

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ALOCAÇÃO ÓTIMA CONJUNTA DE ENERGIA E RESERVAS
OPERATIVAS BASEADA EM FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO
DINÂMICO**

Tese submetida à Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos
requisitos para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica

ANDRÉA LÚCIA COSTA

Florianópolis, outubro de 2004.

ALOCAÇÃO ÓTIMA CONJUNTA DE ENERGIA E RESERVAS OPERATIVAS BASEADA EM FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DINÂMICO

Andréa Lucia Costa

‘Esta tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.
Orientador

Prof. Denizar Cruz Martins, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.
Presidente

Prof. Ricardo Bernardo Prada, Ph.D.

Albert Cordeiro Geber de Melo, Dr.

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Profa. Kátia Campos de Almeida, Ph.D.

*Ao meu marido Wilsterman,
cujo incentivo e apoio foram fundamentais.*

AGRADECIMENTOS

Ao professor Antonio José Alves Simões Costa por sua valiosa orientação, dedicação ao trabalho e grande incentivo ao meu crescimento durante todos estes anos.

*Aos eminentes integrantes da Banca Examinadora pela revisão criteriosa e generoso estímulo.
Aos professores do Laboratório de Sistemas de Potência da UFSC pelos conhecimentos transmitidos e pelo apoio ao trabalho, em especial ao professor Hans Helmutz Zürn e à professora Jacqueline Rolim também pelo carinho.*

Aos professores e colegas do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica da UFSC pelos conhecimentos compartilhados e pelo clima de cooperação profissional.

Aos meus queridos colegas e amigos do Laboratório de Sistemas de Potência da UFSC pelo carinho e companheirismo em todos os momentos, em especial à minha amiga Wadaed por seu apoio ao desenvolvimento da tese.

Aos funcionários do Centro Tecnológico da UFSC, em especial à Marlise, Fabrícia e Flávia, e ao Daniel, Richard, Wilson e Marcelo pelo apoio técnico e administrativo.

Aos professores do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica do CEFET/PR pela confiança e oportunidade dispensadas.

Ao CEFET/PR e ao Programa de Incentivo à Capacitação Docente (PICDT-CAPES) pelo apoio financeiro.

À minha família, em especial ao meu marido Wilsterman e minha irmã Luciene, que não mediram esforços para me apoiar durante todo o período do curso.

Resumo da Tese apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

ALOCAÇÃO ÓTIMA CONJUNTA DE ENERGIA E RESERVAS OPERATIVAS BASEADA EM FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DINÂMICO

Andréa Lucia Costa

Outubro/2004

Orientador: Antonio José Alves Simões Costa

Área de Concentração: Sistemas de Energia.

Palavras-chave: Serviços ancilares, mercados competitivos, fluxo de potência ótimo dinâmico, despacho conjunto, restrições de rampa.

Número de Páginas: 150.

Este trabalho propõe uma metodologia para liquidação conjunta dos mercados de energia e reservas operativas em ambientes desregulamentados. Consideram-se estruturas de mercado nas quais agentes geradores ofertam capacidade de geração para suprir carga e requisitos de serviços ancilares, e agentes consumidores fazem lances para compra de energia. A metodologia proposta é baseada na formulação do Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD) utilizando um modelo não-linear da rede elétrica, o qual garante a apropriada representação dos limites de transmissão e das perdas de potência ativa. Além disso, a formulação do FPOD permite considerar as restrições intertemporais de rampa dos geradores na programação da geração, incluindo vários intervalos de tempo. Em relação aos serviços ancilares, são considerados três mercados distintos de reservas, a saber: reserva para CAG e reservas de confiabilidade girante e não-girante. Interações entre estes mercados são possíveis para permitir reduções no custo total de aquisição das reservas. Além disso, o método proposto possibilita a definição dinâmica no tempo de várias zonas dentro da rede elétrica, de modo a distribuir o atendimento aos requisitos de reserva. Os sinais de preço são analisados e mostra-se que os preços marginais de serviços ancilares recuperam os custos de oportunidade dos geradores, incorridos devido ao provimento de reservas. Sistemas-teste são utilizados para ilustrar as potencialidades da metodologia proposta.

Abstract of Thesis presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor in Electrical Engineering.

ENERGY AND OPERATING RESERVES JOINT DISPATCH BASED ON DYNAMIC OPTIMAL POWER FLOW

Andréa Lucia Costa

October/2004

Advisor: Antonio José Alves Simões Costa

Area of Concentration: Energy Systems.

Keywords: Ancillary services, competitive electricity markets, dynamic optimal power flow, joint dispatch, ramping constraints.

Number of Pages: 150.

This work presents a methodology to jointly clear the energy and operating reserves markets in deregulated environments. A market structure is considered in which generators offer their available generating capacities to supply demand and ancillary service, whereas consumers place bids to purchase energy. The proposed methodology employs a Dynamic Optimal Power Flow (DOPF) framework based on a non-linear model for the power network, thus ensuring the proper representation of transmission limits and transmission active losses. Besides, the DOPF approach allows the consideration of intertemporal constraints to model generator ramp rates that may influence the generation schedule. Regarding ancillary services, three distinct reserve markets are considered, namely, AGC, reliability spinning reserve and non-spinning reserve. The interactions among those markets are allowed to reduce the overall procurement cost. Generator ramping constraints are also taken into account for ancillary service procurement, in order to make sure that the cleared amount of reserves will be available when requested by the system operator. In addition, the proposed methodology enables the time-varying definition of multiple zones within the electric network in order to decentralize the fulfillment of reserve requirements. The price signals are analyzed and we prove that the ancillary service marginal prices cover the opportunity costs incurred by generators scheduled to provide reserve supply. Test-systems are used to illustrate typical results that can be obtained through the proposed methodology.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 A Reestruturação do Setor Elétrico	1
1.2 Mercados de Eletricidade de Curto Prazo	5
1.3 Serviços Ancilares.....	6
<i>Remuneração para os Serviços Ancilares</i>	<i>7</i>
1.4 Motivação da Pesquisa.....	7
1.5 Revisão Bibliográfica	9
<i>Despacho Conjunto de Energia e Reservas Operativas</i>	<i>9</i>
<i>Inclusão das Restrições Intertemporais nos Modelos de Despacho.....</i>	<i>10</i>
<i>Métodos de Otimização Conjunta de Energia e Serviços Ancilares utilizando Abordagem de Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico.....</i>	<i>11</i>
1.6 Contribuições da Tese	12
1.7 Estrutura do Trabalho	14
2. SERVIÇOS ANCILARES DE REGULAÇÃO.....	15
2.1 Introdução.....	15
2.2 Serviços Ancilares para Controle da Frequência e Manutenção da Segurança do Sistema.....	16
<i>Regulação Primária</i>	<i>16</i>
<i>Regulação Secundária.....</i>	<i>16</i>
<i>Regulação Terciária</i>	<i>17</i>
2.3 Reservas de Operação	18
2.4 Aspectos Abordados no Trabalho	19
<i>Mercados de Reservas Operativas</i>	<i>19</i>
<i>Taxas de Tomada de Carga das Unidades Geradoras</i>	<i>20</i>
<i>Zonas para Atendimento dos Serviços Ancilares</i>	<i>21</i>
2.5 Conclusões	21

3.	ANÁLISE DO DESPACHO CONJUNTO DE ENERGIA E RESERVAS OPERATIVAS	23
3.1	Introdução.....	23
3.2	Tipos de Ofertas dos Geradores	24
	<i>Ofertas em Bandas com Preços Constantes</i>	25
	<i>Ofertas Lineares</i>	26
3.3	Representação dos Consumidores nos Mercados de Eletricidade	27
3.4	Formulação do Problema de Liquidação do Mercado Conjunto de Energia e Reservas baseado no Fluxo de Potência Ótimo.....	28
3.5	Análise dos Preços em Mercados Conjuntos de Energia e Reservas	32
	<i>Preços de Mercado da Energia</i>	32
	<i>Preços de Mercado dos Serviços Ancilares</i>	35
	<i>Influência da Interação entre os Mercados sobre os Preços de Serviços Ancilares</i>	38
	<i>Custos de Oportunidade</i>	39
3.6	Conclusões	40
4.	OTIMIZAÇÃO CONJUNTA DO MERCADO DE ENERGIA E DE RESERVA GIRANTE ..	42
4.1	Introdução.....	42
4.2	Liquidação de Mercados de Energia e Reserva Girante baseada em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico	43
4.3	Resultados de Simulações Computacionais da Otimização Conjunta de Mercados de Energia e Reserva Girante	47
	<i>Descrição do Sistema Teste</i>	48
	<i>Caso A: Caso Base</i>	50
	<i>Caso B: Efeito das Restrições de Tomada de Carga</i>	54
	<i>Caso C: Atendimento ao Requisito de Reserva por Zonas</i>	57
	<i>Caso D: Estratégia de Ofertas Lineares para o Mercado de Energia</i>	60
4.4	Vantagens no uso do PMSA como Método para Remuneração da Reserva Girante.....	63
4.5	Conclusões	65

5.	DESPACHO DE ENERGIA E RESERVAS OPERATIVAS EM SISTEMAS DE MERCADOS INTEGRADOS	67
5.1	Introdução.....	67
5.2	Interação entre Mercados de Reservas Operativas.....	68
5.3	Formulação do Problema de Despacho de Energia e Reservas Operativas em Sistemas de Mercados Integrados.....	70
5.4	Preços de Mercado e Cálculo dos Custos.....	73
5.5	Resultados Numéricos	75
	<i>Descrição do Cenário 1</i>	<i>76</i>
	<i>Caso A: Caso Base</i>	<i>77</i>
	<i>Caso B: Interação entre os Mercados de Reservas</i>	<i>79</i>
	<i>Caso C: Zonas de Atendimento para o Mercado de Reserva Girante</i>	<i>81</i>
	<i>Caso D: Efeito do Limite de Fluxo nas Linhas de Transmissão.....</i>	<i>82</i>
	<i>Descrição do Cenário 2</i>	<i>84</i>
	<i>Caso E: Programação de Consumo/Geração/Reservas para o Período de 24 Horas.....</i>	<i>85</i>
5.6	Conclusões	90
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	92
6.1	Conclusões	92
6.2	Contribuições Originais da Tese.....	95
6.3	Sugestões para Desenvolvimento de Trabalhos Futuros.....	95
	ANEXO A: MODELO SIMPLIFICADO PARA O CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA NÃO-LINEAR	97
	ANEXO B: SISTEMA TESTE IEEE 30 BARRAS	102
	ANEXO C: LISTAGEM DE RESULTADOS DO CASO BASE APRESENTADO NO CAPÍTULO 4	104
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	145

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO

1.1 A Reestruturação do Setor Elétrico

Em vários países, as empresas de energia elétrica estão passando por mudanças estruturais. No passado recente, estas empresas caracterizavam-se como organizações verticalizadas, detentoras do controle de todo o processo de geração até a entrega de energia elétrica. Atualmente, estas empresas estão sendo fragmentadas em concessionárias de geração, transmissão e distribuição, para operarem em um ambiente de mercado, caracterizado pela competição nos segmentos de geração e distribuição. Devido às inúmeras questões políticas e econômicas envolvidas, o processo de desregulamentação do setor elétrico tem se mostrado particular em cada país, com diferentes graus de competição e participação do Estado (RUDNICK, 1996; VENTURA FILHO, 1996; HUNEAULT *et al.*, 1999).

Os motivos que impulsionam as mudanças no setor elétrico são praticamente os mesmos em todos os países: aumento da carga, necessidade de grandes investimentos para ampliação do parque gerador e da rede elétrica, busca pela eficiência energética, etc. O objetivo da reestruturação é aumentar a eficiência das empresas com a introdução da competição no setor, fazendo com que estas melhorem seus índices de produtividade e baixem os custos da operação. Para os consumidores, a reestruturação traz a expectativa da redução nas tarifas de energia elétrica. Além disso, alguns governos nacionais, como o brasileiro durante o período de 1994 a 2002, incluíram programas de privatização de antigas estatais e/ou abertura ao capital privado em seu modelo de reestruturação econômica, na tentativa de melhorar o desempenho financeiro do setor elétrico e reduzir as obrigações econômicas do Estado.

Sendo a energia elétrica essencial para o desenvolvimento social, o processo de reestruturação do setor elétrico precisa ser fortemente regulamentado. Assim, as mudanças no Brasil e em outros países estão sendo respaldadas através de leis e diretrizes visando assegurar a continuidade do fornecimento de energia de qualidade à população, garantir um mercado competitivo e permitir a entrada de capital privado na expansão dos sistemas elétricos. Os principais aspectos abordados nestas leis incluem: o licenciamento das companhias de operação da

transmissão e da distribuição; a abertura da rede de transmissão, de modo que as empresas deste setor não ofereçam restrições ao transporte de energia a não ser em casos que possam prejudicar a segurança do sistema; e a criação de um operador do sistema elétrico, ao qual as empresas de geração e transmissão estão sujeitas (RUDNICK, 1996; VENTURA FILHO, 1996).

Observa-se que os serviços de transmissão têm um papel fundamental neste ambiente de mercado, como segmento do setor elétrico que viabiliza a competição entre as empresas de geração. A transmissão não pode estar sujeita ao controle de uma empresa ou grupo de empresas que poderiam exercer este controle de forma discriminatória, prejudicando os interesses do mercado. Desta forma, as empresas de transmissão são tratadas como um monopólio, sujeitas à regulação de tarifas de transmissão que são usadas para cobrar o acesso à rede (RUDNICK *et al.*, 1998; E. SILVA, 2001).

A criação de um operador do sistema elétrico que possa atuar de forma independente do controle do mercado e das empresas é justificada para evitar problemas de conflitos de interesses entre as empresas de geração e transmissão e garantir a segurança de todo o sistema. Além disso, penalidades a serem aplicadas às empresas em caso de não cumprimento de contratos, interrupções de fornecimento de energia e outros, além de possíveis incentivos financeiros, são necessários para que as empresas de geração e distribuição busquem aperfeiçoar seus sistemas com foco na estabilidade e operacionalidade.

Inicialmente foram definidos dois modelos básicos de mercado em ambientes desregulamentados: um modelo centralizado, denominado *pool*, e outro modelo de administração com pouca ou nenhuma intervenção centralizada, colocado em prática através de transações bilaterais (WU, 1996; HUNEALULT *et al.*, 1999). As características destes modelos são:

- Modelo *pool*: o princípio de funcionamento deste modelo está baseado no princípio de que todas as transações de compra e venda de energia elétrica ou serviços realizam-se através de um órgão centralizador. Vendedores e compradores fazem ofertas/lances em termos de preços e quantidades de energia. O operador do *pool* determina quais as ofertas são aceitáveis, de modo a assegurar o balanço de potência e a segurança da operação do sistema. O objetivo é obter o mínimo custo da operação, despachando inicialmente os geradores com os menores preços, até atender a carga total do sistema.
- Modelo bilateral: as transações são feitas diretamente entre vendedores e compradores, de modo a permitir que os participantes negociem os contratos mais adequados às suas necessidades, considerando preços, quantidades e prazos dos contratos. O operador do sistema elétrico tem a função de sinalizar os modos inaceitáveis de operação da rede e

coordenar o despacho para que o mesmo tenha um desvio mínimo em relação às transações contratadas.

Apesar da diferença fundamental entre os modelos descritos acima, é possível encontrar na prática estruturas de mercado com diferentes graus de centralização, envolvendo características comuns aos dois modelos numa mesma estrutura. Desta forma, surge o modelo misto *pool*/bilateral. Embora transações bilaterais sejam permitidas e até encorajadas, este modelo contempla também a existência de um operador de mercado para controlar a compra/venda de energia e serviços que não foram negociados em contratos bilaterais ou que precisam ser renegociados. Devido à sua flexibilidade, o modelo misto tem sido adotado na maioria dos países em que houve a reestruturação do setor elétrico.

Os primeiros mercados que surgiram no Chile, Inglaterra e País de Gales, foram estruturas tipo *pool* (HUNEAULT *et al.*, 1999; VÁSQUEZ *et al.*, 1999). Os estados de Victoria e New South Wales na Austrália também operam através do *pool*. Os mercados da Nova Zelândia, Pensilvania-Nova Jersey-Maryland (PJM) e Nova York nos Estados Unidos e da maioria dos países da América Latina operam em estruturas mistas, com predominância do *pool* (HUNEAULT *et al.*, 1999). Nestes mercados, o despacho da geração e os preços do mercado são definidos pela interação entre a oferta e a demanda através de um modelo de otimização.

Assim como as estruturas de mercado variam, o papel do operador independente do sistema também pode variar. RAHIMI e VOJDANI (1999) classificam dois modos de atuação do operador do sistema elétrico:

- intervenção mínima: quando o operador interfere nas atividades de planejamento e programação da operação somente nos casos em que o despacho pode acarretar em congestionamento da transmissão ou afetar a segurança do sistema. Neste tipo de atuação o operador geralmente não controla a operação em tempo real, apenas exerce uma monitoração de modo a garantir a manutenção dos critérios de segurança.
- intervenção máxima: o operador é responsável pela programação da geração, inclusive por decisões sobre alocação de unidades (*unit commitment*) e programação dos serviços ancilares. Neste caso o operador do sistema efetivamente controla a operação em tempo real, sendo também responsável pelo despacho de geração para suprir energia de balanço e reservas de potência ativa e reativa. Este tipo de atuação aparece em estruturas desregulamentadas que estabeleceram mercados *spot* para energia e serviços ancilares. Nesses casos, o operador do sistema pode operar diretamente no ambiente competitivo,

definindo os despachos pelos critérios do mercado, ou trabalhar coordenadamente com o operador do mercado.

No Brasil, devido as características do sistema elétrico, com a predominância de geração hidráulica com participação termelétrica complementar possibilidade de existência de usinas hidrelétricas em cascata em um mesmo rio pertencendo a proprietários diferentes, não foi recomendado que se estabelecesse de imediato um modelo *Pool*, com preços e quantidades comercializados livremente em mercados de curto prazo (RUDNICK *et al.*, 1998, BORN e ALMEIDA, 1998). Desta forma, adotou-se inicialmente um modelo denominado *Tight Pool*, no qual o despacho é definido de forma centralizada através de ferramentas de otimização, considerando o risco hidrológico (BORN e ALMEIDA, 1998; SILVA, 2001). Neste modelo, todos os geradores hidráulicos fornecem seus dados técnicos, vazões e níveis de armazenamento, enquanto que os geradores termelétricos fornecem preços de combustível e consumo. Os preços da energia no mercado de curto prazo levam em conta critérios de otimização, curvas de carga, custo do déficit, restrições de transmissão, reduções voluntárias da demanda e as interligações internacionais. Além disso, foi estabelecido o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) do qual participam todas as usinas despachadas pelo operador do sistema, cujo objetivo é compartilhar entre todos os agentes os riscos hidrológicos (ASMAE, 2000).

Este modelo inicial sofreu modificações antes mesmo de ser totalmente implementado. No início de 2004, foi adotado um novo modelo propôs dois ambientes de contratação (MME, 2003; FERNANDES, 2004):

- ambiente de contratação administrada, denominado de ambiente *pool*, com tarifas de suprimento reguladas, do qual participam concessionárias de serviço público de distribuição e geração e produtores independentes;
- ambiente de livre contratação, onde atuam consumidores livres, comercializadores e produtores independentes.

Este novo modelo pressupõe que toda a contratação administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) deve ser precedida de um processo de licitação pública, conduzida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), resultando em uma receita anual permitida aos geradores, a ser paga com base mensal. A transmissão continua sendo administrada pelo operador do sistema e o MRE permanece, visando propiciar a otimização da operação do sistema hidrotérmico existente nos dois ambientes. Além disso, não é admitido que as distribuidoras possuam geração para atendimento próprio (FERNANDES, 2004).

1.2 Mercados de Eletricidade de Curto Prazo

O passo mais importante para o processo de desregulamentação do setor elétrico foi sem dúvida a introdução da competição entre as empresas geradoras de eletricidade. Desde que a demanda é variável no tempo, esta competição entre geradores pode ser realizada através de mercados de energia em tempo real (*spot markets*) e mercado futuros de curto prazo (*short-term forward markets*), nos quais a energia elétrica e serviços relacionados ao fornecimento de eletricidade são liquidados em “leilões” através de modelos de otimização.

Para horizontes de curto prazo, como um dia a frente, o modelo de liquidação mais utilizado é baseado no “leilão de primeiro preço”, no qual todos os participantes submetem ao mesmo tempo as ofertas/lances para a venda/compra ao operador do mercado, sem conhecer as ofertas ou lances dos demais participantes (VÁSQUEZ *et al.*, 1999). De posse de todos os dados necessários, o operador do mercado conduz um leilão ou vários leilões sequenciais aplicando algoritmos de otimização para liquidação do mercado. As ofertas e lances mais competitivos são liquidados para cada intervalo de tempo considerado na programação do dia seguinte, estabelecendo assim os preços do mercado e a programação física de geração/consumo de cada intervalo.

A operação de mercados de curto prazo (dia seguinte) para energia elétrica apresenta características distintas de outros mercados de *commodities* pois além de negociar as quantidades a serem compradas e vendidas, é necessário garantir a viabilidade física da geração/consumo a ser programada em cada intervalo. Para tanto, aspectos tais como restrições de transporte da rede de transmissão elétrica, limites operacionais dos equipamentos e manutenção de índices de confiabilidade devem ser considerados.

Apesar destas dificuldades, a implantação de mercados do dia seguinte apresenta grandes vantagens para ambientes competitivos do setor elétrico. O mercado do dia seguinte é essencialmente um mercado de contratos *forward*¹ cuja data de pagamento é o dia seguinte. Pode coexistir com outros tipos de contratos *forward* com prazos maiores e estabelecidos independentemente entre os participantes. Desta forma, as transações no mercado do dia seguinte

¹ Os contratos *forward* são compromissos de compra ou venda de um determinado produto numa data específica no futuro, por um preço previamente estabelecido, similarmente ao que ocorre no mercado de ações. Para a entrega do produto são definidos o preço, a localização e o prazo, ou seja, uma data específica no futuro. Inicialmente nada é pago. O valor do contrato é pago somente no momento em que o produto é entregue. A principal característica deste contrato é que qualquer diferença entre o valor da energia no mercado em tempo real (preço *spot*) e o valor do preço do contrato na data de entrega representa um benefício ou uma perda para os agentes envolvidos no contrato.

tornam-se trocas de contratos *forward* que são, por sua vez, estabelecidas com base em valores próximos do preço *spot* (IRASTORZA e FRASER, 2002).

A programação definida pelo mercado do dia seguinte busca estabelecer o despacho da geração com o menor custo, além de aproximar-se tanto quanto possível, do despacho em tempo real. Sua escala de tempo é consistente com a operação da transmissão, uma vez que o operador da rede necessita da programação dos geradores um dia antes para certificar-se de que haverá capacidade sincronizada suficiente para atender a carga.

O estabelecimento de um mercado do dia seguinte oferece ainda alguns benefícios adicionais, tais como (IRASTORZA e FRASER, 2002):

- aumento da confiabilidade pela conhecimento prévio das máquinas que estarão em funcionamento;
- aumento da eficiência da alocação das unidades (*unit commitment*);
- aumento da resposta de consumidores que respondem a sinais de preço;
- redução da incerteza dos preços *spot*, auxiliando os participantes do mercado na estimativa dos preços e na prevenção contra a volatilidade dos preços.

1.3 Serviços Ancilares

Na literatura, existem várias definições sobre serviços ancilares (SHIRMOHAMMADI e VOJDANI, 1996; ALVARADO, 1996; E. SILVA, 2001; ANEEL, 2001; SOUZA e DECKER, 2002; ZHONG, 2003). Embora nestas definições alguns aspectos possam variar, normalmente se aceita na prática que os serviços ancilares são os recursos e ações que garantem a continuidade do fornecimento, a segurança do sistema e a manutenção dos valores de frequência e tensão. Desta forma, os serviços ancilares englobam vários serviços, como regulação primária, regulação secundária (ou controle automático de geração), suporte de reativo para controle de tensão, suprimento de perdas, reservas de contingências e capacidade de restauração autônoma (*black-start*). O número de serviços ancilares identificados individualmente varia muito, SHIRMOHAMMADI e VOJDANI (1996), por exemplo, descrevem uma lista detalhada com 29 tipos distintos.

Com a introdução de ambientes competitivos no setor elétrico, os serviços ancilares passam a ser considerados separadamente do fornecimento da energia, uma vez que o seu provimento acarreta custos aos provedores, além de afetar a eficiência das unidades geradoras (E. SILVA,

2001). Em ambientes de mercado, torna-se importante identificar e classificar os serviços ancilares e atribuir-lhes um preço ou valor, de modo que possam ser comercializados ou pagos individualmente, evitando pagamentos múltiplos sobre o mesmo serviço (ALVARADO, 1996; FINK, 1998; E. SILVA, 2001).

Outra exigência em relação aos serviços ancilares é definir quem são os provedores e os usuários destes serviços. É necessário também fazer a distinção entre os serviços imprescindíveis ao funcionamento do sistema, os quais devem ser responsabilidade do operador da rede, e aqueles que são requeridos por consumidores individuais (FINK, 1998).

Remuneração para os Serviços Ancilares

Um procedimento algumas vezes utilizado para remunerar os provedores de serviços ancilares consiste em cobrir os custos de oportunidade e custos adicionais de operação incorridos devido ao provimento do serviço.

Um procedimento alternativo é estabelecer mercados específicos para serviços ancilares, o que tende a ser mais eficiente em ambientes competitivos pois estimula a participação dos geradores. Assim, mercados de curto prazo para reservas operativas foram estabelecidos na Nova Zelândia, Espanha, Canadá e em vários estados norte-americanos. Nestes mercados, os provedores submetem ofertas de capacidade de geração para cada intervalo considerado na programação, de modo semelhante às ofertas para os mercados de energia a curto prazo. Já os serviços ancilares de suporte reativo e capacidade de restauração autônoma são geralmente negociados através de contratos de longo prazo.

1.4 Motivação da Pesquisa

Mercados de serviços ancilares têm sido estabelecidos para garantir o seu provimento em ambientes desregulamentados. SINGH e PAPALEXOPOULOS (1999) afirmam que mercados competitivos para energia requerem a criação de mercados competitivos para serviços ancilares, especialmente para aqueles que complementam o suprimento da demanda, tais como serviços de regulação de frequência e provimento de reserva girante para atender a contingências. Estes serviços ancilares exigem capacidade de geração previamente programada para ser usada em tempo real pelo operador do sistema.

No mercado existente na Espanha, as ofertas de reservas operativas são liquidadas através de leilões separados para cada serviço ancilar após a liquidação das ofertas de energia

(CANOYRA *et al.*, 1998). Este procedimento não garante a solução ótima global considerando todos os mercados, uma vez que através de leilões separados torna-se mais difícil levar em conta que energia e reservas utilizam a mesma capacidade de geração de uma determinada máquina e portanto estão sujeitas aos mesmos limites físicos (MA e SUN, 1998). Além disso, energia e reservas são intercambiáveis, desde que não supridas simultaneamente, uma vez que a capacidade de geração alocada para suprir a demanda não está disponível para suprir os serviços ancilares, e vice versa. Desta forma, incentivos econômicos em um determinado mercado afetam o montante de capacidade disponível e podem aumentar os preços nos demais mercados (BRIEN, 1999).

Considerando estas questões, vários mercados de eletricidade vão em direção a modelos de otimização conjunta de ofertas de energia e serviços ancilares. Exemplos destes mercados incluem PJM (*Pennsylvania-Nova Jersey-Maryland Interconnection*), Nova York e Nova Inglaterra nos Estados Unidos, NZEM (*New Zealand Electricity Market*) e IEMO (*Independent Electricity Market Operator*) em Ontario no Canadá (KRANZ *et al.*, 2003; CHEUNG, 2000; ALVEY *et al.*, 1998; DANAI *et al.*, 2001; MA e SUN, 2003). Além de obter uma programação da geração que simultaneamente atende demanda e requisitos de reservas, a liquidação conjunta possibilita obter a solução de menor custo global para o provimento de energia e reservas operativas (MA e SUN, 1998).

Neste contexto, a motivação para esta pesquisa é analisar os aspectos relacionados aos mercados conjuntos de energia e reservas operativas, observando a interdependência entre estes e seus respectivos preços, quando o objetivo é atender tanto a demanda quanto os requisitos de reserva com o menor custo.

Um dos aspectos observados nos mercados de energia é que as características de operação dos geradores, bem como as restrições de transmissão, nem sempre são adequadamente consideradas. Na programação do mercado do dia seguinte, feita intervalo a intervalo separadamente, as restrições de tomada de carga são geralmente negligenciadas. Desta forma, o despacho precisa ser ajustado em tempo real, o que pode causar custos adicionais para as empresas que poderiam ser evitados com uma metodologia mais elaborada (KIMBALL, 1997). Quando se considera a otimização da geração em vários intervalos dentro de um horizonte de tempo, como nos algoritmos de Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD), as condições de operação das máquinas podem ser melhor representadas, considerando as taxas de rampa das unidades.

Assim, este trabalho é motivado pela necessidade de estudar e desenvolver modelos de otimização para os mercados de energia e reservas operativas, considerando vários intervalos de programação, de modo a incluir as restrições intertemporais das máquinas. Ao mesmo tempo, estes

modelos de liquidação dos mercados devem, ainda que de forma simplificada, representar as características não lineares da rede elétrica, e restrições tais como limites de transmissão e tomada de carga, e requisitos pré-definidos para o atendimento dos serviços ancilares, de modo a aproximar a programação resultante do despacho em tempo real.

1.5 Revisão Bibliográfica

Despacho Conjunto de Energia e Reservas Operativas

Mercados competitivos de ofertas de reservas operativas são recentes no processo de desregulamentação do setor elétrico. As primeiras publicações sobre este assunto datam do final dos anos 90 e ainda são poucas as pesquisas que estudam estruturas de mercados de serviços ancilares e suas implicações com os mercados de energia.

Em 1998, MA e SUN publicam uma análise simplificada das diferentes metodologias para o despacho de energia e reserva, em um modelo de mercado no qual os geradores ofertam separadamente megawatts de capacidade para atender tanto a demanda quanto o requisito de reserva girante. Três métodos para otimização são considerados: de ordenação por mérito, seqüencial e conjunto. Através de um exemplo aplicado a todos os métodos, os autores demonstram que o despacho conjunto garante que os limites de geração das máquinas sejam respeitados e resulta no menor custo global para ambos mercados.

No ano seguinte, MA *et al.* (1999) apresentam um algoritmo de programação linear para resolver o problema do despacho conjunto de energia e diferentes reservas operativas. A rede elétrica não é representada, e o balanço de potência ativa para demanda e serviços ancilares é feito através de zonas.

Trabalhos na mesma linha de pesquisa que também utilizam programação linear são apresentados por CASTILLO e VARGAS (2001) e RASHIDI-NEJAD *et al.* (2002). O primeiro considera o problema de despacho de energia em conjunto com alocação de uma reserva de resposta rápida, denominada *seconds spinning reserve (SSR)*. O requisito de reserva ótimo necessário para o sistema é calculado a partir de índices pré-definidos do desempenho dinâmico das máquinas. Usa-se um modelo barra única em que as perdas são calculadas a cada iteração. O segundo trabalho apresenta uma metodologia para suprir a demanda e reserva de contingências. Duas funções-objetivo para o problema de otimização podem ser consideradas: uma função que representa um modelo de mercado baseado em ofertas e o problema de minimização de custos de

geração e reserva, em que os geradores são representados através de suas funções de custo quadráticas.

RAU (1999) apresenta um método para despacho conjunto de energia e vários serviços ancilares utilizando programação linear inteira mista. Os geradores fazem ofertas de energia e reservas para suprir o controle automático de geração bem como os requisitos de reserva girante, reserva não-girante e reservas suplementares em um modelo de mercado horário (*hour-ahead market*). A rede é representada por um modelo de barra única.

Em trabalhos mais recentes, a rede elétrica é representada através de modelos linearizados ou não-lineares e as restrições de transmissão são consideradas durante a otimização, com o objetivo de obter resultados mais realísticos e próximos da operação em tempo real. WANG *et al.* (2002) apresentam um método baseado em fluxo de potência ótimo para coordenação do despacho de energia e reservas operativas em tempo real. As quantidades estabelecidas nos mercados de contratos bilaterais e mercados de energia e serviços ancilares a curto prazo podem ser reajustadas através de ofertas para redespacho submetidas ao mercado de balanço de carga em tempo real.

ONGSAKUL e CHAYAKULKHEEREE (2003) analisam o modelo de mercado a ser adotado na Tailândia e apresentam uma proposta para liquidação do mercado horário que considera a otimização conjunta de ofertas de energia e reservas. O problema é decomposto em um problema de maximização do benefício social, resolvido através de programação linear inteira mista, e um subproblema de minimização de perdas de potência ativa, resolvido via programação quadrática.

WU *et al.* (2004) também apresentam uma proposta para a liquidação conjunta de ofertas de energia e reservas operativas para o mercado de eletricidade horário na Califórnia, baseada em fluxo de potência ótimo. A metodologia considera não apenas o acoplamento entre mercados de energia e reservas operativas, mas também a interação entre os diferentes mercados de serviços ancilares.

Inclusão das Restrições Intertemporais nos Modelos de Despacho

Os métodos citados anteriormente consideram uma condição particular de despacho em um dado instante de tempo. Entretanto, as respostas de certos geradores estão sujeitas a restrições temporais de taxas de tomada de carga que podem afetar sua capacidade de contribuir tanto para o despacho de energia quanto para os serviços de alocação de reservas (WOOD e WOLLENBERG, 1996; FUENTE *et al.*, 2001). Quando se analisa a operação do mercado ao longo de um horizonte de curto prazo, como um dia ou uma semana, dividido em intervalos de menor duração, a inclusão

das restrições intertemporais nos métodos de otimização produzem resultados mais realísticos do que a otimização individual de cada intervalo (KIMBALL, 1997; UTURBEY, 2002).

KIMBALL (1997) propõe uma solução para o problema de alocação das unidades e o problema de despacho econômico no tempo, incluindo a representação da rede e as restrições de transmissão, caracterizando um Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD). Além das restrições intertemporais de tomada de carga, também são consideradas outras restrições, como limite de energia produzida por um gerador dentro do horizonte de tempo considerado. O método é empregado para minimizar custos de geração.

Outros métodos que levam em consideração a tomada de carga de unidades térmicas para definir a programação dos geradores em vários intervalos de tempo são apresentados por FERRERO e SHAHIDEHPOUR (1997) e HAN *et al.* (2001).

Dentro do contexto de ambientes de mercado competitivos, UTURBEY (2002) aborda o gerenciamento pelo lado da demanda através de um FPOD. Neste trabalho, os consumidores adaptam sua demanda em função de sinais de preço estabelecidos pelo mercado. As restrições intertemporais incluem as restrições de rampa dos geradores, restrições de energia produzida e também de energia consumida, representando os efeitos do comportamento do consumidor.

Métodos de Otimização Conjunta de Energia e Serviços Ancilares utilizando Abordagem de Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico

Talvez o primeiro trabalho publicado que apresenta um método de otimização conjunta de ofertas de energia e reservas operativas e define a programação considerando vários intervalos seja o de ALVEY *et al.* (1998). Este trabalho apresenta um algoritmo de programação linear para estabelecer o despacho e os acertos financeiros entre geradores e consumidores, baseado na operação do mercado de eletricidade da Nova Zelândia. As regras deste mercado requerem o despacho concomitante de energia e serviços ancilares, do qual podem participar geradores e consumidores. A programação é definida para o período de um dia com intervalos de meia hora e são consideradas as restrições intertemporais de tomada de carga dos geradores. A rede é representada por um modelo linear que também calcula as perdas.

Em 2000, CHEUNG *et al.* publicam um método de despacho híbrido que combina o despacho seqüencial com o método de despacho conjunto de energia e serviços ancilares. Este método, baseado nas regras e procedimentos do NEPOOL (*New England Power Pool*), é usado para determinar a programação dos geradores, através da otimização das ofertas para energia,

capacidade de regulação, reserva girante e não-girante. Uma série de soluções de programação linear produzem resultados intermediários que vão incorporando as ofertas de cada produto ao despacho conjunto. As restrições de tomada de carga são consideradas apenas na programação final.

No mesmo ano, MADRIGAL e QUINTANA (2000) apresentam um método de otimização para a liquidação do mercado diário de energia e reserva girante, considerando a participação de geradores e consumidores e a possibilidade de reprogramar os contratos bilaterais, dependendo do preço do mercado. A rede é representada por um modelo linear e as restrições intertemporais de tomada de carga dos geradores termelétricos são consideradas na definição do despacho de energia no tempo.

1.6 Contribuições da Tese

Analisando as estruturas de mercados a curto prazo implementadas em vários países, pode-se distinguir duas situações que caracterizam o grau de centralização destes mercados e definem o papel maximalista ou minimalista do operador independente do sistema. Nas estruturas em que as decisões de partida e saída de operação de todas as unidades são deixadas para o operador do sistema, o problema de liquidação do mercado do dia seguinte torna-se essencialmente um problema de *unit commitment*. Nestes ambientes, as ofertas dos geradores geralmente incluem vários preços, tais como preços de partida e parada e custos de funcionamento a vazio. Este é o caso dos modelos vigentes em 2002 para os mercados como o de Nova York e PJM (*Pennsylvania-Nova Jersey-Maryland Interconnection*) (KRANZ *et al.*, 2003).

Porém, se as decisões de *unit commitment* são deixadas para os participantes, estes geralmente submetem ofertas simples contendo apenas a quantidade em megawatts-hora e o preço por esta energia. Neste caso os geradores devem internalizar em suas ofertas os custos envolvidos na operação de suas unidades e assumir o risco de não serem despachados. Exemplos destes mercados nos quais os geradores se auto-despacham (*self-commitment*) são encontrados na Nova Inglaterra nos Estados Unidos, em Ontario no Canadá e na Nova Zelândia (ALVEY *et al.*, 1998; CHEUNG, 2000; DANAI *et al.*, 2001).

Neste trabalho, considera-se ambientes de mercados competitivos descentralizados nos quais os geradores tomam suas próprias decisões sobre a operação de suas máquinas. É então proposta uma metodologia para definir o despacho ótimo de geradores que fazem ofertas de geração para fornecer energia e serviços ancilares, e de consumidores que buscam comprar energia para atender seus processos industriais. Um algoritmo baseado em FPOD é desenvolvido para liquidação

conjunta das ofertas/lances de energia e ofertas de reservas operativas, de modo a otimizar a programação de geração/consumo dos participantes destes mercados, considerando simultaneamente vários intervalos de tempo.

Os modelos conhecidos da literatura para definir a programação diária de geradores em estruturas de mercados de eletricidade a curto prazo utilizam programação linear e desconsideram o efeito das perdas de transmissão no despacho. Estas perdas geralmente são pequenas em relação à carga, mas podem alterar de forma significativa o despacho ótimo encontrado quando são levadas em consideração, resultando em grandes diferenças entre a programação diária e a operação otimizada em tempo real. Esta tese propõe um algoritmo de FPOD baseado em um modelo simplificado não-linear da rede elétrica, que permite a consideração das perdas de potência ativa na solução.

Desta forma, a metodologia proposta pode também ser utilizada conjuntamente com programas de *unit commitment* em ambientes de mercados centralizados, com o objetivo de definir o despacho ótimo de energia e alocação de reservas operativas para serviços ancilares.

A abordagem via FPOD proposta neste trabalho é generalizada de modo a incorporar três mercados distintos de reservas operativas no processo conjunto de liquidação das ofertas de energia e reservas. Além disso, é incorporada uma interação entre os mercados de reservas, de modo a permitir que ofertas competitivas de reservas operativas de maior qualidade possam ser aceitas para atender o requisito de reservas de menor qualidade, possibilitando uma economia no custo total do provimento dos serviços ancilares de potência ativa.

Na literatura existem métodos para liquidação de mercados exclusivos para reservas operativas que permitem a substituição entre os diferentes tipos de reservas (LIU *et al.*, 2000; PRADA *et al.*, 2002). O método proposto neste trabalho entretanto, considera de forma conjunta a otimização de mercados de energia e reservas operativas. Em relação às reservas, o método permite identificar os montantes utilizados para atender o requisito de cada mercado. Desta forma, os geradores recebem o pagamento correspondente à sua contribuição em cada mercado de reserva e os custos de obtenção de um determinado serviço ancilar correspondem à demanda original deste serviço.

O suprimento de serviços ancilares pode estar condicionado a aspectos relacionados com a localização dos geradores na rede elétrica. Estes aspectos são considerados pelo operador da rede antes da liquidação das ofertas e incorporados ao processo de aquisição sob a forma da definição de regiões ou zonas de atendimento de serviços ancilares. Na metodologia proposta, é possível considerar estas zonas no processo de otimização para cada um dos mercados de reservas em

questão. Além disso, as zonas podem ser definidas dinamicamente, ou seja, podem ser distintas para cada intervalo da programação, de modo a incorporar diferentes condições de operação do sistema.

1.7 Estrutura do Trabalho

A seguir é apresentada uma descrição sucinta dos próximos capítulos.

