frequência e amortecimentos mecânicos;
- H – constante de tempo de inércia da unidade geradora (total no eixo);
- $T = 2H / D$ – constante de tempo do sistema de potência (caracterizada pelo amortecimento da carga com a frequência e pela constante de tempo de inércia).

Na Figura 55 cada bloco componente deve ser substituído pelo modelo correspondente. Desta forma é obtido o diagrama de blocos completo.

MODELO DE TURBINA

Assumindo o seguinte modelo simplificado de uma turbina:

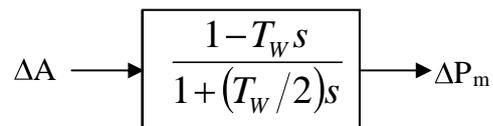


Figura 56 – Modelo simplificado de uma turbina.

Com T_w representando o tempo de partida da água, em [s], sendo definido pela seguinte equação:

$$T_w = \frac{L \cdot u_0}{g \cdot H_0} \quad (49)$$

Onde L representa o comprimento do conduto forçado, em [m], g é a aceleração local da gravidade, u_0 é a velocidade da água, em [m/ s] e H_0 é a altura d'água no reservatório, em [m].

MODELO DE REGULADOR DE VELOCIDADE (IEEE PES, 1992)

O comportamento peculiar das turbinas hidráulicas, que resulta da presença de um zero de sua função de transferência no semiplano direito, requer reguladores de velocidade com características especiais. O modelo apresentado pela Figura 57 é de um Regulador com Queda de Velocidade e Estatismo Transitório, o qual é utilizado em conjunto com turbinas hidráulicas.

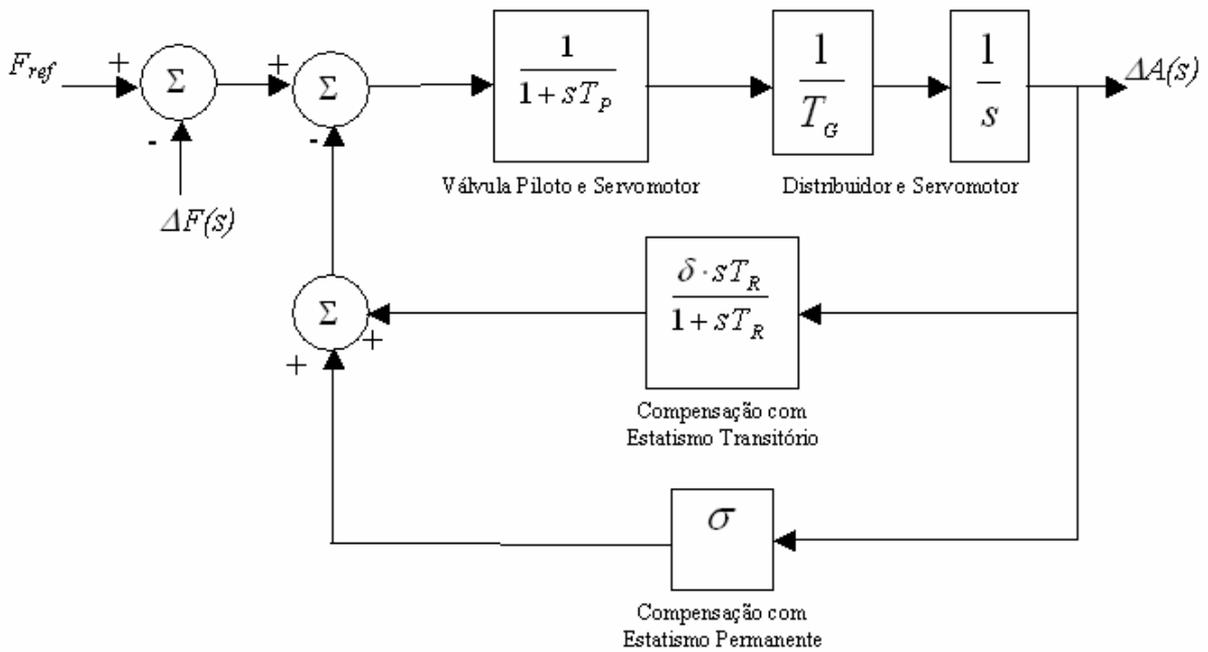


Figura 57 – Regulador com queda de velocidade e estatismo transitório.

Da figura anterior têm-se:

- F_{ref} – frequência de referência;
- ΔF – variação da frequência gerada;
- T_R – constante de tempo do amortecedor;
- T_G – constante de tempo do distribuidor;

- T_P – constante de tempo da válvula piloto;
- δ – estatismo transitório do regulador;
- σ – estatismo permanente do regulador

A Tabela 13 apresenta os valores típicos dos parâmetros apresentados na Figura 57.

Tabela 13 – Valores típicos (Regulador com queda de velocidade e estatismo transitório)

<u>Parâmetro</u>	<u>Valor Típico</u>	<u>Faixa</u>
T_R	5.0	2.5 – 25.0
T_G	0.2	0.2 – 0.4
T_P	0.04	0.03 – 0.05
δ	0.3	0.2 – 1.0
σ	0.05	0.03 – 0.06

Tipicamente,

$$T_R = 5 \cdot T_W \quad (50)$$

$$\delta = \frac{2,5 \cdot T_W}{2 \cdot H} \quad (51)$$

SISTEMA DE GERAÇÃO HIPOTÉTICO

A Figura 58 representa um sistema de geração hipotético dotado de regulador de velocidade, turbina e gerador. Os valores utilizados para os parâmetros do regulador de velocidade são os indicados na Tabela 13, com T_W , H e D iguais a 1[s], 5[s] e 1, respectivamente.

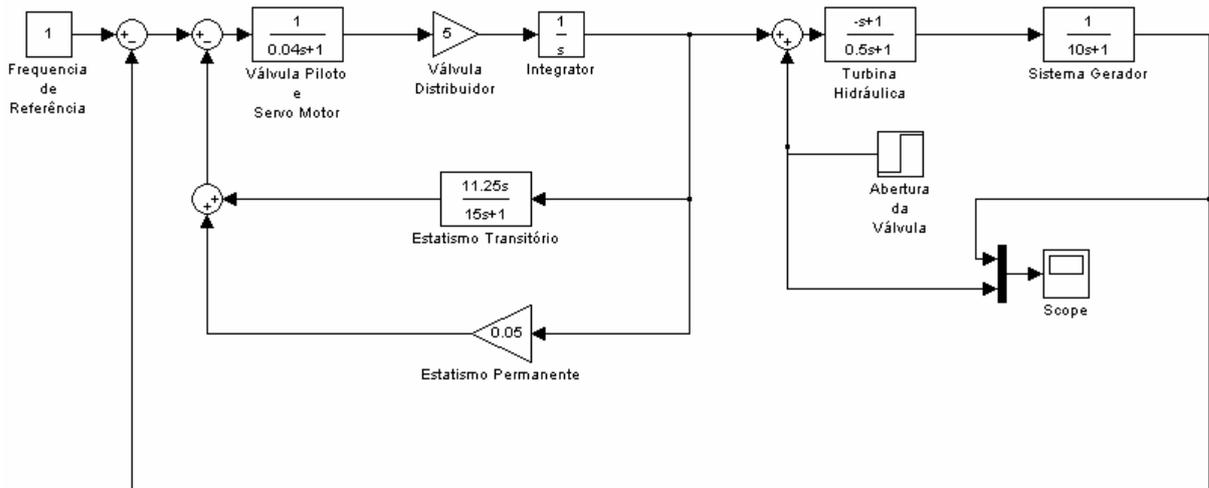


Figura 58 – Sistema de geração hipotético.