O Capítulo 2 descreve os serviços ancilares de regulação primária e secundária, responsáveis pelo controle da frequência do sistema, bem como o serviço de regulação terciária, definido neste trabalho como sendo a manutenção de reservas de confiabilidade. As reservas operativas necessárias para o provimento destes serviços ancilares são brevemente descritas. Neste capítulo, também são descritos os aspectos abordados no trabalho, tais como tipos de mercados de reservas e a interação entre estes, inclusão das taxas de rampa das unidades no processo de liquidação das ofertas de reservas e consideração de zonas para o atendimento dos serviços ancilares.

No Capítulo 3 é apresentado o modelo matemático que permite identificar e analisar os sinais de preço em mercados conjuntos de energia e reservas operativas. Este modelo é formulado como um problema de otimização com o objetivo de minimizar os custos do atendimento a demanda e aos requisitos de reserva através da seleção das melhores ofertas dos provedores, ao mesmo tempo em que maximiza o benefício dos agentes consumidores, selecionando seus lances mais atrativos para a compra de energia. Os sinais de preço definidos pelos multiplicadores de Lagrange do problema de otimização são examinados e interpretados.

Considerando um único mercado de reserva em conjunto com o mercado de energia, o Capítulo 4 apresenta o problema de liquidação de ofertas de energia e de reserva girante para atender uma curva de demanda prevista e requisitos de reserva em um horizonte de tempo pré-determinado. O problema é formulado como um Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD) para definição da programação diária dos geradores para vários intervalos de tempo. Os resultados obtidos mediante a aplicação do algoritmo de FPOD proposto para um sistema teste são descritos e analisados.

O Capítulo 5 considera a implementação do problema de despacho de energia e reservas operativas considerando os mercados de reservas para CAG, reserva girante e reserva não-girante. A formulação completa deste problema é descrita em detalhes e são apresentados os resultados numéricos obtidos para sistemas teste de pequeno porte, considerando diferentes cenários. Finalmente o Capítulo 6 apresenta as considerações finais e recomendações para trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

2. SERVIÇOS ANCILARES DE REGULAÇÃO

2.1 Introdução

Em sistemas de potência, as unidades geradoras compreendem os equipamentos conectados ao sistema capazes de transformar vários tipos de energia em energia elétrica. As cargas correspondem à potência elétrica demandada pelos consumidores, as quais variam aleatoriamente dentro de intervalos cíclicos diários, semanais e sazonais. Como a energia elétrica não pode ser armazenada, há a necessidade de que esta seja gerada no instante em que for requerida pela carga.

Para manter o equilíbrio entre geração e carga, controladores de frequência atuam diretamente sobre os geradores. O controle de frequência é importante pois a frequência é uma medida do balanço de potência ativa do sistema. Se as cargas do sistema crescem e a potência gerada não aumenta, o saldo de potência necessário para alimentar as cargas é obtido da energia cinética armazenada nas massas girantes das unidades dos geradoras, que em consequência sofrem redução de sua velocidade, o que implica em decréscimo de frequência. Em proporções maiores, fenômenos como este se repetem quando ocorrem grandes perturbações, tais como a saída súbita de um gerador, curto-circuito em linhas de transmissão ou uma grande variação da carga em um intervalo curto de tempo. Para garantir a segurança da operação, é necessário manter uma reserva de potência ativa sincronizada ao sistema que possa ser despachada rapidamente em caso de necessidade.

O controle de frequência e a manutenção de reservas são portanto, serviços imprescindíveis para a operação do sistema, mas podem resultar em custos adicionais e/ou prejuízos para os geradores, que precisam mudar seu ponto ótimo de geração para responder aos sinais de controle (E. SILVA, 2001). Uma vez que a tendência em ambientes competitivos é a redução dos custos das empresas, os serviços de controle de frequência e manutenção de reservas de geração devem ser claramente identificados e classificados como serviços ancilares, e devem ser estabelecidos mecanismos de remuneração a estes serviços, de modo a garantir o seu suprimento (FINK, 1998).

2.2 Serviços Ancilares para Controle da Frequência e Manutenção da Segurança do Sistema

A definição adotada neste trabalho considera que os serviços ancilares responsáveis pela manutenção do valor da frequência próximo ao valor nominal são os serviços de regulação primária e regulação secundária. Estes serviços são providos por geradores que mantêm reservas de potência sincronizadas com o sistema. O serviço de regulação terciária consiste no estabelecimento de reservas de geração, as quais são utilizadas para a manutenção da segurança do sistema. Os serviços de regulação são descritos em maiores detalhes a seguir.

Regulação Primária

A função básica da regulação primária (ou controle primário de velocidade) é controlar a potência mecânica da turbina acoplada ao rotor do gerador, através de um regulador de velocidade, de modo a manter o equilíbrio entre geração e carga. A resposta do gerador depende da característica de estatismo do regulador de velocidade, de modo que o gerador deve ter condições de aumentar ou reduzir sua geração. Para o provimento deste serviço está associado a reserva girante do sistema, disponível no intervalo de 10 a 20 segundos (SOUZA e DECKER, 2002).

A resolução nº 265 da ANEEL (2003) define o **controle primário de frequência** como serviço ancilar de controle de velocidade das unidades geradoras realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade. Para o provimento deste serviço, está associado a provisão de **reserva de potência primária**, também definida como um serviço ancilar. A resolução da ANEEL ainda determina que o controle primário de frequência e a reserva de potência primária devem ser providos por todas as unidades geradores integradas ao sistema elétrico nacional, sem ônus para os demais agentes e consumidores.

Regulação Secundária

Com a ação do controle primário de velocidade, uma variação na carga do sistema resultará em um desvio da frequência em regime permanente, dependendo da característica de estatismo e da sensibilidade da carga à frequência (KUNDUR, 1994). A restauração da frequência do sistema ao valor nominal requer uma ação de controle suplementar, que ajuste o valor de referência de carga. Este controle pode ser feito de forma manual ou automática. A atuação manual consiste na alteração das potências de saída dos geradores mediante ação de operadores do sistema elétrico. A atuação automática é feita pelo Controle Automático de Geração (CAG), que atua automaticamente

na referência dos reguladores de velocidade das unidades geradoras, com o objetivo de corrigir os desvios de frequência (KUNDUR, 1994; WOOD e WOLLENBERG, 1996; SOUZA e DECKER, 2002).

A ação do CAG visa corrigir tanto os desvios de frequência do sistema quanto os desvios dos fluxos de potência nas linhas de interligação (WOOD e WOLLENBERG, 1996). Diferentemente da regulação de velocidade, que é um controle localizado na usina, o CAG é um controle centralizado, cujos sinais são transmitidos para geradores selecionados do sistema. Para prover este serviço são utilizadas reservas rápidas, disponíveis dentro de 1 a 10 minutos (SOUZA e DECKER, 2002).

No Brasil, participam do CAG hidrogeradores de porte, dependendo da sua localização no sistema elétrico. Segundo a resolução nº 265 da ANEEL (2003), o CAG é definido como **controle secundário de frequência** e para o provimento deste serviço ancilar também está associada uma **reserva de potência secundária**. Tanto o controle secundário de frequência quanto a reserva de potência secundária devem ser providos sempre que solicitado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), sem qualquer ônus para os demais agentes e consumidores.

Regulação Terciária

Além das flutuações normais da carga, a diferença entre geração e carga pode aumentar muito em um curto intervalo de tempo devido à saída não prevista de um gerador ou equipamento de transmissão. Para que o sistema possa responder rapidamente a esta súbita variação, torna-se necessário manter uma significativa reserva de potência ativa alocada em unidades geradoras já sincronizadas com a frequência do sistema, e/ou em unidades disponíveis para rápida sincronização à rede (E. SILVA, 2001).

Além da reserva de geração alocada em unidades geradoras, esquemas de interrupção da carga também são utilizados para conter a excursão da frequência que se verifica quando ocorrem grandes desequilíbrios entre carga e geração. No Brasil, estes esquemas são automáticos através dos Esquemas Regionais de Alívio de Cargas, os quais são sistemas de proteção através do desligamento automático e escalonamento de blocos de carga, utilizando relés de frequência (ANEEL, 2001). Nos estados norte-americanos da Califórnia e Nova York, os esquemas de interrupção das cargas são remunerados através de mercados de ofertas de interrupção de carga (DOUDNA, 2001; LAWRENCE, 2002).

2.3 Reservas de Operação

A maioria dos geradores possui reguladores de velocidade que respondem à queda na frequência aumentando o torque mecânico das turbinas. Os geradores então aumentam sua geração, mas isso só é possível para as máquinas que não estão operando no seu ponto máximo de operação. Esta capacidade excedente àquela necessária para atender às cargas do sistema é definida na programação como reserva de operação (B'RELLS *et al.*, 1979).

A reserva de operação, ou de potência operativa, consiste de reserva girante e reserva não-girante. A reserva girante corresponde à diferença entre a potência total efetiva das unidades geradoras que já se encontram sincronizadas ao sistema e a demanda total do sistema num dado momento (ANEEL, 2001). A reserva não-girante é a parcela da reserva de operação de unidades geradoras que não estão em funcionamento, mas podem ser sincronizadas à rede e ter sua potência despachada dentro de um período de tempo especificado.

As reservas operativas de um sistema de potência dependem da política adotada pelo planejamento da operação. Inúmeros fatores devem ser considerados para definir os montantes de reserva girante e não-girante, tais como previsão da demanda a curto e médio prazos, características de construção das unidades geradoras, limites de carregamento das linhas de transmissão, saídas programadas, riscos de saídas forçadas, custos e outros (MILLER, 1983). Desta forma, os tipos de reservas operativas e seu âmbito de aplicação variam de acordo com critérios adotados em cada país ou região.

No Brasil, a reserva de potência operativa do sistema é dividida em quatro parcelas, conforme critérios estabelecidos pela ANEEL (2001), a saber:

- reserva primária (R1): parcela destinada à regulação da frequência do sistema pela atuação dos reguladores de velocidade, correspondendo a 1% da geração programada;
- reserva secundária (R2): parcela destinada à regulação secundária ou CAG, sendo constituída de reserva girante. Eventualmente, pode ser utilizada para complementar a reserva terciária, quando ocorre a perda de unidades geradoras;
- reserva terciária (R3): parcela responsável por cobrir saídas ou limitações não-programadas de unidades geradoras. Esta parcela de reserva também deve ser girante. O valor de R3 é calculado a partir da determinação probabilística da reserva total do sistema, considerando a diversidade do uso das parcelas R1 e R2, perante o impacto da

saída forçada de qualquer unidade geradora e o nível de risco assumido na fase de planejamento da operação;

- Reserva complementar (R4): reserva disponível de cada área de controle, dedicada a recompor a parcela R3 nos casos de perdas de blocos de geração e/ou outras emergências de longa duração. É constituída pela soma de recursos disponíveis, tais como cargas de bombeamento, cargas que podem ser interrompidas, geração hidráulica ou térmica excedente e reprogramações de unidades geradoras, devendo estar disponível em até 24 horas.

2.4 Aspectos Abordados no Trabalho

Mercados de Reservas Operativas

A metodologia proposta nesta tese supõe uma estrutura de mercado no qual os provedores podem ofertar três tipos distintos de reservas operativas, visando atender os serviços ancilares de regulação secundária e terciária. Neste trabalho não foi suposto um mercado de reservas para regulação primária uma vez que usualmente este serviço é considerado obrigatório e sem remuneração prevista (SILVA *et al.*, 1999).

A definição das reservas considerados nos modelos propostos nos capítulos 4 e 5 e seu âmbito de aplicação são descritos abaixo:

- reserva para regulação secundária: capacidade de geração disponível em até 10 minutos de unidades geradoras sincronizadas que podem responder aos sinais do CAG para aumentar sua geração, de modo a atender às variações normais da carga em tempo real;
- reserva girante: capacidade de geração, de unidades geradoras já sincronizadas, disponível em até 10 minutos para manter a segurança do sistema;
- reserva não-girante: capacidade de geração, de unidades geradoras de partida rápida, disponível em 30 minutos para repor os montantes de reserva girante.

A liquidação das ofertas de reservas ocorre juntamente com o mercado de energia a curto prazo (mercado do dia seguinte). As ofertas de reservas mais competitivas são aceitas até que os requisitos de reservas de cada mercado sejam atendidos. Considera-se que as reservas para regulação secundária são reservas de maior qualidade, de acordo com sua descrição neste trabalho, seguidas pela reserva girante e reserva não-girante, nesta ordem. A partir destas premissas, a metodologia proposta incorpora interações entre os mercados de reservas, de modo a permitir que

ofertas competitivas de maior qualidade possam ser aceitas para atender o requisito de reservas de menor qualidade, possibilitando uma economia no custo total do provimento dos serviços ancilares de regulação.

Em relação à operação em tempo real, considera-se que os geradores que tiveram suas ofertas aceitas no processo de liquidação tenham seus custos operacionais ressarcidos ao preço *spot* da energia, caso suas reservas sejam utilizadas pelo operador do sistema. Isto é o que ocorre, por exemplo, nos mercados da Califórnia (SINGH e PAPALEXOPOULOS, 1999).

Taxas de Tomada de Carga das Unidades Geradoras

A capacidade de tomada de carga de uma unidade geradora pode variar muito, dependendo de suas características de projeto. Usinas hidrelétricas de baixa altura de queda com conduto forçado curto podem ser sincronizadas e carregadas muito rapidamente. As usinas de grande altura, com conduto forçado longo, são limitadas no aumento de carga pela taxa de aceleração da água no conduto forçado, mas ainda pode-se considerar que possuem uma resposta rápida. Geradores a Diesel na ordem de 5 MW podem ser postos em funcionamento e carregados a plena carga em menos de um minuto. Por outro lado, a geração térmica com vapor reaquecido é geralmente limitada ao crescimento contínuo de carga na ordem de 1 a 3% da potência nominal da unidade por minuto (B'RELLS *et al.*, 1979).

Desde que as reservas são definidas em função da capacidade de geração disponível dentro de um intervalo específico de tempo, torna-se necessário considerar a taxa de tomada de carga das unidades geradoras no processo de otimização das ofertas de reservas. Em um modelo de mercado no qual estas ofertas são do tipo simples, contendo apenas o par quantidade de reserva ofertada (em MW) e preço (em \$/MW), o operador do sistema precisa ter a garantia de que os montantes aceitos no processo de liquidação estejam realmente disponíveis durante o despacho em tempo real (FUENTE *et al.*, 2001).

Portanto, neste trabalho, a tomada de carga das unidades geradoras é incorporada no processo de otimização das ofertas de reservas. Considerando que as restrições de tomada de carga são distintas para unidades sincronizadas e não sincronizadas, os dados de entrada incluem as taxas de rampa dos geradores em ambas situações. Os montantes de reservas alocados em uma unidade geradora devem respeitar as restrições de tomada de carga desta unidade, de acordo com as especificações para cada tipo de reserva.

Zonas para Atendimento dos Serviços Ancilares

Tradicionalmente, o controle de frequência se restringia às áreas de controle de cada empresa. Com o aumento das interligações entre as áreas elétricas e o advento da desregulamentação, este controle passou a ser exercido pelo operador independente do sistema (no Brasil, pelo Operador Nacional do Sistema – ONS). Para garantir adequadamente o provimento dos serviços ancilares de regulação, o operador do sistema necessita considerar algumas restrições relativas à rede elétrica e à localização dos geradores. Por exemplo, a alocação das reservas operativas para prover o serviço de regulação secundária deve observar os seguintes aspectos (GOMES *et al.*, 2003):

- eventuais restrições de transmissão;
- problemas decorrentes de concentração de reserva em uma mesma área elétrica que podem causar maiores flutuações de potência acompanhadas de flutuações de tensão;
- dificuldades decorrentes de concentração das faixas restritivas de operação, motivadas pela alocação de elevados montantes de reserva em uma mesma usina.

Além disso, a eficiência da reserva girante para o serviço de regulação terciária exige que esta seja distribuída entre várias unidades geradoras do sistema ao invés de estar confinada em poucas unidades (FINK, 1998).

Desta forma, os aspectos relativos à localização dos geradores na rede devem ser incorporados no processo de alocação das reservas operativas. Estes aspectos são analisados pelo operador do sistema que define os requisitos e critérios para provimento das reservas para serviços ancilares.

Neste trabalho, prevê-se a possibilidade de redefinir os requisitos de reserva de cada serviço ancilar em requisitos locacionais (ou zonais), de modo que provedores dentro de uma mesma região ou zona do sistema elétrico supram uma determinada parcela do requisito de reserva total para um serviço ancilar específico. Estas zonas são individualmente definidas para cada serviço ancilar, de modo a acomodar possíveis restrições de transmissão ou outras restrições relacionadas ao suprimento dos serviços de regulação secundária e terciária.

2.5 Conclusões

Serviços ancilares para controle de frequência e manutenção de reservas de segurança podem ser definidos de diferentes formas. Este capítulo descreve os serviços de regulação primária,

secundária e terciária, necessários para o controle da frequência do sistema e provimento de reservas para contingências.

Estes serviços de regulação são utilizados em tempo real pelo operador da rede elétrica e portanto requerem que as reservas necessárias sejam estabelecidas antes da operação. O conjunto destas reservas, denominado de reserva de potência operativa do sistema, corresponde à potência de geração disponível para o operador, a qual é subdividida em parcelas para finalidades específicas e distribuída entre diversas usinas conforme critérios preestabelecidos. No Brasil, a reserva de potência operativa é subdividida em quatro parcelas, a saber: reserva primária, secundária, terciária e reserva complementar.

Neste trabalho considera-se uma estrutura de mercado no qual os provedores podem ofertar reservas para CAG, reservas girantes para cobrir contingências e reservas não-girantes. Desde que estas reservas podem ser classificadas em reservas de maior e menor qualidade segundo a disponibilidade da capacidade de geração, a metodologia proposta permite interações entre os mercados de reservas, de modo a obter o menor custo total no provimento dos serviços ancilares de regulação.

As restrições de tomada de carga das unidades geradoras são levadas em consideração na alocação das reservas, visando garantir que os montantes vendidos estejam realmente disponíveis para o despacho durante a operação em tempo real. Além disso, aspectos relativos à localização dos geradores podem ser incorporados na alocação das reservas de forma a assegurar sua eficiência, através da redefinição de requisitos de reserva por zonas.

Capítulo III

3. ANÁLISE DO DESPACHO CONJUNTO DE ENERGIA E RESERVAS OPERATIVAS

3.1 Introdução

Os serviços ancilares de regulação descritos no capítulo anterior qualificam-se como serviços ancilares do sistema (FINK, 1998), de forma que os montantes de reserva operativas de geração necessários para prover estes serviços, são definidos pelo operador independente do sistema de acordo com critérios preestabelecidos. Como as reservas operativas devem estar determinadas antes da operação em tempo real, em ambientes competitivos estas reservas podem ser comercializadas de forma análoga à energia (SINGH e PAPALEXOPOULOS, 1999).

Várias estruturas de mercados a curto prazo para a energia e serviços ancilares têm sido propostas e adotadas. Na Espanha, o mercado de eletricidade adota o método seqüencial para energia e reservas operativas. Neste método as ofertas de energia são liquidadas no mercado do dia seguinte (*day-ahead market*) e os leilões das ofertas de reservas ocorrem após os leilões de energia (CANOYRA *et al.*, 1998).

O método seqüencial entretanto, ignora a interdependência entre energia e reservas. MA e SUN (1998) demonstram que leilões independentes não garantem a solução mais econômica para o provimento de energia e serviços ancilares. BRIEN (1999) destaca ainda que incentivos econômicos na liquidação de um determinado mercado (energia ou reservas) podem reduzir a capacidade disponível para os demais mercados e conseqüentemente aumentar os seus preços.

Modelos para despacho de geradores que otimizam simultaneamente ofertas de energia e de reservas levam em consideração que estas ofertas de capacidade de geração são freqüentemente oriundas de uma mesma fonte geradora, estando portanto sujeitas aos mesmos limites físicos. Se a programação dos geradores já inclui o provimento dos serviços ancilares, é certo que esta

programação estará mais próxima do despacho em tempo real, reduzindo desta forma as diferenças entre os preços do mercado do dia seguinte e os preços *spot*.

Além disso, como será mostrado neste trabalho, o despacho conjunto possibilita incorporar os custos de oportunidade de provedores que precisam reduzir sua capacidade no atendimento a um mercado para que esta esteja disponível em outro mercado, levando a uma solução global de menor custo.

O objetivo deste capítulo é apresentar e analisar o problema básico de despacho conjunto de energia e reservas, baseado na formulação do Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Em particular, os multiplicadores de Lagrange das restrições deste problema de otimização são examinados e interpretados.

3.2 Tipos de Ofertas dos Geradores

As ofertas dos participantes em mercados de eletricidade a curto prazo são classificadas em dois tipos (DAVID e WEN, 2000; IRASTORZA e FRASER, 2002):

- simples (*single-part bid*): são constituídas apenas pela quantidade a ser vendida (geralmente em MW) e preço incremental (em \$/MW). Exemplos de mercados de curto prazo que adotam este esquemas de ofertas são os mercados da Nova Zelândia e Austrália, Ontario no Canadá e Califórnia nos Estados Unidos.
- complexas (*multi-part bid*): além do preço pela energia, estas ofertas incluem informações como preços de partida e parada, preço para operação a vazio e tomada de carga. Como exemplos, podem ser citados os mercados da Inglaterra e País de Gales. Nos Estados Unidos, as estruturas de mercado implantadas nos estados da Pennsylvania-Nova Jersey-Maryland (PJM) e no estado de Nova York (NYISO) usam esquemas de ofertas que discriminam três componentes (*three-part*), incluindo preço de partida, preço da operação a vazio e preço incremental da energia.

Em mercados que adotam esquemas de ofertas complexas, as decisões sobre a alocação das unidades geradoras (*unit commitment*) são totalmente centralizadas no operador do mercado ou do sistema elétrico. Este procedimento pode assegurar a viabilidade da programação da geração, porém não garante a solução econômica global devida à característica de não-convexidade dos algoritmos empregados na solução da alocação de unidades (HUNEAULT *et al.*, 1999; DAVID e WEN, 2000). HAO e ZHUANG (2003) ressaltam que em mercados que adotam esquemas de

ofertas complexas os preços de partida e operação a vazio são acrescentados ao cálculo dos preços de mercado como taxas adicionais (*uplifts*), o que causa distorções nestes preços.

Por outro lado, mercados que adotam ofertas simples são intrinsecamente descentralizados, uma vez que decisões sobre a partida e parada das máquinas são determinadas pelos próprios provedores. Nestes casos, os geradores assumem alguns riscos, pois precisam internalizar todos os custos envolvidos e restrições operacionais em suas ofertas. Na Espanha adota-se um esquema de ofertas simples, porém os geradores podem optar por submeter algumas informações adicionais sobre seus custos de modo a reduzir seus riscos (CANOYRA *et al.*, 1998; DAVID e WEN, 2000).

Esta tese não considera a análise de métodos para elaboração das ofertas. Uma ferramenta para auxiliar os geradores a definirem estratégias de ofertas do tipo simples em mercados conjuntos de energia e reservas é apresentada por ARROYO e CONEJO (2002).

Neste trabalho, considera-se que geradores fazem ofertas do tipo simples para energia e reservas operativas, cujos preços não necessariamente têm relação com os seus custos de produção. Considera-se ainda que os geradores internalizam seus custos operacionais, custos de partida, funcionamento a vazio e outros custos em suas ofertas. Além disso, como ocorre em alguns mercados, supõe-se que os agentes geradores não têm a obrigação de revelar seus verdadeiros custos. Deste modo, as variáveis preço e quantidades ofertadas podem fazer parte de uma decisão estratégica com o objetivo de maximizar seus lucros (GROSS *et al.*, 1999).

Na metodologia proposta, as ofertas de energia submetidas ao operador do mercado podem ser em bandas com preços constantes ou ofertas lineares, como descritas a seguir.

Ofertas em Bandas com Preços Constantes

As ofertas para o mercado de energia podem ser na forma de bandas de energia, para as quais são estabelecidos os montantes e os preços fixos por incremento de potência ativa (MA e SUN, 1998; CHEUNG *et al.*, 2000; MADRIGAL e QUINTANA, 2000), de forma que cada banda ou segmento contém o par quantidade e preço. A equação (3.1) descreve um exemplo de ofertas em bandas considerando três segmentos. A soma das quantidades ofertadas em cada banda corresponde à capacidade total disponível do agente gerador (P_g^{max}).

$$\text{Oferta} = \begin{cases} [q_1, \alpha_1] \\ [q_2, \alpha_2] \\ [q_3, \alpha_3] \end{cases} \quad (3.1)$$

onde:

$$\alpha_1 \leq \alpha_2 \leq \alpha_3$$

e

$$q_1 + q_2 + q_3 = P_g^{max}$$

sendo q_1, q_2, q_3 as quantidades ofertadas (em MWh) e $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ os preços (em \$/MWh).

A Figura 3.1 ilustra graficamente um exemplo de ofertas em bandas. A primeira banda de energia não está necessariamente vinculada ao limite mínimo de geração (P_g^{min}). Entretanto, considera-se que os agentes geradores elaboram ofertas de modo a garantir um despacho que viabiliza sua operação. Segundo MA e SUN (1998), bandas de energia com preços negativos, os quais são permitidos em alguns mercados, são usados para indicar a disposição do participante em pagar ao operador do mercado para não ter sua unidade despachada abaixo do limite mínimo de geração. Neste trabalho, considera-se ainda que, na hipótese da existência de um contrato bilateral em que um gerador esteja engajado, este pode ofertar a primeira banda com a quantidade de energia contratada a um preço nulo, de modo a garantir o despacho.

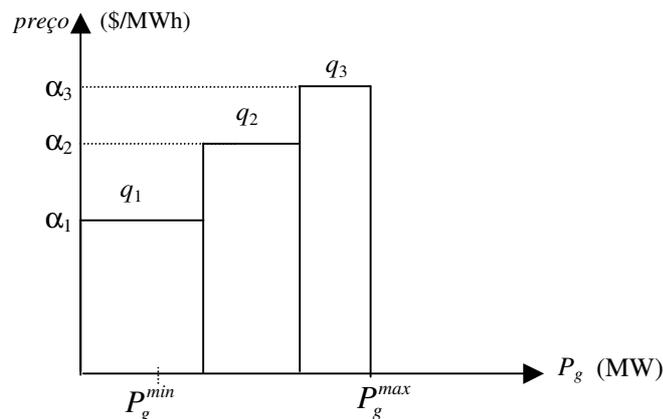


Figura 3.1 – Ofertas de energia em bandas com preços constantes.

Ofertas Lineares

Em algumas estruturas de mercado como na Inglaterra, os agentes geradores utilizam esquemas de ofertas que podem ser expressas através de curvas lineares por partes (GROSS *et al.*, 1999). Ofertas lineares também são aceitas na metodologia apresentada neste trabalho. A Figura 3.2 ilustra um exemplo de curva de oferta linear. O preço incremental da energia varia linearmente com a quantidade oferecida.

A Equação (3.2) descreve os termos que definem as ofertas lineares da Figura 3.2.

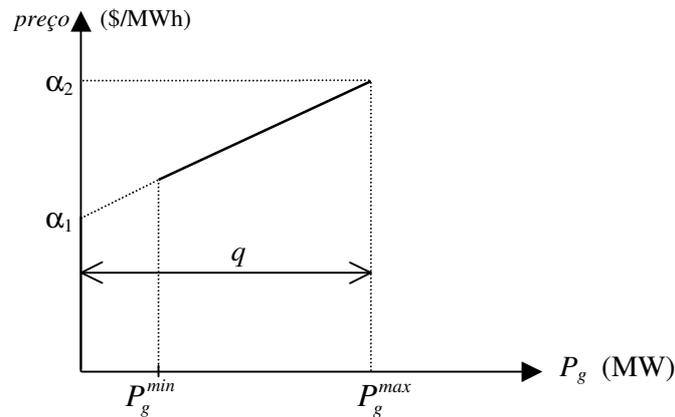


Figura 3.2 – Oferta linear de energia.

$$\text{Preço da oferta} = \alpha_1 + \varphi \cdot p \quad (3.2)$$

onde:

$$\varphi = \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{q} \quad (3.3)$$

e

$$0 \leq p \leq q$$

sendo q a quantidade ofertada; α_1 o coeficiente constante do preço incremental; φ o coeficiente angular que expressa a taxa de crescimento do preço em relação ao aumento de potência oferecida; e p a quantidade de potência em MW aceita no processo de otimização.

3.3 Representação dos Consumidores nos Mercados de Eletricidade

Com o processo de reestruturação do setor elétrico, os modelos de mercado passam a considerar a sensibilidade do consumidor em relação ao preço, suas decisões influenciam no desempenho do mercado e conseqüentemente na operação dos sistemas elétricos. Os agentes consumidores, além de responder aos sinais de preço reduzindo sua demanda nos horários de tarifa mais cara, passam a oferecer contratos para corte de carga, com objetivos diversos, tais como reduzir picos de demanda e/ou atender os requisitos de reserva.

Neste trabalho, considera-se que os agentes consumidores participam do mercado conjunto de energia e reservas e podem fazer lances para a compra de bandas de energia. A Figura 3.3 apresenta graficamente os lances de um consumidor para compra de energia.

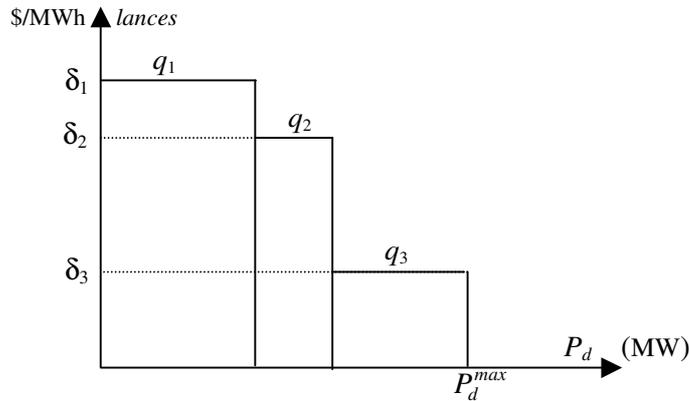


Figura 3.3 – Lances para compra de bandas de energia.

Os coeficientes δ_1 , δ_2 , δ_3 correspondem aos valores dos lances, ou seja, o quanto o consumidor está disposto a pagar respectivamente pelas quantidades q_1 , q_2 e q_3 de energia. Estes coeficientes assumem valores decrescentes com o aumento da energia solicitada, indicando que disposição do consumidor em comprar diminui com o aumento da quantidade a ser comprada. Supõe-se que os lances iniciais do consumidor são maiores para que seus processos industriais prioritários tenham sua energia assegurada, enquanto que, para os demais processos, os lances são menores (WEBER *et al.*, 1999).

A soma das quantidades solicitadas não pode ultrapassar o consumo máximo do agente consumidor (P_d^{max}), como mostrado em (3.4), que descreve o exemplo gráfico da Figura 3.3 de lances de um consumidor:

$$\text{Lance} = \begin{cases} [q_1, \delta_1] \\ [q_2, \delta_2] \\ [q_3, \delta_3] \end{cases} \quad (3.4)$$

sendo que

$$\delta_1 \geq \delta_2 \geq \delta_3$$

e

$$q_1 + q_2 + q_3 = P_d^{max}$$

3.4 Formulação do Problema de Liquidação do Mercado Conjunto de Energia e Reservas baseado no Fluxo de Potência Ótimo

O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é geralmente definido como um problema de otimização estático e não-linear, no qual as variáveis de controle são ajustadas para minimizar uma função-

objetivo, ao mesmo tempo em que satisfazem restrições físicas e operacionais. Tipicamente, a função-objetivo busca minimizar os custos de geração ou as perdas do sistema, mas outras funções-objetivo podem ser utilizadas (WOOD e WOLLENBERG, 1996).

Neste trabalho, considera-se uma estrutura de mercado na qual os agentes geradores fazem ofertas de energia e reservas operativas visando suprir a demanda prevista e atender os requisitos de serviços ancilares preestabelecidos pelo operador da rede. Os agentes consumidores podem fazer lances para a compra de energia de modo a atender seus processos de produção.

As funções que representam as curvas de oferta dos geradores para o mercado de energia, descritas em (3.1) e (3.2), são integradas em relação a potência gerada P_g , resultando em funções independentes e convexas $F_g(P_g)$ que irão formar a função-objetivo do problema de Fluxo de Potência Ótimo proposto. Da mesma forma, as curvas de ofertas dos geradores para os mercados de reservas operativas podem ser integradas em relação às reservas alocadas R_k , $k = 1, \dots, n_{SA}$, resultando em funções independentes e convexas $F_R(R_k)$. Estas últimas também comporão a função-objetivo do Fluxo de Potência Ótimo proposto.

A função-objetivo busca selecionar as ofertas mais competitivas que satisfazem às necessidades de energia e reservas operativas ao mesmo tempo em que atendem as restrições de operação. Além disso, esta função também maximiza o benefício dos agentes consumidores, selecionando seus lances mais atrativos para compra de energia. Para isso, as funções matemáticas que representam os lances dos consumidores também são integradas com respeito à potência a ser comprada P_d , resultando em funções independentes e côncavas $F_d(P_d)$ que irão fazer parte da função-objetivo.

Na metodologia proposta nesta tese, os mercados de reservas incluem três tipos de reservas operativas conforme descrito no capítulo anterior, a saber: CAG, reserva girante e reserva não-girante. A formulação do Fluxo de Potência Ótimo proposto difere das formulações tradicionais baseadas na função custo dos geradores nos seguintes aspectos:

- inclusão das reservas alocadas como variáveis do problema de otimização;
- a função-objetivo é composta pela integral das curvas de ofertas dos agentes participantes do mercado conjunto de energia e reservas operativas;
- as restrições operacionais incluem o atendimento aos requisitos de reserva, bem como restrições relacionadas ao provimento dos serviços ancilares.

O problema Fluxo de Potência Ótimo para otimização do mercado conjunto de energia e reservas operativas é apresentado a seguir.

$$\text{Minimizar} \quad F_g(P_g) - F_d(P_d) + \sum_{k=1}^{n_{SA}} F_R(R_k) \quad (3.5)$$

sujeito a:

$$g_p(x, P_g, P_d) = 0 \quad (3.5a)$$

$$g_R(R_k) = 0 \quad (3.5b)$$

$$h(x), h(P_g), h(P_d), h(R_k) \leq 0 \quad (3.5c)$$

$$h_C(P_g, R_k) \leq 0 \quad (3.5d)$$

$$h_{SA}(R_k) \leq 0 \quad (3.5e)$$

Onde:

F_g : função resultante da integração matemática em relação à P_g das curvas de ofertas de energia dos agentes geradores;

F_d : função resultante da integração matemática em relação à P_d das funções que representam os lances para compra de energia dos agentes consumidores;

F_R : função resultante da integração matemática em relação à R_k das curvas de ofertas de reservas dos agentes geradores;

P_g : potências geradas;

P_d : potências consumidas;

k : índice do mercado de serviço ancilar (1 para CAG, 2 para reserva girante e 3 para reserva não-girante);

n_{SA} : número de serviços ancilares;

R_k : reservas operativas alocadas para o mercado de serviço ancilar k ;

x : ângulos das tensões nas barras do sistema;

g_p : restrições de balanço de potência ativa;

g_R : restrições de atendimento aos serviços ancilares;

h_C : restrições operacionais que acoplam energia e reservas (limite de capacidade);

h_{SA} : restrições operacionais que acoplam os mercados de serviços ancilares;

h : demais restrições operacionais, tais como limites de geração mínima, limites dos montantes de potência ativa para as ofertas e lances de energia, limites das ofertas de reservas e limites de fluxo de potência nas linhas de transmissão.

A função Lagrangeana deste problema de otimização e as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) são descritas abaixo:

$$L = F_g(P_g) - F_d(P_d) + \sum_{k=1}^{n_{SA}} F_R(R_k) + \lambda^T \cdot g_p(x, P_g, P_d) + \sum_{k=1}^{n_{SA}} \gamma_k^T \cdot g_R(R_k) + \pi^T \cdot [h(x), h(P_g), h(P_d), h(R_k)] + \pi_C^T \cdot h_C(P_g, R_k) + \pi_{SA}^T \cdot h_{SA}(R_k) \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x} = \left[\frac{\partial g_p}{\partial x} \right]^T \cdot \lambda + \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot \pi_x = 0 \quad (3.7)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_g} = \frac{\partial F_g}{\partial P_g} + \left[\frac{\partial g_p}{\partial P_g} \right]^T \cdot \lambda + \left[\frac{\partial h(P_g)}{\partial P_g} \right]^T \cdot \pi_g + \left[\frac{\partial h_C}{\partial P_g} \right]^T \cdot \pi_C = 0 \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_d} = -\frac{\partial F_d}{\partial P_d} + \left[\frac{\partial g_p}{\partial P_d} \right]^T \cdot \lambda + \left[\frac{\partial h(P_d)}{\partial P_d} \right]^T \cdot \pi_d = 0 \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_k} = \frac{\partial F_R}{\partial R_k} + \left[\frac{\partial g_R}{\partial R_k} \right]^T \cdot \gamma_k + \left[\frac{\partial h}{\partial R_k} \right]^T \cdot \pi_R + \left[\frac{\partial h_C}{\partial R_k} \right]^T \cdot \pi_C + \left[\frac{\partial h_{SA}}{\partial R_k} \right]^T \cdot \pi_{SA} = 0, \quad k = 1, \dots, n_{SA} \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = g_p(x, P_g, P_d) = 0 \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \gamma} = g_R(R_k) = 0, \quad k = 1, \dots, n_{as} \quad (3.12)$$

$$\pi^T \cdot [h(x), h(P_g), h(P_d), h(R_k)] = 0 \quad (3.13)$$

$$\pi_C^T \cdot h_C(P_g, R_k) = 0 \quad (3.14)$$

$$\pi_{SA}^T \cdot h_{SA}(R_k) = 0 \quad (3.15)$$

$$\pi \geq 0; \quad \pi_C \geq 0; \quad \pi_{SA} \geq 0 \quad (3.16)$$

sendo que:

λ : vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições de balanço de potência ativa;

γ_k : vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições de atendimento aos requisitos de reserva do serviço ancilar k ;

π_C : vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições de acoplamento entre os mercados de energia e reservas (limite de capacidade das máquinas);

π_{SA} : vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições de acoplamento entre os distintos mercados de serviços ancilares;

π_x : vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições operacionais de transmissão;

π_g : vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições operacionais de geração;

π_d : vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições operacionais dos consumidores;

π_R : vetor dos multiplicadores de Lagrange das restrições operacionais relacionadas às reservas.

Os vetores dos multiplicadores de Lagrange acima são melhor detalhados nos capítulos 4 e 5.

As condições de KKT (3.7)-(3.16) garantem a solução ótima para o problema de liquidação conjunta dos mercados de energia e reservas operativas. Ressalta-se que o objetivo do Fluxo de Potência Ótimo proposto é a otimização das ofertas e lances, selecionando os mais competitivos e que atendem todas restrições impostas. Esta seleção entretanto, não necessariamente resulta na minimização dos preços finais de mercado.

3.5 Análise dos Preços em Mercados Conjuntos de Energia e Reservas

Preços de Mercado da Energia

A solução ótima do problema de otimização descrito por (3.5) define a potência ativa a ser despachada pelos geradores, a energia a ser comprada pelos agentes consumidores e as reservas alocadas para cada mercado de serviço ancilar, bem como os ângulos das tensões nas barras e os fluxos nas linhas de transmissão. Além disso, obtêm-se os valores ótimos para os multiplicadores de Lagrange das restrições (3.5a)-(3.5e).

Neste trabalho, os valores ótimos dos multiplicadores de Lagrange das restrições de balanço de energia são aceitos como preços marginais de barra (PMBs), os quais refletem os preços das ofertas marginais, o efeito das perdas de transmissão e, em caso de congestionamento, o impacto deste nas injeções de potência de barra (MA *et al.*, 2003).

SCHWEPPE *et al.* (1988) demonstram que em mercados de energia nos quais agentes geradores e consumidores se auto-despacham tomando suas próprias decisões sobre geração e consumo, o preço que maximiza o lucro dos produtores ao mesmo tempo em que maximiza o benefício dos consumidores é fornecido pelo multiplicador de Lagrange das restrições de balanço de potência.

A partir da demonstração de SCHWEPPE *et al.* (1988), é possível fazer uma generalização para os mercados conjuntos de energia e reservas e provar que os preços ótimos que remuneram os provedores nestes mercados pela energia produzida são fornecidos pelos multiplicadores de Lagrange das equações das barras de geração.