É aplicada uma variação na abertura do distribuidor de 10%, no tempo 120[s], observando-se a seguinte variação de frequência:

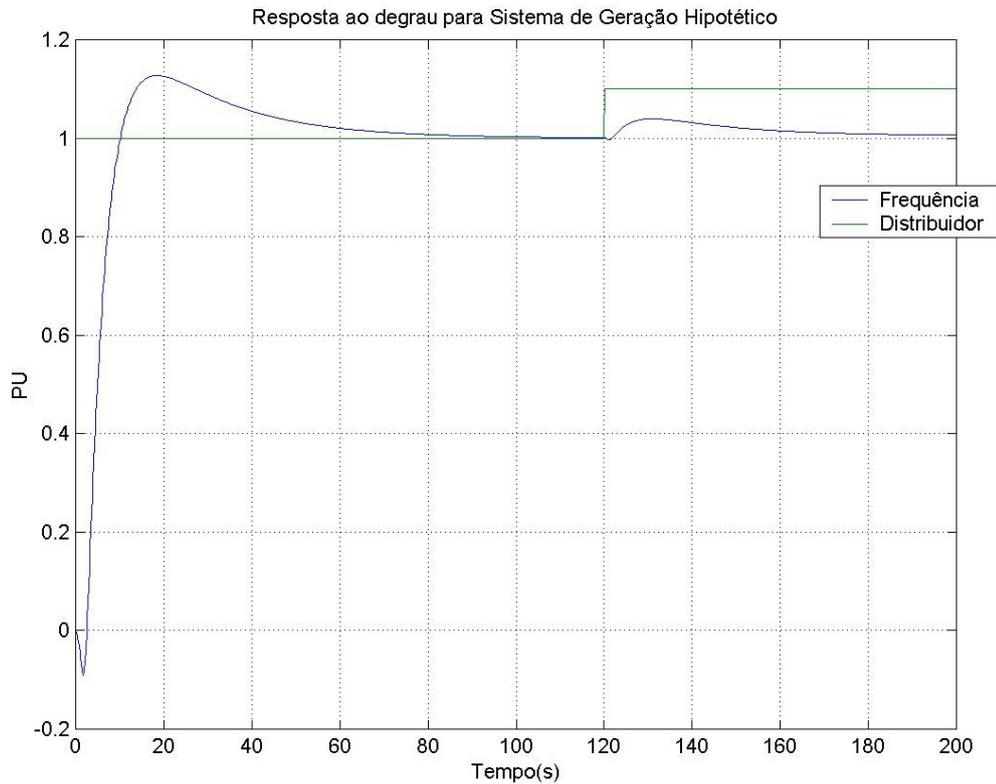


Figura 59 – Resposta ao degrau para sistema de geração hipotético.

Nota-se que a frequência fornecida pelo sistema é estabilizada após um tempo aproximado de 60 [s]. Portanto, como o aumento ou diminuição da potência ativa são realizados através da abertura do distribuidor, deve-se levar em conta o tempo de estabilização do sistema antes de se realizar uma nova ação.