Considerando mercados de concorrência perfeita, nos quais nenhum dos participantes têm influência sobre os preços ou conhecimento prévio sobre as ofertas/lances dos demais, os agentes geradores fazem suas ofertas de modo a cobrir os custos de produção e obter algum lucro através da remuneração do mercado. Os preços pagos pela energia e pelas reservas alocadas não são conhecidos até a liquidação do mercado, de modo que os agentes geradores precisam resolver o seguinte problema de otimização:

$$\text{Maximizar} \quad \rho_g^T \cdot P_g + \sum_{k=1}^{n_{SA}} \rho_{Rk}^T \cdot R_k - C_g(P_g) - \sum_{k=1}^{n_{SA}} C_R(R_k) \quad (3.17)$$

sujeito a:

$$h(P_g), h(R_k) \leq 0 \quad (3.17a)$$

$$h_C(P_g, R_k) \leq 0 \quad (3.17b)$$

$$h_{SA}(R_k) \leq 0 \quad (3.17c)$$

Onde:

ρ_g : preço de mercado da energia a ser gerada;

ρ_{Rk} : preço de mercado do serviço ancilar k ;

C_g : custo da produção da energia;

C_R : custo da alocação das reservas para o serviço ancilar k .

A função Lagrangeana para o problema dos agentes geradores, bem como as condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para a energia vendida e para as reservas alocadas são apresentadas abaixo:

$$L = -\rho_g^T \cdot P_g - \sum_{k=1}^{n_{SA}} \rho_{Rk}^T \cdot R_k + C_g(P_g) + \sum_{k=1}^{n_{SA}} C_R(R_k) + \pi^T \cdot [h(P_g), h(R_k)] + \pi_C^T \cdot h_C(P_g, R_k) + \pi_{SA}^T \cdot h_{SA}(R_k) \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_g} = -\rho_g + \frac{\partial C_g}{\partial P_g} + \left[\frac{\partial h}{\partial P_g} \right]^T \cdot \pi_g + \left[\frac{\partial h_C}{\partial P_g} \right]^T \cdot \pi_C = 0 \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_k} = -\rho_{Rk} + \frac{\partial C_k}{\partial R_k} + \left[\frac{\partial h}{\partial R_k} \right]^T \cdot \pi_R + \left[\frac{\partial h_C}{\partial R_k} \right]^T \cdot \pi_C + \left[\frac{\partial h_{SA}}{\partial R_k} \right]^T \cdot \pi_{SA} = 0, \quad k = 1, \dots, n_{SA} \quad (3.20)$$

Ambos os problemas (3.5) e (3.17) tratam do despacho conjunto de energia e reservas operativas para atender uma demanda prevista e requisitos de reserva preestabelecidos pelo

operador da rede, porém sob enfoques distintos. O problema (3.5) busca a otimização do benefício social, considerando as interações entre produtores e consumidores, ao passo que o problema (3.17) visa otimizar o lucro dos produtores ao vender energia e reservas para os mercados. Embora sejam problemas distintos, observa-se que as restrições operacionais (3.17a)-(3.17c) são as mesmas restrições operacionais de geradores em relação a potência gerada e às reservas alocadas encontradas no problema (3.5).

Na hipótese de que as curvas de ofertas dos agentes geradores são elaboradas de forma que os preços aumentam em função do aumento da potência oferecida, visando cobrir os acréscimos nos custos de produção, então pode-se supor que:

$$\frac{\partial F_g}{\partial P_g} \approx \frac{\partial C_g}{\partial P_g}$$

A interpretação física desta hipótese é que a forma das curvas de oferta dos geradores aproxima-se da forma das curvas de custo de produção, sendo a diferença entre elas uma constante, a qual representa os custos fixos.

A restrição (3.5a) será descrita com maiores detalhes nos capítulos 4 e 5, entretanto pode-se adiantar que:

$$\left[\frac{\partial g_p}{\partial P_g} \right] = -A_g$$

sendo que A_g é a matriz de incidência dos geradores nas barras da rede elétrica, definida por:

$$A_g(i, j) = \begin{cases} 1, & \text{se o gerador } j \text{ está na barra } i; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases}$$

O vetor λ dos multiplicadores de Lagrange da restrição (3.5a) define os preços marginais da energia para todas as barras consideradas no processo de otimização. Estes preços são ajustados quando as restrições de balanço de potência ativa de cada barra são satisfeitas. Assim, o produto $(A_g^T \cdot \lambda)$ fornece o vetor dos preços marginais da energia para as barras de geração. Logo, comparando-se (3.8) com (3.18), tem-se que :

$$-\rho_g = \left[\frac{\partial g_p}{\partial P_g} \right]^T \cdot \lambda = -A_g^T \cdot \lambda = -\lambda_g$$

sendo que λ_g corresponde aos PMBs das barras de geração. Desta forma, conclui-se que os preços ótimos para a remuneração dos geradores no problema (3.16) são os mesmos preços encontrados para os PMBs das barras de geração do problema (3.5). Portanto, neste trabalho considera-se que λ_g define os preços a serem pagos aos geradores por cada MW de energia a ser despachado.

Preços de Mercado dos Serviços Ancilares

As restrições de atendimento aos requisitos de reservas do problema de despacho conjunto de energia e serviços ancilares descrito em (3.5) são restrições de igualdade, de modo que os multiplicadores de Lagrange destas restrições são aceitos neste trabalho como os preços marginais dos serviços ancilares (PMSAs), obtidos para cada mercado de serviço ancilar k , sendo $k = 1, \dots, n_{SA}$. Estes preços refletem as ofertas marginais de reserva e as interações entre os mercados de serviços ancilares, além de incorporar os custos de oportunidade de geradores restritos para vender energia no mercado de energia devido a alocação de sua capacidade de geração para prover reservas operativas.

Considerando-se diferentes mercados de serviços ancilares de potência ativa, a metodologia proposta permite que o requisito de reservas de menor qualidade, tais como reservas não-sincronizadas e/ou reservas de substituição, possa ser atendido por reservas de maior qualidade, por exemplo reservas já sincronizadas, desde que estas sejam mais competitivas. Em outras palavras, ofertas de reservas operativas de maior qualidade podem ser parcial ou totalmente vendidas para o mercado de reservas de menor qualidade, possibilitando uma economia no custo total de aquisição destes serviços ancilares.

Assim, supondo a operação de dois mercados de reservas operativas, l e m , tais que as ofertas feitas para o mercado l e não aceitas neste mercado, possam ser vendidas para atender a demanda do mercado m , o problema descrito em (3.5) pode ser redefinido como:

$$\text{Minimizar} \quad F_g(P_g) - F_d(P_d) + F_{Rl}(R_l + R_{l,m}) + F_{Rm}(R_m) \quad (3.21)$$

sujeito a:

$$g_p(x, P_g, P_d) = 0 \quad (3.21a)$$

$$g_{Rl}(R_l) = D_l - e^T \cdot R_l = 0 \quad (3.21b)$$

$$g_{Rm}(R_m, R_{l,m}) = D_m - e^T \cdot (R_m + R_{l,m}) = 0 \quad (3.21c)$$

$$h(x), h(P_g), h(P_d), h(R_l), h(R_m), h(R_{l,m}) \leq 0 \quad (3.21d)$$

$$h_C(P_g, R_l, R_m, R_{l,m}) \leq 0 \quad (3.21e)$$

$$h_{SA}(R_l + R_{l,m}) \leq 0 \quad (3.21f)$$

Onde:

F_{Rl} : função resultante da integração matemática em relação à R_l das ofertas de reservas feitas para o mercado de serviço ancilar l ;

- F_{R_m} : função resultante da integração matemática em relação à R_m das ofertas de reservas feitas para o mercado de serviço ancilar m ;
- R_l : reservas operativas alocadas no mercado de serviço ancilar l ;
- R_m : reservas operativas alocadas no mercado de serviço ancilar m ;
- $R_{l,m}$: reservas operativas oferecidas no mercado de serviço ancilar l e alocadas para atender o mercado de serviço ancilar m ;
- g_{R_l} : restrição de atendimento ao serviço ancilar l ;
- D_l : requisito de reserva do serviço ancilar l ;
- g_{R_m} : restrição de atendimento ao serviço ancilar m ;
- D_m : requisito de reserva do serviço ancilar m ;
- e : vetor unitário.

A função Lagrangeana para este problema de otimização é mostrada abaixo:

$$\begin{aligned}
L = & F_g(P_g) - F_d(P_d) + F_{R_l}(R_l + R_{l,m}) + F_{R_m}(R_m) + \lambda^T \cdot g_p(x, P_g, P_d) + \\
& \gamma_l^T \cdot [D_l - e^T \cdot R_l] + \gamma_m^T \cdot [D_m - e^T \cdot (R_m + R_{l,m})] + \\
& \pi^T \cdot [h(x), h(P_g), h(P_d), h(R_l), h(R_m), h(R_{l,m})] + \\
& \pi_C^T \cdot h_C(P_g, R_l, R_m, R_{l,m}) + \pi_{SA}^T \cdot h_{SA}(R_l + R_{l,m})
\end{aligned} \tag{3.22}$$

sendo que:

- γ_l : multiplicadores de Lagrange das restrições de atendimento aos requisitos de reserva do serviço ancilar l ;
- γ_m : multiplicadores de Lagrange das restrições de atendimento aos requisitos de reserva do serviço ancilar m .

Portanto, as condições de KKT para as reservas vendidas nos mercados l e m , bem como as condições de KKT para a parcela de reserva inicialmente oferecida no mercado l e vendida no mercado para o serviço ancilar m são mostradas a seguir:

$$\frac{\partial L}{\partial R_l} = \frac{\partial F_{R_l}}{\partial R_l} - \gamma_l + \left[\frac{\partial h(R_l)}{\partial R_l} \right]^T \cdot \pi_R + \left[\frac{\partial h_C}{\partial R_l} \right]^T \cdot \pi_C + \left[\frac{\partial h_{SA}}{\partial R_l} \right]^T \cdot \pi_{SA} = 0 \tag{3.23}$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_m} = \frac{\partial F_{R_m}}{\partial R_m} - \gamma_m + \left[\frac{\partial h(R_m)}{\partial R_m} \right]^T \cdot \pi_R + \left[\frac{\partial h_C}{\partial R_m} \right]^T \cdot \pi_C = 0 \tag{3.24}$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_{l,m}} = \frac{\partial F_{Rl}}{\partial R_{l,m}} - \gamma_m + \left[\frac{\partial h(R_{l,m})}{\partial R_{l,m}} \right]^T \cdot \pi_R + \left[\frac{\partial h_C}{\partial R_{l,m}} \right]^T \cdot \pi_C + \left[\frac{\partial h_{SA}}{\partial R_{l,m}} \right]^T \cdot \pi_{SA} = 0 \quad (3.25)$$

Na hipótese de que as ofertas de reservas relacionam-se com os custos operacionais de provimento dos serviços ancilares como descrito abaixo:

$$\frac{\partial F_{Rk}(R_k)}{\partial R_k} \approx \frac{\partial C_{Rk}(R_k)}{\partial R_k}$$

então, considerando $R_k = R_l$, pode-se comparar (3.23) com (3.20), a qual define as condições de KKT para as reservas alocadas R_k do problema de otimização do lucro do gerador. Com esta comparação, chega-se a:

$$\rho_{Rl} = \gamma_l \quad (3.26)$$

Da mesma forma, considerando $R_k = R_m$, pode-se comparar (3.24) com a condição de otimalidade (3.20), sendo que neste caso a derivada parcial de h_{SA} em relação à R_m é nula, uma vez que h_{SA} é função apenas de R_l e de $R_{l,m}$. Comparando-se (3.24) com (3.20), chega-se a:

$$\rho_{Rm} = \gamma_m \quad (3.27)$$

Desde que $R_{l,m}$ corresponde a uma parcela da reserva feita originalmente para o mercado l , mas que é vendida no mercado m , pode-se também comparar (3.25) com (3.20), e tem-se que:

$$\rho_{Rl,m} = \gamma_m \quad (3.28)$$

Assim, analisando (3.26) e (3.28), pode-se concluir que:

- Os preços ótimos para um determinado serviço ancilar são definidos pelos multiplicadores de Lagrange das restrições de requisito de reserva deste serviço ancilar. Desta forma, os agentes geradores que fazem ofertas para o mercado de reservas l (ou m) e têm suas ofertas aceitas, podem ser remunerados com base nos preços deste mercado de serviço ancilar, os quais são obtidos pelos valores de γ_l (γ_m).
- Para agentes geradores que originalmente ofertam reservas para um determinado mercado l e têm suas ofertas parcial ou totalmente aceitas em outro mercado m , a remuneração por estes montantes de reservas pode ser feita com base nos preços de mercado no qual as ofertas são efetivamente vendidas, os quais são definidos pelos valores de γ_m .

Influência da Interação entre os Mercados sobre os Preços de Serviços Ancilares

A metodologia proposta neste trabalho possibilita interações entre os mercados de serviços ancilares de modo a obter o menor custo total na aquisição das reservas operativas. Pode-se provar que quando as ofertas de reservas de maior qualidade são vendidas para atender o requisito de reservas de menor qualidade, os PMSA serão iguais para os mercados de serviços ancilares envolvidos nesta interação.

Seja um gerador i que oferta um montante de reserva operativa para o mercado l definido no problema (3.21) ao preço $\beta_{l,i}$. Esta oferta é aceita parcialmente nos mercados l e m . As condições de KKT expressas em (3.23) e (3.25) são reescritas para este gerador i :

$$\frac{\partial L}{\partial R_{l,i}} = \beta_{l,i} - \gamma_l + \pi_{Ri} + \pi_{Ci} + \pi_{SAi} = 0 \quad (3.29)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_{m,i}} = \beta_{l,i} - \gamma_m + \pi_{Ri} + \pi_{Ci} + \pi_{SAi} = 0 \quad (3.30)$$

Considera-se que o gerador i vende parte de sua oferta de reserva no mercado l , de modo que o requisito de reserva seja atingido. Adicionalmente, supõe-se que esta oferta, feita originalmente para o mercado l , é também competitiva no mercado m . O gerador i então vende a parcela restante de sua oferta também no mercado m . Entretanto, se outros geradores com ofertas mais caras também precisam alocar suas reservas para atender a demanda do mercado m , pode-se dizer que o gerador i não é marginal no mercado m , ou seja, seu preço de oferta não estabelece o preço de mercado.

Desde que o gerador i vende totalmente a sua oferta de reserva originalmente feita para o mercado l em ambos mercados, então o limite da restrição h_{SA} para este gerador i é atingido e $\pi_{SAi} \neq 0$. Apesar disso, o limite das parcelas individuais não é atingido pois:

$$0 < R_{l,i} < R_{l,i}^{max} \quad \text{e} \quad 0 < R_{m,i} < R_{l,i}^{max}$$

de modo que $\pi_{Ri} = 0$ em (3.29) e (3.30). Se o gerador i ainda possui capacidade excedente de geração ($\pi_{Ci} = 0$), a condição de KKT descrita em (3.30) resulta em:

$$\pi_{SAi} = \gamma_m - \beta_{l,i} \quad (3.31)$$

Substituindo (3.31) em (3.29), pode-se concluir que:

$$\gamma_l = \gamma_m \quad (3.32)$$

Logo, os PMSAs serão iguais nos mercados de serviços ancilares l e m sempre que houver interação entre estes dois mercados.

Para o caso em que o gerador i é marginal em ambos mercados, é fácil concluir que os PMSAs para os mercados l e m serão iguais e definidos pelo preço da oferta de reserva do gerador i para o mercado de serviço ancilar l , ou seja, $\beta_{l,i}$.

Custos de Oportunidade

Nos mercados de liquidação conjunta de energia e reservas operativas, as ofertas são selecionadas de modo a obter o menor custo global considerando todos os mercados. Neste processo, agentes geradores que são competitivos no mercado de energia podem não conseguir vender toda sua capacidade de geração neste mercado quando suas ofertas de reservas também são aceitas. Neste caso, estes provedores incorrem em custos de oportunidade devido ao provimento dos serviços ancilares. Estes custos correspondem ao lucro que o gerador deixa de receber no mercado em que é mais competitivo.

WU *et al.* (2004) demonstram que, quando processo de otimização das ofertas de energia e reservas operativas é feito de forma conjunta, os PMSAs incorporam os custos de oportunidade de geradores que deixam de vender energia devido ao provimento de serviços ancilares.

Considerando um agente gerador i que oferta uma banda de energia ao preço α_i ao mesmo tempo em que faz uma oferta de reserva para um único mercado de serviço ancilar l ao preço $\beta_{l,i}$ (h_{SA} é nula neste caso). As condições de otimalidade (3.8) e (3.10) para este gerador i são reescritas abaixo:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{g,i}} = \alpha_i - \lambda_{g,i} + \pi_{g,i}^{max} - \pi_{g,i}^{min} + \pi_{C,i} = 0 \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R_{l,i}} = \beta_{l,i} - \gamma_l + \pi_{R,i}^{max} - \pi_{R,i}^{min} + \pi_{C,i} = 0 \quad (3.34)$$

Se o agente gerador i é competitivo no mercado de energia e está restrito por sua capacidade máxima, pode-se considerar que venderá energia acima do seu limite mínimo de geração, logo $\pi_{g,i}^{min} = 0$. Porém, se sua oferta de energia não é aceita integralmente porque também está vendendo reserva, então $\pi_{g,i}^{max} = 0$. Desta forma, tem-se de (3.33) que:

$$\pi_{C,i} = \lambda_{g,i} - \alpha_i \quad (3.35)$$

A equação (3.35) define o lucro presumido¹ do agente gerador i no mercado de energia, ou em outras palavras, o custo de oportunidade deste agente por cada MWh que deixa de ser vendido no mercado de energia devido ao atendimento dos requisitos de reserva. Considerando que os limites máximo e mínimo do montante de reserva ofertado não são atingidos, então $\pi_{Ri}^{max} = \pi_{Ri}^{min} = 0$. Substituindo (3.35) em (3.34) tem-se que:

$$\gamma_l - \beta_{l,i} = \lambda_{g,i} - \alpha_i \quad (3.36)$$

Observa-se que o ganho adicional do gerador i no mercado de serviço ancilar em relação ao seu preço de oferta corresponde ao lucro presumido deste gerador no mercado de energia. Desta forma, conclui-se que os PMSAs cobrem os custos de oportunidade de provedores impedidos de vender toda a sua capacidade de geração no mercado de energia devido ao atendimento aos requisitos de reserva.

3.6 Conclusões

Este capítulo apresenta a formulação do problema de despacho conjunto de energia e reservas para serviços ancilares baseada em Fluxo de Potência Ótimo. Considera-se uma estrutura de mercado no qual os agentes geradores fazem ofertas de energia e reservas operativas para atender respectivamente a demanda e os requisitos de serviços ancilares pré-definidos pelo operador da rede. As ofertas de energia podem ser lineares ou ofertas em bandas. Adicionalmente, agentes consumidores podem submeter lances ao operador do mercado para a compra de energia.

Os sinais de preços são analisados tendo sido demonstrado que os multiplicadores de Lagrange das restrições de balanço de potência ativa para as barras de geração correspondem aos preços marginais da energia gerada em um mercado operando sob concorrência perfeita.

Na metodologia proposta neste trabalho as ofertas de reservas operativas de maior qualidade (cujos montantes estão disponíveis em menor tempo) podem ser parcial ou totalmente vendidas para os mercado de reservas de menor qualidade, desde que sejam competitivas, possibilitando desta forma uma economia no custo total de aquisição das reservas. Neste capítulo, a partir da

¹ O lucro de um gerador no mercado de energia é definido como a diferença entre o preço pago ao gerador por cada MWh gerado e o custo de produção deste MWh. Desde que os geradores não têm obrigação de declarar seus custos de produção e podem fazer ofertas que não correspondem necessariamente a estes custos, neste trabalho denomina-se **lucro presumido** como sendo a diferença entre o preço pago ao gerador e seu preço de oferta.

análise dos preços marginais dos serviços ancilares (PMSAs) prova-se que, quando ocorrem interações entre os mercados de reservas, os preços destes mercados são iguais.

Além disso, os PMSAs cobrem os custos de oportunidade de agentes geradores que estão impedidos de vender sua energia por terem sido alocados para o provimento dos serviços ancilares. Desta forma, estes preços apresentam-se como uma alternativa para remuneração dos provedores pela alocação de reservas. Conhecendo esta propriedade dos PMSAs, os provedores não precisam internalizar possíveis custos de oportunidade nos preços de suas ofertas de reservas e portanto podem fazer ofertas que se aproximam de seus custos operacionais.

CAPÍTULO IV

4. OTIMIZAÇÃO CONJUNTA DO MERCADO DE ENERGIA E DE RESERVA GIRANTE

4.1 Introdução

Mercados de eletricidade a curto prazo com horizonte de programação de um dia a frente têm sido adotados na maioria das estruturas desregulamentadas existentes nos continentes europeu e americano. Nestes mercados, os participantes fazem ofertas e lances para comprar/vender energia ou serviços com pelo menos 24 horas de antecedência da operação em tempo real. A liquidação destas ofertas e lances define os preços de mercado e o despacho de geração/consumo de cada intervalo da programação diária.

Considerando um único mercado de reserva operativa em conjunto com o mercado de energia, este capítulo apresenta uma metodologia para otimização da programação diária de geradores e consumidores baseada na solução do problema de Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD). O método fornece os despachos de energia, demandas e alocação de reserva girante nas unidades geradoras para vários intervalos de tempo em horizonte de um dia, bem como os preços de mercado para cada intervalo.

Através do algoritmo de FPOD proposto, é possível incluir as restrições intertemporais de tomada de carga dos geradores quando estes respondem aos acréscimos de demanda. Ao mesmo tempo, procura-se representar de forma simplificada as características não-lineares da rede elétrica e restrições de transmissão e tomada de carga em relação ao despacho da reserva girante para atendimento dos serviços ancilares.

Neste capítulo é apresentada a modelagem do FPOD proposto para liquidação conjunta do mercado de energia e de reserva girante e os resultados obtidos em simulações computacionais. Além disso, é feita uma análise das diferentes estratégias de ofertas dos geradores face a uma curva de demanda prevista e requisitos de reserva preestabelecidos pelo operador da rede.

4.2 Liquidação de Mercados de Energia e Reserva Girante baseada em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico

Em ambientes competitivos nos quais foram estabelecidos mercados do dia seguinte para compra e venda de energia e serviços ancilares, os participantes submetem ofertas/lances ao operador do mercado para cada intervalo de tempo considerado na programação diária. Como descrito no Capítulo 3, neste trabalho considera-se que as ofertas para os mercados de energia e de reserva girante são do tipo simples (*single-part bid*). Além das ofertas, geradores que participam destes mercados devem declarar alguns dados operacionais, tais como taxas de tomada e redução de carga e limites mínimo e máximo de geração.

Agentes consumidores podem fazer lances para compra de energia declarando os montantes que querem comprar (em MWh) e preço que estão dispostos a pagar (em \$/MWh) por esta energia. Estes agentes consumidores também declaram seus limites mínimo e máximo de consumo.

Para definir a programação de geração/consumo de energia e alocação de reservas, o operador do mercado ainda depende de informações sobre a previsão das cargas para o dia seguinte, os requisitos de reserva girante de cada intervalo, dados da rede e limites de transmissão.

O problema de otimização das ofertas de energia e reserva girante baseado em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico é descrito detalhadamente a seguir.

$$\text{Minimizar } \sum_{t=1}^{n_T} \{F_g(P_{g,t}) + F_R(R_{g,t}) - F_d(P_{d,t})\} \quad (4.1)$$

sujeito a:

$$P(\theta_t) - \mathbf{A}_g \cdot P_{g,t} + \mathbf{A}_d \cdot P_d + P_{L,t} = 0 \quad (4.1a)$$

$$R_t^{req} - e^T \cdot R_{g,t} = 0 \quad (4.1b)$$

$$P_{g,t} + R_{g,t} \leq P_g^{max} \quad (4.1c)$$

$$P_{g,t} \geq P_g^{min} \quad (4.1d)$$

$$0 \leq R_{g,t} \leq \min\{\tau_g \cdot RR_s^{acres}, (R_{g,t}^{max})\} \quad (4.1e)$$

$$P_{d,t}^{min} \leq P_{d,t} \leq P_{d,t}^{max} \quad (4.1f)$$

$$f^{min} \leq f(\theta_t) \leq f^{max} \quad (4.1g)$$

$$\Delta t \cdot RR_s^{decr} \leq P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq \Delta t \cdot RR_s^{acres} \quad (4.1h)$$

Onde:

n_T : número de intervalos de tempo considerados na programação;

$P_{g,t}$: vetor ($n_g \times 1$) das potências geradas no intervalo t , sendo n_g o número de geradores;

$P_{d,t}$: vetor ($n_d \times 1$) das potências consumidas no intervalo t , sendo n_d o número de consumidores que respondem aos sinais de preço;

$R_{g,t}$: vetor ($n_g \times 1$) das reservas alocadas no intervalo t ;

F_g : função resultante da integração matemática em relação a $P_{g,t}$ das curvas de ofertas de energia dos agentes geradores;

F_R : função resultante da integração matemática em relação a $R_{g,t}$ das ofertas de reserva girante dos agentes geradores;

F_d : função resultante da integração matemática em relação a $P_{d,t}$ das curvas que representam os lances para compra de energia;

$P(\theta_t)$: vetor ($n \times 1$) das injeções de potência nas barras para o intervalo t , sendo n o número de barras;

A_g : matriz ($n \times n_g$) de incidência barra-gerador;

A_d : matriz ($n \times n_d$) de incidência barra-consumidor;

$P_{L,t}$: vetor ($n \times 1$) das cargas nas barras no intervalo t ;

R_t^{req} : requisito de reserva girante no intervalo t ;

e : vetor unitário de dimensões ($n_g \times 1$);

$P_g^{min(max)}$: vetor ($n_g \times 1$) dos limites mínimo (máximo) de geração das unidades geradoras;

$P_{d,t}^{min(max)}$: vetor ($n_d \times 1$) dos limites mínimo (máximo) de consumo no intervalo t ;

τ_g : tempo de resposta da reserva girante;

RR_s^{acres} : vetor ($n_g \times 1$) das taxas de rampa para acréscimos de carga dos geradores;

RR_s^{decr} : vetor ($n_g \times 1$) das taxas de rampa para decréscimos de carga dos geradores;

$R_{g,t}^{max}$: vetor ($n_g \times 1$) dos montantes de reserva girante ofertados no intervalo t ;

$f(\theta_t)$: vetor ($2n_l \times 1$) dos fluxos de potência nas linhas de transmissão para intervalo t , sendo n_l o número de linhas;

$f^{\min(\max)}$: limites mínimo (máximo) para os fluxos nas linhas de transmissão;

Δt : duração de cada intervalo de programação.

Desde que os agentes geradores podem fazer ofertas de bandas de energia ou ofertas lineares, o valor da potência programada do gerador i para o intervalo t é dado por:

$$P_{gi,t} = \sum_{j=1}^{n_{BGi}} P_{gij,t} \quad (4.2)$$

onde:

n_{BGi} : número de bandas (ou segmentos) ofertadas pelo agente gerador i ;

$p_{gij,t}$: montante de potência ativa vendida da banda j ofertada pelo agente gerador i .

Do mesmo modo, os agentes consumidores podem fazer lances para compra de bandas de energia. Portanto, a potência demandada no intervalo t de um consumidor k que responde aos sinais de preços é determinada por:

$$P_{dk,t} = \sum_{j=1}^{n_{BDk}} p_{dkj,t} \quad (4.3)$$

onde:

n_{BDk} : número de bandas para a compra de pelo agente consumidor k ;

$p_{dkj,t}$: montante de potência ativa comprada da banda j pelo agente consumidor k .

A equação (4.1a) define as restrições de balanço de potência ativa do problema de otimização para cada intervalo de tempo da programação. As injeções de potência ativa nas barras são determinadas através de um modelo não-linear de fluxo de potência, no qual as magnitudes das tensões de barra são supostas iguais a $1,0 pu$. Este modelo simplificado, utilizado para o cálculo do vetor das injeções de potência ativa nas barras em (4.1a), é apresentado no Anexo A. As injeções de potência ativa nas barras são calculadas por:

$$P_{i,t} = \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cdot \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) + B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t})) \quad (4.4)$$

sendo que:

$P_{i,t}$: injeção de potência ativa na barra i no intervalo t ;

$\theta_{i,t}$: ângulo da tensão na barra i no intervalo t ;

$\theta_{j,t}$: ângulo da tensão na barra j no intervalo t ;

G_{ij} : parte real do elemento i - j da matriz de admitância de barras;

B_{ij} : parte imaginária do elemento i - j da matriz de admitância de barras.

Desta forma, o modelo da rede elétrica utilizado permite considerar com boa aproximação o efeito das perdas de potência ativa na rede sobre o despacho, além de fornecer as perdas de transmissão para cada intervalo da programação. A aproximação consiste em não levar em conta os fluxos de potência reativa, porém mesmo sob esta hipótese os resultados obtidos através do modelo simplificado são bem mais realísticos do que aqueles obtidos através de modelos lineares da rede.

Em situações nas quais os agentes geradores ofertam individualmente várias bandas de energia, ou consumidores fazem vários lances para compra de bandas de energia, as matrizes \mathbf{A}_g e \mathbf{A}_d têm suas dimensões alteradas em relação à definição anterior, e podem então ser definidas como:

$$\mathbf{A}_{g(d)}(i, b) = \begin{cases} 1, & \text{se o gerador (consumidor) que oferta a banda } b \text{ está na barra } i; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (4.5)$$

As restrições de atendimento aos requisitos de reserva girante de cada intervalo são expressas em (4.1b). A metodologia proposta neste trabalho permite agrupar os provedores em zonas e redefinir os requisitos de reserva em requisitos zonais, de modo que os provedores de uma mesma zona ofertam reserva para atender uma determinada parcela do requisito de reserva original. As zonas podem ser diferentes para cada intervalo da programação, de modo a acomodar possíveis restrições de transmissão ou outras restrições relacionadas à manutenção da segurança do sistema. Considerando a definição de zonas, (4.1b) é reescrita como:

$$R_t^{req} - \mathbf{A}_{Z,t} \cdot R_{g,t} = 0 \quad (4.6)$$

sendo que:

R_t^{req} : vetor ($n_Z \times 1$) dos requisitos de reserva girante por zona para intervalo t , sendo n_Z o número de zonas neste intervalo;

$\mathbf{A}_{Z,t}$: matriz ($n_Z \times n_g$) de incidência dos geradores nas zonas, a qual é definida por:

$$\mathbf{A}_{Z,t}(z, i) = \begin{cases} 1, & \text{se o gerador } i \text{ está na zona } z \text{ no intervalo } t; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (4.7)$$

As restrições operacionais dos geradores e consumidores estão descritas em (4.1c)-(4.1f). A equação (4.1c) refere-se ao limite de capacidade máxima dos provedores, o qual deve ser

considerado tanto para o mercado de energia quanto na alocação das reservas. Observa-se que (4.1e) garante que os montantes de reserva aceitos na liquidação não sejam maiores que a máxima capacidade de tomada de carga disponível para o atendimento ao serviço ancilar. O tempo de resposta τ_g define o tempo máximo para tomada de carga da reserva girante. Segundo definição adotada no Capítulo 2, este tempo é suposto 10 minutos, mas outros valores podem ser considerados.

As restrições de limites de fluxo de transmissão são expressas por (4.1g). Os fluxos de potência ativa nas linhas, conforme descrito no Anexo A, são calculados por:

$$f_{ij,t} = g_{ij} - g_{ij} \cdot \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) - b_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad (4.8a)$$

$$f_{ji,t} = g_{ij} - g_{ij} \cdot \cos(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) + b_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \quad (4.8b)$$

sendo que:

- $f_{ij,t}$: fluxo de potência ativa da barra i para a barra j no intervalo t ;
- $f_{ji,t}$: fluxo de potência ativa da barra j para a barra i no intervalo t ;
- g_{ij} : condutância série da linha de transmissão entre as barras i e j ;
- b_{ij} : susceptância série da linha de transmissão entre as barras i e j .

As unidades geradoras ainda são limitadas em sua capacidade em aumentar ou reduzir a geração no intervalo subsequente pelas taxas de rampa, de modo que (4.1h) descreve as restrições intertemporais de tomada de carga dos geradores.

4.3 Resultados de Simulações Computacionais da Otimização Conjunta de Mercados de Energia e Reserva Girante

O método de pontos interiores primal-dual (ARBEL, 1993; GRANVILLE, 1994) foi utilizado para resolver o problema de otimização conjunta dos mercados de energia e reserva girante apresentado neste capítulo, devido à forma eficiente como trata as restrições de desigualdade e às suas boas características de convergência. O algoritmo foi implementado em Matlab, usando como plataforma um microcomputador PC de 1GHz e 128 Mbytes de memória RAM. Os resultados fornecidos pelo algoritmo compreendem: os valores ótimos de potência ativa a ser despachada pelos geradores, a energia a ser comprada pelos agentes consumidores, as reservas alocadas, ângulos das tensões nas barras, preços de mercado para energia e reserva girante e

valores dos multiplicadores de Lagrange das restrições (4.1c)-(4.1h). Além destes resultados, ainda são fornecidos os fluxos nas linhas de transmissão, custos do provimento de energia e reserva girante em cada intervalo da programação com base na remuneração dos geradores e valor da função-objetivo.

Esta seção faz uma análise do comportamento de mercados conjuntos de energia e reserva face às diferentes estratégias de ofertas dos agentes produtores. As simulações consideram a influência das restrições impostas pelas taxas de rampa dos geradores, das zonas no atendimento ao requisito de reserva girante e o impacto dos limites de transmissão nos preços. Estes e outros resultados obtidos considerando o problema de otimização conjunta de mercados do dia seguinte de energia e reserva girante são apresentados por COSTA e SIMÕES COSTA (2003 e 2004a).

Descrição do Sistema Teste

A metodologia proposta para definir o despacho de energia e reserva girante do dia seguinte é analisada utilizando o sistema teste de 30 barras do IEEE (*IEEE 30-Bus Test System*) com 6 geradores, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 4.1. Os dados de rede são descritos no Anexo B.

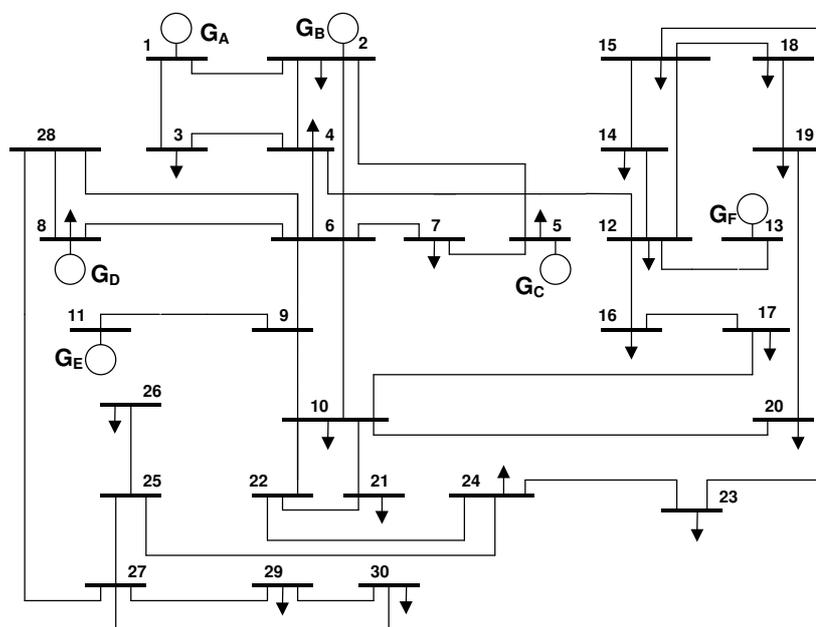


Figura 4.1 – Sistema teste do IEEE – 30 barras.

Embora a metodologia permita considerar lances de consumidores para a compra de energia, inicialmente as demandas serão consideradas inelásticas e portanto não respondem aos sinais de preço. A curva de demanda prevista para o dia seguinte, considerando 24 intervalos de uma hora é

mostrada na Figura 4.2. Por simplicidade, considera-se que as cargas de todas as barras aumentam ou reduzem durante as 24 horas do dia em igual proporção. A distribuição percentual das cargas nas barras do Sistema Teste é fornecida no Anexo B.

O requisito de reserva girante de cada intervalo da programação é arbitrariamente considerado como sendo 8% da demanda prevista do intervalo. A capacidade de reserva alocada deve necessariamente ser sincronizada e estar totalmente disponível em no máximo 10 minutos.

Os geradores fazem ofertas de bandas de energia e reserva para atender respectivamente a demanda prevista e os requisitos de reserva girante. Por simplicidade, estas ofertas serão consideradas iguais para todo o horizonte de tempo, embora o algoritmo permita a entrada de ofertas distintas para cada intervalo da programação. As ofertas dos provedores para os mercados de energia e reserva girante são mostradas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Ofertas dos provedores.

Gerador	Barra	Ofertas de Energia			Ofertas de Reserva	
		De (MW)	Para (MW)	Preço (\$/MWh)	(MW)	Preço (\$/MW)
A	1	0	20	0,00	15	2,20
		20	60	15,40		
		60	100	21,25		
		100	140	25,00		
		140	185	29,30		
		185	200	40,60		
B	2	0	20	10,44	30	2,45
		20	60	16,46		
		60	100	22,90		
		100	150	29,00		
		150	180	33,75		
C	5	0	45	0,00	35	2,60
		45	80	21,05		
		80	115	29,25		
		115	150	38,00		
D	8	0	10	17,46	35	2,50
		10	40	23,20		
		40	70	27,00		
		70	100	31,75		
		100	135	36,00		
E	11	0	10	12,45	10	2,80
		10	30	20,00		
		30	60	22,35		
		60	70	37,05		
F	13	0	12	11,73	22	3,00
		12	44	18,50		
		44	66	27,50		
		66	88	38,46		
		88	110	46,00		

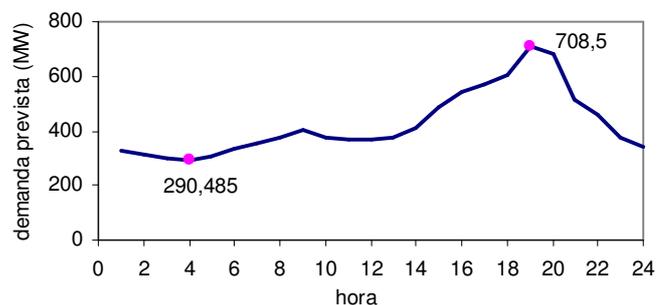


Figura 4.2 – Curva da demanda prevista para o intervalo de programação.

Todos os provedores que participam do mercado do dia seguinte devem declarar dados operacionais das unidades geradoras ao operador do mercado. Estes dados correspondem aos limites mínimo e máximo de geração e taxas de rampa para tomada e redução de carga, para unidades já sincronizadas ao sistema. Os dados dos geradores considerados na simulações são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Dados operacionais dos geradores.

Gerador	P_g^{max} (MW)	P_g^{min} (MW)	RR^{acres} (MW/min)	RR^{decr} (MW/min)
A	200	20	2.2	-2.2
B	180	20	3.0	-4.2
C	150	10	1.8	-1.8
D	135	10	4.0	-4.5
E	70	10	5.0	-8.0
F	110	12	3.0	-4.0

Caso A: Caso Base

Inicialmente é apresentado um Caso Base, que servirá como referência de comparação para os próximos casos. Neste caso, considera-se que a capacidade das linhas de transmissão é suficiente para que nenhum limite de fluxo de potência seja atingido. Além disso, não há definição de requisitos de reserva por zonas e nenhum limite de tomada ou redução de carga das unidades geradoras é atingido.

Considerando as condições descritas, a Figura 4.3 mostra os montantes de capacidade de geração vendidos para atender a demanda prevista e os requisitos de reserva em todo o horizonte de programação. O gerador A, que possui a maior capacidade de geração, também é o que vende o maior montante para o mercado de energia, totalizando 2.634 MWh. Este valor, entretanto, corresponde a apenas 54,8% da capacidade total oferecida durante todo o horizonte de

programação, como pode ser observado na Figura 4.3b. Por outro lado, uma vez que possui a oferta de reserva mais barata, este gerador vende 100% da reserva oferecida ao mercado de serviços ancilares.

O gerador mais competitivo no mercado de energia é sem dúvida o gerador E, o qual vende 81,2% da capacidade total oferecida. No mercado de serviços ancilares entretanto, este gerador, assim como o gerador F, não têm ofertas de reservas aceitas.

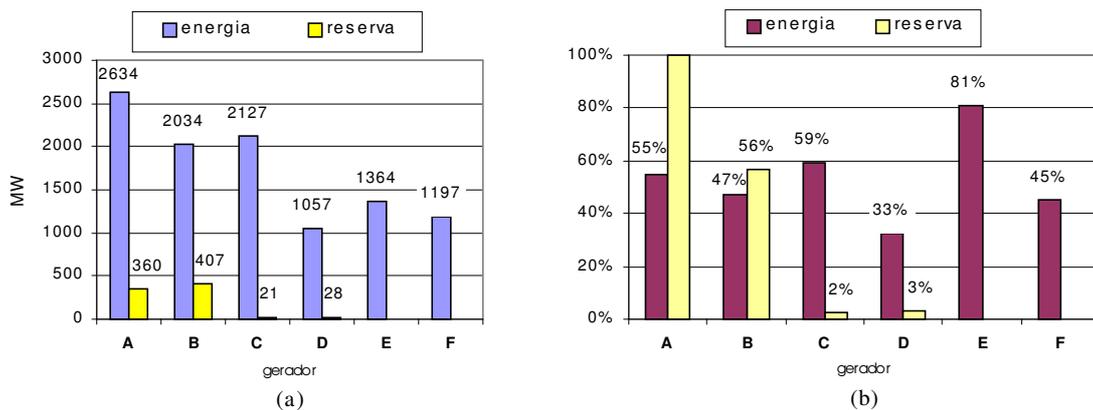


Figura 4.3 – Vendas totais de energia e de reserva para o horizonte de programação de um dia: a) valores totais em MW; b) valores percentuais em relação aos montantes oferecidos.