APÊNDICE D – Programa desenvolvido para Otimização em MATLAB

- Programa nmaq.m

```
% Otimização da Geração pela Distribuição de Cargas entre Máquinas (CBA-2004)
% Autor: Guilherme Sousa Bastos
% Data: 29/10/2004

%Reset de Variáveis

clear;

%Máquina 1 (R1 = -7e-7*P1^2+ 0.0008*P1 + 0.6131);
%Máquina 2 (R2 = -9e-7*P2^2+ 0.0011*P2 + 0.5393);
%Máquina 3 (R3 = -1e-6*P3^2+ 0.0012*P3 + 0.4952);

%Entrada de dados - No. de Máquinas, Potência Total, Método

prompt={'Entre o número de máquinas:(2 a 10)', 'Entre a potência total:', 'Entre o método: (1 a 4)'};
dlgTitle='Otimização Combinatória';
lineNo=1;
Ent1=inputdlg(prompt,dlgTitle,lineNo);

Nmaq=str2double(Ent1{1}); %nmaq -> Número de Máquinas
Pt=str2double(Ent1{2}); %Pt -> Potência Total
Metodo=str2double(Ent1{3}); %Metodo -> Método a ser utilizado na otimização

%Definição de Intervalo (eixo x - Potência Ativa)

P=100:.1:1000;

%Entrada de dados - Coeficientes a,b,c de cada máquina

maq(1,:)=[-7e-7 .0008 .6131]; %Máquina 1
maq(2,:)=[-9e-7 .0011 .5393]; %Máquina 2
maq(3,:)=[-1e-6 .0012 .4952]; %Máquina 3
maq(4,:)=[-9e-7 .0012 .5152]; %Máquina 4
maq(5,:)=[-8e-7 .0009 .5500]; %Máquina 5
maq(6,:)=[-6e-7 .0007 .6000]; %Máquina 6
maq(7,:)=[-1e-6 .0012 .5755]; %Máquina 7
maq(8,:)=[-9e-7 .0010 .5352]; %Máquina 8
maq(9,:)=[-6e-7 .0008 .6212]; %Máquina 9
maq(10,:)=[-9e-7 .0009 .6441]; %Máquina 10
```

```
%Determinação do Rendimento das Máquinas

R=maq(:,1)*P.^2 + maq(:,2)*P;

for I = 1:Nmaq,
    R(I,:)=R(I,:)+maq(I,3);
end

%Potência distribuída inicialmente para cada máquina (Pmaq)

for (I=1:Nmaq),
    Pmaq(I) = Pt/Nmaq;
end

N=1;

for (I=1:Nmaq),
    Pmaqs(N,I)=Pmaq(I); %Pmaq(i,j) -> Matriz da evolução da distribuição de
    potências nas máquinas
end

%Cálculo do Rendimento Inicial

%Rendimento(i) -> Vetor da evolução do rendimento global

Ps = 0; %Ps->Potência de Saída
for (I=1:Nmaq),
    Ps = Ps + Pmaq(I);
end

Pe = 0; %Pe->Potência de Entrada
for (I=1:Nmaq),
    Pe = Pe + Pmaq(I)/(maq(I,1)*Pmaq(I)^2+maq(I,2)*Pmaq(I)+maq(I,3));
end

Rendimento(N)=Ps/Pe;

%Otimização do Rendimento - Métodos

%Método 1 -> Busca Total, Passo Curto
%Método 2 -> Busca Total, Passo Longo
%Método 3 -> Busca Estocástica, Passo Curto
%Método 4 -> Busca Estocástica, Passo Longo

Pmax = 1000; %Definição da Potência Máxima em uma máquina
Pmin = 300; %Definição da Potência Mínima em uma Máquina

Passo_Curto = 1; %Definição do Passo Curto a ser utilizado
Passo_Longo = 10; %Definição do Passo Longo a ser utilizado

PercentMaq = .5; %Percentual das Máquinas a serem analisadas na Busca
Estocástica
tempo = 1; %Tempo médio gasto para estabilização de uma máquina (minutos)

%Escolha do método
```

```

tic;

Rdif=0;
switch Metodo,

    case 1,
        Rfinal=1;
        while (Rfinal~=0),

            Rvar=buscatotal(maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto); %Busca Total

            [Pmaq,Rfinal]=passos(Rvar,maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto); %Passo
Curto

            N=N+1;

            if (Rfinal~=0)
                for (I=1:Nmaq),
                    Pmaqs(N,I)=Pmaq(I);
                end
                Rendimento(N)=Rfinal;
            end
            for (I=1:Nmaq),
                if (Pmaq(I)>=Pmax)|(Pmaq(I)<=Pmin)
                    Rfinal=0;
                    Pmaqs(N,:)=Pmaqs(N-1,:);
                    Pmaq = Pmaqs(N-1,:);
                    Rendimento(N)=Rendimento(N-1);
                    Rdif=1;
                end
            end
        end

        end
        tempo = N * Nmaq * (Nmaq-1) * tempo

    case 2,
        Rinterm=1;
        Rfinal=1;
        while (Rfinal~=0),

            Rvar=buscatotal(maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto); %Busca Total

            if(Rinterm==1)
                [Pmaq,Rfinal]=passos(Rvar,maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Longo); %Passo
Longo

                if (N<3)
                    if(Rfinal==0)
                        Rinterm=0;
                        Rfinal=1;
                    else
                        N=N+1;
                        for (I=1:Nmaq),
                            Pmaqs(N,I)=Pmaq(I);
                        end
                        Rendimento(N)=Rfinal;
                    end
                end
            end
        end

```

```

else
    if((Rfinal==0)|abs((Pmaqs(N,:) == Pmaqs(N-2,:)))%Utilizado
para evitar loop infinito
        Rinterm=0;
        Rfinal=1;
        else
        N=N+1;
        for (I=1:Nmaq),
            Pmaqs(N,I)=Pmaq(I);
        end
        Rendimento(N)=Rfinal;
    end
end
else
    [Pmaq,Rfinal]=passos(Rvar,maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto); %Passo
Curto
        N=N+1;
        if (Rfinal~=0)
            for (I=1:Nmaq),
                Pmaqs(N,I)=Pmaq(I);
            end
            Rendimento(N)=Rfinal;
        end
    end
    for (I=1:Nmaq),
        if (Pmaq(I)>=Pmax)|(Pmaq(I)<=Pmin)
            Rfinal=0;
            Pmaqs(N,:)=Pmaqs(N-1,:);
            Pmaq = Pmaqs(N-1,:);
            Rendimento(N)=Rendimento(N-1);
            Rdif=1;
        end
    end
end

end
tempo = N * Nmaq * (Nmaq-1) * tempo

case 3,
    Rfinal=1;
    while (Rfinal~=0),
        Rvar=buscaestoc(maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto,PercentMaq); %Busca
Aleatória
        [Pmaq,Rfinal]=passos(Rvar,maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto); %Passo
Curto
        N=N+1;
        if (Rfinal~=0)
            for (I=1:Nmaq),
                Pmaqs(N,I)=Pmaq(I);
            end
            Rendimento(N)=Rfinal;

```

```

end
for (I=1:Nmaq),
    if (Pmaq(I)>=Pmax) | (Pmaq(I)<=Pmin)
        Rfinal=0;
        Pmaqs(N,:)=Pmaqs(N-1,:);
        Pmaq = Pmaqs(N-1,:);
        Rendimento(N)=Rendimento(N-1);
        Rdif=1;
    end
end

end

tempo = N * round(Nmaq*(Nmaq-1)*PercentMaq) * tempo

case 4,

    Rinterm=1;
    Rfinal=1;
    while (Rfinal~=0),

        Rvar=buscaestoc(maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto,PercentMaq); %Busca
Aleatória

        if(Rinterm==1)
            [Pmaq,Rfinal]=passos(Rvar,maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Longo); %Passo
Longo

            if (N<3)
                if(Rfinal==0)
                    Rinterm=0;
                    Rfinal=1;
                else
                    N=N+1;
                    for (I=1:Nmaq),
                        Pmaqs(N,I)=Pmaq(I);
                    end
                    Rendimento(N)=Rfinal;
                end
            else
                if((Rfinal==0)|abs((Pmaqs(N,:)-Pmaqs(N-2,:)))>=0.001)%Utilizado
para evitar loop infinito
                    Rinterm=0;
                    Rfinal=1;
                else
                    N=N+1;
                    for (I=1:Nmaq),
                        Pmaqs(N,I)=Pmaq(I);
                    end
                    Rendimento(N)=Rfinal;
                end
            end
        end
    else
        [Pmaq,Rfinal]=passos(Rvar,maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto);
%Passo Curto

        N=N+1;

        if (Rfinal~=0)