Na Figura 4.4 pode-se visualizar a programação da operação dos geradores durante o horizonte de tempo considerado. Observa-se que os geradores devem aumentar a potência gerada de modo atender o crescimento da demanda prevista nos intervalos $t = 16, \dots, 20$. De acordo com as taxas de rampa declaradas pelos geradores, este aumento da geração não atinge nenhum limite de tomada de carga das unidades geradoras.

Em relação aos serviços ancilares, o requisito de reserva girante de cada intervalo corresponde a 8% do valor da demanda prevista e portanto também aumenta de acordo com o crescimento da demanda. Em consequência disso, os geradores C e D vendem parte de sua capacidade de geração para o mercado de serviços ancilares nos intervalos $t = 17, \dots, 20$ para atender este acréscimo do requisito de reserva. Nos demais intervalos, o requisito de reserva girante é atendido apenas pelos geradores A e B.

Pode-se observar na Figura 4.4 que o montante de reserva alocado no gerador B cresce com o aumento do requisito de reserva até atingir o máximo de sua oferta (isto é, 30 MW) nos intervalos $t = 17$ e 18. Entretanto, nos intervalos $t = 19$ e 20, os montantes de reserva são reduzidos para respectivamente 16,9 e 19,6 MW. Isto ocorre porque nestes intervalos o gerador B é mais

competitivo para o mercado de energia. A solução obtida pelo algoritmo então determina que este gerador forneça mais energia para atender o pico de demanda nestes intervalos, ao invés de prover 30 MW de reserva girante para serviços ancilares. Porém, como está impedido de vender toda a sua capacidade no mercado de energia devido ao atendimento do requisito de reserva, o gerador B incorre em custos de oportunidade. De fato, o custo de oportunidade do gerador B no intervalo $t = 19$ é $\$0,26/\text{MW}$, correspondendo à diferença entre o preço marginal da barra 2, na qual o gerador B está conectado ($\$34,01/\text{MWh}$), e preço de sua oferta de energia ($\$33,75/\text{MWh}$). Estes valores podem ser observados com maiores detalhes no Anexo C que contém a listagem de resultados para o Caso Base.

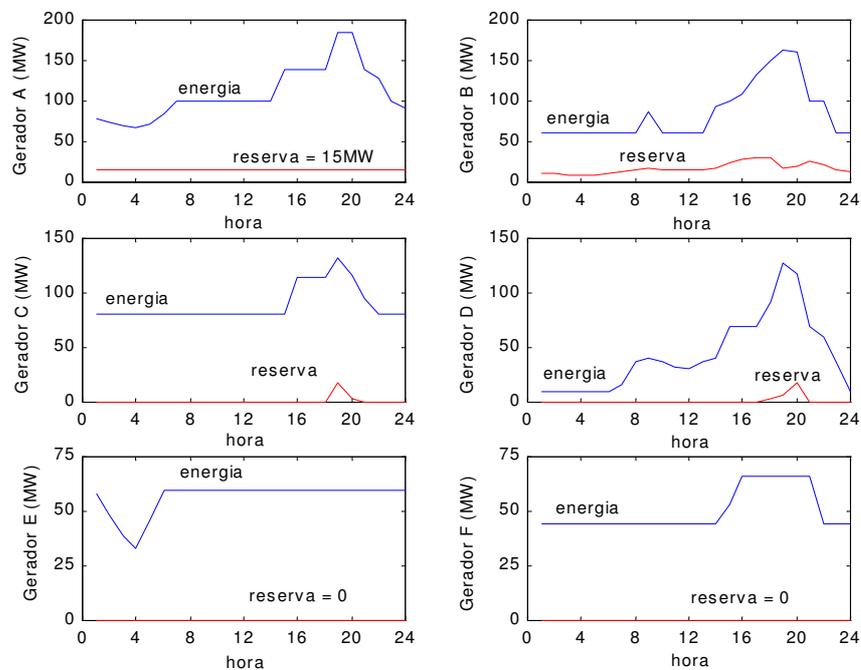


Figura 4.4 – Programação dos geradores para o Caso A: geração (curva em azul) e reservas (curva em vermelho).

A Figura 4.5a apresenta os preços marginais de barra (PMBs) para as barras 2 e 30 e também o Preço Marginal do Sistema (PMS), calculado para cada intervalo da programação. O PMS de cada intervalo é calculado através da média ponderada dos PMBs neste intervalo em relação às cargas, ou seja:

$$PMS_t = \sum_{i=1}^n k_{i,t} \cdot \lambda_{i,t} \quad (4.9)$$

sendo que $k_{i,t} = \frac{P_{Li,t}}{\sum_{i=1}^n P_{Li,t}}$

e $\lambda_{i,t}$ corresponde ao multiplicador de Lagrange da restrição de balanço de potência da barra i no intervalo t , o qual define o preço marginal da barra neste intervalo de tempo.

Uma vez que os PMBs refletem o efeito das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão, as barras localizadas remotamente em relação às barras de geração tendem a exibir valores maiores de PMBs. Por outro lado, os PMBs para as barras de geração são menores e se aproximam dos preços de suas ofertas aceitas naquele intervalo. Esta característica pode ser observada na Figura 4.5a, comparando-se os PMBs da barra 2 com os PMBs da barra 30, a qual é remota em relação à geração.

A Figura 4.5b mostra os preços marginais dos serviços ancilares para cada intervalo da programação. Os PMSAs neste caso refletem os preços das ofertas mais caras aceitas em quase todos os intervalos, a única exceção é o PMSA no intervalo $t = 19$. Neste intervalo, o gerador B está impedido de vender uma quantidade maior de capacidade de geração no mercado de energia devido ao comprometimento desta capacidade com o mercado de serviços ancilares. Como descrito anteriormente, o custo de oportunidade do gerador B é \$0,26/MW no intervalo $t = 19$, de forma que o valor do PMSA de \$2,71/MW reflete o preço da oferta de reserva deste gerador (\$2,45/MW) e também cobre o seu custo de oportunidade.

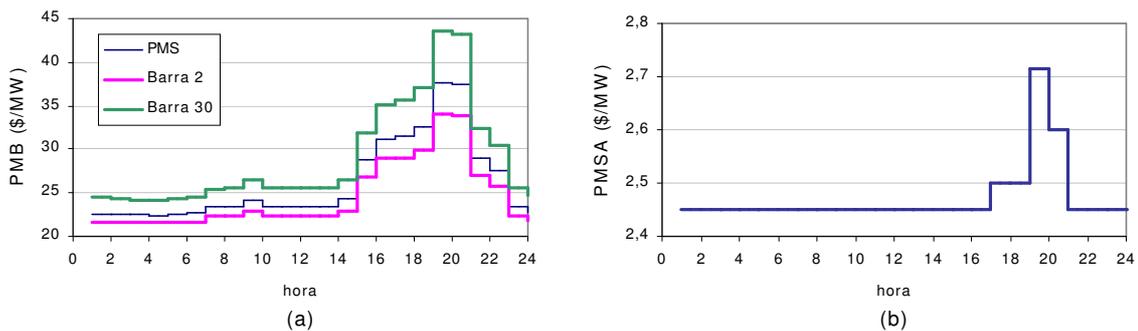


Figura 4.5 – Caso A: (a) Preços marginais de barra; (b) Preços marginais dos serviços ancilares.

Considerando que os geradores são remunerados pela energia vendida no mercado de energia com base nos valores dos PMBs correspondentes às barras nas quais estão conectados, a Tabela 4.3 apresenta a remuneração de cada gerador no mercado de energia do dia seguinte. Da mesma forma, considerando que os geradores são remunerados pelas reservas alocadas com base nos valores dos PMSAs, nesta tabela é mostrada a remuneração dos geradores no mercado de serviços ancilares e o custo total de aquisição das reservas.

Tabela 4.3 – Remuneração dos geradores no Caso A.

Gerador	Energia (\$)	Reserva (\$)	Total (\$)
A	54.095,00	889,70	54.984,70
B	53.047,00	1.006,50	54.053,50
C	29.064,00	55,90	29.119,90
D	30.471,00	72,60	30.543,60
E	35.290,00	0	35.290,00
F	30.920,00	0	30.920,00
Total	232.887,00	2.024,70	234.911,70

Caso B: Efeito das Restrições de Tomada de Carga

Neste caso considera-se que a taxa de rampa para tomada de carga do gerador A é $RR^{acres} = 0,2$ MW/min. Devido a este valor reduzido de taxa de rampa, as restrições de tomada de carga deste gerador tornam-se ativas na solução do problema de otimização. O efeito destas restrições ativas na solução é descrito a seguir.

A Figura 4.6 mostra o despacho de energia dos geradores e alocação de reservas obtidas para o Caso B. Pode-se observar as diferenças no despacho e na alocação de reservas em relação ao Caso Base, principalmente para o gerador A. Desde que a reserva girante deve estar totalmente disponível para o operador da rede em no máximo 10 minutos, o gerador A vende agora apenas 2 MW de reserva alocada em cada intervalo da programação. Com isso, a alocação de reservas é diferente no Caso B em relação ao Caso A, como pode ser observado, comparando-se as figuras 4.4 e 4.6. No Caso B, os geradores E e F também vendem parte de sua capacidade de geração para o mercado de reservas nos intervalos de pico de carga do sistema, uma vez que o requisito de reserva destes intervalos não pode ser atendido apenas pelos demais geradores. Desta forma, os PMSAs são maiores no Caso B comparados ao Caso A, como mostra a Figura 4.7. Estes preços entretanto, correspondem aos preços das ofertas de reserva marginais (preço da oferta mais cara que foi aceita na liquidação) em cada intervalo.

Em relação ao despacho de energia, pode-se observar na Figura 4.6 que o gerador A aumenta sua potência gerada durante os intervalos $t = 14, \dots, 19$, para atender o pico de carga da demanda prevista. Porém, devido ao valor da taxa de rampa de 0,2 MW/min, o gerador A está restrito a aumentar sua potência de saída em apenas 12 MW em cada intervalo de uma hora. Portanto, sua potência de saída cresce linearmente nestes intervalos com uma taxa de tomada de carga de 12 MW/hora. Em consequência disso, os PMBs da barra do gerador A nos intervalos $t = 13, 14, 17$ e 18, são menores do que o preço da oferta aceita deste gerador, correspondente ao montante de energia vendida, como mostrado na Figura 4.8.

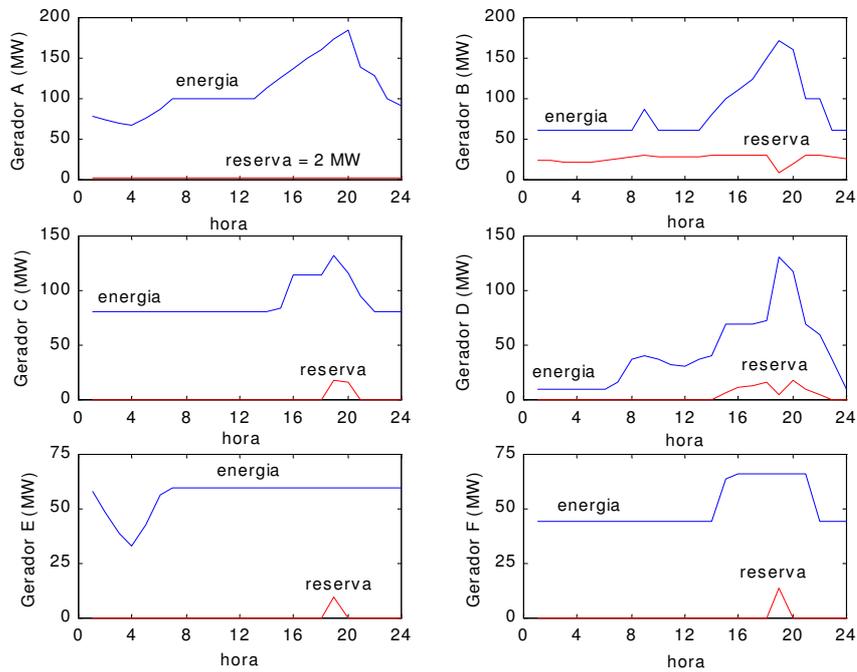


Figura 4.6 – Programação dos geradores para o Caso B: geração (curva em azul) e reservas (curva em vermelho).

Neste trabalho considera-se que os geradores são remunerados pelos PMBs das barras às quais estão conectados, e desta forma o lucro presumido de um gerador em cada intervalo corresponde à diferença entre o PMB e o seu preço de oferta para a última banda aceita. Pode-se concluir então que nos intervalos $t = 13, 14, 17$ e 18 , o lucro presumido do gerador A é negativo. Contudo, essa diferença é compensada pelo lucro positivo nos demais intervalos. De fato, o lucro total presumido do gerador A pode ser calculado e corresponde a \$1.422,30 para todo o período de 24 horas.

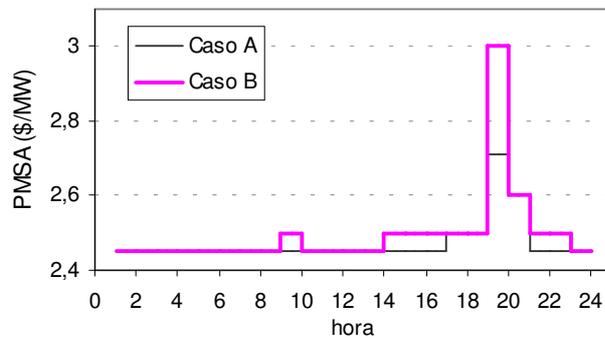


Figura 4.7 – Comparação entre os preços marginais de serviços ancilares para os casos A e B.

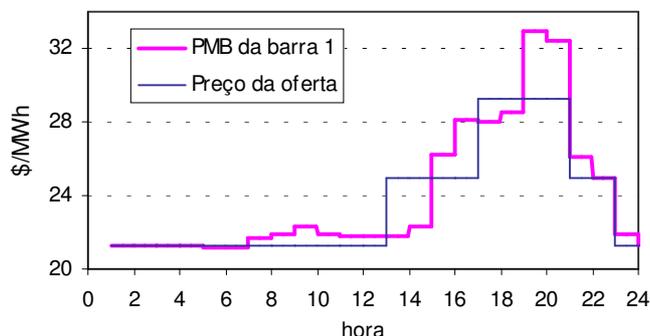


Figura 4.8 – Comparação entre os preços marginais da barra 1 e os preços de oferta do gerador A.

Nos mercados de eletricidade da Espanha, os agentes geradores podem declarar junto com suas ofertas, um valor mínimo de receita líquida que esperam receber no mercado de energia do dia seguinte. Se após a liquidação das ofertas, esse valor de receita não é garantido para o gerador, suas ofertas não são aceitas e o gerador está fora do mercado (CANOYRA *et al.*, 1998). Através deste procedimento, os agentes geradores podem minimizar o risco de prejuízos com a operação de suas unidades, especialmente em mercados nos quais os geradores se auto-despacham (*self commitment*) tomando suas próprias decisões de *unit commitment*.

A Tabela 4.4 apresenta a remuneração dos geradores em ambos mercados de energia e reserva girante para o Caso B. O gerador A, apesar de sua baixa taxa de rampa para tomada de carga no Caso B, vende um total de 2656 MWh e com isso obtém uma remuneração melhor no mercado de energia, se comparada à obtida no Caso A. Isso ocorre porque o gerador A faz ofertas a preços competitivos para os intervalos de pico da demanda prevista. Ou seja, sua estratégia de oferta é vantajosa neste caso e o despacho de energia não é prejudicado por sua restrição de operação. Por outro lado, a remuneração do gerador A no mercado de serviços ancilares sofreu sensível redução em relação à remuneração obtida no caso anterior.

Tabela 4.4 – Remuneração dos geradores no Caso B.

Gerador	Energia (\$)	Reserva (\$)	Total (\$)
A	54.557,00	119,80	54.676,80
B	52.901,00	1.547,00	54.448,00
C	29.187,00	94,90	29.281,90
D	29.961,00	218,51	30.179,51
E	35.144,00	30,00	35.174,00
F	31.207,00	41,90	31.248,90
Total	232.957,00	2.052,11	235.009,11

Caso C: Atendimento ao Requisito de Reserva por Zonas

Analisando a programação dos geradores no Caso B, observa-se uma concentração da reserva girante no gerador B, durante a maior parte do tempo. A eficácia da reserva girante para manutenção da segurança do sistema exige que esta seja distribuída entre várias unidades geradoras do sistema ao invés de ficar restrita a em poucas unidades, principalmente nos intervalos de crescimento da carga (FINK, 1998). Desta forma, considerando as mesmas condições de operação dos geradores descritas no caso anterior, o atendimento ao requisito de reserva no Caso C é redefinido por zonas durante os intervalos $t = 15, \dots, 19$, nos quais tem-se um crescimento da demanda prevista. Os geradores A, B e D da Figura 4.1 são agrupados em uma mesma zona denotada por zona 1, enquanto que os demais geradores suprem a zona 2, como mostra a Figura 4.9. O requisito de reserva girante do sistema é dividido em parcelas iguais para cada zona somente nestes intervalos. Nos demais intervalos da programação, o atendimento ao requisito de reserva permanece como nos casos anteriores.

A Figura 4.10 mostra a programação dos geradores no mercado do dia seguinte para o Caso C. Comparando-se esta figura com a Figura 4.6, observa-se que a maior diferença entre os despacho de geração dos casos B e C ocorre para o gerador B. Em relação à alocação das reservas, observa-se que os geradores C e E aumentam sua contribuição para o provimento dos serviços ancilares.

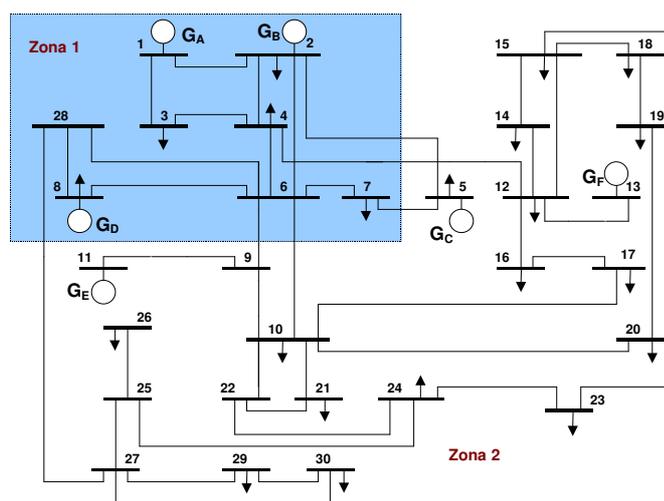


Figura 4.9 – Zonas de atendimento ao requisito de reserva durante os intervalos $t = 15, \dots, 19$.

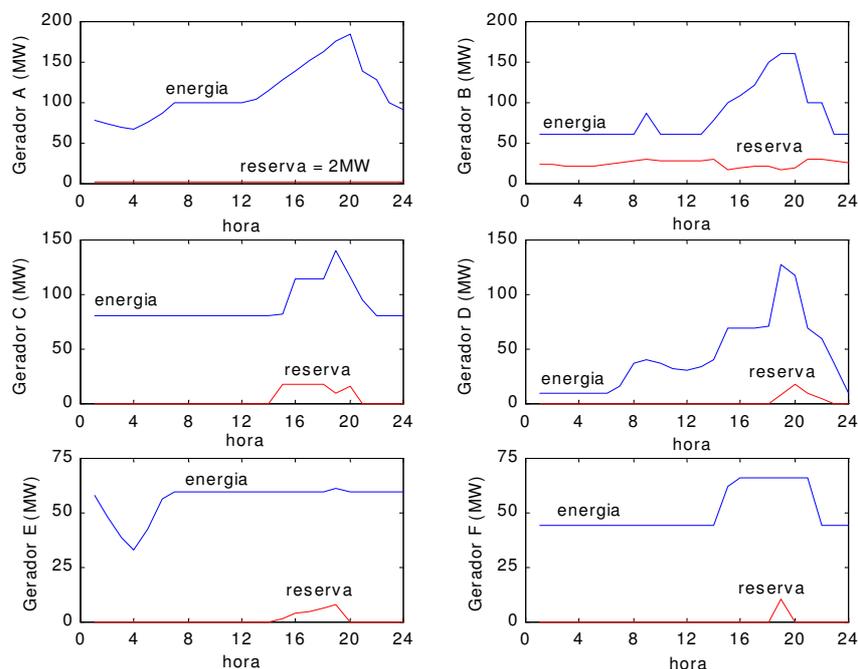


Figura 4.10 – Programação dos geradores para o Caso C: geração (curva em azul) e reservas (curva em vermelho).

Na Figura 4.10, observa-se que o gerador B não reduz sua reserva alocada para atender a demanda no intervalo $t = 19$, como ocorre nos casos A e B. Neste caso, o atendimento ao requisito de reserva da zona 1 força o gerador B a vender sua capacidade de geração para o mercado de serviços ancilares, reduzindo desta forma seu despacho de energia neste intervalo. Em consequência disso, o gerador B tem custos pela oportunidade perdida no mercado de energia. Estes custos correspondem a exatos \$0,85 por cada MW não vendido neste mercado. Os custos de oportunidade do gerador B são incorporados no PMSA para a zona 1, como mostra a Figura 4.11. Nesta figura, observa-se que os preços das zonas são distintos nos intervalos $t = 15, \dots, 19$, pois refletem os preços das ofertas marginais em cada zona, e no caso da zona 1, incorporam os custos de oportunidade do gerador B no intervalo $t = 19$.

Com essa nova restrição, o custo dos serviços ancilares aumenta, bem como o custo total da energia para atendimento da demanda prevista. Os geradores C e E têm um aumento em seu despacho de energia para compensar a redução da potência de saída do gerador B no intervalo $t = 19$. Como estes geradores têm ofertas de energia mais caras, os PMBs são maiores do que os correspondentes no Caso B. A remuneração dos geradores para o caso C, bem como os custos dos mercados de energia e serviços ancilares são mostrados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Remuneração dos geradores no Caso C.

Gerador	Energia (\$)	Reserva (\$)	Total (\$)
A	55.023,00	120,01	55.143,01
B	52.394,00	1.481,00	53.875,00
C	29.499,00	270,20	29.769,20
D	29.762,00	108,77	29.870,77
E	35.220,00	70,72	35.290,72
F	31.189,00	32,33	31.221,33
Total	233.087,00	2.083,03	235.170,03

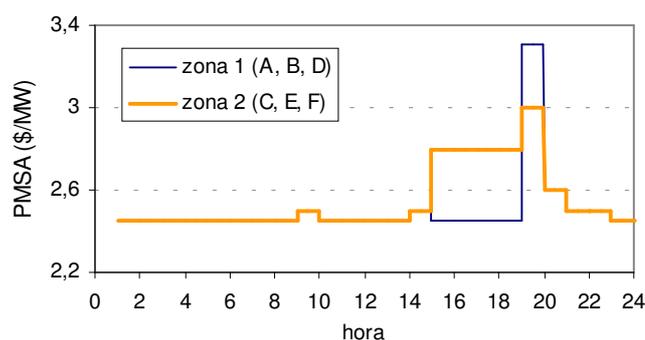
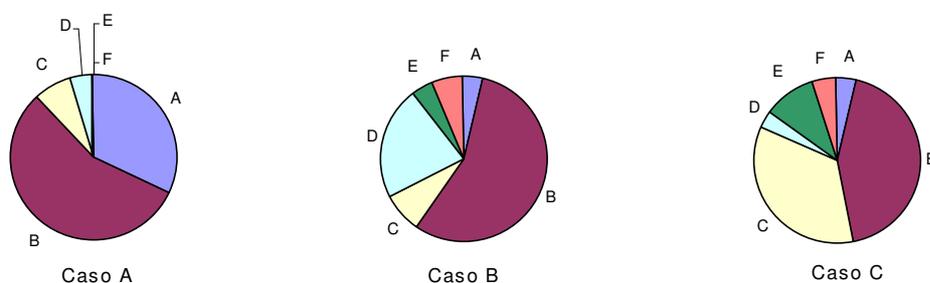


Figura 4.11 – Preços marginais dos serviços ancilares para o Caso C.

O objetivo principal da definição do requisito de reserva em requisitos por zonas é garantir uma distribuição mais equilibrada da reserva girante entre as unidades geradoras do sistema. A Figura 4.12 mostra a contribuição de cada gerador para o mercado de reserva girante durante os intervalos $t = 15, \dots, 19$. Nesta figura é possível comparar os casos estudados até agora, observando o efeito da restrição de tomada de carga e das restrições de reserva por zonas na alocação das reservas.

Figura 4.12 – Contribuições de cada gerador para o provimento de reserva girante durante os intervalos $t = 15, \dots, 19$.

Caso D: Estratégia de Ofertas Lineares para o Mercado de Energia

Para demonstrar a habilidade do algoritmo em otimizar conjuntamente os mercados de energia e reservas, considerando diferentes tipos de ofertas, o Caso D apresenta os resultados obtidos para o sistema teste considerando que os geradores fazem ofertas lineares para o mercado de energia.

Os dados operacionais dos geradores neste caso são iguais aos apresentados na Tabela 4.2. As ofertas lineares para o mercado de energia são expressas em termos dos coeficientes α e ϕ , e da quantidade ofertada q , como descrito no Capítulo 3. Na existência de contratos bilaterais, os montantes destes contratos são ofertados como bandas de energia a preços nulos. Para possibilitar uma comparação com o Caso A, as ofertas para o mercado de energia são curvas linearizadas como mostra a Figura 4.13, a partir das ofertas em bandas apresentadas na Tabela 4.1. Os valores dos coeficientes α e ϕ , e das quantidades q são fornecidos na Tabela 4.6. Observa-se que a função-objetivo do problema de FPOD proposto é obtida a partir da integração matemática das funções que representam as ofertas de energia e reserva dos geradores, como explicado no Capítulo 3.

As ofertas de reserva são iguais às aquelas consideradas nos casos anteriores e são novamente mostradas na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Ofertas dos provedores para o Caso D.

Gerador	Barra	Ofertas de Energia			Ofertas de Reserva	
		α (\$/MWh)	ϕ (\$/MW ² h)	q (MW)	(MW)	Preço (\$/MW)
A	1	0,00	0,00	20	15	2,20
		15,40	0,1400	180		
B	2	10,44	0,1295	180	30	2,45
C	5	0,00	0,00	45	35	2,60
		21,05	0,1614	105		
D	8	17,46	0,1373	135	35	2,50
E	11	12,45	0,3514	70	10	2,80
F	13	11,73	0,3115	110	22	3,00

Considerando a nova estratégia de ofertas dos geradores, a Figura 4.14 mostra a programação dos geradores para o Caso D. Observa-se que os valores das potência de saída de todos os geradores tendem a acompanhar as variações da demanda prevista. Isto ocorre porque no Caso D, o preço de oferta de energia de cada gerador varia linearmente com a potência despachada. Assim, pequenos aumentos de geração são compensados com acréscimos nos preços de oferta e os geradores variam sua potência de saída de acordo com os preços de mercado. Nos casos anteriores, o gerador permanecia em patamares fixos de geração até que os preços de mercado fossem suficientemente elevados para cobrir o preço de oferta da próxima banda.

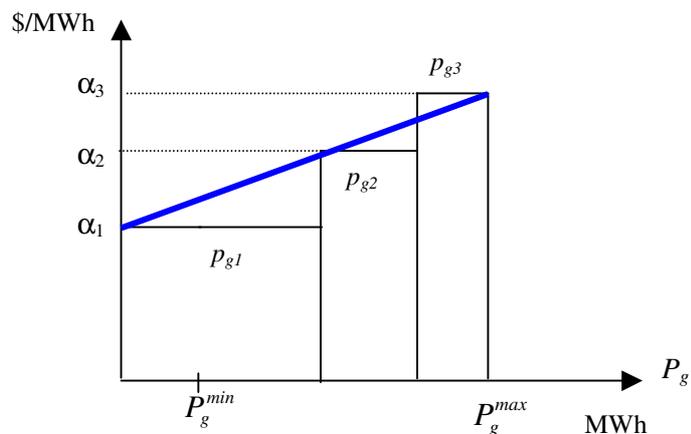


Figura 4.13 – Linearização das ofertas em bandas.

Embora as ofertas para o mercado de reserva girante sejam iguais àsquelas do Caso A, observa-se que mudanças na estratégia de ofertas para o mercado de energia podem afetar o resultado obtido para o mercado de serviços ancilares. Neste caso, os geradores E e F também têm reservas alocadas durante os intervalos de pico da demanda.

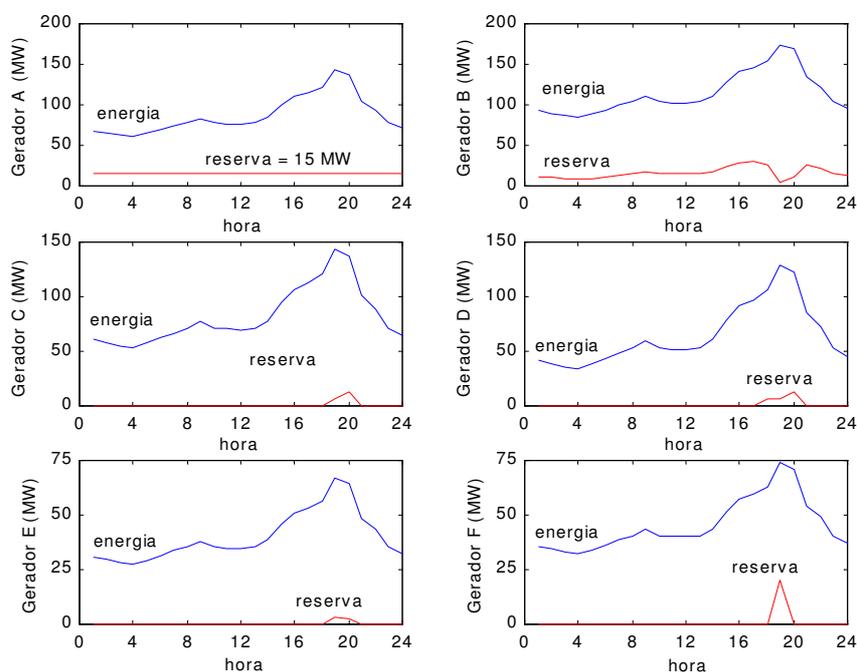


Figura 4.14 – Programação dos geradores para o Caso D: energia (curva em azul) e reserva (curva em vermelho).

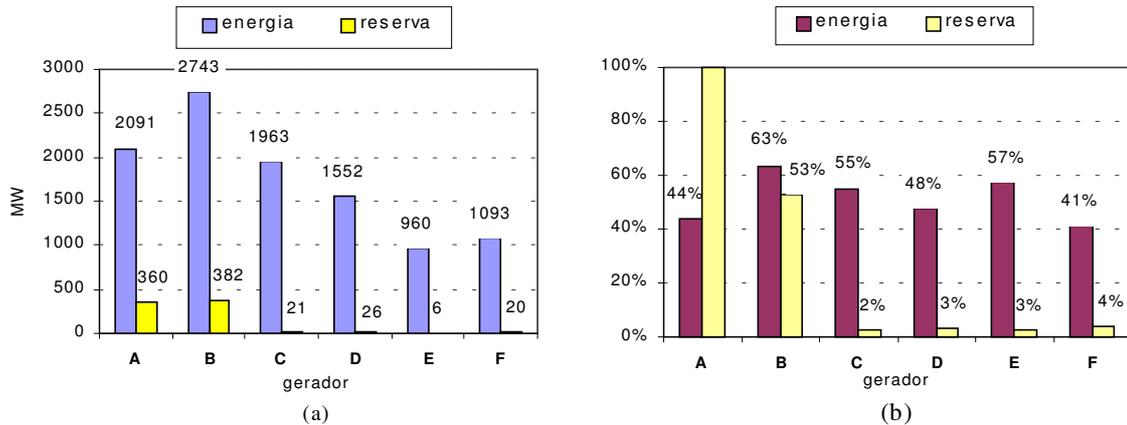


Figura 4.15 – Vendas totais de energia e reserva para o Caso D: (a) valores totais em MW; (b) valores percentuais em relação aos montantes oferecidos

A Figura 4.15 apresenta os totais de capacidade de geração vendidos nos mercados de energia e reserva girante. Comparando esta figura com a Figura 4.3, observam-se algumas alterações em relação à potência total despachada no Caso A. O gerador B aumentou o montante de capacidade de geração vendido para o mercado de energia. Com a nova estratégia de ofertas, este passou a ser o gerador mais competitivo, que tem um preço inicial baixo e o menor valor de ϕ (taxa de crescimento do preço em relação à potência despachada).

Os PMBs obtidos para a Caso D também tendem a acompanhar a curva de carga prevista. A Figura 4.16a compara os valores do Preço Marginal do Sistema (PMS) de cada intervalo para os casos A e D. Observa-se que no Caso D há uma tendência para PMSs maiores nos intervalos $t = 6, \dots, 15$. Nos intervalos de crescimento da demanda, os valores dos PMSs se aproximam, em razão de que nestes intervalos os preços de oferta dos geradores no Caso D se aproximam dos preços de oferta das bandas mais caras no Caso A.

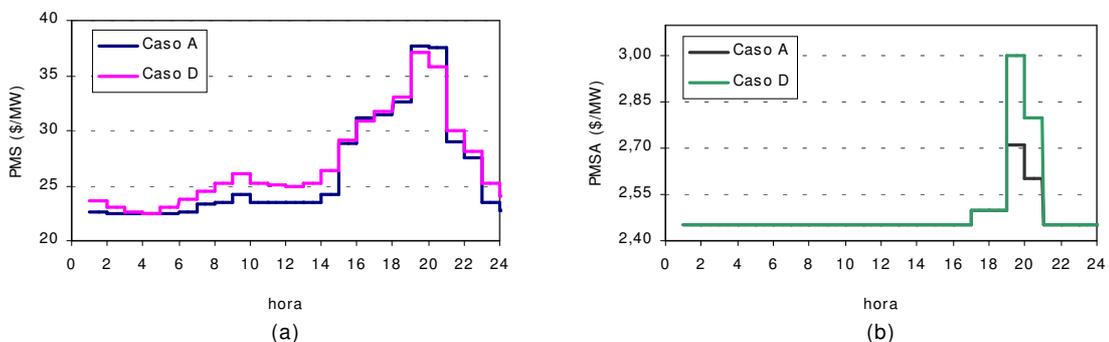


Figura 4.16 – (a) Valores médios dos preços marginais de barra de cada intervalo; (b) preços marginais dos serviços ancilares.

Como consequência dos valores mais elevados para os PMBs no Caso D durante os intervalos $t = 6$ a 15 , o custo total do mercado de energia é maior do que os custos obtidos em todos os casos anteriores, como pode ser observado na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Remuneração dos geradores no Caso D.

Gerador	Energia (\$)	Reserva (\$)	Total (\$)
A	41.696,00	897,00	42.593,00
B	71.437,00	945,43	72.382,43
C	26.328,00	59,05	26.387,05
D	43.357,00	73,04	43.430,04
E	26.486,00	17,75	26.503,75
F	29.328,00	59,52	29.387,52
Total	238.632,00	2.051,79	240.683,79

A Figura 4.16b mostra os PMSAs para o Caso D e compara-os com aqueles obtidos no Caso A. No Caso D (assim como no Caso B), os PMSAs são iguais aos preços das ofertas de reserva marginais de cada intervalo da programação.

4.4 Vantagens no uso do PMSA como Método para Remuneração da Reserva Girante

Neste trabalho, considera-se que os provedores de reserva girante para serviços ancilares são remunerados pela capacidade de geração alocada com base nos PMSAs resultantes do processo de otimização. Estes preços são obtidos pelos valores dos multiplicadores de Lagrange das restrições de atendimento aos requisitos de reserva. Todos os agentes geradores com reservas alocadas recebem o pagamento correspondente ao valor do PMSA do intervalo de programação multiplicado pelo montante de reserva vendido neste intervalo. Quando são consideradas zonas para o atendimento dos requisitos de reserva, os geradores pertencentes a uma mesma zona recebem o pagamento com base nos valores dos PMSAs correspondentes à zona considerada.

Como demonstrado neste trabalho, os PMSAs refletem os preços das ofertas marginais e, além disso, cobrem custos de oportunidade de geradores competitivos no mercado de energia quando estão comprometidos com o provimento de reserva girante. Nestes casos, o valor do PMSA pode ser maior do que o preço da oferta de reserva marginal (ou seja, preço da oferta mais cara aceita), uma vez que incorpora o custo de oportunidade destes geradores. Se o custo de oportunidade de um determinado gerador é elevado em um dado intervalo da programação, isto pode se refletir em um aumento do valor do PMSA. Desta forma, se todos os geradores recebem

uma remuneração com base nos valores dos PMSAs, pode-se deduzir que a situação particular de um gerador é capaz de elevar de forma significativa o custo de aquisição das reservas.

Analisando estas questões, esta seção examina um método alternativo de remuneração para as reservas de potência ativa alocadas e compara os custos obtidos através deste método com os custos obtidos utilizando-se o PMSA definido neste trabalho. O método alternativo consiste em selecionar o preço mais caro entre as ofertas de reservas aceitas na liquidação (preço da oferta marginal) e remunerar todos os geradores que tem reservas alocadas com base neste valor. Para os geradores que incorrem em custos de oportunidade no mercado de energia, estes custos são então incorporados em sua remuneração. Desta forma, a remuneração de cada gerador i no intervalo t corresponde à:

$$remG_{i,t} = (\beta^{marg,t} + \pi_{Ci,t}) \cdot R_{gi,t} \quad (4.10)$$

sendo que:

$\beta^{marg,t}$: preço da oferta marginal no intervalo t ;

$\pi_{Ci,t}$: multiplicador de Lagrange da restrição de capacidade do gerador i no intervalo t ;

$R_{gi,t}$: reserva alocada no gerador i no intervalo t .

O multiplicador de Lagrange π_{Ci} corresponde ao custo de oportunidade do gerador i , como demonstrado no Capítulo 3. Observa-se que no caso do método alternativo, apenas o gerador que incorrer em custos de oportunidade terá este valor incorporado em sua remuneração. Os demais geradores serão remunerados ao preço da oferta marginal.

Utilizando (4.10), a remuneração dos geradores para todos os casos estudados neste capítulo foi recalculada. A Tabela 4.8 apresenta novamente os valores obtidos através da metodologia proposta no trabalho e compara-os com os valores obtidos através do método alternativo.

Tabela 4.8 – Comparação entre os métodos de remuneração para as reservas alocadas.

Gerador	Caso A		Caso B		Caso C		Caso D	
	Método proposto (\$)	Método alternativo (\$)						
A	889,70	896,19	119,80	119,80	120,01	122,20	897,00	897,00
B	1.006,50	1.012,80	1.547,00	1.555,00	1.481,00	1.522,20	945,43	953,26
C	55,90	53,89	94,90	100,50	270,20	273,89	59,05	64,61
D	72,60	74,98	218,51	222,60	108,77	144,45	73,04	79,94
E	0,00	0,00	30,00	31,35	70,72	72,38	17,75	18,41
F	0,00	0,00	41,90	41,90	32,33	32,33	59,52	59,52
Total	2.024,70	2.037,86	2.052,11	2.071,15	2.083,03	2.167,45	2.051,79	2.072,74

Observa-se na Tabela 4.8 que os custos totais de aquisição das reservas calculados pelo método alternativo são maiores do que os custos obtidos pelo FPOD proposto, embora sejam próximos destes valores. De fato, o método alternativo não apresentou uma economia em relação ao método proposto neste trabalho.

Desta forma, pode-se mostrar que, embora o PMSA incorpore os custos de oportunidade de geradores competitivos no mercado de energia, seu valor geralmente não é maior do que o preço da oferta marginal, a não ser nos casos em que exista uma escassez de ofertas de reservas para atender o mercado de serviços ancilares.

Na Tabela 4.8 observa-se que a remuneração de todos os geradores não apresentou grandes diferenças entre os dois métodos, com exceção apenas para os geradores B e D no Caso C. A remuneração destes geradores no Caso C, quando se utiliza PMSAs distintos para cada zona de atendimento dos serviços ancilares, é menor do que aquela obtida pelo método alternativo em consequência dos valores dos PMSAs para a zona 1 nos intervalos $t = 15, \dots, 18$. Porém, deve-se observar que os PMSAs destes intervalos são menores porque os geradores mais competitivos para o mercado de reserva se encontram na zona 1. Este resultado portanto retrata uma situação particular do exemplo numérico considerado. Em sistemas reais, pode-se vislumbrar a adoção de mecanismos que compensem possíveis perdas de geradores devido à existência de zonas de atendimento dos serviços ancilares.

4.5 Conclusões

Neste capítulo é apresentada uma metodologia para liquidação conjunta de ofertas de energia e reserva girante, considerando o horizonte de programação do dia seguinte. A metodologia proposta se baseia na solução do problema de Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD), com o qual é possível incluir as restrições intertemporais de rampa dos geradores, bem como as características não-lineares da rede elétrica, restrições de transmissão e de tomada de carga para o despacho da reserva girante.

Para melhor atender aos critérios de segurança do sistema, a reserva girante deve ser alocada em várias unidades geradoras ao invés de estar confinada a poucas unidades. Visando garantir esta distribuição da reserva entre as várias unidades, a metodologia proposta neste capítulo permite que o requisito de reserva do sistema seja redefinido em requisitos de reserva por zonas, de modo que cada zona corresponda a uma parcela do requisito total. A definição das zonas pode ser distinta em

cada intervalo da programação, de modo a acomodar possíveis restrições de transmissão ou outras restrições relacionadas ao provimento dos serviços ancilares.

A Seção 4.3 apresenta os resultados obtidos em diferentes estudos de casos. Observa-se que a inclusão das restrições intertemporais nos problemas de fluxo de potência ótimo melhora a viabilidade da programação obtida para os geradores, pois incorpora a característica de tomada e/ou redução de carga das unidades geradoras. Além disso, a solução encontrada para o horizonte de programação determina os intervalos de crescimento da potência de saída de cada gerador de modo a atender a curva de demanda diária com menor custo e portanto é mais econômica do que soluções obtidas através de modelos que otimizam cada intervalo separadamente.

A inclusão da restrição de tomada de carga das unidades geradoras na otimização das ofertas de reservas é importante para garantir que os montantes aceitos no processo de liquidação estejam realmente disponíveis quando solicitados pelo operador da rede.

Os preços marginais de barra (PMBs) obtidos no processo de otimização refletem os preços das ofertas de energia marginais, bem como o efeito das perdas de transmissão e, em casos de congestionamento, o impacto deste nas injeções de potência nas barras. Sendo assim, observa-se que estratégias de ofertas lineares podem gerar um acréscimo nos PMBs, pois os preços de oferta neste caso crescem em função do aumento da potência de saída dos geradores, de acordo com o valor de ϕ (taxa de crescimento do preço em relação à potência despachada).

Em relação ao mercado de reservas, os resultados obtidos comprovam que os preços marginais de serviços ancilares (PMSAs) incorporam custos de oportunidade de geradores competitivos no mercado de energia que têm sua capacidade de geração alocada para o mercado de reservas. Esta é uma propriedade intrínseca do método de otimização conjunta de energia e reservas. Desta forma, os agentes geradores não necessitam avaliar possíveis custos de oportunidade por prover reservas e nem internalizar estes custos em suas ofertas.

CAPÍTULO V

5. DESPACHO DE ENERGIA E RESERVAS OPERATIVAS EM SISTEMAS DE MERCADOS INTEGRADOS

5.1 Introdução

Várias estruturas desregulamentadas do setor elétrico estabeleceram mercados de reservas de potência operativa com o objetivo de atender as diferentes especificações dos serviços ancilares relacionados ao controle de frequência e manutenção da segurança do sistema. Os participantes destes mercados geralmente são agentes geradores, os quais ofertam capacidade de geração para o provimento dos serviços ancilares.

Dois métodos são utilizados para liquidação dos mercados de energia e reservas operativas a curto prazo. O primeiro caracteriza-se pelo tratamento separado de cada mercado (*unbundled systems*), no qual as ofertas de energia e reservas são liquidadas seqüencialmente, através de leilões gerenciados pelo operador do mercado ou da rede. Estes leilões se iniciam geralmente com as ofertas de geração para o dia seguinte e os ajustes necessários em casos de congestionamentos da transmissão. Após os leilões de energia, são feitos leilões para as ofertas de reservas, que podem ser também em base diária, ou em base horária com apenas algumas horas de antecedência da operação em tempo real (CANOYRA *et al.*, 1998; SINGH e PAPALEXOPOULOS, 1999).

O segundo método utilizado para promover o despacho de energia e reservas operativas em ambientes competitivos é adotar um mecanismo para otimização conjunta e simultânea de todos os mercados. Estruturas de mercado que otimizam conjuntamente energia e serviços são conhecidas como sistemas de mercados integrados (HAO e ZHUANG, 2003; BRADLEY *et al.*, 2003; WU *et al.*, 2004).

Sistemas de mercados integrados possibilitam a otimização necessária para minimizar os custos totais da coordenação da geração, transmissão e reservas, de modo a atender as demandas específicas e garantir a segurança dos sistema (WU *et al.*, 2004). Exemplos destes mercados são

PJM (*Pennsylvania-Nova Jersey-Maryland Interconnection*), NYISO (*Nova York Independent System Operator*) e ISO-NE (*Independent System Operator-New England*).

Este capítulo apresenta uma metodologia para liquidação de ofertas de energia e reservas operativas em sistemas de mercados integrados. São considerados três mercados de reservas operativas para atendimento dos serviços ancilares: reserva para controle automático de geração (CAG), reserva girante e reserva não-girante. O despacho de energia e reservas é baseado na solução de um problema de fluxo de potência ótimo dinâmico (FPOD) não linear, garantindo a representação das restrições de fluxo de potência da rede elétrica e o cálculo das perdas nas linhas de transmissão. As restrições de tomada de carga das unidades geradoras são consideradas na programação da geração e na alocação das reservas, de modo a garantir que os montantes de potência ativa liquidados correspondam às especificações necessárias para o fornecimento dos serviços ancilares.

Desde que as ofertas de capacidade de geração para todos os mercados são liquidadas em conjunto, a metodologia proposta considera o acoplamento entre energia e reservas operativas, além de possibilitar a interação entre os mercados individuais de CAG, reserva girante e reserva não-girante. Com esta metodologia também é possível redefinir os requisitos de reservas em requisitos zonais, de modo que provedores dentro de uma mesma zona supram uma determinada parcela do requisito específico para cada tipo de reserva. As zonas podem ser individualmente definidas considerando o provimento de cada serviço ancilar, de modo a acomodar possíveis restrições de transmissão ou outras restrições relacionadas ao suprimento destes serviços.

5.2 Interação entre Mercados de Reservas Operativas

A metodologia proposta neste capítulo considera três mercados de reservas de potência operativa para atendimento dos serviços ancilares. Estas reservas são providas exclusivamente por agentes geradores e possuem as seguintes especificações:

- reserva para CAG: capacidade de geração disponível em até 10 minutos a ser suprida por unidades geradoras sincronizadas que podem responder aos sinais do CAG para aumentar sua geração, de modo a atender as variações normais da carga em tempo real;
- reserva girante: capacidade de geração, de unidades geradoras já sincronizadas, disponível em até 10 minutos;
- reserva não-girante: capacidade de geração, de unidades geradoras de partida rápida, disponível em 30 minutos, usada para repor os montantes de reserva girante.

As ofertas de reservas são liquidadas em conjunto com as ofertas de energia para o mercado a curto prazo (mercado do dia seguinte). Considera-se que as reservas para CAG são reservas de maior qualidade, de acordo com sua descrição acima, seguidas pela reserva girante e reserva não-girante, nesta ordem. A metodologia proposta possibilita interações entre os mercados de reservas, de modo a permitir que ofertas competitivas de maior qualidade possam ser aceitas para atender o requisito de reservas de menor qualidade, obtendo desta forma uma economia no custo total de aquisição das reservas.

Interação semelhante entre mercados de reservas operativas é encontrada nos mercados de serviços ancilares existentes na Califórnia. Nesses mercados, a alocação de reservas é determinada através de uma busca exaustiva para encontrar o menor pagamento por cada tipo de serviço ancilar, de modo a obter o mínimo custo total na aquisição destes serviços. Este método, conhecido como Método do Comprador Racional (*Rational Buyer's Algorithm*), minimiza o custo total para o suprimento dos serviços ancilares (LIU *et al.*, 2000).

No Método do Comprador Racional, o montante de reservas alocadas em um determinado mercado pode ser muito maior do que a demanda prevista originalmente para este mercado (LIU *et al.*, 2000; PRADA *et al.*, 2002). Isto ocorre devido a interação entre mercados, possibilitando que reservas de maior qualidade sejam aceitas para atender o requisito de reserva de menor qualidade. Consequentemente, o custo de um mercado de reserva em particular pode ser elevado devido ao atendimento da demanda de outros mercados.

Uma alternativa para evitar subsídios cruzados que podem ocorrer devido ao Método do Comprador Racional é apresentada em (L. SILVA, 2001). Na hipótese de uma estrutura de mercado para compra e venda de reservas operativas, este trabalho propõe o ajuste da venda das reservas, de modo a permitir uma distribuição justa da vantagem econômica obtida com a compra, considerando a interação entre os mercados.

A metodologia apresentada neste capítulo permite a identificação individual de cada parcela vendida nos mercados de reserva para atender os serviços ancilares. Deste modo, os geradores recebem o pagamento correspondente à sua contribuição em cada mercado de reserva e os custos de provimento de um determinado serviço ancilar correspondem exatamente à demanda original deste serviço.

5.3 Formulação do Problema de Despacho de Energia e Reservas Operativas em Sistemas de Mercados Integrados

Considerando ambientes competitivos para provimento de requisitos de energia elétrica e reservas, este trabalho supõe uma estrutura de mercado na qual os agentes geradores ofertam capacidade de geração para atender uma curva de carga prevista, bem como solicitações de demanda de agentes consumidores que fazem lances para compra de energia. Além disso, os agentes geradores também fazem ofertas de reservas operativas para atender os requisitos específicos dos serviços ancilares.

As ofertas dos participantes são do tipo simples (*single-part bid*). Considera-se que agentes geradores podem fazer ofertas de várias bandas de energia para um mesmo intervalo da programação. Da mesma forma, agentes consumidores podem fazer vários lances de demanda. Para os mercados de reservas, os agentes geradores ofertam apenas uma banda de reserva, definida por sua quantidade e preço.

Além das ofertas, os agentes geradores que participam dos mercados de energia e reservas também devem declarar seus dados operacionais de taxas de tomada e redução de carga para unidade sincronizada, taxa de tomada de carga para unidade não-sincronizada e limites mínimo e máximo de geração.

O problema de despacho conjunto de energia e reservas operativas baseado em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico é descrito a seguir.

$$\text{Minimizar} \quad \sum_{t=1}^{n_T} \left\{ \alpha_{g,t}^T \cdot P_{g,t} - \alpha_{d,t}^T \cdot P_{d,t} + \sum_{k=1}^3 \sum_{\substack{l=1 \\ l \geq k}}^3 \beta_{k,t}^T \cdot R_{kl,t} \right\} \quad (5.1)$$

sujeito a:

$$P(\theta_t) - \mathbf{A}_g \cdot P_{g,t} + \mathbf{A}_d \cdot P_{d,t} + P_{L,t} = 0 \quad (5.1a)$$

$$R_{l,t}^{req} - e^T \cdot \left(\sum_{k=1}^l R_{kl,t} \right) = 0, \quad l = 1, 2, 3 \quad (5.1b)$$

$$P_{g,t} + \sum_{k=1}^3 \sum_{\substack{l=1 \\ l \geq k}}^3 R_{kl,t} \leq P_g^{max} \quad (5.1c)$$

$$P_{g,t} \geq P_g^{min} \quad (5.1d)$$

$$P_{d,t}^{min} \leq P_{d,t} \leq P_{d,t}^{max} \quad (5.1e)$$

$t = 1, \dots, n_T$

$$\left. \begin{aligned} \sum_{\substack{l=1 \\ l \geq k}}^3 R_{kl,t} &\leq \min\{(\tau_k \cdot RR_s^{acres}), (R_k^{max})\}, k = 1, 2 & (5.1f) \\ R_{kl,t} &\leq \min\{(\tau_k \cdot RR_{ns}^{acres}), (R_k^{max})\}, k = l = 3 & (5.1g) \\ 0 &\leq p_{g,t} \leq p_{g,t}^{max} & (5.1h) \\ 0 &\leq p_{d,t} \leq p_{d,t}^{max} & (5.1i) \\ 0 &\leq R_{kl,t} \leq R_{k,t}^{max} & (5.1j) \\ f^{min} &\leq f(\theta_t) \leq f^{max} & (5.1l) \end{aligned} \right\} t = 1, \dots, n_T$$

$$\Delta t \cdot RR_s^{decr} \leq P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq \Delta t \cdot RR_s^{acres} \quad (5.1m)$$

Onde:

- n_T : número de intervalos de tempo considerados na programação;
- $\alpha_{g,t}$: vetor ($n_{bg} \times 1$) dos preços de oferta das bandas de geração no intervalo t , sendo n_{bg} o número de bandas ofertadas pelos geradores;
- $p_{g,t}$: vetor ($n_{bg} \times 1$) das quantidades aceitas de cada banda ofertada no intervalo t ;
- $p_{g,t}^{max}$: vetor ($n_{bg} \times 1$) dos montantes de MW ofertados pelos geradores no intervalo t ;
- $\alpha_{d,t}$: vetor ($n_{bd} \times 1$) dos preços dos lances para compra de energia no intervalo t , sendo n_{bd} o número de lances feitos pelos consumidores;
- $p_{d,t}$: vetor ($n_{bd} \times 1$) das quantidades aceitas para compra no intervalo t ;
- $p_{d,t}^{max}$: vetor ($n_{bd} \times 1$) das quantidades em MW que os consumidores estão dispostos a comprar no intervalo t ;
- k, l : índices do mercado de reserva (1 para CAG, 2 para reserva girante e 3 para reserva não-girante);
- $\beta_{k,t}$: vetor ($n_g \times 1$) dos preços de oferta de reserva para o mercado k no intervalo t ; sendo n_g o número de geradores;
- $R_{k,t}^{max}$: vetor ($n_g \times 1$) dos montantes de reservas ofertados para o mercado k no intervalo t ;
- $R_{kl,t}$: vetor ($n_g \times 1$) dos montantes de reservas alocados originalmente ofertados para o mercado k e aceitos no mercado l para o intervalo t , $l \geq k$;
- $P(\theta_t)$: vetor ($n \times 1$) das injeções de potência nas barras para o intervalo t , sendo n o número de barras;
- \mathbf{A}_g : matriz ($n \times n_{bg}$) de incidência bandas-ofertas dos geradores, definida em (4.5);
- \mathbf{A}_d : matriz ($n \times n_{bd}$) de incidência barras-lances dos consumidores, também definida em (4.5);

$P_{L,t}$: vetor ($n \times 1$) das cargas nas barras no intervalo t ;

$R_{l,t}^{req}$: requisito de reserva do mercado l no intervalo t ;

e : vetor unitário de dimensões ($n_g \times 1$);

$P_{g,t}$: vetor ($n_g \times 1$) das potências geradas no intervalo t , o qual se relaciona com $p_{g,t}$ como descrito em (4.2);

$P_{d,t}$: vetor ($n_d \times 1$) das potências consumidas no intervalo t , sendo n_d o número de consumidores que respondem aos sinais de preço. Este vetor se relaciona com $p_{d,t}$ como descrito em (4.3);

$P_g^{min(max)}$: vetor ($n_g \times 1$) dos limites mínimo (máximo) de geração das unidades geradoras;

$P_{d,t}^{min(max)}$: vetor ($n_d \times 1$) dos limites mínimo (máximo) de consumo no intervalo t ;

τ_k : tempo de resposta máximo para o qual a capacidade de geração vendida no mercado de reserva k deve estar disponível;

RR_s^{acres} : vetor ($n_g \times 1$) das taxas de rampa para acréscimos de geração em unidades ligadas e já sincronizadas com a rede;

RR_{ns}^{acres} : vetor ($n_g \times 1$) das taxas de rampa para acréscimos de geração em unidades desligadas ou não-sincronizadas com a rede;

RR_s^{decr} : vetor ($n_g \times 1$) das taxas de rampa para decréscimos de geração;

$f(\theta_t)$: vetor ($2n_l \times 1$) dos fluxos de potência nas linhas de transmissão para intervalo t , sendo n_l o número de linhas;

$f^{min(max)}$: limites mínimo (máximo) para os fluxos nas linhas de transmissão;

Δt : duração de cada intervalo de programação.

A equação (5.1a) descreve as restrições de balanço de potência ativa do problema de otimização para cada intervalo de tempo da programação. As injeções de potência ativa nas barras, como no problema descrito no Capítulo 4, também são determinadas através de um modelo não-linear de fluxo de potência, no qual as magnitudes das tensões de barra são supostas iguais a 1,0 pu. Desta forma, estas injeções de potência ativa são calculadas como mostrado em (4.4).

As equações (5.1b) descrevem as restrições de atendimento dos requisitos de reserva para CAG, reserva girante e reserva não-girante, permitindo que ofertas feitas originalmente para um mercado de reserva de maior qualidade possam ser vendidas para atender o requisito de reserva de menor qualidade.

Para os casos em que se faz necessário estabelecer zonas de atendimento para um determinado tipo de reserva, de modo a acomodar restrições de transmissão ou outras restrições relacionadas ao provimento dos serviços ancilares, (5.1b) pode ser reescrita como:

$$R_{l,t}^{req} - \mathbf{A}_{z,l,t} \cdot \left(\sum_{k=1}^l R_{kl,t} \right) = 0 \quad (5.2)$$

sendo que neste caso:

- $R_{l,t}^{req}$: vetor ($n_{z,l} \times 1$) definido pelas parcelas do requisito de reserva para o mercado l , sendo $n_{z,l}$ o número de zonas consideradas neste mercado no intervalo t ;
- $\mathbf{A}_{z,l,t}$: matriz ($n_{z,l} \times n_g$) de incidência dos geradores nas zonas, definida em (4.7), considerada no intervalo t .

As restrições operacionais dos geradores e consumidores são descritas por (5.1c)-(5.1e). As restrições (5.1f) garantem que os limites de tomada de carga das unidades geradoras para CAG e reserva girante sejam respeitados na alocação das reservas vendidas, independente do mercado considerado. Além disso, estas restrições impõem que a soma de todas as parcelas vendidas em qualquer mercado não ultrapasse o montante original ofertado, assegurando desta forma que as estratégias de oferta dos geradores para os mercados de reservas sejam respeitadas no processo de otimização.

A restrição (5.1g) assegura que as reservas ofertadas e vendidas no mercado de reserva não-girante estejam realmente disponíveis dentro tempo de resposta solicitado para reserva não-girante, de forma que os montantes alocados não sejam superiores à capacidade de tomada de carga da unidade a partir de uma condição em que esta encontra-se desligada ou não-sincronizada com a rede.

As restrições de transmissão das linhas são descritas por (5.11), sendo que os fluxos são calculados pelas expressões definidas em (4.8). Assim como no Capítulo 4, (5.1m) descreve as restrições intertemporais de tomada/redução de carga dos geradores.

5.4 Preços de Mercado e Cálculo dos Custos

Neste trabalho, os multiplicadores de Lagrange das restrições de balanço de potência ativa definem os preços marginais de barra (PMBs), pois seus valores refletem os preços marginais das ofertas de energia aceitas, bem como o efeito das perdas de transmissão e o impacto do

congestionamento nas injeções de potência das barras. Provedores fornecendo capacidade de geração para o mercado de energia são remunerados com base nos correspondentes PMBs por cada MW adicional despachado acima dos montantes definidos em seus contratos bilaterais. Portanto, o custo de provimento da energia, correspondente à remuneração dos geradores, é calculado por:

$$CME_t = \lambda_{g,t}^T \cdot (P_{g,t} - P_{g,t}^{CB}) \quad (5.3)$$

onde:

CME_t : custo do provimento da energia no intervalo t ;

$\lambda_{g,t}$: vetor ($n_g \times 1$) dos preços marginais nas barras de geração no intervalo t ;

$P_{g,t}^{CB}$: vetor ($n_g \times 1$) dos montantes de potência ativa a serem gerados para atender os contratos bilaterais no intervalo t .

Desde que as restrições de atendimento dos requisitos de reserva de CAG, reserva girante e reserva não-girante descritas em (5.1b) são restrições de igualdade, os preços marginais dos serviços ancilares (PMSAs) são obtidos diretamente dos valores dos multiplicadores de Lagrange correspondentes a estas restrições, diferentemente de outros métodos encontrados na literatura que também contemplam interações entre os mercados de reservas (LIU *et al.*, 2000; L. SILVA, 2001). Além disso, os PMSAs resultantes do processo de otimização conjunta refletem não apenas os preços das ofertas marginais para o atendimento de cada requisito de reserva, mas também os custos de oportunidade relacionados ao fornecimento de energia ou outros serviços.

Neste trabalho, os PMSAs são utilizados para remunerar os agentes geradores por cada MW de capacidade de geração alocada para atender os requisitos de reserva. Os agentes geradores recebem o pagamento correspondente à sua contribuição para cada mercado. Desta forma, o custo do atendimento a um requisito de reserva em particular corresponde exatamente à demanda deste mercado de reserva, evitando assim subsídios cruzados entre os mercados de serviços ancilares. Os custos do provimento de cada mercado de reserva é calculado por:

$$CMSA_{l,t} = \gamma_{l,t} \cdot e^T \cdot \left(\sum_{k=1}^l R_{kl,t} \right), \quad l = 1, 2, 3 \quad (5.4)$$

onde:

$CMSA_{l,t}$: custo do provimento da demanda do mercado de reserva l no intervalo t ;

$\gamma_{l,t}$: preço marginal de serviço ancilar para o mercado de reserva l no intervalo t .

Se o requisito de reserva para um determinado serviço ancilar em um dado intervalo é redefinido através de zonas de atendimento, os PMSAs para este serviço ancilar serão distintos para cada zona considerada. Portanto, a remuneração dos geradores deve ser correspondente ao PMSA da zona à qual o gerador foi previamente agrupado. A equação (5.4) para cálculo dos custos de atendimento aos mercados de reservas é reescrita como:

$$CMSA_{l,t} = \gamma_{l,t}^T \cdot \mathbf{A}_{z_{l,t}} \cdot \left(\sum_{k=1}^l R_{kl,t} \right), \quad l = 1, 2, 3 \quad (5.5)$$

sendo que neste caso:

$\gamma_{l,t}$: vetor ($n_{z_l} \times 1$) dos preços marginais de serviços ancilares definidos para o mercado de reserva l no intervalo t .

5.5 Resultados Numéricos

A metodologia apresentada neste capítulo foi implementada através de um algoritmo em Matlab, usando como plataforma um microcomputador PC de 1GHz e 128 Mbytes de memória RAM. Os resultados fornecidos por este algoritmo incluem a programação ótima dos geradores em relação ao despacho de energia e alocação das reservas, os montantes de MW comprados na existência de agentes consumidores, os preços marginais para os mercados de energia e reservas operativas e os custos de provimento das respectivas demandas destes mercados. Além destes resultados, ainda são fornecidos os ângulos das tensões nas barras em cada intervalo da programação, os fluxos nas linhas de transmissão e os valores da função-objetivo.

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos em simulações computacionais. Estes resultados são analisados visando mostrar o efeito das interações entre mercados e restrições de operação dos geradores e da rede sobre os preços marginais e os custos de fornecimento da energia e das reservas operativas. Estas análises também foram publicadas em (COSTA e SIMÕES COSTA, 2004b).

O sistema-teste utilizado nas simulações computacionais é o sistema IEEE 30 barras, com 6 geradores fazendo ofertas de bandas de energia e reservas operativas para o mercado do dia seguinte. Dois cenários são analisados:

- Cenário 1: agentes geradores fazem ofertas para atender uma condição de carregamento do sistema e requisitos de pré-definidos de serviços ancilares em um dado intervalo de tempo;

- Cenário 2: agentes geradores fazem ofertas de energia e de reservas operativas para atender uma curva de carga diária prevista e requisitos pré-definidos de reserva, bem como a demanda de agentes consumidores, os quais fazem lances para compra de energia em períodos de tempo específicos.

Descrição do Cenário 1

Neste cenário não existem agentes consumidores fazendo lances para o mercado de energia. As cargas do sistema correspondem a uma condição de carregamento total de 878 MW. O diagrama unifilar do sistema-teste neste cenário é mostrado na Figura 5.1. Para a simplicidade da figura, a distribuição das cargas nas barras é fornecida no Anexo B.

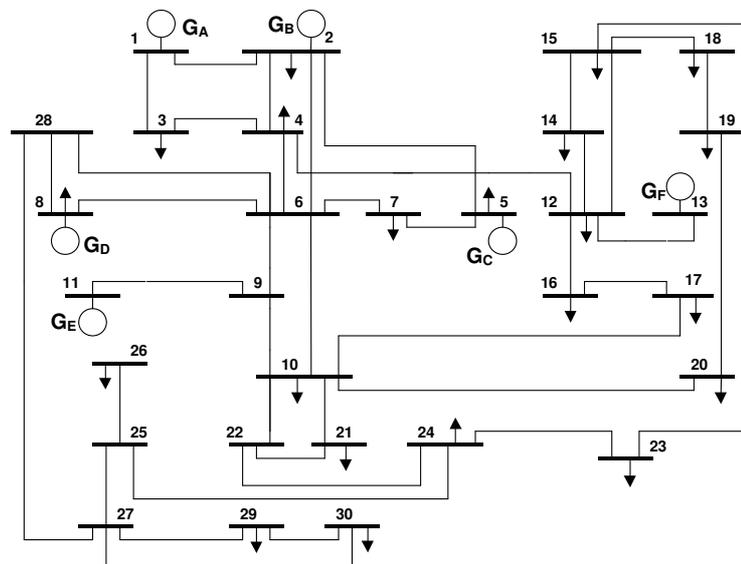


Figura 5.1 – Sistema-teste IEEE 30 barras para o Cenário 1.

Os provedores fazem ofertas de energia e reservas operativas visando atender a demanda prevista e requisitos de reserva pré-definidos pelo operador do sistema. Estas ofertas podem ser vistas na Tabela 5.1. Os montantes dos contratos bilaterais são submetidos a preços nulos. Em relação às ofertas de reservas, observa-se que o gerador E não faz ofertas para os mercados de CAG e reserva girante.

Além das ofertas, os agentes geradores declaram seus dados operacionais, os quais são mostrados na Tabela 5.2.

Tabela 5.1 – Ofertas de energia e reservas operativas.

Gerador	barra	Contrato Bilateral (MW)	Ofertas de Energia						Ofertas de Reservas					
			Banda 1		banda 2		banda 3		CAG		girante		não-girante	
			MW	\$/MWh	MW	\$/MWh	MW	\$/MWh	MW	\$/MW	MW	\$/MW	MW	\$/MW
G _A	1	80	60	26,00	60	28,00	–	–	50	4,33	50	2,33	50	2,33
G _B	2	–	100	10,00	140	17,00	40	23,00	50	4,80	50	3,80	50	1,80
G _C	5	100	360	21,00	60	24,00	–	–	50	5,00	50	4,00	50	1,75
G _D	8	30	50	27,00	30	29,00	–	–	30	2,75	30	2,25	20	2,15
G _E	11	–	5	15,00	7	23,00	5	27,00	–	–	–	–	17	1,55
G _F	13	–	70	11,50	15	22,00	15	25,00	15	4,50	15	3,90	15	1,25

Tabela 5.2 – Dados operacionais dos geradores.

Gerador	P_g^{max} (MW)	P_g^{min} (MW)	RR_s^{acres} (MW/min)	RR_{ns}^{acres} (MW/min)	RR_s^{decr} (MW/min)
A	200	40	6,2	5,2	-6,2
B	280	40	8,5	5,5	-5,5
C	520	50	7,3	5,0	-7,0
D	110	30	8,0	3,0	-8,0
E	17	0	10,5	10,0	-9,0
F	100	10	6,5	6,0	-9,0

O Cenário 1 considera apenas um único intervalo da programação diária. Os requisitos de reserva para CAG, reserva girante e reserva não-girante são respectivamente:

$$R_1^{req} = 50 \text{ MW}, \quad R_2^{req} = 90 \text{ MW}, \quad R_3^{req} = 60 \text{ MW}$$

A capacidade de geração alocada para CAG e reserva girante deve estar disponível em até 10 minutos enquanto que o tempo máximo de resposta da reserva não-girante é de 30 minutos.

Caso A: Caso Base

No Caso Base os limites de transmissão das linhas são considerados abertos e portanto não há restrições ativas causadas por congestionamentos. Considerando as ofertas e condições operacionais dos geradores apresentadas nas tabelas 5.1 e 5.2, o despacho ótimo de geração para atender a demanda de 878 MW e suprir as perdas, as quais neste caso correspondem a 44,8 MW, é mostrado na Tabela 5.3.

Dos resultados apresentados na Tabela 5.3, observa-se que os geradores E e F são mais competitivos no mercado de energia, pois conseguem vender mais de 80% de sua capacidade de geração para atender este mercado. O gerador C tem 88% da sua capacidade de geração despachada, sendo que 19% deste total corresponde ao atendimento de contratos bilaterais. Os

geradores A e D, por outro lado, fazem ofertas de bandas de energia mais caras e portanto são despachados apenas para fornecer os montantes de geração já contratados.

Tabela 5.3 – Resultados para o Caso A.

Gerador	Energia (MW)	CAG (MW)	Reserva girante (MW)	Reserva não-girante (MW)	Totais de cada gerador (MW)
A	80	20	50	0	150
B	255,83	0	10	0	265,83
C	460	0	0	40	500
D	30,55	30	30	0	90,55
E	12	0	0	5	17
F	85	0	0	15	100
Total	923,38	50	90	60	–
<i>PMSA (\$/MW)</i>	–	4,33	3,80	1,75	–
<i>Custo (\$)</i>	16.357,26	216,50	342,00	105,00	17.020,76
<i>Valor Total da Função-objetivo:</i>					13.177,59

As reservas alocadas para suprir os requisitos de CAG, reserva girante e reserva não-girante também são mostrados na Tabela 5.3. Em relação aos serviços ancilares, observa-se que todos os geradores vendem capacidade de geração para algum mercado de reserva, inclusive o gerador E, o qual oferta apenas para o mercado de reserva não-girante e tem parte de sua oferta aceita neste mercado.

Pode-se observar ainda que no Caso A não ocorre interação entre os mercados de reservas, uma vez que as ofertas feitas pelos agentes geradores para os mercados de reserva de maior qualidade não são competitivas nos mercados de reserva de menor qualidade. O PMSA de cada mercado de reserva no Caso A corresponde ao preço da oferta mais cara aceita, como pode ser observado das tabelas 5.3 e 5.1.

Os custos do fornecimento de energia e aquisição das reservas, calculados através de (5.3) e (5.4), também são mostrados na Tabela 5.3. A soma dos custos da energia e da alocação de reservas corresponde ao custo total, e pode ser comparado na Tabela 5.3 com o valor da função-objetivo.

Os preços marginais de barra (PMBs) para o Caso A estão representados na Figura 5.2. Estes preços refletem, além dos preços de oferta marginais, o efeito das perdas nas linhas de transmissão, de modo que as barras localizadas mais distantes da geração tendem a exibir valores mais elevados para os PMBs. Por outro lado, barras de geração tendem a exibir valores menores, que se aproximam dos preços das ofertas de energia aceitas.

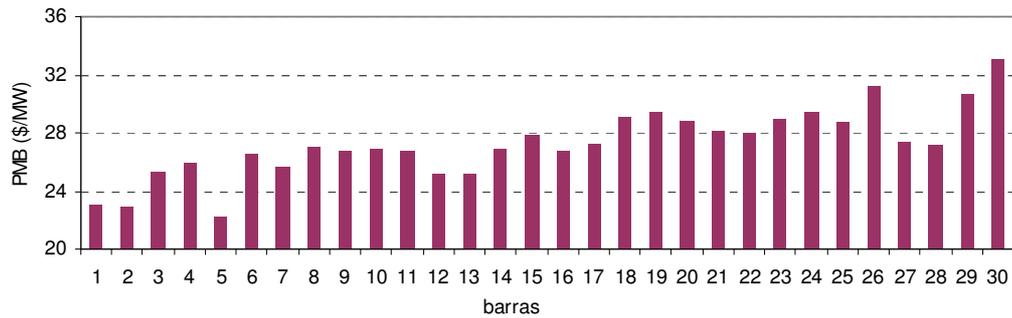


Figura 5.2 – Preços marginais de barra para o Caso A.

Caso B: Interação entre os Mercados de Reservas

O caso B considera as mesmas condições do caso anterior, porém o gerador A faz sua oferta de reserva para o mercado de CAG ao preço de \$3,33/MW, apresentando portanto uma redução de \$1,00/MW em relação ao preço mostrado na Tabela 5.1. O despacho de energia e alocação de reservas resultantes neste caso são mostrados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Resultados para o Caso B.

Gerador	Energia (MW)	CAG $(R_{11}) + (R_{12})$ (MW)	Reserva girante (MW)	Reserva não-girante (MW)	Totais de cada gerador (MW)
A	80	(26,1)+(3,9)	50	0	160
B	255,83	0	0	0	255,83
C	460	0	0	40	500
D	30,55	(23,9)+(6,1)	30	0	90,55
E	12	0	0	5	17
F	85	0	0	15	100
Total	923,38	60	80	60	–
<i>PMSA (\$/MW)</i>	–	3,33	3,33	1,75	–
<i>Custo (\$)</i>	16.357,26	166,50	299,70	105,00	16.928,46
<i>Valor Total da Função-objetivo:</i>					13.152,89

O novo preço da oferta de reserva do gerador A para o mercado de CAG torna esta oferta competitiva também para o mercado de reserva girante. Com isso, ocorre uma interação entre estes mercados de reservas, de modo que as ofertas dos geradores A e D para o mercado de CAG são parcialmente aceitas para atender também o requisito de reserva girante. De fato, o gerador A vende 26,1 MW para atender o requisito de CAG (parcela R_{11}) e outros 3,9 MW para suprir o requisito de reserva girante (parcela R_{12}), como mostra a Tabela 5.4. O gerador D por sua vez, tem 23,9 MW liquidados para prover CAG e 6,1 MW vendidos para atender ao requisito de reserva girante.

A mudança no preço de oferta do gerador A também resulta em PMSAs menores no Caso B. O PMSA do mercado de CAG é menor do que o correspondente PMSA do Caso A devido à redução do preço de oferta do gerador A. Além disso, o PMSA do mercado de reserva girante também sofre uma redução em consequência da interação entre os mercados de reservas. Pode-se observar ainda na Tabela 5.4 que os PMSAs para os mercados de CAG e reserva girante são iguais, comprovando os resultados da análise sobre estes preços apresentada no Capítulo 3.

Como os valores dos PMSAs para os mercados de CAG e reserva girante são menores se comparados aos obtidos no caso anterior, ocorre também uma redução nos custos de ambos mercados, resultando em uma economia de \$92,30 no custo total de aquisição das reservas. Deve-se observar que, se as interações entre os mercados não fossem possíveis, esta economia seria de apenas \$50,00, uma vez que a redução no preço de oferta do gerador A para o mercado de CAG não afetaria o PMSA para o mercado de reserva girante.

Embora ofertas de reserva para CAG também sejam aceitas para atender o requisito de reserva girante, os custos individuais de cada mercado de reserva refletem sua demanda original. Para o mercado de CAG, o custo de \$166,50 corresponde ao requisito de reserva de 50 MW (isto é, $166,50 = 3,33 \times 50$). Esta relação também é verdadeira para o mercado de reserva girante, ou seja, $299,70 = 3,33 \times 90$. Portanto, a metodologia proposta possibilita a interação entre os mercados de reservas sem entretanto aumentar os custos de um mercado de reserva de maior qualidade com o atendimento ao requisito de reservas de menor qualidade. Os custos dos mercados de CAG e de reserva girante refletem suas demandas originais porque os geradores que tem suas ofertas parcialmente aceitas nos mercados de CAG e de reserva girante são remunerados em ambos mercados e os pagamentos correspondem à sua contribuição em cada mercado. A Tabela 5.5 mostra a remuneração dos geradores para o Caso B, explicitando o montante a ser remunerado em cada mercado. Observa-se que o montante de 53,9 MW de reserva do gerador A, remunerada no mercado de reserva girante, corresponde à parcela R_{12} (3,9MW) somada a parcela R_{22} (50 MW).

Tabela 5.5 – Remuneração dos geradores no Caso B.

Gerador	Contratos (MW)	Energia		CAG		Reserva girante		Reserva não-girante		Total (\$)
		(MW)	(\$)	(MW)	(\$)	(MW)	(\$)	(MW)	(\$)	
A	80	0	0,00	26,1	87,00	53,9	179,40	0	0	266,40
B	0	255,83	5.884,23	0	0	0	0	0	0	5.884,23
C	100	360	7.993,20	0	0	0	0	40	70,00	8.063,20
D	30	0,55	14,76	23,9	79,50	36,1	120,30	0	0	214,56
E	0	12	321,55	0	0	0	0	5	8,75	330,30
F	0	85	2.143,51	0	0	0	0	15	26,25	2.169,76
<i>Total</i>	210	713,38	16.357,25	50	166,50	90	299,70	60	105,00	16.928,46

Embora a alocação de reservas para o Caso B seja diferente da alocação obtida no Caso A, verifica-se que o despacho resultante para os geradores é idêntico ao caso anterior. As perdas resultantes também foram de 44,8 MW. Desde que as ofertas de energia e o despacho de geração são idênticos ao caso anterior, os PMBs obtidos no Caso B também são iguais ao PMBs do Caso A e portanto não são mostrados.

Caso C: Zonas de Atendimento para o Mercado de Reserva Girante

A metodologia proposta neste capítulo permite que o requisito de reserva de qualquer um dos três mercados de reserva considerados possa ser redefinido sob a forma de requisitos zonais, de modo a considerar restrições de transmissão da rede elétrica ou outras restrições relacionadas ao suprimento dos serviços ancilares.

No caso C, supõe-se a necessidade de particionar o requisito de reserva girante em 3 zonas de atendimento como mostrado na Tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Zonas de atendimento para o mercado de reserva girante.

Zona	Geradores	Requisito de Reserva Girante (MW)
1	A e B	36
2	C e D	45
3	E e F	9
Total	–	90

Considerando para a Caso C o mesmo esquema de ofertas do Caso B, os resultados obtidos na simulação são apresentados na Tabela 5.7. Assim como no Caso B, ofertas de CAG são liquidadas também para atender o requisito de reserva girante. Neste caso, o gerador D vende 15 MW de reserva originalmente ofertada para CAG no mercado de reserva girante. O requisito total de reserva girante é o mesmo dos casos anteriores, porém a inclusão das restrições por zonas altera a alocação das reservas em todos os mercados.

Os PMSAs para a Caso C são mostrados na Tabela 5.7. Desde que o requisito de reserva girante corresponde a três zonas de atendimento, então há um PMSA para cada zona, como mostrado na tabela. Observa-se que o PMSA para a zona 3 é \$4,40/MW e portanto não corresponde a nenhum preço de oferta para reserva girante. De fato, este é o preço ótimo de mercado para remunerar o gerador F pelo provimento de 9 MW de reserva girante, pois incorpora o custo de oportunidade que este gerador tem no mercado de reserva não-girante.

Tabela 5.7 – Resultados para o Caso C.

Gerador	Energia (MW)	CAG (R_{11}) + (R_{12}) (MW)	Reserva girante (MW)	Reserva não-girante (MW)	Totais de cada gerador (MW)
A	80	(35) + (0)	36	0	151
B	255,83	0	0	0	255,83
C	460	0	0	49	509
D	30,55	(15) + (15)	30	0	90,55
E	12	0	0	5	17
F	85	0	9	6	100
Total	923,38	65	75	60	–
<i>PMSA (\$/MW)</i>	–	3,33	zona 1: 2,33 zona 2: 3,33 zona 3: 4,40	1,75	–
<i>Custo (\$)</i>	16.357,26	166,50	273,33	105,00	16.902,09
			<i>Valor Total da Função-objetivo:</i>		13.176,52

Em todos os casos apresentados o gerador F é o mais competitivo no mercado de reserva não-girante. No Caso C, O lucro presumido (ou a diferença entre o preço de mercado e o preço de oferta) obtido pelo gerador no mercado de reserva não-girante corresponde a \$0,50 por cada MW vendido. Entretanto, o gerador F é obrigado a vender reserva girante de modo a atender o requisito da zona 3, e portanto deixa de vender 9 MW no mercado de reserva não-girante. Assim, o valor do PMSA de reserva girante no Caso C, igual a \$4,40/MW cobre seu preço de oferta de reserva girante (\$3,90/MW), bem como o lucro perdido no mercado de reserva não-girante.

Na Tabela 5.7 pode-se observar que o custo total para o Caso C foi menor do que o custo obtido no Caso B, mesmo com a inclusão das restrições zonais de atendimento ao requisito de reserva girante. Isto se deve aos preços diferentes para cada zona no mercado de reserva girante. O valor da função-objetivo entretanto é maior no Caso C, sendo portanto coerente com o aumento das restrições ao problema de otimização.