```



```

        case 8,
            plot(P,R(1,:),':',P,R(2,:), '--',P,R(3,:), '-
            .',P,R(4,:),P,R(5,:),P,R(6,:),P,R(7,:),P,R(8,:));
            legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina
5','Máquina 6','Máquina 7','Máquina 8');
        case 9,
            plot(P,R(1,:),':',P,R(2,:), '--',P,R(3,:), '-
            .',P,R(4,:),P,R(5,:),P,R(6,:),P,R(7,:),P,R(8,:),P,R(9,:));
            legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina
5','Máquina 6','Máquina 7','Máquina 8','Máquina 9');
        case 10,
            plot(P,R(1,:),':',P,R(2,:), '--',P,R(3,:), '-
            .',P,R(4,:),P,R(5,:),P,R(6,:),P,R(7,:),P,R(8,:),P,R(9,:),P,R(10,:));
            legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina
5','Máquina 6','Máquina 7','Máquina 8','Máquina 9','Máquina 10');

end
title(cat(2,'Rendimento x Potência Ativa - ',num2str(Nmaq),' Máquinas'));
xlabel('Potência Gerada(KW)');
ylabel('Rendimento');
grid on;

%Gráfico da distribuição de potência nas máquinas
figure;
plot(Pmaqs);

title(cat(2,'Potência nas Máquinas - ',num2str(Nmaq),' Máquinas - Método
',num2str(Metodo)));
ylabel('Potência Gerada(KW)');
xlabel('Iteração');
grid on;

switch Nmaq,
    case 2,
        legend('Máquina 1','Máquina 2');
    case 3,
        legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3');
    case 4,
        legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4');
    case 5,
        legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina 5');
    case 6,
        legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina
5','Máquina 6');
    case 7,
        legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina
5','Máquina 6','Máquina 7');
    case 8,
        legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina
5','Máquina 6','Máquina 7','Máquina 8');
    case 9,
        legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina
5','Máquina 6','Máquina 7','Máquina 8','Máquina 9');
    case 10,
        legend('Máquina 1','Máquina 2','Máquina 3','Máquina 4','Máquina
5','Máquina 6','Máquina 7','Máquina 8','Máquina 9','Máquina 10');

```

```
end

%Gráfico do Rendimento
figure;
plot(Rendimento);

title(cat(2,'Evolução do Rendimento Global - ',num2str(Nmaq),' Máquinas -
Método ',num2str(Metodo)));
ylabel('Rendimento');
xlabel('Iteração');
grid on;
end

if (Rdif==1)

    rf=Rendimento(N);

else
    rf=Rendimento(N-1);
end

ri=Rendimento(1);
ganho=(rf-ri)*100;

y=Pmaq;
x=[ri 0 rf 0 ganho 0 0 tempo];
```

- Função buscatotal.m

```
% Método da Busca Total
% Autor: Guilherme Sousa Bastos
% Data: 31/10/2004

function Rvar=buscatotal(maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto)

%Determinação do rendimento inicial para cada máquina (Rmaq)

for (I=1:Nmaq),
    Rmaq(I)=maq(I,1)*Pmaq(I)^2 + maq(I,2)*Pmaq(I) + maq(I,3);
end

%Determinação do rendimento inicial global (Rinicial)

Psaida = 0; %Psaida->Potência de Saída
for (I=1:Nmaq),
    Psaida = Psaida + Pmaq(I);
end

Pent = 0; %Pent->Potência de Entrada
for (I=1:Nmaq),
    Pent = Pent + Pmaq(I)/(maq(I,1)*Pmaq(I)^2+maq(I,2)*Pmaq(I)+maq(I,3));
```

```
end

Rinicial = Psaida/Pent;

%Construção da matriz de variação dos rendimentos (Rvar)

for (I=1:Nmaq),
    for (J=1:Nmaq),
        Rmaqteste=Rmaq;
        Pmaqnovoo(I) = Pmaq(I) + Passo_Curto;
        Rmaqteste(I)= maq(I,1)*Pmaqnovoo(I)^2 + maq(I,2)*Pmaqnovoo(I) +
maq(I,3);
        if (I==J)
            R(I,J)=0;
        else
            Pmaqnovoo(J) = Pmaq(J) - Passo_Curto;
            Rmaqteste(J)= maq(J,1)*Pmaqnovoo(J)^2 + maq(J,2)*Pmaqnovoo(J) +
maq(J,3);

            Psaida = Pmaqnovoo(I) + Pmaqnovoo(J);
            Pent = (Pmaqnovoo(I)/Rmaqteste(I) + Pmaqnovoo(J)/Rmaqteste(J));

            for (K=1:Nmaq),
                if (K~=I & K~=J)
                    Psaida = Psaida + Pmaq(K);
                    Pent = Pent + (Pmaq(K)/Rmaq(K));
                end
            end

            Rvar(I,J)=(Psaida / Pent)-Rinicial;

        end
    end
end

return
```