Caso D: Efeito do Limite de Fluxo nas Linhas de Transmissão

No Caso D um limite de fluxo de potência ativa de 14 MW na linha entre as barras 25 e 27 é enfatizado. Trata-se de uma linha de alimentação para a carga de 10,85 MW na barra 26. Esta restrição de transmissão provoca uma alteração nos fluxos das linhas bem como nas potências despachadas pelos geradores.

Considerando o mesmo esquema de ofertas do Caso B, os resultados obtidos para esta nova condição de operação são mostrados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Resultados para o Caso D.

Gerador	Energia (MW)	CAG (R_{11}) + (R_{12}) (MW)	Reserva girante (MW)	Reserva não-girante (MW)	Totais de cada gerador (MW)
A	80	(26,1)+(3,9)	50	0	160
B	244,64	0	0	0,84	245,48
C	460	0	0	50	510
D	30	(23,9)+(6,1)	30	0	90
E	12	0	0	5	17
F	95,84	0	0	4,16	100
Total	922,48	60	80	60	–
PMSA (\$/MW)	–	3,33	3,33	1,80	–
Custo (\$)	16.376,34	166,50	299,70	108,00	16.950,54
<i>Valor Total da Função-objetivo:</i>					13.157,12

Observa-se que a restrição de fluxo altera os despachos dos geradores B e F. O gerador B reduz sua geração em relação ao Caso B, enquanto ocorre um aumento da potência despachada pelo gerador F. Esta alteração nos despachos programados eleva os PMBs de várias barras, como mostra a Figura 5.3. O custo do fornecimento de energia é maior no Caso D devido ao congestionamento da transmissão. Os novos fluxos nas linhas produzem perdas de potência ativa de 43,9 MW.

Na condição do Caso D, o gerador F passa a ser competitivo tanto no mercado de energia quanto no mercado de reserva não-girante, vendendo toda a sua capacidade nestes mercados. Devido ao congestionamento, o gerador F reduz o montante de reserva não-girante vendido, de modo a ter capacidade para atender a demanda de energia, e portanto a alocação de reserva não-girante é modificada em relação ao Caso B. O PMSA para o mercado de reserva não-girante é agora de \$1,80/MW, o qual corresponde ao preço de oferta do gerador B. Portanto, o congestionamento de linhas de transmissão neste caso, além de aumentar os preços do mercado de energia, causa indiretamente um aumento nos custos de aquisição das reservas, devido ao acoplamento entre os mercados de energia e de reservas.

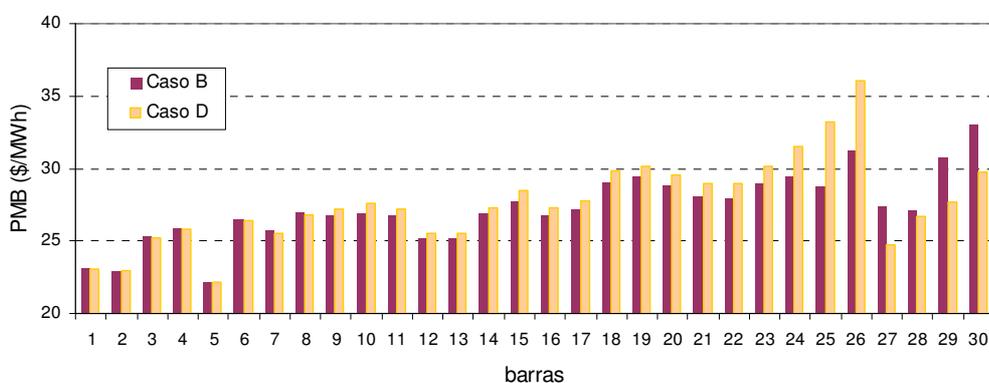


Figura 5.3 – Comparação entre os preços marginais de barra (PMB) para os Casos B e D.

Descrição do Cenário 2

Este cenário analisa a programação para as próximas 24 horas dos provedores descritos no Cenário 1 e de sete consumidores fazendo lances para a compra de energia durante determinados períodos de tempo. Estes consumidores se comportam como cargas variáveis em função dos preços do mercado de energia. Se estes preços são reduzidos, os consumidores podem comprar mais energia de acordo com seus lances para o mercado do dia seguinte. Entretanto, se os preços de mercado aumentam, os valores em \$/MW ofertados para a energia deixam de ser atrativos e a aquisição da energia não é realizada, ou é apenas parcialmente realizada.

Os provedores e suas ofertas de energia e de reservas operativas para os 24 intervalos da programação são as mesmas consideradas nos Casos B, C e D. Os consumidores fazem lances divididos em duas bandas, para diferentes períodos do dia, como mostra a Tabela 5.9. O sistema teste IEEE de 30 barras com geradores e consumidores fazendo lances para a compra de energia é mostrado a Figura 5.4.

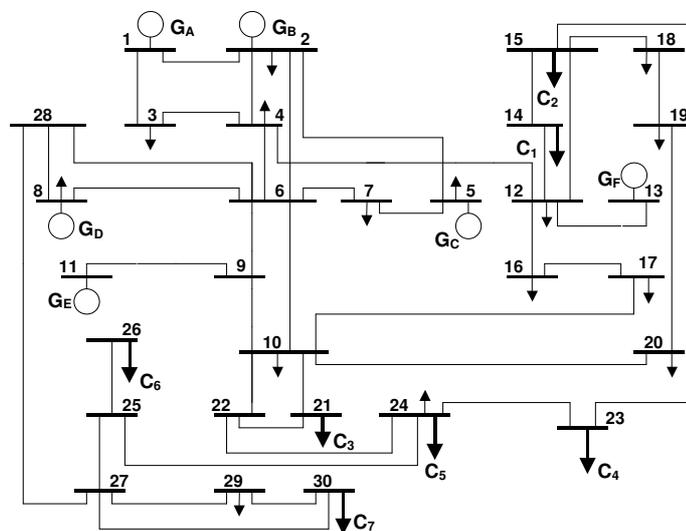


Figura 5.4 – Sistema IEEE 30 barras com geradores e consumidores.

A programação dos geradores deve atender a demanda dos consumidores e também a curva de carga prevista para o dia seguinte, mostrada na Figura 5.5a. Os requisitos de reserva para CAG, reserva girante e reserva não-girante de cada intervalo são mostrados na Figura 5.5b.

Tabela 5.9 – Lances dos consumidores considerados no Cenário 2.

Consumidor	barra	Período (h)	Lances			
			banda 1		banda 2	
			MW	\$/MW	MW	\$/MW
1	14	8 – 18	50	32,00	30	25,00
2	15	9 – 20	30	35,00	30	24,50
3	21	10 – 18	40	48,00	20	32,00
4	23	8 – 18	70	33,00	30	25,00
5	24	8 – 19	25	43,50	25	33,50
6	26	10 – 18	30	40,00	20	36,00
7	30	9 – 20	35	37,50	35	25,50

Caso E: Programação de Consumo/Geração/Reservas para o Período de 24 Horas

Para o Caso E os limites de transmissão são considerados abertos e portanto não há restrições ativas de fluxo nas linhas. Também neste caso não são consideradas zonas de atendimento dos requisitos de reserva.

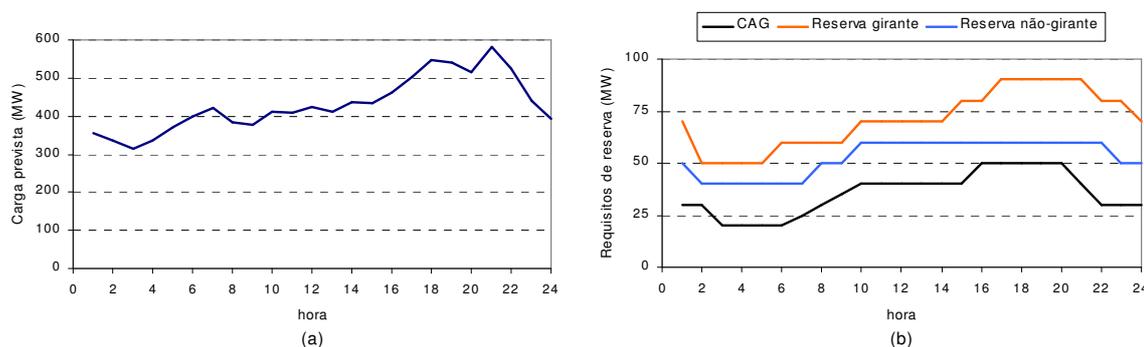


Figura 5.5 – (a) Curva de carga prevista para o dia seguinte; (b) requisitos de reserva.

Os resultados obtidos para este caso são descritos a seguir. Os montantes de energia comprada pelos consumidores que fazem lances durante o período $t = 8, \dots, 20$, são mostrados na Tabela 5.10. Durante os demais intervalos não há lances para compra de energia.

Na Tabela 5.10 observa-se que apenas os consumidores 3 e 5 conseguem comprar toda a energia requerida em seus lances, uma vez que fazem as maiores ofertas. Nos intervalos $t = 16, \dots, 18$ os consumidores 4 e 6 reduzem ainda mais a potência comprada em relação aos intervalos $t = 10, \dots, 15$. Isto ocorre porque nestes intervalos os preços marginais da energia são maiores devido ao aumento da potência a ser gerada para atender os acréscimos da carga prevista. Por outro lado, o consumidor 2 é favorecido com a redução dos preços da energia nos intervalos $t = 19$ e 20, conseguindo comprar um montante de energia maior nestes intervalos.

Tabela 5.10 – Energia comprada (em MW) pelos consumidores considerados no Caso E.

Cons.	Intervalo t												
	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0
2	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	48,8	60
3	0	0	60	60	60	60	60	60	60	60	60	0	0
4	70	70	61,2	61,7	59,7	61,2	57,6	58,2	54,4	48,5	44,6	0	0
5	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0
6	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	29,3	0	0
7	0	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Total (MW)	170	235	316,2	316,7	314,7	316,2	312,6	313,2	309,4	303,5	298,9	133,8	95

A carga total a ser atendida pelos geradores, a qual compreende a curva de carga prevista somada à energia total comprada pelos consumidores em cada intervalo, pode ser vista na Figura 5.6. O intervalo de maior carga ocorre em $t = 18$. Para atender esta curva de carga total, o despacho ótimo dos geradores para o período de 24 horas do dia seguinte é mostrado na Figura 5.7. Neste figura, observa-se que os geradores A e D despacham apenas os montantes necessários para atender seus contratos bilaterais durante quase todo o horizonte de programação, pois são geradores com ofertas de energia mais caras. Entretanto, o gerador D apresenta um leve aumento de sua geração no intervalo de pico da carga. Por outro lado, os geradores B e F são mais competitivos e vendem aproximadamente 70% de sua capacidade total durante todo o período considerado.

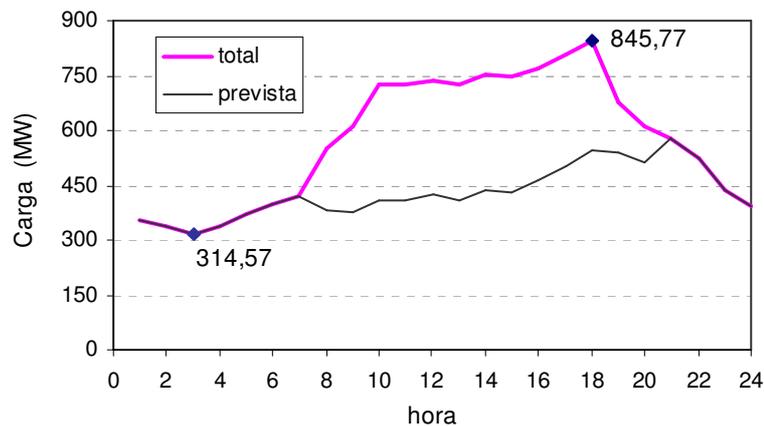


Figura 5.6 – Curva de carga prevista e total considerando a demanda dos consumidores.

As perdas de potência ativa durante o período de programação podem ser visualizadas na Figura 5.8. Observa-se que estas perdas aumentam de forma significativa nos intervalos em que os consumidores fazem lances para compra de energia. Isto ocorre porque os consumidores 3 ao 7 estão conectados respectivamente às barras 21, 23, 24, 26 e 30, as quais são eletricamente remotas

em relação as barras de geração. Portanto, o aumento de carga destes consumidores resulta em um aumento das perdas de potência ativa no sistema.

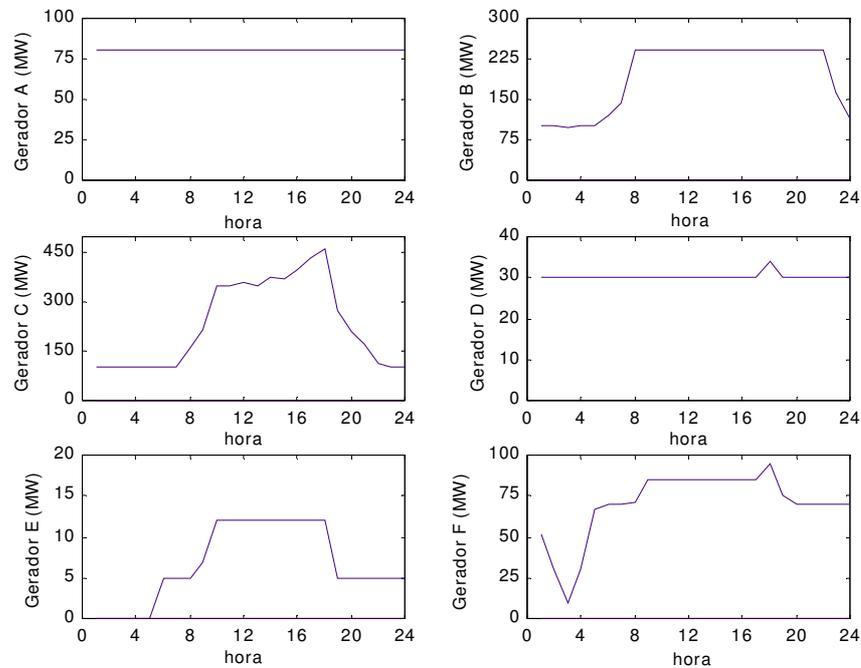


Figura 5.7 – Programação da geração para o Caso E.

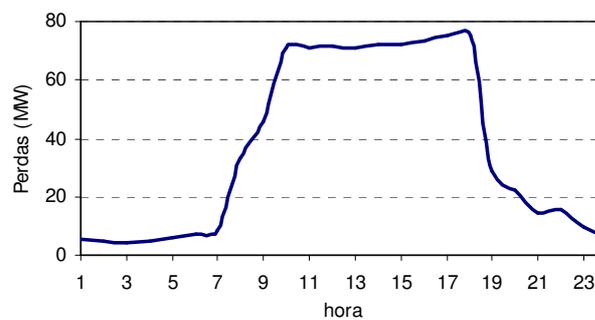


Figura 5.8 – Perdas de potência ativa para o Caso E.

Os preços marginais de barra (PMBs) para os geradores são mostrados na Figura 5.9. Nesta figura pode-se observar que os preços marginais das barras de geração aumentam com o aumento da potência total gerada para atender a carga prevista e o consumo.

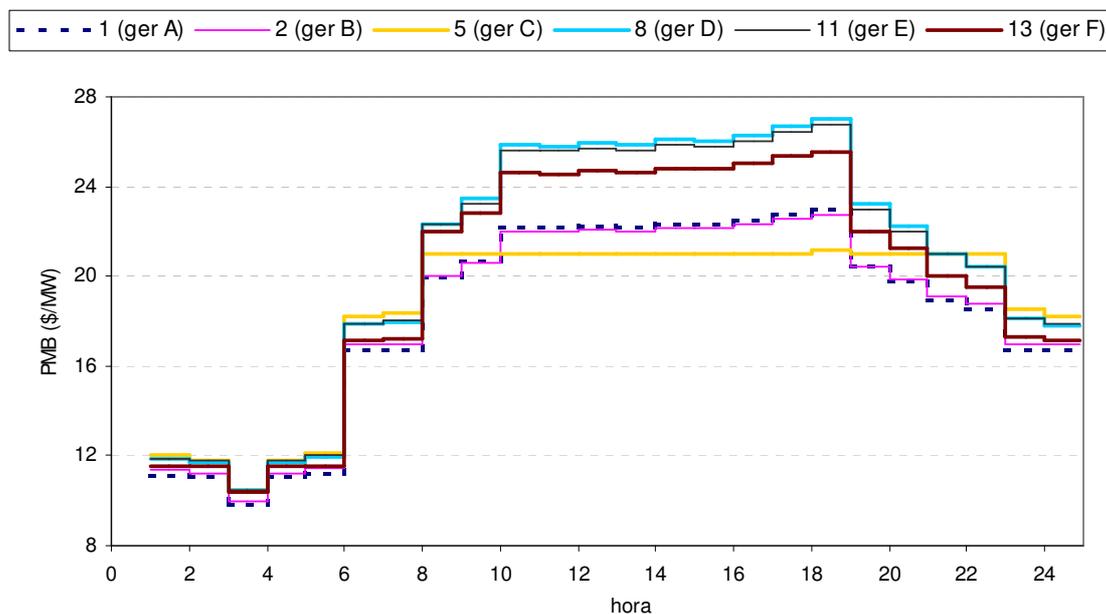


Figura 5.9 – Preços marginais das barras de geração para o Caso E.

Na Figura 5.9 pode-se observar que o PMB da barra 5 é o menor durante os intervalos $t = 8, \dots, 18$, refletindo o preço de oferta do gerador C ($\$21,00/\text{MW}$). No intervalo $t = 3$ o PMB da barra 13, na qual o gerador F está conectado, é $\$10,36/\text{MW}$. Desde que este valor é menor do que o preço de oferta da primeira banda do gerador F ($\$11,50/\text{MW}$), conclui-se que o gerador está gerando em seu limite mínimo de geração e recebe um valor menor do que seu preço de oferta. Nos demais intervalos, entretanto, o gerador F compensa este prejuízo vendendo energia devido ao seu baixo preço de oferta.

O requisito de reserva para CAG é novamente mostrado na Figura 5.10a e a alocação de reservas é mostrada na Figura 5.10b. Os geradores alocados para prover reserva de CAG são os geradores A e D, conforme mostra a figura, uma vez que são os mais competitivos neste mercado. Desde que as ofertas dos geradores A e D também são competitivas no mercado de reserva girante durante os intervalos $t = 17, \dots, 21$, estas ofertas são parcialmente aceitas em ambos mercados nestes intervalos. Assim, os montantes de reserva de CAG são maiores do que os requisitos de reserva nos intervalos $t = 17, \dots, 21$, como mostra a Figura 5.10.

Por outro lado, os montantes de reserva girante são inferiores aos requisitos de reserva girante nos intervalos $t = 17, \dots, 21$, como mostra a Figura 5.11. Isto ocorre porque nestes intervalos o requisito de reserva girante está sendo parcialmente atendido pela reserva de CAG alocada nos geradores A e D.

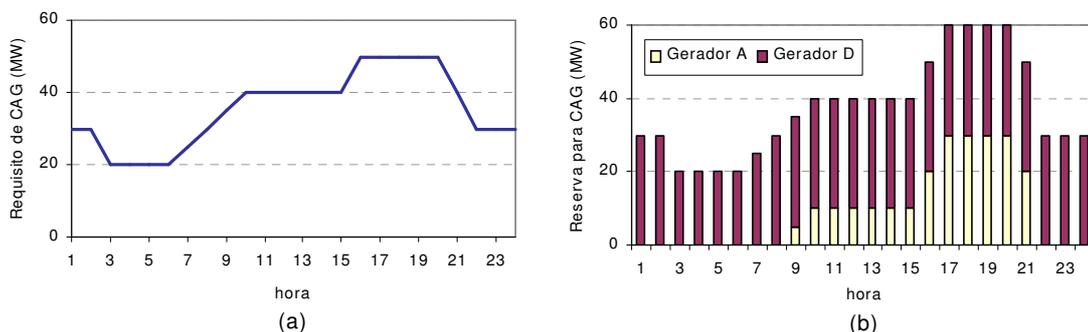


Figura 5.10 – Caso E: (a) Requisito de reserva para CAG; (b) reservas de CAG.

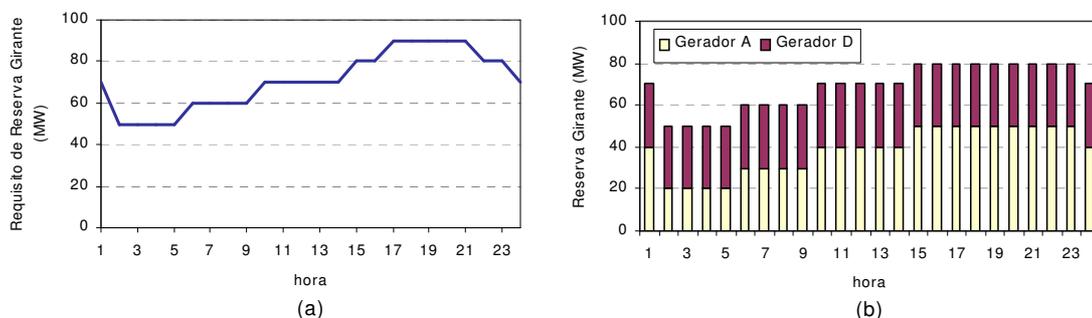


Figura 5.11 – Caso E: (a) Requisito de reserva girante; (b) reservas girantes.

A Figura 5.12 mostra as reservas alocadas para atender o requisito de reserva não-girante. Os geradores selecionados neste caso são os geradores C, E e F. O gerador C é o gerador marginal durante todo o período de 24 horas, pois estabelece preço marginal deste serviço ancilar. Neste caso, não há reservas de maior qualidade alocadas para atender o requisito de reserva não-girante.

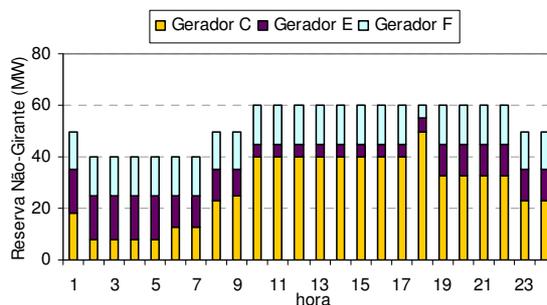


Figura 5.12 – Alocação de reserva não-girante no Caso E.

Os preços marginais dos serviços ancilares (PMSAs) obtidos na simulações são mostrados na Figura 5.13. Como ocorre interação entre os mercados de CAG e reserva girante durante os intervalos $t = 17, \dots, 21$, os preços obtidos nestes intervalos para os mercados de CAG e reserva girante são iguais. Para os demais intervalos os preços são coerentes com as características de cada

mercado, uma vez os mercados de reserva de maior qualidade obtiveram valores maiores para os preços de liquidação.

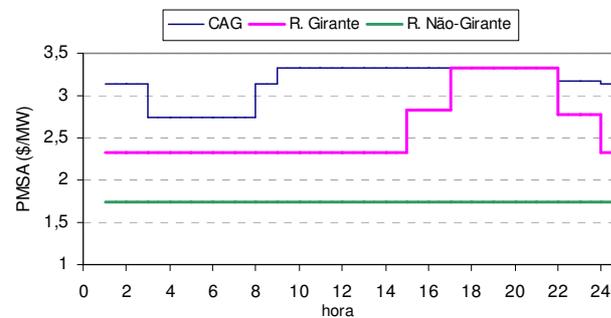


Figura 5.13 – Preços marginais dos serviços ancilares (PMSAs) no Caso E.

5.6 Conclusões

Este capítulo apresenta uma metodologia para o despacho conjunto de energia e de reservas operativas em ambientes de mercados integrados. São considerados três mercados distintos de reservas, os quais compreendem: reserva para controle automático de geração (CAG), reserva girante e reserva não-girante ou de substituição.

A metodologia para definir a programação de geração/consumo/alocação de reservas é baseada na formulação do Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico (FPOD) não-linear, garantindo desta forma a representação das restrições da rede e considerando as perdas ativas de transmissão e o efeito das restrições de rampa dos geradores. Além disso, a metodologia permite a redefinição do requisito de reserva de cada intervalo da programação em requisitos zonais, de modo a acomodar restrições específicas do provimento dos serviços ancilares na alocação das reservas.

Os resultados apresentados na Seção 5.5 mostram que a interação entre os mercados de reservas, de modo a permitir que as reservas de maior qualidade possam também atender os requisitos reserva de menor qualidade, proporciona uma economia no custo total de aquisição das reservas. Entretanto, esta interação não resulta em aumento de custos para os mercados de reserva de maior qualidade, pois a representação individual das parcelas alocadas permite estabelecer a remuneração pela contribuição de cada gerador em cada mercado. Deste modo, o custo total de um mercado reflete sua demanda original.

Os resultados mostram ainda que o acoplamento existente entre os mercados de energia e de reservas possibilita que os preços marginais dos serviços ancilares (PMSAs) incorporem custos de

oportunidade de geradores quando estes deixam de vender em um determinado mercado no qual são mais competitivos para atender a necessidade de outro mercado.

Em casos de congestionamento da transmissão, o redespacho dos geradores de modo a acomodar os fluxos nas linhas pode alterar a alocação ótima das reservas, acarretando desta forma um aumento no custo de aquisição das reservas.

CAPÍTULO VI

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 Conclusões

A operação de mercados de eletricidade a curto prazo, tais como mercado do dia seguinte (*day-ahead market*) apresenta diferenças essenciais em relação a outros mercados que transacionam *commodities*, pois além de negociar as quantidades a serem comercializadas e os prazos, é necessário garantir a viabilidade física da geração/consumo. Aspectos envolvendo restrições da rede de transmissão elétrica e limites operacionais das máquinas devem ser considerados na negociação. Além disso, é fundamental assegurar a manutenção dos índices de confiabilidade do sistema, bem como a qualidade da energia entregue.

Neste contexto, os serviços ancilares, necessários para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, a segurança do sistema e a manutenção dos valores da frequência e tensão, devem ter seu provimento assegurado em ambientes competitivos, seja através de mecanismos mandatórios ou através do estabelecimento de mercados competitivos para seu provimento.

A experiência em vários países tem demonstrado que o estabelecimento de estruturas de mercados competitivos para serviços ancilares estimulam a participação dos geradores, favorecendo a competição entre as empresas, principalmente para os serviços que complementam o suprimento da demanda, tais como os serviços de controle de frequência e o provimento de reservas de confiabilidade. Estes mercados de serviços ancilares podem estar separados dos mercados de energia ou funcionarem em conjunto, através de leilões interdependentes para energia e reservas de potência ativa. No Capítulo 1, são explicadas algumas das razões pelas quais mercados de eletricidade em diversos países adotaram modelos de otimização conjunta de ofertas de energia e serviços ancilares. As principais são:

- o despacho seqüencial para energia e reservas não garante a solução ótima global, considerando-se todos os mercados;
- em leilões separados é mais difícil levar em consideração que energia e reservas utilizam a mesma capacidade de geração;

- incentivos econômicos para um determinado mercado afetam o montante de capacidade disponível e podem aumentar os preços dos demais mercados.

Sendo assim, a metodologia apresentada neste trabalho foi motivada pela análise dos modelos de otimização conjunta, observando a interdependência entre os mercados de energia e de reservas operativas.

O Capítulo 2 apresenta uma descrição detalhada dos serviços ancilares para controle de frequência e manutenção da confiabilidade. Estes serviços são utilizados em tempo real pelo operador da rede elétrica e portanto requerem que as reservas necessárias sejam estabelecidas antes da operação. Desde que os provedores podem oferecer diferentes tipos de reserva de potência operativa, de acordo com o estado de operação de suas unidades geradoras, estas reservas são classificadas em reservas de maior e menor qualidade. A metodologia proposta neste trabalho permite a alocação de reservas de maior qualidade para atender o requisito de reserva de menor qualidade, possibilitando a redução do custo total na aquisição das reservas.

No Capítulo 3 é apresentada a formulação do despacho conjunto de energia e reservas para serviços ancilares baseada no Fluxo de Potência Ótimo. Considera-se uma estrutura de mercado na qual os provedores fazem ofertas de energia e de reservas visando atender uma demanda e requisitos preestabelecidos. Os sinais de preço são analisados, sendo demonstrado que da mesma forma que os multiplicadores de Lagrange das restrições de balanço de potência correspondem aos preços marginais de energia demandada nas barras, os multiplicadores de Lagrange das restrições de atendimento dos requisitos de reserva correspondem aos preços marginais de serviços ancilares. Particularmente relevante é a demonstração de que estes preços marginais refletem não apenas os preços das ofertas mais caras aceitas, mas também os custos de oportunidade dos provedores. Além disso, mostrou-se que, no caso de existirem interações entre os mercados de reservas, os preços marginais destes mercados serão iguais.

No Capítulo 4 é apresentado o algoritmo baseado em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico para liquidação de ofertas de energia e reserva girante considerando a programação do dia seguinte. As restrições intertemporais de rampa dos geradores são incluídas, bem como as características não-lineares da rede elétrica, as restrições de transmissão e as restrições de tomada de carga para o despacho de reserva girante. Os resultados obtidos para diferentes casos simulados demonstram que a inclusão das restrições intertemporais nos problemas de Fluxo de Potência Ótimo melhora a viabilidade da programação da geração, uma vez que incorpora a característica de acréscimo ou redução de carga das unidades geradoras. Além disso, a solução encontrada considerando

simultaneamente todos os intervalos da programação de um dia é mais econômica do que as soluções obtidas através de modelos que otimizam cada intervalo separadamente.

A inclusão da restrição de tomada de carga das unidades na seleção das ofertas de reservas mais competitivas é importante e necessária para garantir que os montantes aceitos na liquidação estejam realmente disponíveis quando solicitados pelo operador do sistema. Os resultados numéricos apresentados no Capítulo 4 também mostram a influência de diferentes estratégias de oferta nos preços marginais das barras. Se os preços de oferta aumentam linearmente com a potência gerada, os preços marginais das barras também aumentam, mesmo para pequenos acréscimos da demanda. No caso de ofertas em bandas com preços constantes, os preços marginais das barras podem permanecer constantes para pequenos acréscimos de carga.

Em relação aos preços marginais de serviços ancilares mostra-se no Capítulo 4 que, embora estes preços incorporem os custos de oportunidade de geradores competitivos no mercado de energia, seus valores são geralmente próximos do preço da oferta de reserva mais cara aceita (oferta marginal). Uma possível exceção ocorre nos casos em que existe uma escassez de ofertas de reservas para atender ao mercado de serviços ancilares, quando então os custos de oportunidade tendem a ser elevados.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia proposta para o despacho conjunto de energia e de reservas operativas em ambientes de mercados integrados, considerando os mercados de reserva para controle automático de geração (CAG), reserva girante e reserva não-girante ou de substituição. Desde que a reserva para CAG é considerada de maior qualidade, seguida pela reserva girante e reserva não-girante, nesta ordem, a metodologia apresentada incorpora interações entre os mercados de reservas de modo a permitir que reservas de maior qualidade possam ser vendidas para atender o requisito de reservas de menor qualidade. Além disso, é possível redefinir o requisito de reserva de cada intervalo da programação em requisitos zonais, de modo a acomodar restrições específicas do provimento dos serviços ancilares na alocação das reservas.

Os resultados apresentados no Capítulo 5 mostram que a interação entre os mercados propicia uma economia no custo total de aquisição das reservas, o que não é possível nos modelos de despacho seqüencial ou modelos de despacho conjunto que não contemplam esta possibilidade. Esta interação entretanto não interfere nos custos finais dos mercados, pois a identificação de cada parcela alocada permite estabelecer uma remuneração pela contribuição de cada gerador em cada mercado. Assim, o custo total de um mercado é a soma das remunerações de todas as parcelas que atendem a este mercado e portanto reflete sua demanda original.

6.2 Contribuições Originais da Tese

Este trabalho apresenta uma metodologia para definição do despacho ótimo de geradores e alocação de reservas considerando ambientes de mercados competitivos para energia e serviços ancilares. São desenvolvidos algoritmos baseados em Fluxo de Potência Ótimo Dinâmico não-linear para liquidação conjunta das ofertas/lances de energia e ofertas de reservas operativas, de modo a otimizar a programação de geração/consumo dos participantes destes mercados, considerando um horizonte de operação composto de vários intervalos de tempo.

Na literatura, são poucos os trabalhos que abordam o problema da programação diária dos geradores considerando simultaneamente o despacho de potência ativa e alocação de reservas operativas. Os trabalhos referidos no Capítulo 1 utilizam modelos lineares da rede e portanto desconsideram a influência das perdas de transmissão na solução. Neste sentido, os algoritmos propostos apresentam uma contribuição original, uma vez que possibilitam determinar a geração e alocação para até 3 tipos diferentes de reservas, através de um modelo não-linear da rede elétrica e com a inclusão das restrições intertemporais de tomada de carga dos geradores.

Outra contribuição original refere-se à metodologia proposta para liquidação das ofertas de reservas, a qual permite a interação entre os diferentes mercados, possibilitando uma redução no custo total de aquisição das reservas. A identificação da parcela de contribuição de cada gerador para os diferentes mercados de reservas permite estabelecer uma remuneração justa para cada mercado, uma vez que os custos destes refletem sua demanda original.

Os algoritmos propostos neste trabalho buscam incorporar várias restrições relacionadas ao provimento dos serviços ancilares, tais como inclusão das restrições de tomada de carga dos geradores e aspectos relacionados com a localização dos geradores na rede elétrica. Em relação ao estudo dos serviços ancilares, este trabalho constitui uma contribuição original dentro do contexto brasileiro, uma vez que ainda não foi apresentado uma proposta englobando simultaneamente o despacho e a alocação de reservas e ainda considerando todos os aspectos abordados.

6.3 Sugestões para Desenvolvimento de Trabalhos Futuros

Algumas sugestões para a continuidade desta pesquisa, bem como para o desenvolvimento de outros trabalhos relacionados ao despacho conjunto de energia e reservas são discutidas a seguir.

As metodologias apresentadas nos capítulos 4 e 5 foram implementadas como protótipos em Matlab, mostrando um desempenho satisfatório para os casos estudados. Entretanto, problemas de FPOD caracterizam-se por sua elevada dimensão, mesmo quando são aplicados a sistemas de

pequenos porte. Por isso, sugere-se como continuidade do trabalho a implementação destes algoritmos em linguagens compiladas de programação, de modo a facilitar a simulação de sistemas de maior porte.

Desde que as metodologias apresentadas neste trabalho possibilitam a representação dos consumidores, sugere-se incluir nos algoritmos propostos a possibilidade dos agentes consumidores fazerem ofertas de interrupção de carga, as quais poderiam competir no mercado de reserva não-girante com as ofertas de capacidade disponibilizada por agentes geradores. Esquemas de oferta de cargas interruptíveis para mercados de reserva de substituição (ou reservas de confiabilidade) são encontrados nos mercados existentes nos estados da Califórnia e Nova York nos Estados Unidos (DOUDNA, 2001; LAWRENCE, 2002).

Outra sugestão refere-se a extensão da modelagem do sistema de transmissão de modo a incluir as restrições de balanço de potência reativa e os limites de tensão nas barras. Estas restrições aplicadas ao problema de despacho ótimo da geração e alocação de reservas operativas possibilitariam obter resultados mais realísticos e aplicáveis em sistemas de mercado horário, nos quais a liquidação das ofertas dos provedores de energia e serviços ancilares é definida com uma hora de antecedência da operação em tempo real. Adicionalmente, as perdas de transmissão seriam calculadas de forma mais precisa.

ANEXO A

MODELO SIMPLIFICADO PARA O CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA NÃO-LINEAR

A.1 Equações de Fluxo de Potência

O cálculo do fluxo de potência caracteriza-se pela determinação do estado da rede e fluxos nas linhas de modo que (SALGADO, 2001):

- a demanda seja satisfeita;
- o perfil de tensão esteja dentro de limites pré-especificados;
- as linhas de transmissão e os equipamentos operem sem sobrecarga.

A formulação básica para o cálculo de fluxo de potência apresentada por vários autores (WOOD e WOLLENBERG, 1996; SALGADO, 2001) considera as seguintes variáveis:

V_i : magnitude da tensão nodal (tensão na barra i);

θ_i : ângulo da tensão nodal;

P_i : injeção líquida (geração menos carga) de potência ativa;

Q_i : injeção líquida de potência reativa.

A determinação destas variáveis depende, entre outros fatores, dos elementos da matriz de admitância das barras do sistema. Os elementos da matriz de admitância são determinados em função dos parâmetros da rede. Para exemplificar, considera-se um sistema de potência de três barras, como mostrado na Figura A.1.

Sejam as admitâncias série y_a e y_b definidas por:

$$y_a = \frac{1}{r_{12} + j \cdot x_{12}} \quad \text{e} \quad y_b = \frac{1}{r_{13} + j \cdot x_{13}}$$

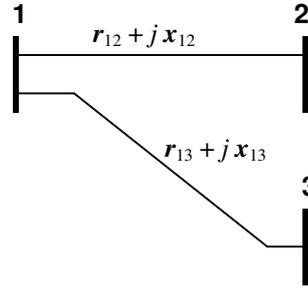


Figura A.1 – Sistema hipotético de 3 barras.

Então, representando as linhas do sistema de três barras da Figura A.1 pelo modelo π , tem-se o sistema da Figura A.2.

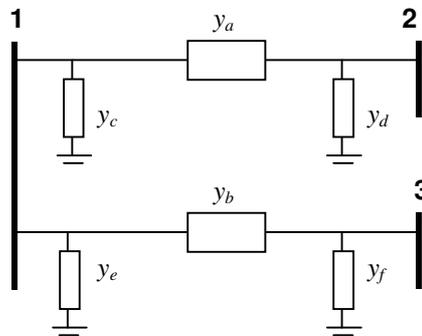


Figura A.2 – Circuito π -equivalente para o sistema hipotético de 3 barras.

Para este sistema, a matriz de admitância das barras é definida por:

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_a + y_b + y_c + y_e & -y_a & -y_b \\ -y_a & y_a + y_d & 0 \\ -y_b & 0 & y_b + y_f \end{bmatrix}$$

Desta forma, os elementos de uma matriz de admitâncias para um sistema de n barras podem ser descritos por:

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (\text{A.1})$$

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} + y_{ig} \quad (\text{A.2})$$

sendo que:

y_{ij} : admitância série da linha i - j , sendo que j corresponde a todas as barras conectadas à

barra i ;

y_{ig} : admitância para a terra, a qual se reduz à susceptância capacitiva jB_c .

Os elementos da matriz de admitância das barras podem ainda ser descritos em termos de suas partes reais e imaginárias:

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{A.3})$$

onde:

G_{ij} : parte real do elemento i - j da matriz de admitância de barras;

B_{ij} : parte imaginária do elemento i - j da matriz de admitância de barras.

A defasagem entre os fasores de tensão de duas barras adjacentes i e j $\theta_{ij} = (\theta_i - \theta_j)$ é conhecido como *ângulo de potência* ou *abertura da linha* de transmissão. Dadas as definições de G_{ij} e B_{ij} , as injeções de potência nas barras são calculadas através das seguintes equações (SALGADO, 2001):

$$P_i(V, \theta) = V_i \cdot \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \text{sen} \theta_{ij}) \cdot V_j =$$

$$V_i^2 \cdot G_{ii} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \cdot \text{sen} \theta_{ij}) \cdot V_j \quad (\text{A.4})$$

$$Q_i(V, \theta) = V_i \cdot \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cdot \text{sen} \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \cdot V_j =$$

$$-V_i^2 \cdot B_{ii} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (G_{ij} \cdot \text{sen} \theta_{ij} - B_{ij} \cdot \cos \theta_{ij}) \cdot V_j \quad (\text{A.5})$$

Os fluxos de potência ativa e reativa da linha i para a linha j são calculados pelas seguintes expressões:

$$P_{ij} = g_{ij} \cdot V_i^2 - g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} - b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \text{sen} \theta_{ij} \quad (\text{A.6})$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 \cdot \frac{B_c}{2} - b_{ij} \cdot V_i^2 + b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} - g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \text{sen} \theta_{ij} \quad (\text{A.7})$$

onde:

P_{ij} : fluxo de potência ativa da barra i para a barra j ;

Q_{ij} : fluxo de potência reativa da barra i para a barra j ;

e g_{ij} e b_{ij} são respectivamente a condutância e a susceptância série da linha entre as barras i e j , as quais são definidas por:

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad b_{ij} = \frac{-x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

Desde que $\theta_{ij} < 90^\circ$, portanto:

$$\begin{cases} \cos \theta_{ij} = \cos \theta_{ji} \\ \sin \theta_{ij} = -\sin \theta_{ji} \end{cases}$$

Os fluxos de potência ativa e reativa da linha j para a linha i são calculados pelas seguintes expressões:

$$P_{ji} = g_{ij} \cdot V_j^2 - g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} + b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} \quad (\text{A.8})$$

$$Q_{ji} = -V_j^2 \cdot \frac{B_c}{2} - b_{ij} \cdot V_j^2 + b_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \cos \theta_{ij} + g_{ij} \cdot V_i \cdot V_j \cdot \sin \theta_{ij} \quad (\text{A.9})$$

onde:

P_{ji} : fluxo de potência ativa da barra j para a barra i ;

Q_{ji} : fluxo de potência reativa da barra j para a barra i .

A.2 Modelo Simplificado

Neste trabalho, foi utilizado um modelo simplificado para resolver o problema de fluxo de potência ótimo não-linear. Foram consideradas as seguintes simplificações:

- as tensões de todas as barras são iguais a 1,0 p.u.;
- as equações de balanço de potência reativa são desprezadas;
- os fluxos de potência reativa não são calculados.

Desta forma, as injeções de potência ativa nas barras são calculadas por:

$$P_i(\theta) = \sum_{j=1}^n (G_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (\text{A.10})$$

E os fluxos de potência ativa nas linhas são calculados pelas seguintes expressões:

$$P_{ij}(\theta) = g_{ij} - g_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} - b_{ij} \cdot \sen \theta_{ij} \quad (\text{A.11})$$

$$P_{ji}(\theta) = g_{ij} - g_{ij} \cdot \cos \theta_{ij} + b_{ij} \cdot \sen \theta_{ij} \quad (\text{A.12})$$

ANEXO B

SISTEMA TESTE IEEE 30 BARRAS

Neste anexo são fornecidos os dados do Sistema Teste IEEE de 30 barras utilizados neste trabalho. O diagrama unifilar deste sistema é apresentado na Figura B.1. Os dados da rede elétrica são mostrados na Tabela B.1. A Tabela B.2 fornece dados sobre as barras.

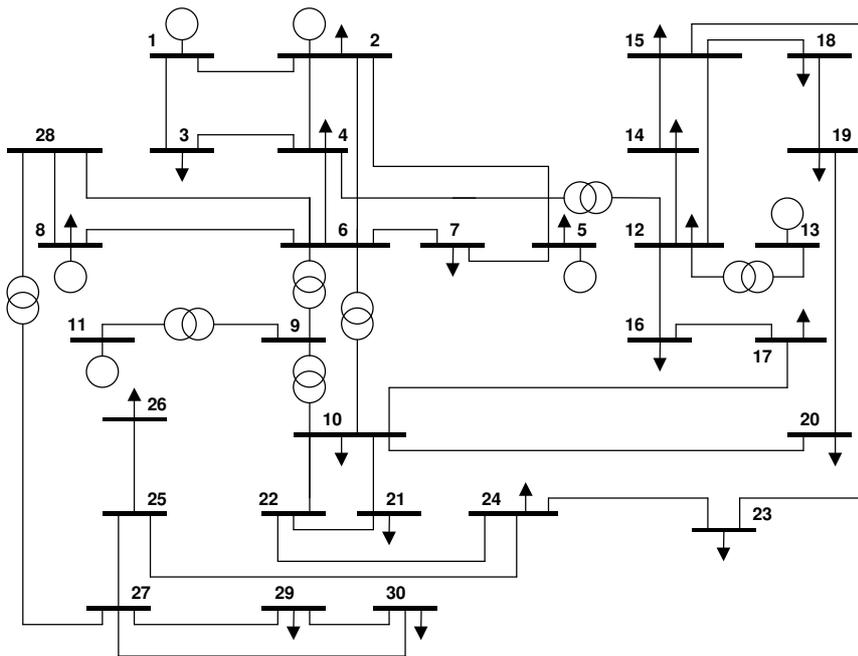


Figura B.1 – Sistema Teste IEEE 30 barras.

Tabela B.1 – Dados das linhas de transmissão do Sistema Teste IEEE 30 barras.

Linha	De	Para	r_l (p.u.)	x_l (p.u.)	Linha	De	Para	r_l (p.u.)	x_l (p.u.)
1	1	2	0,0192	0,0575	22	15	18	0,1073	0,2185
2	1	3	0,0452	0,1652	23	18	19	0,0639	0,1292
3	2	4	0,057	0,1737	24	19	20	0,034	0,068
4	3	4	0,0132	0,0379	25	10	20	0,0936	0,209
5	2	5	0,0472	0,1983	26	10	17	0,0324	0,0845
6	2	6	0,0581	0,1763	27	10	21	0,0348	0,0749
7	4	6	0,0119	0,0414	28	10	22	0,0727	0,1499
8	5	7	0,046	0,116	29	21	22	0,0116	0,0236
9	6	7	0,0267	0,082	30	15	23	0,1	0,202
10	6	8	0,012	0,042	31	22	24	0,115	0,179
11	6	9	0	0,208	32	23	24	0,132	0,27
12	6	10	0	0,556	33	24	25	0,1885	0,3292
13	9	11	0	0,208	34	25	26	0,2544	0,38
14	9	10	0	0,11	35	25	27	0,1093	0,2087
15	4	12	0	0,256	36	28	27	0	0,396
16	12	13	0	0,14	37	27	29	0,2198	0,4153
17	12	14	0,1231	0,2559	38	27	30	0,3202	0,6027
18	12	15	0,0662	0,1304	39	29	30	0,2399	0,4533
19	12	16	0,0945	0,1987	40	8	28	0,0636	0,2
20	14	15	0,221	0,1997	41	6	28	0,0169	0,0599
21	16	17	0,0524	0,1923					

 r_l : resistência da linha x_l : reatância da linha

Tabela B.2 – Dados das barras do Sistema Teste IEEE 30 barras.

Barra	Tensão (kV)	Tipo*	Carga**	Barra	Tensão (kV)	Tipo	Carga
1	132	2	0	16	33	0	1%
2	132	1	8%	17	33	0	3%
3	132	0	1%	18	33	0	1%
4	132	0	3%	19	33	0	3%
5	132	1	33%	20	33	0	1%
6	132	0	0	21	33	0	6%
7	132	0	8%	22	33	0	0
8	132	1	11%	23	33	0	1%
9	1	0	0	24	33	0	3%
10	33	0	2%	25	33	0	0
11	11	1	0	26	33	0	1%
12	33	0	4%	27	33	0	0
13	11	1	0	28	132	0	0
14	33	0	2%	29	33	0	1%
15	33	0	3%	30	33	0	4%

* 0: barra de carga; 1: barra de geração; 2: barra de folga.

** Porcentagem da carga de potência ativa (MW) da barra em relação à carga de potência ativa total do sistema.

Maiores informações sobre o Sistema Teste IEEE 30 barras estão disponíveis no site:

http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm.

ANEXO C

LISTAGEM DE RESULTADOS DO CASO BASE APRESENTADO NO CAPÍTULO 4

Neste anexo é apresentada uma listagem de saída do programa computacional implementado para otimização do mercado de energia e reserva girante. Os resultados apresentados foram obtidos para o Caso Base descrito no Capítulo 4, possibilitando uma comparação com os gráficos e valores descritos neste capítulo.

A listagem de saída a seguir inclui o valor final das principais variáveis e dos multiplicadores de Lagrange do problema de otimização.

```
=====
FPD - Pontos Interiores usando Método de Newton

Arquivo de dados : Tese_CasoA

=====

Numero de intervalos de tempo: 24
Convergencia alcançada em 21 iterações.
Tolerancia usada para Factibilidade Primal e Folga =1.00e-006
Tolerancia usada para Factibilidade Dual =1.00e-005
Valor Final de Mi =4.07e-009
Factibilidade Primal = 4.84e-012
Factibilidade Dual = 6.40e-007
Folga Complementar = 1.44e-007

-----
INTERVALO = 1

P (MW)      R (MW)      piC_sup      piC_inf      Pmax (MW)      Pmin (MW)
78.24      15.00      0.000      0.000      200.00      20.00
60.00      11.07      0.000      0.000      180.00      20.00
80.00      0.00      0.000      0.000      150.00      10.00
10.00      0.00      0.000      0.370      135.00      10.00
58.29      0.00      0.000      0.000      70.00      10.00
44.00      0.00      0.000      0.000      110.00      12.00

Barra      Theta (grau)      PMB ($/MWh)      Carga (MW)
1          0.000      21.250      0.00
2          -1.686      21.657      24.96
3          -3.230      21.959      2.76
4          -3.928      22.156      8.74
5          -5.600      22.468      108.33
6          -4.746      22.365      0.00
7          -5.906      22.622      26.22
8          -5.384      22.515      34.50
9          -3.480      22.350      0.00
10         -6.486      22.342      6.67
11         3.484      22.350      0.00
12         -5.124      21.979      12.88
13         -1.593      21.979      0.00
14         -6.729      22.491      7.13
15         -7.160      22.743      9.43
16         -6.302      22.377      4.03
17         -6.819      22.456      10.35
18         -8.171      23.072      3.68
19         -8.429      23.134      10.93
20         -8.032      22.953      2.53
21         -7.520      22.696      20.13
```

22	-7.514	22.686	0.00
23	-8.189	23.078	3.68
24	-8.845	23.241	10.01
25	-9.477	23.182	0.00
26	-10.755	23.885	4.03
27	-9.237	22.867	0.00
28	-5.378	22.547	0.00
29	-11.406	23.805	2.76
30	-12.822	24.438	12.19

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	46.266	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	31.978	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	20.464	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	28.728	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	32.842	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	27.553	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	31.914	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	3.982	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	22.394	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	24.535	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-10.622	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	5.460	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-58.289	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	47.667	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	8.155	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	8.948	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	21.849	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.478	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.698	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.370	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	6.537	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.800	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-8.131	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	10.819	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	6.004	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	19.904	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	9.730	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.387	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.176	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	9.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.432	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	2.529	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.086	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-1.572	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	16.993	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	7.191	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	8.227	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.288	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	-0.043	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	17.089	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-45.813	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-31.488	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-20.202	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-28.606	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-32.312	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.072	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-31.784	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	-3.973	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-22.247	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-24.457	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	10.622	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-5.460	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	58.289	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-47.667	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-8.155	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-8.828	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-21.459	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.395	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.359	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-6.480	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.794	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	8.159	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-10.689	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-5.991	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-19.738	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-9.645	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.387	0.000	0.000	700.00	-700.00

23	15	-7.112	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-9.121	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.413	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-2.513	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.025	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	1.576	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-16.993	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-7.048	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-7.958	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.232	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	0.043	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-17.036	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 4.623

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona	Preço (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 4731.87

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 5818.45

Reserva = 63.88

 INTERVALO = 2

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
73.70	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	9.94	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
10.00	0.00	0.000	0.371	135.00	10.00
48.31	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.250	0.00
2	-1.556	21.624	23.87
3	-3.134	21.938	2.64
4	-3.812	22.129	8.36
5	-5.152	22.363	103.62
6	-4.630	22.343	0.00
7	-5.620	22.561	25.08
8	-5.231	22.484	33.00
9	-3.921	22.350	0.00
10	-6.592	22.354	6.38
11	1.847	22.350	0.00
12	-4.968	21.930	12.32
13	-1.437	21.930	0.00
14	-6.534	22.418	6.82
15	-6.988	22.679	9.02
16	-6.239	22.354	3.85
17	-6.854	22.449	9.90
18	-8.043	23.014	3.52
19	-8.341	23.087	10.45
20	-7.989	22.921	2.42
21	-7.560	22.689	19.25
22	-7.547	22.678	0.00
23	-8.027	23.010	3.52
24	-8.725	23.180	9.57
25	-9.259	23.110	0.00
26	-10.482	23.780	3.85
27	-8.988	22.804	0.00
28	-5.240	22.516	0.00
29	-11.061	23.697	2.64
30	-12.415	24.299	11.66

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	42.685	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	31.019	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	20.593	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	27.919	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	30.160	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	27.676	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	31.892	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	6.092	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	19.115	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	23.138	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-5.948	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	6.158	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-48.313	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	42.365	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	7.880	0.000	0.000	700.00	-700.00

12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	8.727	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	21.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	9.149	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.793	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	5.203	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	6.819	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	3.238	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-7.221	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	9.769	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	4.720	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	18.619	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	9.035	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.777	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.238	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	8.185	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.653	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	2.139	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	3.905	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-1.777	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	16.509	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	6.869	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	7.858	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.099	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	0.069	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	16.489	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-42.299	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-30.559	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-20.329	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-27.804	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-29.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.191	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-31.762	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	-6.072	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-19.008	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-23.069	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	5.948	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-6.158	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	48.313	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-42.365	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-7.880	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-8.613	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-21.300	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-9.053	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.777	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-5.188	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-6.758	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-3.229	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	7.243	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-9.663	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-4.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-18.473	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-8.962	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.777	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.173	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-8.078	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.632	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-2.128	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-3.850	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	1.782	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-16.509	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-6.739	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-7.612	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.048	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-0.069	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-16.440	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 4.277

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 4409.66

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 5490.93

Reserva = 61.10

INTERVALO = 3

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
69.18	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00

60.00	8.81	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
10.00	0.00	0.000	0.370	135.00	10.00
38.36	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.250	0.00
2	-1.427	21.592	22.79
3	-3.038	21.917	2.52
4	-3.697	22.103	7.98
5	-4.706	22.260	98.91
6	-4.514	22.321	0.00
7	-5.335	22.500	23.94
8	-5.079	22.452	31.50
9	-4.361	22.350	0.00
10	-6.698	22.365	6.09
11	0.216	22.350	0.00
12	-4.813	21.881	11.76
13	-1.281	21.881	0.00
14	-6.339	22.345	6.51
15	-6.818	22.616	8.61
16	-6.176	22.332	3.67
17	-6.889	22.442	9.45
18	-7.916	22.957	3.36
19	-8.254	23.039	9.97
20	-7.946	22.888	2.31
21	-7.599	22.682	18.38
22	-7.580	22.671	0.00
23	-7.865	22.943	3.36
24	-8.605	23.120	9.13
25	-9.043	23.039	0.00
26	-10.210	23.676	3.67
27	-8.740	22.741	0.00
28	-5.102	22.485	0.00
29	-10.717	23.589	2.52
30	-12.009	24.161	11.13

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	39.116	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	30.064	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	20.723	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	27.111	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	27.485	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	27.799	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	31.871	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	8.203	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	15.847	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	21.742	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-1.285	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	6.855	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-38.362	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	37.078	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	7.607	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	8.507	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	21.520	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	9.820	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.888	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	6.035	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.101	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	3.675	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-6.311	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	8.723	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	3.440	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	17.337	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	8.343	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-1.164	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.301	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	7.117	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.875	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.751	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	3.725	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-1.982	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	16.026	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	6.548	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	7.491	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	3.909	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	0.181	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	15.891	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-38.792	0.000	0.000	700.00	-700.00

3	1	-29.631	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-20.455	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-27.003	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-27.113	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.310	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-31.741	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	-8.167	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-15.773	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-21.681	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	1.285	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-6.855	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	38.362	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-37.078	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-7.607	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-8.398	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-21.141	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-9.710	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.871	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-6.014	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.035	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-3.664	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	6.328	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-8.638	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-3.436	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-17.211	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-8.281	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	1.164	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.235	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-7.035	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.850	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.743	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-3.675	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	1.988	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-16.026	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-6.429	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-7.267	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-3.863	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-0.181	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-15.845	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 3.973

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 4088.36

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 5164.37

Reserva = 58.32

INTERVALO = 4

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
66.92	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	8.24	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
10.00	0.00	0.000	0.368	135.00	10.00
33.40	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.250	0.00
2	-1.362	21.576	22.24
3	-2.990	21.907	2.46
4	-3.639	22.090	7.79
5	-4.483	22.208	96.55
6	-4.456	22.310	0.00
7	-5.193	22.469	23.37
8	-5.003	22.437	30.75
9	-4.580	22.350	0.00
10	-6.751	22.371	5.94
11	-0.597	22.350	0.00
12	-4.735	21.857	11.48
13	-1.203	21.857	0.00
14	-6.242	22.309	6.35
15	-6.732	22.585	8.40
16	-6.145	22.321	3.59
17	-6.907	22.439	9.22
18	-7.852	22.929	3.28
19	-8.210	23.016	9.74
20	-7.925	22.872	2.25

21	-7.619	22.679	17.94
22	-7.597	22.667	0.00
23	-7.784	22.909	3.28
24	-8.546	23.090	8.92
25	-8.935	23.004	0.00
26	-10.074	23.624	3.59
27	-8.617	22.710	0.00
28	-5.033	22.469	0.00
29	-10.546	23.536	2.46
30	-11.807	24.093	10.87

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	37.336	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	29.588	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	20.788	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	26.708	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	26.150	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	27.861	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	31.861	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	9.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	14.217	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	21.044	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	1.043	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	7.203	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-33.397	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	34.440	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	7.470	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	8.397	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	21.438	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	10.156	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.936	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	6.450	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.242	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	3.893	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-5.856	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	8.201	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	2.801	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	16.698	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	7.998	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-1.356	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.332	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	6.584	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.986	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.557	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	3.636	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-2.085	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	15.786	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	6.388	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	7.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	3.815	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	0.237	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	15.593	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-37.041	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-29.168	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-20.518	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-26.603	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-25.813	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.369	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-31.731	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	-9.213	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-14.157	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-20.987	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-1.043	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-7.203	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	33.397	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-34.440	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-7.470	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-8.291	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-21.062	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-10.037	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.918	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-6.427	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.173	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-3.881	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	5.871	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-8.126	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-2.798	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-16.581	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-7.941	0.000	0.000	700.00	-700.00

22	21	1.357	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.266	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-6.514	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.960	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.551	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-3.588	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	2.091	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-15.786	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-6.275	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-7.094	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-3.771	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-0.237	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-15.549	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 3.836

PMSA-Preco de Mercado da Reserva

Zona Preco (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 3928.05

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 5001.45

Reserva = 56.94

 INTERVALO = 5

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
72.57	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	9.66	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
10.00	0.00	0.000	0.371	135.00	10.00
45.82	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.250	0.00
2	-1.524	21.616	23.60
3	-3.110	21.933	2.61
4	-3.783	22.123	8.27
5	-5.041	22.337	102.44
6	-4.601	22.337	0.00
7	-5.549	22.545	24.79
8	-5.193	22.476	32.63
9	-4.031	22.350	0.00
10	-6.618	22.357	6.31
11	1.438	22.350	0.00
12	-4.929	21.918	12.18
13	-1.398	21.918	0.00
14	-6.485	22.400	6.74
15	-6.946	22.664	8.92
16	-6.223	22.349	3.81
17	-6.863	22.448	9.79
18	-8.011	23.000	3.48
19	-8.319	23.075	10.33
20	-7.978	22.913	2.39
21	-7.570	22.687	19.03
22	-7.555	22.676	0.00
23	-7.986	22.993	3.48
24	-8.695	23.165	9.46
25	-9.205	23.093	0.00
26	-10.414	23.754	3.81
27	-8.926	22.788	0.00
28	-5.205	22.508	0.00
29	-10.975	23.670	2.61
30	-12.314	24.265	11.53

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	41.791	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	30.780	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	20.626	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	27.716	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	29.490	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	27.707	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	31.887	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	6.620	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	18.297	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	22.789	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-4.781	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	6.333	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-45.823	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	41.042	0.000	0.000	700.00	-700.00

4	12	7.812	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	8.672	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	21.643	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	9.317	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.817	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	5.411	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	6.890	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	3.347	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-6.993	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	9.507	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	4.400	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	18.298	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	8.862	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.874	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.254	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	7.918	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.709	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	2.042	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	3.860	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-1.829	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	16.388	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	6.789	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	7.766	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.051	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	0.097	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	16.340	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-41.422	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-30.326	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-20.361	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-27.603	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-29.062	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.221	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-31.756	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	-6.597	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-18.198	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-22.722	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	4.781	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-6.333	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	45.823	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-41.042	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-7.812	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-8.559	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-21.260	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-9.217	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.801	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-5.395	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-6.827	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-3.338	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	7.014	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-9.407	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-4.393	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-18.157	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-8.792	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.874	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.189	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-7.817	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.686	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-2.032	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-3.806	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	1.833	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-16.388	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-6.661	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-7.526	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.001	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-0.097	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-16.291	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 4.197

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 4329.25

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 5409.20

Reserva = 60.41

INTERVALO = 6

P (MW) R (MW) piC_sup piC_inf Pmax (MW) Pmin (MW)

83.98	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	11.64	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
10.00	0.00	0.000	0.343	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.250	0.00
2	-1.831	21.692	25.50
3	-3.405	21.998	2.82
4	-4.143	22.207	8.93
5	-5.957	22.551	110.68
6	-4.994	22.423	0.00
7	-6.216	22.694	26.79
8	-5.650	22.578	35.25
9	-3.688	22.404	0.00
10	-6.781	22.394	6.81
11	3.481	22.404	0.00
12	-5.449	22.035	13.16
13	-1.918	22.035	0.00
14	-7.083	22.559	7.29
15	-7.514	22.814	9.63
16	-6.626	22.435	4.11
17	-7.132	22.513	10.57
18	-8.532	23.147	3.76
19	-8.786	23.209	11.16
20	-8.376	23.023	2.59
21	-7.840	22.757	20.56
22	-7.834	22.747	0.00
23	-8.552	23.155	3.76
24	-9.205	23.319	10.22
25	-9.843	23.258	0.00
26	-11.150	23.980	4.11
27	-9.594	22.935	0.00
28	-5.642	22.610	0.00
29	-11.811	23.897	2.82
30	-13.258	24.548	12.46

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	50.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	33.722	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	21.104	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	30.358	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	34.637	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	28.487	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	33.211	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	3.363	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	23.597	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	25.267	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-10.954	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	5.609	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	49.046	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	8.907	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	9.109	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	22.167	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.471	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.700	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.276	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	6.579	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.761	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-8.407	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	11.161	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	6.324	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	20.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	9.972	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.352	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.238	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	9.531	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.413	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	2.557	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.176	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-1.635	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	17.402	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	7.352	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	8.412	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.383	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	-0.066	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	17.524	0.000	0.000	700.00	-700.00

2	1	-49.725	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-33.178	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-20.826	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-30.222	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-34.048	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.973	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-33.070	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	-3.357	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-23.433	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-25.184	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	10.954	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-5.609	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-49.046	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-8.907	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-8.985	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-21.765	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.389	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.686	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.266	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-6.521	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.755	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	8.437	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-11.022	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-6.309	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-20.210	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-9.883	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.352	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.173	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-9.385	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.394	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-2.541	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.112	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	1.639	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-17.402	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-7.203	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-8.130	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.325	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	0.066	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-17.468	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 4.986

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona	Preço (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 4893.41

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 5989.96

Reserva = 65.27

INTERVALO = 7

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	13.34	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
16.32	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.702	0.00
2	-2.235	22.257	27.13
3	-3.891	22.578	3.00
4	-4.738	22.824	9.50
5	-6.975	23.275	117.75
6	-5.656	23.061	0.00
7	-7.075	23.384	28.50
8	-6.229	23.200	37.50
9	-4.617	23.042	0.00
10	-7.852	23.032	7.25
11	2.552	23.042	0.00
12	-6.483	22.648	14.00
13	-2.952	22.648	0.00
14	-8.213	23.223	7.75
15	-8.660	23.497	10.25
16	-7.714	23.080	4.38
17	-8.233	23.164	11.25
18	-9.733	23.861	4.00
19	-9.998	23.928	11.88

20	-9.558	23.722	2.75
21	-8.972	23.430	21.88
22	-8.964	23.418	0.00
23	-9.736	23.866	4.00
24	-10.391	24.039	10.88
25	-10.966	23.952	0.00
26	-12.357	24.744	4.38
27	-10.637	23.589	0.00
28	-6.330	23.259	0.00
29	-12.999	24.644	3.00
30	-14.540	25.359	13.25

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	61.427	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	38.573	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	22.857	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	34.863	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	39.825	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	30.825	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	35.818	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	1.298	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	27.423	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	22.049	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-8.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	6.892	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	51.288	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	11.897	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	9.652	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	23.385	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.860	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.762	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.395	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	6.938	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.875	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-9.007	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	11.950	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	6.883	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	21.567	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	10.530	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.503	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.497	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	9.928	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.428	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	2.304	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.447	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-2.156	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	18.966	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	7.837	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	8.967	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.668	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	0.801	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	18.226	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-60.632	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-37.863	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-22.531	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-34.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-39.048	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-30.225	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-35.654	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	-1.297	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-27.203	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-21.986	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	8.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-6.892	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-51.288	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-11.897	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-9.512	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-22.938	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.770	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.747	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-6.875	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.868	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	9.041	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-11.791	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-6.866	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-21.372	0.000	0.000	700.00	-700.00

22	10	-10.431	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.503	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.428	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-9.771	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.409	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-2.291	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.375	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	2.162	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-18.966	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-7.668	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-8.648	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.602	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-0.801	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-18.165	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 6.065

PMSA-Preco de Mercado da Reserva

Zona Preco (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 5384.50

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 6643.77

Reserva = 69.43

 INTERVALO = 8

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	15.04	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
37.77	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.859	0.00
2	-2.266	22.427	28.75
3	-3.805	22.716	3.18
4	-4.628	22.955	10.07
5	-7.361	23.542	124.82
6	-5.411	23.160	0.00
7	-7.140	23.559	30.21
8	-5.561	23.200	39.75
9	-4.668	23.147	0.00
10	-8.058	23.140	7.69
11	2.501	23.147	0.00
12	-6.730	22.772	14.84
13	-3.199	22.772	0.00
14	-8.548	23.385	8.21
15	-8.997	23.663	10.87
16	-7.980	23.210	4.64
17	-8.485	23.288	11.93
18	-10.106	24.042	4.24
19	-10.370	24.107	12.59
20	-9.895	23.884	2.92
21	-9.239	23.563	23.19
22	-9.228	23.551	0.00
23	-10.085	24.043	4.24
24	-10.711	24.209	11.53
25	-11.179	24.079	0.00
26	-12.654	24.924	4.64
27	-10.744	23.672	0.00
28	-6.039	23.349	0.00
29	-13.251	24.799	3.18
30	-14.886	25.562	14.05

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	62.283	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	37.717	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	21.560	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	33.857	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	42.832	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	28.322	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	30.558	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-2.881	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	33.422	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	5.778	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-6.237	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	8.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00

9	10	53.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	14.331	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	10.140	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	24.353	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.998	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.772	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.268	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.174	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.866	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-9.728	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	12.867	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	7.689	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	22.745	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	11.084	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.659	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.586	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	10.315	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.275	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.875	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.718	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-2.852	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	20.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	8.324	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	9.525	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.953	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	3.793	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	16.982	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-61.466	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-37.037	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-21.270	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-33.688	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-41.934	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.814	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-30.438	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	2.885	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-33.095	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-5.773	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	6.237	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-8.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-53.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-14.331	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-9.987	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-23.869	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.905	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.756	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.106	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.860	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	9.768	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-12.683	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-7.667	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-22.528	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-10.975	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.659	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.515	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-10.145	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.866	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.638	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	2.863	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-20.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-8.133	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-9.166	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.879	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-3.783	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-16.929	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 6.264

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 5886.41

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 7185.35

Reserva = 73.60

INTERVALO = 9

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
87.52	17.31	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
40.00	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	22.358	0.00
2	-2.120	22.900	30.92
3	-4.210	23.328	3.42
4	-5.121	23.600	10.83
5	-8.237	24.277	134.23
6	-6.019	23.835	0.00
7	-7.927	24.283	32.49
8	-6.197	23.883	42.75
9	-5.631	23.823	0.00
10	-9.209	23.816	8.26
11	1.539	23.823	0.00
12	-7.822	23.413	15.96
13	-4.291	23.413	0.00
14	-9.770	24.093	8.83
15	-10.242	24.397	11.68
16	-9.148	23.894	4.99
17	-9.675	23.981	12.83
18	-11.428	24.817	4.56
19	-11.707	24.889	13.54
20	-11.194	24.642	3.13
21	-10.473	24.285	24.94
22	-10.459	24.271	0.00
23	-11.384	24.815	4.56
24	-12.020	24.994	12.40
25	-12.418	24.832	0.00
26	-14.005	25.771	4.99
27	-11.884	24.373	0.00
28	-6.712	24.045	0.00
29	-14.585	25.625	3.42
30	-16.345	26.475	15.10

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	58.241	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	41.759	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	27.442	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	37.508	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	51.503	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	35.177	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	35.035	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-4.026	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	36.923	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	6.846	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-3.255	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	10.011	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	56.745	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	18.410	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	10.875	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	26.024	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	9.551	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.864	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.459	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.670	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	3.032	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-10.513	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	13.909	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	8.403	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	24.340	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	11.839	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.845	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.964	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	10.869	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.326	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.591	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	5.081	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-3.497	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	22.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	8.976	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	10.273	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	5.335	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	4.090	0.000	0.000	700.00	-700.00

6	28	18.748	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-57.525	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-40.928	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-26.974	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-37.301	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-50.209	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-34.396	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-34.877	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	4.034	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-36.524	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-6.840	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	3.255	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-10.011	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-56.745	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-18.410	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-10.699	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-25.472	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-9.446	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.847	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.448	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.592	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-3.025	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	10.560	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-13.695	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-8.377	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-24.092	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-11.714	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.846	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.886	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-10.680	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.308	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.584	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.988	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	3.514	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-22.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-8.755	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-9.856	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-5.249	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-4.078	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-18.684	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 7.674

PMSA-Preco de Mercado da Reserva

Zona	Preco (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 6573.89

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 8057.41

Reserva = 79.15

 INTERVALO = 10

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	15.04	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
37.77	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta(gra)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.859	0.00
2	-2.266	22.427	28.75
3	-3.805	22.716	3.18
4	-4.628	22.955	10.07
5	-7.361	23.542	124.82
6	-5.411	23.160	0.00
7	-7.140	23.559	30.21
8	-5.561	23.200	39.75
9	-4.668	23.147	0.00
10	-8.058	23.140	7.69
11	2.501	23.147	0.00
12	-6.730	22.772	14.84
13	-3.199	22.772	0.00
14	-8.548	23.385	8.21
15	-8.997	23.663	10.87
16	-7.980	23.210	4.64
17	-8.485	23.288	11.93
18	-10.106	24.042	4.24

19	-10.370	24.107	12.59
20	-9.895	23.884	2.92
21	-9.239	23.563	23.19
22	-9.228	23.551	0.00
23	-10.085	24.043	4.24
24	-10.711	24.209	11.53
25	-11.179	24.079	0.00
26	-12.654	24.924	4.64
27	-10.744	23.672	0.00
28	-6.039	23.349	0.00
29	-13.251	24.799	3.18
30	-14.886	25.562	14.05

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	62.283	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	37.717	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	21.560	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	33.857	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	42.832	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	28.322	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	30.558	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-2.881	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	33.422	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	5.778	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-6.237	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	8.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	53.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	14.331	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	10.140	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	24.353	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.998	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.772	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.268	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.174	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.866	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-9.728	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	12.867	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	7.689	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	22.745	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	11.084	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.659	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.586	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	10.315	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.275	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.875	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.718	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-2.852	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	20.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	8.324	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	9.525	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.953	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	3.793	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	16.982	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-61.466	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-37.037	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-21.270	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-33.688	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-41.934	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.814	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-30.438	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	2.885	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-33.095	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-5.773	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	6.237	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-8.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-53.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-14.331	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-9.987	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-23.869	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.905	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.756	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.106	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.860	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	9.768	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-12.683	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-7.667	0.000	0.000	700.00	-700.00

21	10	-22.528	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-10.975	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.659	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.515	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-10.145	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.866	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.638	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	2.863	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-20.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-8.133	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-9.166	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.879	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-3.783	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-16.929	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 6.264

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona	Preço (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 5886.41

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 7185.35

Reserva = 73.60

INTERVALO = 11

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	14.64	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
32.75	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.822	0.00
2	-2.259	22.387	28.37
3	-3.825	22.684	3.14
4	-4.654	22.925	9.94
5	-7.271	23.480	123.17
6	-5.468	23.137	0.00
7	-7.124	23.518	29.81
8	-5.717	23.200	39.23
9	-4.656	23.122	0.00
10	-8.010	23.115	7.58
11	2.513	23.122	0.00
12	-6.673	22.743	14.64
13	-3.141	22.743	0.00
14	-8.470	23.347	8.11
15	-8.918	23.624	10.72
16	-7.918	23.179	4.58
17	-8.426	23.259	11.77
18	-10.019	23.999	4.18
19	-10.283	24.065	12.42
20	-9.817	23.847	2.88
21	-9.177	23.532	22.88
22	-9.167	23.520	0.00
23	-10.003	24.001	4.18
24	-10.636	24.169	11.38
25	-11.130	24.049	0.00
26	-12.585	24.882	4.58
27	-10.719	23.653	0.00
28	-6.107	23.328	0.00
29	-13.192	24.762	3.14
30	-14.805	25.515	13.86

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	62.083	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	37.917	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	21.863	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	34.092	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	42.129	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	28.906	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	31.786	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-1.906	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	32.019	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	9.581	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-6.815	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	7.976	0.000	0.000	700.00	-700.00

9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	53.185	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	13.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	10.026	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	24.127	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.966	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.769	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.297	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.119	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.868	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-9.560	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	12.653	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	7.501	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	22.470	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	10.954	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.623	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.565	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	10.225	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.311	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.975	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.655	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-2.689	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	20.304	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	8.210	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	9.395	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.886	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	3.092	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	17.273	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-61.271	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-37.230	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-21.565	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-33.921	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-41.260	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-28.378	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-31.657	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	1.908	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-31.719	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-9.569	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	6.815	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-7.976	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-53.185	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-13.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-9.876	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-23.651	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.874	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.754	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.287	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.052	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.862	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	9.599	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-12.475	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-7.480	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-22.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-10.848	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.623	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.495	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-10.058	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.293	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.965	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.576	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	2.699	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-20.304	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-8.024	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-9.045	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.814	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-3.086	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-17.218	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 6.203

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 5768.96

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 7058.59

Reserva = 72.63

INTERVALO = 12

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	14.47	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
30.60	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.806	0.00
2	-2.256	22.370	28.21
3	-3.834	22.670	3.12
4	-4.665	22.911	9.88
5	-7.233	23.453	122.46
6	-5.493	23.127	0.00
7	-7.118	23.500	29.64
8	-5.784	23.200	39.00
9	-4.651	23.112	0.00
10	-7.989	23.104	7.54
11	2.518	23.112	0.00
12	-6.648	22.731	14.56
13	-3.116	22.731	0.00
14	-8.436	23.331	8.06
15	-8.884	23.607	10.66
16	-7.891	23.166	4.55
17	-8.401	23.247	11.70
18	-9.982	23.981	4.16
19	-10.246	24.047	12.35
20	-9.783	23.830	2.86
21	-9.150	23.519	22.75
22	-9.140	23.507	0.00
23	-9.968	23.983	4.16
24	-10.604	24.152	11.31
25	-11.108	24.037	0.00
26	-12.555	24.864	4.55
27	-10.708	23.644	0.00
28	-6.136	23.319	0.00
29	-13.167	24.747	3.12
30	-14.770	25.494	13.78

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	61.998	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	38.002	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	21.993	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	34.193	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	41.828	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	29.157	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	32.312	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-1.488	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	31.418	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	11.209	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-7.062	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	7.835	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	52.938	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	13.519	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	9.977	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	24.030	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.952	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.769	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.310	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.095	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.869	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-9.488	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	12.561	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	7.421	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	22.352	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	10.899	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.607	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.556	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	10.186	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.326	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	2.018	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.628	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-2.620	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	20.129	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	8.161	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	9.339	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.858	0.000	0.000	700.00	-700.00

8	28	2.793	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	17.397	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-61.188	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-37.313	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-21.691	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-34.020	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-40.972	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-28.619	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-32.179	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	1.489	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-31.129	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-11.193	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	7.062	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-7.835	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-52.938	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-13.519	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-9.829	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-23.558	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.860	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.753	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.300	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.029	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.862	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	9.526	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-12.386	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-7.400	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-22.143	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-10.793	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.607	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.486	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-10.020	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.308	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-2.008	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.550	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	2.629	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-20.129	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-7.978	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-8.994	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.786	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-2.787	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-17.342	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 6.180

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)
 1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 5718.69

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 7004.34

Reserva = 72.21

 INTERVALO = 13

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	15.04	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
37.77	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.859	0.00
2	-2.266	22.427	28.75
3	-3.805	22.716	3.18
4	-4.628	22.955	10.07
5	-7.361	23.542	124.82
6	-5.411	23.160	0.00
7	-7.140	23.559	30.21
8	-5.561	23.200	39.75
9	-4.668	23.147	0.00
10	-8.058	23.140	7.69
11	2.501	23.147	0.00
12	-6.730	22.772	14.84
13	-3.199	22.772	0.00
14	-8.548	23.385	8.21
15	-8.997	23.663	10.87
16	-7.980	23.210	4.64
17	-8.485	23.288	11.93

18	-10.106	24.042	4.24
19	-10.370	24.107	12.59
20	-9.895	23.884	2.92
21	-9.239	23.563	23.19
22	-9.228	23.551	0.00
23	-10.085	24.043	4.24
24	-10.711	24.209	11.53
25	-11.179	24.079	0.00
26	-12.654	24.924	4.64
27	-10.744	23.672	0.00
28	-6.039	23.349	0.00
29	-13.251	24.799	3.18
30	-14.886	25.562	14.05

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	62.283	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	37.717	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	21.560	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	33.857	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	42.832	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	28.322	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	30.558	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-2.881	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	33.422	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	5.778	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-6.237	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	8.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	53.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	14.331	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	10.140	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	24.353	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.998	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.772	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.268	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.174	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.866	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-9.728	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	12.867	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	7.689	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	22.745	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	11.084	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.659	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.586	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	10.315	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.275	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.875	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.718	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-2.852	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	20.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	8.324	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	9.525	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.953	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	3.793	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	16.982	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-61.466	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-37.037	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-21.270	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-33.688	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-41.934	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.814	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-30.438	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	2.885	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-33.095	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-5.773	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	6.237	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-8.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-53.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-14.331	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-9.987	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-23.869	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.905	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.756	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.106	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.860	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	9.768	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-12.683	0.000	0.000	700.00	-700.00

17	10	-7.667	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-22.528	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-10.975	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.659	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.515	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-10.145	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.258	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.866	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.638	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	2.863	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-20.712	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-8.133	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-9.166	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.879	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-3.783	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-16.929	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 6.264

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona	Preço (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 5886.41

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 7185.35

Reserva = 73.60

 INTERVALO = 14

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
92.77	17.70	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
40.00	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	22.366	0.00
2	-2.092	22.900	31.30
3	-4.289	23.355	3.46
4	-5.217	23.632	10.96
5	-8.396	24.321	135.88
6	-6.139	23.873	0.00
7	-8.076	24.327	32.89
8	-6.331	23.924	43.27
9	-5.813	23.860	0.00
10	-9.424	23.854	8.37
11	1.356	23.860	0.00
12	-8.025	23.445	16.16
13	-4.493	23.445	0.00
14	-9.996	24.134	8.94
15	-10.473	24.442	11.83
16	-9.365	23.933	5.05
17	-9.897	24.021	12.98
18	-11.672	24.869	4.62
19	-11.954	24.942	13.70
20	-11.434	24.692	3.17
21	-10.702	24.329	25.24
22	-10.688	24.315	0.00
23	-11.625	24.866	4.62
24	-12.263	25.047	12.55
25	-12.649	24.880	0.00
26	-14.256	25.833	5.05
27	-12.099	24.413	0.00
28	-6.846	24.086	0.00
29	-14.834	25.683	3.46
30	-16.615	26.547	15.29

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	57.453	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	42.547	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	28.590	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	38.222	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	53.096	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	36.535	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	35.990	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-4.161	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	37.470	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	7.370	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-2.737	0.000	0.000	700.00	-700.00

6	10	10.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	57.263	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	19.137	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	11.005	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	26.323	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	9.653	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.881	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.498	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.759	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	3.064	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-10.647	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	14.089	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	8.523	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	24.620	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	11.972	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.878	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	8.034	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	10.967	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.338	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.545	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	5.144	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-3.605	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	23.118	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	9.091	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	10.404	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	5.402	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	4.088	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	19.108	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-56.756	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-41.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-28.083	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-38.007	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-51.722	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-35.694	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-35.824	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	4.170	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-37.059	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-7.363	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	2.737	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-10.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-57.263	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-19.137	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-10.825	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-25.758	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-9.546	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.864	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.486	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.680	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-3.056	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	10.696	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-13.869	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-8.496	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-24.366	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-11.844	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.878	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.954	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-10.775	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.320	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.539	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-5.049	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	3.623	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-23.118	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-8.864	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-9.977	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-5.313	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-4.076	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-19.042	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 7.963

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona	Preço (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 6695.06

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 8185.04

Reserva = 80.13

INTERVALO = 15

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
140.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
100.00	24.22	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
70.00	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
53.22	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	25.925	0.00
2	-3.105	26.856	37.54
3	-5.479	27.392	4.15
4	-6.666	27.806	13.15
5	-11.603	29.152	162.97
6	-7.758	28.145	0.00
7	-10.547	28.920	39.44
8	-7.499	28.077	51.90
9	-8.263	28.165	0.00
10	-12.315	28.175	10.03
11	-1.094	28.165	0.00
12	-10.300	27.500	19.38
13	-6.027	27.500	0.00
14	-12.699	28.474	10.73
15	-13.313	28.938	14.19
16	-12.060	28.247	6.05
17	-12.823	28.395	15.57
18	-14.847	29.574	5.54
19	-15.239	29.695	16.43
20	-14.645	29.347	3.81
21	-13.819	28.846	30.27
22	-13.792	28.824	0.00
23	-14.731	29.548	5.54
24	-15.541	29.818	15.05
25	-15.821	29.527	0.00
26	-17.752	30.891	6.05
27	-15.044	28.835	0.00
28	-8.522	28.419	0.00
29	-18.343	30.655	4.15
30	-20.485	31.900	18.34