- Função buscaestoc.m

```
% Método da Busca Aleatória
% Autor: Guilherme Sousa Bastos
% Data: 03/11/2004

function Rvar=buscaestoc(maq,Nmaq,Pmaq,Passo_Curto,PercentMaq)

%Determinação do rendimento inicial para cada máquina (Rmaq)

for (I=1:Nmaq),
    Rmaq(I)=maq(I,1)*Pmaq(I)^2 + maq(I,2)*Pmaq(I) + maq(I,3);
end

%Determinação do rendimento inicial global (Rinicial)

Psaida = 0; %Psaida->Potência de Saída
```

```

for (I=1:Nmaq),
    Psaida = Psaida + Pmaq(I);
end

Pent = 0; %Pent->Potência de Entrada
for (I=1:Nmaq),
    Pent = Pent + Pmaq(I)/(maq(I,1)*Pmaq(I)^2+maq(I,2)*Pmaq(I)+maq(I,3));
end

Rinicial = Psaida/Pent;

%Número de combinações a serem realizadas

Nmaqmod = round(Nmaq*(Nmaq-1)*PercentMaq);

%Construção da matriz de variação dos rendimentos (Rvar)

for (I=1:Nmaq),
    Rvar(I,I)=0;
end

%Construção da Matriz de Máquinas escolhidas a cada sorteio (MaqsXY)

MaqsXY(1,:) = [0 0];

for (I=1:Nmaqmod),
    %Definição das Máquinas a serem variadas (X,Y)
    X=1;Y=1;
    teste=1;
    while (X==0)|(Y==0)|(X==Y)|(teste==1),
        teste=0;
        X = floor((rand * Nmaq)+1);
        Y = floor((rand * Nmaq)+1);
        MaqsXY(I,:)=[X Y];
        if (I~=1)
            for (J=2:I),
                if (MaqsXY(I,:)==MaqsXY((I-1),:))
                    teste = 1;
                end
            end
        end
    end
end

%Definição das Variações de Rendimento
Rmaqteste=Rmaq;

Pmaqnovo(X) = Pmaq(X) + Passo_Curto;
Pmaqnovo(Y) = Pmaq(Y) - Passo_Curto;

Rmaqteste(X)= maq(X,1)*Pmaqnovo(X)^2 + maq(X,2)*Pmaqnovo(X) + maq(X,3);
Rmaqteste(Y)= maq(Y,1)*Pmaqnovo(Y)^2 + maq(Y,2)*Pmaqnovo(Y) + maq(Y,3);

Psaida = Pmaqnovo(X) + Pmaqnovo(Y);
Pent = (Pmaqnovo(X)/Rmaqteste(X) + Pmaqnovo(Y)/Rmaqteste(Y));

for (K=1:Nmaq),

```

```
    if (K~=X & K~=Y)
        Psaida = Psaida + Pmaq(K);
        Pent = Pent + (Pmaq(K)/Rmaq(K));
    end
end

Rvar(X,Y)=(Psaida / Pent)-Rinicial;

end

return
```

- Função passos.m

```
% Método da Busca Total
% Autor: Guilherme Sousa Bastos
% Data: 31/10/2004

function [Pmaq,Rfinal]=passos(Rvar,maq,Nmaq,Pmaq,Passo)

%Determinação da maior variação de rendimento

DeltaRend=0;

for (I=1:Nmaq),
    for(J=1:Nmaq),
        if(Rvar(I,J)>DeltaRend)
            DeltaRend=Rvar(I,J);
            DeltaI=I;
            DeltaJ=J;
        end
    end
end

%Saída de dados

if (DeltaRend>0)
    Pmaq(DeltaI) = Pmaq(DeltaI) + Passo; %Pmaq modificada
    Pmaq(DeltaJ) = Pmaq(DeltaJ) - Passo;

    %Rfinal Parcial
    Psaida = 0; %Psaida->Potência de Saída
    for (I=1:Nmaq),
        Psaida = Psaida + Pmaq(I);
    end

    Pent = 0; %Pent->Potência de Entrada
    for (I=1:Nmaq),
        Pent = Pent + Pmaq(I)/(maq(I,1)*Pmaq(I)^2+maq(I,2)*Pmaq(I)+maq(I,3));
    end

    Rfinal = Psaida / Pent;
else
    Rfinal=0;
end
return
```

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.