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MWh)	pi (\$/MWh)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	85.521	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	54.479	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	32.612	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	48.919	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	71.776	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	42.058	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	42.618	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-13.685	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	54.080	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	-9.952	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	4.242	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	14.292	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	64.242	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	24.755	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-53.221	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	13.419	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	32.479	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	12.701	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	2.426	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	6.462	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	9.935	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	4.269	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-12.180	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	16.344	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	9.163	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	28.991	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	14.001	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-1.635	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	9.899	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	12.192	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	4.243	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.117	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	6.193	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-5.079	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	28.682	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	10.988	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	12.579	0.000	0.000	700.00	-700.00

29	30	6.506	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	8.135	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	20.670	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-83.987	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-53.071	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-31.954	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-48.567	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-69.281	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-40.947	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-42.385	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	13.785	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-53.229	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	9.965	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-4.242	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-14.292	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-64.242	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-24.755	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	53.221	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-13.152	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-31.623	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-12.517	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-2.397	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-6.438	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-9.805	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-4.255	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	12.243	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-16.049	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-9.132	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-28.640	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-13.827	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	1.636	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-9.779	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-11.955	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-4.214	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.114	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-6.055	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	5.115	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-28.682	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-10.658	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-11.959	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-6.379	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-8.089	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-20.593	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 12.939

PMSA-Preco de Mercado da Reserva

Zona	Preco (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 8940.23

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 11935.75

Reserva = 96.10

 INTERVALO = 16

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
140.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
107.69	28.59	0.000	0.000	180.00	20.00
115.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
70.00	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
66.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	28.026	0.00
2	-3.020	29.000	41.72
3	-5.714	29.690	4.61
4	-6.944	30.158	14.61
5	-10.777	31.232	181.10
6	-8.131	30.581	0.00
7	-10.568	31.319	43.83
8	-8.018	30.553	57.68
9	-9.055	30.647	0.00
10	-13.329	30.682	11.15
11	-1.885	30.647	0.00
12	-10.543	29.698	21.53
13	-5.241	29.698	0.00
14	-13.274	30.871	11.92
15	-14.040	31.486	15.76
16	-12.746	30.698	6.73

17	-13.798	30.917	17.30
18	-15.887	32.302	6.15
19	-16.406	32.478	18.26
20	-15.789	32.069	4.23
21	-14.979	31.489	33.64
22	-14.942	31.461	0.00
23	-15.735	32.257	6.15
24	-16.789	32.625	16.73
25	-17.130	32.280	0.00
26	-19.279	33.944	6.73
27	-16.282	31.442	0.00
28	-9.022	30.925	0.00
29	-19.961	33.666	4.61
30	-22.347	35.192	20.38

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	83.161	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	56.839	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	35.968	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	50.694	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	65.458	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	46.251	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	46.355	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-2.721	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	47.207	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	-4.346	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	7.749	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	16.293	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	67.749	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	24.518	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	15.296	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	37.765	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	15.925	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	3.029	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	8.908	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	11.984	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	5.644	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-12.645	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	17.272	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	8.466	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	31.844	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	15.310	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-2.224	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	11.849	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	12.878	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	5.525	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.363	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	6.900	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-5.541	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	31.915	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	12.275	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	14.055	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	7.251	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	7.977	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	24.088	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-81.710	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-55.308	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-35.168	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-50.316	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-63.379	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-44.911	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-46.080	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	2.725	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-46.558	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	4.348	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-7.749	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-16.293	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-67.749	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-24.518	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-14.949	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-36.613	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-15.636	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-2.985	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-8.863	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-11.796	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-5.619	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	12.713	0.000	0.000	700.00	-700.00

20	10	-16.943	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-8.439	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-31.420	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-15.102	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	2.224	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-11.677	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-12.614	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-5.475	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.359	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-6.729	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	5.584	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-31.915	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-11.865	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-13.285	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-7.093	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-7.932	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-23.982	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 13.849

PMSA-Preco de Mercado da Reserva

Zona Preco (\$/MW)
 1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 10548.99

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 14609.81

Reserva = 106.79

 INTERVALO = 17

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
140.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
132.94	30.00	0.000	0.000	180.00	20.00
115.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
70.00	0.46	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
66.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta(grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	28.072	0.00
2	-2.882	29.000	43.51
3	-6.094	29.853	4.81
4	-7.406	30.354	15.24
5	-11.537	31.505	188.87
6	-8.710	30.814	0.00
7	-11.279	31.591	45.71
8	-8.661	30.805	60.15
9	-9.928	30.881	0.00
10	-14.358	30.916	11.63
11	-2.758	30.881	0.00
12	-11.516	29.893	22.46
13	-6.214	29.893	0.00
14	-14.357	31.127	12.43
15	-15.144	31.769	16.44
16	-13.786	30.936	7.02
17	-14.859	31.165	18.05
18	-17.056	32.626	6.42
19	-17.588	32.809	19.05
20	-16.940	32.378	4.41
21	-16.077	31.766	35.09
22	-16.038	31.736	0.00
23	-16.886	32.578	6.42
24	-17.952	32.960	17.44
25	-18.242	32.584	0.00
26	-20.484	34.339	7.02
27	-17.316	31.697	0.00
28	-9.664	31.180	0.00
29	-21.159	34.042	4.81
30	-23.649	35.655	21.25

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	79.342	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	60.658	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	41.527	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	54.104	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	73.108	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	52.818	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	50.909	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-3.350	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	49.792	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	-1.877	0.000	0.000	700.00	-700.00

6	9	10.220	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	17.701	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	70.220	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	27.991	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	15.920	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	39.204	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	16.411	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	3.113	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	9.087	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	12.407	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	5.789	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-13.285	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	18.134	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	9.034	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	33.180	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	15.944	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-2.367	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	12.182	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	13.352	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	5.584	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.158	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	7.204	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-6.049	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	33.624	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	12.832	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	14.692	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	7.572	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	7.973	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	25.817	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-78.020	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-58.916	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-40.464	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-53.674	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-70.521	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-51.076	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-50.577	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	3.356	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-49.070	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	1.877	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-10.220	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-17.701	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-70.220	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-27.991	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-15.544	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-37.964	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-16.105	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-3.066	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-9.041	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-12.205	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-5.763	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	13.360	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-17.771	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-9.004	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-32.721	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-15.719	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	2.368	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-12.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-13.068	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-5.534	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.155	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-7.018	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	6.101	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-33.624	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-12.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-13.853	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-7.400	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-7.928	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-25.696	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 15.725

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona	Preço (\$/MW)
1	2.500

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 11286.02

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 15411.50

Reserva = 113.64

INTERVALO = 18

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
140.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
150.00	30.00	0.031	0.000	180.00	20.00
115.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
91.69	3.40	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
66.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	29.014	0.00
2	-2.821	29.954	46.33
3	-6.264	30.900	5.12
4	-7.608	31.430	16.23
5	-12.440	32.861	201.12
6	-8.855	31.883	0.00
7	-11.826	32.817	48.68
8	-8.423	31.750	64.05
9	-10.569	31.960	0.00
10	-15.263	32.000	12.38
11	-3.400	31.960	0.00
12	-12.423	30.946	23.91
13	-7.122	30.946	0.00
14	-15.427	32.309	13.24
15	-16.230	32.993	17.51
16	-14.757	32.055	7.47
17	-15.829	32.289	19.22
18	-18.222	33.924	6.83
19	-18.763	34.115	20.28
20	-18.057	33.632	4.70
21	-17.090	32.939	37.36
22	-17.046	32.906	0.00
23	-18.018	33.865	6.83
24	-19.063	34.258	18.57
25	-19.215	33.791	0.00
26	-21.606	35.734	7.47
27	-18.132	32.785	0.00
28	-9.807	32.262	0.00
29	-22.235	35.382	5.12
30	-24.889	37.174	22.63

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	77.632	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	62.368	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	43.968	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	55.404	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	81.348	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	54.720	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	48.714	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-7.964	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	57.641	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	-16.590	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	14.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	20.072	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	74.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	32.792	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	16.838	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	41.167	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	16.876	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	3.181	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	9.080	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	12.927	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	5.876	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-14.434	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	19.644	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	10.220	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	35.273	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	16.935	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-2.608	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	12.499	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	14.072	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	5.475	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	0.610	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	7.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-7.075	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	36.562	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	13.713	0.000	0.000	700.00	-700.00

27	30	15.703	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	8.079	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	11.012	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	25.754	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-76.366	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-60.528	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-42.779	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-54.953	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-78.153	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-52.852	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-48.410	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	7.998	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-56.676	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	16.626	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-14.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-20.072	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-74.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-32.792	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-16.418	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-39.801	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-16.552	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-3.132	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-9.033	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-12.708	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-5.849	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	14.523	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-19.220	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-10.182	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-34.754	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-16.682	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	2.609	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-12.307	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-13.758	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-5.426	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-0.609	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-7.472	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	7.146	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-36.562	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-13.203	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-14.748	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-7.883	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-10.928	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-25.634	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 17.629

PMSA-Preco de Mercado da Reserva

Zona Preco (\$/MW)

1 2.500

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 12476.66

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 17146.15

Reserva = 121.01

INTERVALO = 19

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
185.00	15.00	0.289	0.000	200.00	20.00
163.12	16.88	0.264	0.000	180.00	20.00
131.66	18.00	0.000	0.000	150.00	10.00
128.20	6.80	0.214	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
66.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	32.558	0.00
2	-3.865	34.014	54.25
3	-7.847	35.245	6.00
4	-9.530	36.005	19.00
5	-15.338	38.000	235.50
6	-10.889	36.563	0.00
7	-14.475	37.865	57.00
8	-9.927	36.214	75.00
9	-13.972	36.663	0.00
10	-19.391	36.717	14.50
11	-6.803	36.663	0.00
12	-16.457	35.445	28.00
13	-11.155	35.445	0.00
14	-19.931	37.288	15.50
15	-20.801	38.161	20.50

16	-19.016	36.851	8.75
17	-20.124	37.131	22.50
18	-23.042	39.388	8.00
19	-23.619	39.626	23.75
20	-22.763	38.957	5.50
21	-21.523	37.985	43.75
22	-21.469	37.942	0.00
23	-22.749	39.297	8.00
24	-23.781	39.769	21.75
25	-23.619	39.025	0.00
26	-26.425	41.673	8.75
27	-22.133	37.608	0.00
28	-11.954	37.039	0.00
29	-26.972	41.154	6.00
30	-30.092	43.617	26.50

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	106.665	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	78.335	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	52.134	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	69.449	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	97.194	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	63.831	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	53.102	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-11.188	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	69.661	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	-36.872	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	25.855	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	26.590	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	85.855	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	47.109	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	19.509	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	47.076	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	18.523	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	3.448	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	9.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	14.556	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	6.279	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-17.502	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	23.752	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	13.230	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	41.209	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	19.753	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-3.247	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	13.633	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	16.160	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	5.405	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	-0.646	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	9.042	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-9.689	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	44.626	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	16.224	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	18.580	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	9.515	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	16.149	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	28.808	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-104.288	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-75.449	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-50.469	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-68.742	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-92.655	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-61.300	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-52.741	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	11.255	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-68.255	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	37.049	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-25.855	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-26.590	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-85.855	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-47.109	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-18.948	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-45.298	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-18.134	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-3.391	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-9.334	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-14.279	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-6.248	0.000	0.000	700.00	-700.00

20	19	17.634	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-23.134	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-13.166	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-40.503	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-19.409	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	3.249	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-13.405	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-15.747	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-5.358	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	0.647	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-8.750	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	9.821	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-44.626	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-15.515	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-17.256	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-9.244	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-15.969	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-28.657	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 25.477

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona	Preço (\$/MW)
1	2.714

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 16173.18

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 23395.12

Reserva = 153.81

INTERVALO = 20

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
185.00	15.00	0.257	0.000	200.00	20.00
160.42	19.58	0.150	0.000	180.00	20.00
115.84	2.73	0.000	0.000	150.00	10.00
117.89	17.11	0.100	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
66.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	32.434	0.00
2	-3.901	33.900	52.08
3	-7.748	35.070	5.76
4	-9.414	35.817	18.24
5	-15.686	38.000	226.08
6	-10.836	36.391	0.00
7	-14.515	37.718	54.72
8	-10.025	36.100	72.00
9	-13.528	36.486	0.00
10	-18.739	36.536	13.92
11	-6.358	36.486	0.00
12	-15.796	35.265	26.88
13	-10.495	35.265	0.00
14	-19.145	37.022	14.88
15	-20.003	37.873	19.68
16	-18.310	36.640	8.40
17	-19.421	36.921	21.60
18	-22.184	39.056	7.68
19	-22.756	39.291	22.80
20	-21.945	38.659	5.28
21	-20.787	37.745	42.00
22	-20.735	37.704	0.00
23	-21.916	38.971	7.68
24	-22.963	39.443	20.88
25	-22.897	38.765	0.00
26	-25.589	41.285	8.40
27	-21.527	37.430	0.00
28	-11.869	36.855	0.00
29	-26.163	40.803	5.76
30	-29.155	43.141	25.44

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	107.668	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	77.332	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	50.720	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	68.759	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	99.865	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	63.006	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	55.546	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-15.167	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	71.490	0.000	0.000	700.00	-700.00

6	8	-31.078	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	22.580	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	24.732	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	82.580	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	43.422	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	18.798	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	45.558	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	18.186	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	3.397	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	9.410	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	14.167	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	6.224	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-16.606	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	22.563	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	12.295	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	39.564	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	18.969	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-3.088	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	13.385	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	15.563	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	5.485	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	-0.265	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	8.668	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-8.933	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	42.363	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	15.531	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	17.786	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	9.120	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	14.688	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	27.967	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-105.246	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-74.519	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-49.142	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-68.066	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-95.076	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-60.539	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-55.151	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	15.290	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-70.010	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	31.204	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-22.580	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-24.732	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-82.580	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-43.422	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-18.277	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-43.890	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-17.810	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-3.341	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-9.361	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-13.904	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-6.194	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	16.724	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-22.004	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-12.239	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-38.912	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-18.652	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	3.089	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-13.165	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-15.179	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-5.437	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	0.265	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-8.400	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	9.046	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-42.363	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-14.880	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-16.569	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-8.871	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-14.539	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-27.825	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 24.993

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)

1 2.600

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 15102.63

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 22254.26

Reserva = 141.47

INTERVALO = 21

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
140.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
100.00	26.38	0.000	0.000	180.00	20.00
94.61	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
70.00	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
66.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	26.084	0.00
2	-3.107	27.023	39.60
3	-5.473	27.557	4.38
4	-6.653	27.972	13.87
5	-11.327	29.250	171.91
6	-7.818	28.353	0.00
7	-10.537	29.117	41.61
8	-7.629	28.306	54.75
9	-8.376	28.413	0.00
10	-12.456	28.444	10.58
11	-1.207	28.413	0.00
12	-9.694	27.545	20.44
13	-4.392	27.545	0.00
14	-12.300	28.575	11.32
15	-13.048	29.127	14.97
16	-11.838	28.444	6.39
17	-12.881	28.645	16.43
18	-14.830	29.852	5.84
19	-15.340	30.011	17.34
20	-14.763	29.655	4.01
21	-14.025	29.153	31.94
22	-13.990	29.128	0.00
23	-14.699	29.814	5.84
24	-15.754	30.148	15.88
25	-16.169	29.865	0.00
26	-18.207	31.323	6.39
27	-15.421	29.137	0.00
28	-8.632	28.652	0.00
29	-18.907	31.086	4.38
30	-21.169	32.420	19.34

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MWh)	pi (\$/MWh)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	85.586	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	54.414	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	32.466	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	48.629	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	69.395	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	42.586	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	45.500	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-10.238	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	52.713	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	-7.270	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	4.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	14.545	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	64.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	20.724	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	14.589	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	36.202	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	15.493	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	2.958	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	8.832	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	11.557	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	5.542	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-11.820	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	16.184	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	7.658	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	30.251	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	14.551	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-2.069	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	11.535	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	12.293	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	5.532	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.657	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	6.542	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-4.891	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	29.851	0.000	0.000	700.00	-700.00

27	29	11.622	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	13.305	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	6.873	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	7.973	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	22.011	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-84.050	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-53.009	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-31.813	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-48.281	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-67.062	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-41.447	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-45.235	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	10.295	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-51.905	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	7.277	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-4.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-14.545	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-64.684	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-20.724	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	66.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-14.273	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-35.142	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-15.220	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-2.916	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-8.788	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-11.382	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-5.518	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	11.879	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-15.894	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-7.637	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-29.868	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-14.363	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	2.070	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-11.372	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-12.053	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-5.482	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.651	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-6.388	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	4.924	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-29.851	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-11.253	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-12.614	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-6.731	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-7.929	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-21.923	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 13.410

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 9724.42

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 12787.72

Reserva = 101.37

 INTERVALO = 22

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
127.99	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
100.00	21.84	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
59.67	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	25.000	0.00
2	-2.770	25.796	35.26
3	-5.210	26.349	3.90
4	-6.341	26.730	12.35
5	-10.541	27.795	153.08
6	-7.358	27.025	0.00
7	-9.801	27.674	37.05
8	-7.251	27.000	48.75
9	-7.696	27.015	0.00
10	-11.660	27.010	9.43
11	-0.527	27.015	0.00
12	-10.197	26.518	18.20
13	-6.665	26.518	0.00
14	-12.401	27.400	10.08

15	-12.912	27.780	13.33
16	-11.656	27.123	5.69
17	-12.212	27.229	14.63
18	-14.240	28.321	5.20
19	-14.543	28.411	15.44
20	-13.950	28.088	3.58
21	-13.087	27.617	28.44
22	-13.067	27.599	0.00
23	-14.147	28.309	5.20
24	-14.782	28.523	14.14
25	-15.005	28.258	0.00
26	-16.818	29.481	5.69
27	-14.253	27.635	0.00
28	-8.109	27.278	0.00
29	-17.345	29.267	3.90
30	-19.355	30.380	17.23

Fluxo nas Linhas						
De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	76.222	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	51.773	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	32.701	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	46.600	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	65.573	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	41.465	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	39.701	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-9.588	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	47.341	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	-4.104	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	2.839	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	13.491	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	62.839	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	26.269	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	12.318	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	29.232	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	10.518	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	2.018	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.704	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	8.595	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	3.298	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-12.148	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	16.072	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	9.970	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	27.521	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	13.342	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-1.233	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	8.615	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	11.951	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.323	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	0.891	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	5.809	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-4.920	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	27.026	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	10.291	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	11.781	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	6.102	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	6.818	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	20.316	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-75.001	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-50.500	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-32.039	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-46.281	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-63.487	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-40.384	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-39.499	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	9.638	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-46.688	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	4.107	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	-2.839	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-13.491	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-62.839	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-26.269	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-12.093	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-28.537	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-10.391	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.998	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.691	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-8.498	0.000	0.000	700.00	-700.00

19	18	-3.289	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	12.211	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-15.786	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-9.934	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-27.204	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-13.184	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	1.233	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-8.523	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-11.723	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.305	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-0.889	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-5.688	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	4.954	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-27.026	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-10.002	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-11.236	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-5.989	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-6.785	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-20.241	0.000	0.000	700.00	-700.00

 Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 11.144

PMSA-Preco de Mercado da Reserva

Zona	Preco (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 8101.89

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 10651.23
 Reserva = 90.26

 INTERVALO = 23

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
100.00	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	14.93	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
36.33	0.00	0.000	0.000	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.848	0.00
2	-2.264	22.416	28.64
3	-3.811	22.707	3.17
4	-4.635	22.946	10.03
5	-7.336	23.524	124.34
6	-5.427	23.153	0.00
7	-7.135	23.547	30.10
8	-5.606	23.200	39.60
9	-4.664	23.140	0.00
10	-8.044	23.132	7.66
11	2.505	23.140	0.00
12	-6.714	22.764	14.78
13	-3.182	22.764	0.00
14	-8.525	23.374	8.18
15	-8.974	23.652	10.82
16	-7.962	23.201	4.62
17	-8.468	23.280	11.88
18	-10.081	24.030	4.22
19	-10.345	24.095	12.54
20	-9.873	23.874	2.90
21	-9.222	23.554	23.10
22	-9.211	23.542	0.00
23	-10.061	24.031	4.22
24	-10.689	24.197	11.48
25	-11.165	24.070	0.00
26	-12.635	24.912	4.62
27	-10.737	23.667	0.00
28	-6.059	23.343	0.00
29	-13.234	24.788	3.17
30	-14.863	25.549	13.99

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MW)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	62.226	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	37.774	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	21.647	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	33.924	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	42.631	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	28.489	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	30.909	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	-2.602	0.000	0.000	700.00	-700.00

6	7	33.021	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	6.865	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-6.402	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	8.212	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	53.598	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	14.169	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	10.108	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	24.288	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.989	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.771	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.276	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	7.158	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.867	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-9.680	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	12.806	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	7.636	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	22.666	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	11.047	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.649	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.580	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	10.289	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.285	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	1.904	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.700	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-2.805	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	27	20.595	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	8.291	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	9.488	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.934	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	3.592	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	17.065	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-61.410	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-37.092	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-21.355	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-33.755	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-41.742	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-27.975	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-30.786	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	2.606	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-32.702	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-6.859	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	6.402	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-8.212	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-53.598	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-14.169	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-9.955	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-23.807	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.896	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.756	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.266	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-7.091	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.860	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	9.720	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-12.624	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-7.614	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-22.451	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-10.938	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.649	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.509	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-10.120	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.268	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-1.895	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.620	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	2.816	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-20.595	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-8.102	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-9.132	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.860	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	-3.583	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-17.012	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 6.246

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona	Preço (\$/MW)
1	2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 5852.83

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 7149.11
Reserva = 73.32

INTERVALO = 24

P (MW)	R (MW)	piC_sup	piC_inf	Pmax (MW)	Pmin (MW)
91.55	15.00	0.000	0.000	200.00	20.00
60.00	12.21	0.000	0.000	180.00	20.00
80.00	0.00	0.000	0.000	150.00	10.00
10.00	0.00	0.000	0.300	135.00	10.00
60.00	0.00	0.000	0.000	70.00	10.00
44.00	0.00	0.000	0.000	110.00	12.00

Barra	Theta (grau)	PMB (\$/MWh)	Carga (MW)
1	0.000	21.250	0.00
2	-2.018	21.738	26.04
3	-3.647	22.053	2.88
4	-4.439	22.278	9.12
5	-6.385	22.650	113.04
6	-5.341	22.507	0.00
7	-6.613	22.789	27.36
8	-6.017	22.666	36.00
9	-4.121	22.487	0.00
10	-7.258	22.477	6.96
11	3.049	22.487	0.00
12	-5.904	22.106	13.44
13	-2.372	22.106	0.00
14	-7.571	22.645	7.44
15	-8.009	22.905	9.84
16	-7.103	22.517	4.20
17	-7.618	22.598	10.80
18	-9.048	23.248	3.84
19	-9.307	23.312	11.40
20	-8.888	23.121	2.64
21	-8.338	22.849	21.00
22	-8.331	22.838	0.00
23	-9.063	23.255	3.84
24	-9.721	23.423	10.44
25	-10.344	23.357	0.00
26	-11.679	24.097	4.20
27	-10.072	23.023	0.00
28	-6.008	22.698	0.00
29	-12.338	24.010	2.88
30	-13.816	24.678	12.72

Fluxo nas Linhas

De	Para	F (MW)	pi-up (\$/MWh)	pi (\$/MW)	F-max (MW)	F-min (MW)
1	2	55.414	0.000	0.000	700.00	-700.00
1	3	36.133	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	4	22.113	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	4	32.629	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	5	36.670	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	6	29.942	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	6	35.179	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	7	2.971	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	7	24.571	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	8	26.016	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	9	-10.239	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	10	6.018	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	11	-60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	10	49.761	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	12	9.981	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	13	-44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	14	9.298	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	15	22.608	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	16	8.636	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	15	1.728	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	17	4.350	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	18	6.716	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	19	2.816	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	20	-8.590	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	20	11.406	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	17	6.476	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	21	20.780	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	22	10.158	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	22	-0.402	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	23	7.348	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	24	9.665	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	24	3.441	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	25	2.497	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	26	4.266	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	27	-1.784	0.000	0.000	700.00	-700.00

28	27	17.898	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	29	7.513	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	30	8.597	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	30	4.478	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	28	-0.072	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	28	18.029	0.000	0.000	700.00	-700.00
2	1	-54.766	0.000	0.000	700.00	-700.00
3	1	-35.509	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	2	-21.809	0.000	0.000	700.00	-700.00
4	3	-32.472	0.000	0.000	700.00	-700.00
5	2	-36.011	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	2	-29.375	0.000	0.000	700.00	-700.00
6	4	-35.020	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	5	-2.966	0.000	0.000	700.00	-700.00
7	6	-24.394	0.000	0.000	700.00	-700.00
8	6	-25.928	0.000	0.000	700.00	-700.00
9	6	10.239	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	6	-6.018	0.000	0.000	700.00	-700.00
11	9	60.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
10	9	-49.761	0.000	0.000	700.00	-700.00
12	4	-9.981	0.000	0.000	700.00	-700.00
13	12	44.000	0.000	0.000	700.00	-700.00
14	12	-9.168	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	12	-22.190	0.000	0.000	700.00	-700.00
16	12	-8.550	0.000	0.000	700.00	-700.00
15	14	-1.714	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	16	-4.340	0.000	0.000	700.00	-700.00
18	15	-6.656	0.000	0.000	700.00	-700.00
19	18	-2.810	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	19	8.621	0.000	0.000	700.00	-700.00
20	10	-11.261	0.000	0.000	700.00	-700.00
17	10	-6.460	0.000	0.000	700.00	-700.00
21	10	-20.598	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	10	-10.066	0.000	0.000	700.00	-700.00
22	21	0.402	0.000	0.000	700.00	-700.00
23	15	-7.281	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	22	-9.515	0.000	0.000	700.00	-700.00
24	23	-3.422	0.000	0.000	700.00	-700.00
25	24	-2.482	0.000	0.000	700.00	-700.00
26	25	-4.200	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	25	1.789	0.000	0.000	700.00	-700.00
27	28	-17.898	0.000	0.000	700.00	-700.00
29	27	-7.358	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	27	-8.303	0.000	0.000	700.00	-700.00
30	29	-4.417	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	8	0.072	0.000	0.000	700.00	-700.00
28	6	-17.970	0.000	0.000	700.00	-700.00

Perdas ativas neste intervalo de tempo (MW): 5.466

PMSA-Preço de Mercado da Reserva

Zona Preço (\$/MW)

1 2.450

Valor da Funcao Objetivo por intervalo = 5055.58

Remuneracao dos Geradores:

Energia = 6165.98

Reserva = 66.66

Valor TOTAL da Função Objetivo = 177443.35

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVARADO, F.; 1996. Methods for Quantification of Ancillary Services in Electric Power Systems. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (5. : Maio 1996: Recife, Pernambuco) *Anais*. Pernambuco. p. 27-49.
- ALVEY, T.; MA, X.; SUN, D.; 1998. A Security-Constrained Bid-Clearing System for the New Zealand Wholesale Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 2 (May), p. 340-346.
- ANEEL-AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2001. *Procedimentos de Rede*. Brasília, Distrito Federal.
- ARBEL, A.; 1993. *Exploring Interior-Point Linear Programming*. Massachusetts: Foundations of Computing Series.
- ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J.; 2002. Optimal Response of a Power Generator to Energy, AGC, and Reserve Pool-Based Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 2 (May), p. 404-410.
- ASMAE; 2000. *Descritivo das Regras Agébricas*. ASMAE versão II, COEX.
- BRASIL; 2003. Resolução n. 265, de 10 de junho de 2003. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil* (11 de junho de 2003) Brasília, seção 1, v. 140, n. 111, p. 65.
- B'RELLS, W. F.; REPPEN, D.; RINGLEE, R. J.; 1979. *Operação Econômica e Planejamento*. Santa Maria, RS: Editora da UFSM, Convênio Eletrobrás.
- BORN, P. H.; ALMEIDA, A. A.; 1998. Mudanças Estruturais no Setor Elétrico: Formação e Regulação de Preços. In: SEMINÁRIO INTERNACIONAL DA COMISSÃO DE INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA REGIONAL (Agosto 1998: Quito, Equador) *Anais*. Equador.
- BRIEN, L.; 1999. Why the Ancillary Services Markets in California Don't Work and What To Do About It. *The Electricity Journal* (Jun) p. 38-49.
- CANOYRA, A.; ILLÁN, C.; LANDA, A. *et al.*; 1998. The Hierarchical Market Approach to the Economic and Secure Operation of the Spanish Power System. In: BULK POWER SYSTEM DYNAMICS AND CONTROL (IV.: Aug. 24-28, 1998: Santorini, Greece) *Proceedings*. Santorini, Grécia, 1998. p. 37-46.
- CASTILLO, R. A.; VARGAS, A.; 2001. Joint Economic Dispatch, Energy and Reserve. Optimal Seconds Reserve Determination in Isolated Systems. In: IEEE PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 10-13, 2001: Porto, Portugal) *Proceedings*. Porto, Portugal, 2001.

- CHEUNG, K. W.; SHAMSOLLAHI, P.; SUN, D.; 2000. Energy and Ancillary Service Dispatch for the Interim ISO New England Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 3 (Aug), p. 968-974.
- COSTA, A. L.; SIMÕES COSTA, A. J. A.; SILVA, A. S.; 2002. A Joint Dispatch for Active Power and Ancillary Services through Optimal Power Flow. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (8.: Maio 2002: Brasília, Distrito Federal) *Anais*. Brasília, 2002.
- COSTA, A. L.; SIMÕES COSTA, A.; 2003. Energy and Ancillary Service Dispatch through Dynamic Optimal Power Flow. In: IEEE BOLOGNA POWER TECH CONFERENCE (Jun. 23-26, 2003: Bologna, Italy) *Proceedings*. Bologna, Itália, 2003.
- ; 2004a. Energy and Spinning Reserve Markets through Dynamic Optimal Power Flow". In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (9.: Maio 2004: Rio de Janeiro, RJ) *Anais*. Rio de Janeiro, 2004.
- ; 2004b. A Methodology based on Optimal Power Flow to Price Energy and Operating Reserves in Integrated Electricity Markets. In: BULK POWER SYSTEM DYNAMIC AND CONTROL (IV, Aug. 22-27, 2004: Cortina d'Ampezzo, Italy) *Proceedings*. Cortina d'Ampezzo, Itália, 2004.
- DANAI, B.; KIM, J.; COHEN, A. I.; 2001. Scheduling Energy and Ancillary Service in the New Ontario Electricity Market. In: POWER INDUSTRY COMPUTER APPLICATIONS (2001: Sydney, Australia) *Proceedings*. Sydney, Austrália, 2001. p. 161-165.
- DAVID, A. K.; WEN; F.; 2000. Strategic Bidding in Competitive Electricity Markets: a Literature Survey. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING (2000) *Proceedings*. v. 4, p. 2168-2173.
- DOUDNA, J. H.; 2001. Overview of California ISO Summer 2000 Demand Response Programs. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING (28 Jan.-1 Feb., 2001) *Proceedings*. v. 1, p. 228-233.
- FERNANDES, Thelma S. P.; 2004. *Um Modelo de Despacho Ótimo de Potência para Sistemas Multi-Usuários*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- FERRERO, R. W.; SHAHIDEHPOUR, S. M.; 1997. Dynamic Economic Dispatch in Deregulated Systems, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 19, n. 7 (Oct.) p. 433-439.

- FINK, L.; 1998. New Control Paradigms For Deregulation. In: ILIC, M. GALIANA, F. FINK, L. *Power Systems Restructuring, Engineering and Economics*. Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers. p. 405-449.
- FUENTE, J. I.; ZAMORA, J. L.; CALMARZA, A. M.; 2001. Technical and Economic Improvements of AGC Spanish Scheme. In: PORTO POWER TECH CONFERENCE (Sep. 2001: Porto, Portugal) *Proceedings*. Porto, Portugal, 2001.
- GOMES, P.; SARDINHA, S. L. A.; SOARES, N. H. M.; 2003. O Desafio da Definição dos Serviços Ancilares para o Sistema Interligado Nacional: Aspectos Técnicos que Levaram à sua Identificação pelo ONS. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (17.: 19-24 Out. 2003: Uberlândia, Minas Gerais) *Anais*. Uberlândia, 2003.
- GRANVILLE, S.; 1994. Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 1 (Feb), p. 136-146.
- GROSS, G.; FINLAY, D.; DELTAS, G.; 1999. Strategic Bidding in Electricity Generation Supply Markets. In: IEEE PES WINTER MEETING (Feb. 1999) *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE*, vol. 1, p. 309-315.
- HAN, X. S.; GOOI, H. B.; KIRSCHEN, D. S.; 2001. Dynamic Economic Dispatch: Feasible and Optimal Solutions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 1 (Feb), p. 22-28.
- HAO, S.; ZHUANG, F.; 2003. New Models for Integrated Short-term Forward Electricity Markets *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2 (May), p. 478-485.
- HIRST, E.; KIRBY, B.; 1997. *Creating Competitive Markets for Ancillary Services*. ORNL/CON448, Okay Ridge National Laboratory, Tennessee, USA. Disponível em: <http://www.ornl.gov/ORNL/BTC/Restructuring/con448.pdf> Oct. 1997.
- HIRST, E.; 2000. Maximizing Generator Profits across Energy and Ancillary Services Markets. *The Electricity Journal*, (Jun) p.61-69.
- HUNEAULT, M.; GALIANA, F. D.; GROSS, G.; 1999. A Review of Restructuring in the Electricity Business. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE (13.: June 28-July 2nd, 1999. Trondheim, Norway) *Proceedings*. Trondheim, 1999. p. 19-31.
- IRASTORZA, V.; FRASER, H.; 2002. Are ITP-Run Day-Ahead Markets Needed? *The Electricity Journal*, (Nov) p.25-33.
- KRANZ, B.; PIKE, R.; HIRST, E.; 2003. Integrated Electricity Markets in New York. *The Electricity Journal* (Mar) p. 54-65.

- KIMBALL, Lucy; 1997. *Optimal Unit Commitment and Economic Dispatch with Transmission and Energy Constraints*. Ph.D Thesis, Department of Mathematics, Worcester Polytechnic Institute, Massachusetts, USA.
- KIRBY, B.; HIRST, E.; 1996. Unbundling Electricity: Ancillary Services. *IEEE Power Engineering Review*, v. 16 n. 6 (Jun), p. 5-6.
- KUNDUR, P.; 1994. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, THE EPRI, Power System Engineering Series.
- LAWRENCE, D. J.; 2002. 2001 Performance of New York ISO Demand Response Programs. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING (Jan. 27-31, 2002) *Proceedings*. v. 2, p. 995-998.
- LIU, Y.; ALAYWAN, Z.; ROTHLEDER, M. *et al.*; 2000: A Rational Buyer's Algorithm used for Ancillary Service Procurement. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING (Jan, 2000) *Proceedings*. v. 2, p. 855-860.
- MA, X.; SUN, D.; 1998. Energy and Ancillary Service Dispatch in a Competitive Pool. *Power Engineering Review*, (Jan), p. 54-56.
- MA, X.; SUN, D.; CHEUNG, K.; 1999. Energy and Reserve Dispatch in a Multi-Zone Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 3 (Aug), p. 913-919.
- MA, X.; SUN, D.; CHEUNG, K.; 2003. Evolution Toward Standardized Market Design. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 2 (May), p. 460-469.
- MADRIGAL, M.; QUINTANA, V.; 2000. A Security-Constrained Energy and Spinning Reserve Markets Clearing System Using an Interior-Point Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 4 (Nov), p. 1410-1416.
- MILLER, R.; 1983. *Operação de Sistemas de Potência*. Tradução e Revisão Técnica: Eletrobrás. São Paulo, SP: McGraw-Hill.
- MME-MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – Secretaria de Energia; 2003. Modelo Institucional do Setor Elétrico.
- ONGSAKUL, W.; CHAYAKULKHEEREE, K.; 2003. Constrained Optimal Power Dispatch for Electricity and Ancillary Services Auctions. *Electric Power Systems Research*, v. 66 (Sep) p. 193-204.
- PRADA, R. B.; VELASCO, C. J.; SILVA, L.X.; *et al.*; 2002a. Mecanismo de Mercado para Aquisição e Revenda de Serviços de Reserva Operativa de Geração. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (8.: Maio 2002: Brasília, Distrito Federal) *Anais*. Brasília, 2002.

- ; 2002b. Provision of Generation Reserves as an Ancillary Service in the Brazilian System. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE (14.: Jun. 2002: Sevilla, Spain) *Proceedings*. Sevilla, Espanha, 2002.
- RAHIMI, F. A.; VOJDANI, A.; 1999. Meet the Emerging Transmission Market Segments. *IEEE Computer Applications in Power*, v. 12, n. 1, p.26-32.
- RASHIDI-NEJAD, M.; SONG, Y.H.; JAVIDI DASHT-BAYAZ, M. H.; 2002. Contingency Reserve Pricing via a Joint Energy and Reserve Dispatching Approach. *Energy Conversion and Management*, v. 43, n. 4 (Mar), p. 537-548.
- RAU, N. S.; 1999. Optimal Dispatch of a System based on Offers and Bids – A Mixed integer LP Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 1 (Feb), p. 274-279.
- RUDNICK, H.; 1996. Pioneering Electricity Reform in South America. *IEEE Spectrum*, v. 33, n. 8, (Aug), p. 38-44.
- RUDNICK, H.; SOTO, M.; PALMA, R.; 1999. Use of System Approaches for Transmission Open Access Pricing. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 21, n. 2, p. 125-135.
- SALGADO, R. S.; 2001. *Fluxo de Potência – Método de Newton*. Notas de Aula. Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- SCHWEPPE, F. C.; CARAMANIS, M. C.; TABORS, R. D. *et al*; 1988. *Spot pricing of Electricity*. Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers.
- SHIRMOHAMMADI, D.; VOJDANI, A.; 1996. An Overview of Ancillary Services. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA (5. : Maio. 1996: Recife, Pernambuco) *Anais*. Pernambuco. p. 1-9.
- SILVA, Edson L.; 2001. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 1ª edição. Porto Alegre, RS: Editora Sagra Luzzatto.
- SILVA, E.; ZÜRN, H.H.; GOMES, R. *et al*.; 1999. *Administração dos Serviços Ancilares para o Sistema Elétrico Brasileiro – Descrição do Problema e a Experiência Internacional, Relatório Número 1, Projeto ONS-UFSC*. Florianópolis, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- SILVA, Leonardo X.; 2001. *Reserva de Potência Operativa como Serviço Ancilar: Mecanismo de Mercado para Aquisição e Revenda*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Brasil.
- SINGH, H.; PAPALEXOPOULOS, A.; 1999. Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 2 (May), p. 498-504.

- SOUZA, A.; DECKER, I. C.; 2002. Serviços Ancilares no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (14. : Set. 2-5, 2002: Natal, Rio Grande do Norte) *Anais*. Natal, RN, 2002. p. 2355-2360.
- UTURBEY, Wadaed; 2002. *Modelagem de Efeitos Intertemporais no Fluxo de Potência Ótimo: Abordagem pelo Lado da Demanda*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, Brasil.
- VÁSQUEZ, C.; RIVIER, M.; PÉREZ-ARRIAGA, I. J.; 1999. Revisión de Modelos de Casación de Ofertas para Mercados Eléctricos. In: JORNADAS HISPANO-LUSAS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA (6. : Jul. 1999: Lisboa, Portugal) *Anales*. Lisboa, Portugal, 1999.
- VENTURA FILHO, A.; 1996. Utilities for sale. *IEEE Spectrum*, v. 33, n. 6 (Jun), p. 29-33.
- WANG, X.; SONG Y-H.; LU, Q.; 2002. A Coordinated Real-time Optimal Dispatch Method for Unbundled Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 2 (May), p. 482-490.
- WEBER, J. D.; OVERBYE, T. J.; DEMARCO, C. L.; 1999. Modeling the Consumer Benefit in the Optimal Power Flow. *Decision Support Systems*. v. 24, n. 3 (Jan) p. 279-296.
- WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; 1996. *Power Generation, Operation and Control*. 2ª edição. New York, NY: John Wiley & Sons.
- WU, F. F.; 1996. Coordinated Multilateral Trades for Electric Power Networks. In: POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE (12.: Aug. 1996: Dresden, Germany) *Proceedings*. Dresden, 1996. p. 786-792.
- WU, T.; ROTHLEDER, M.; ALAYWAN, Z.; PAPALEXOPOULOS, A.; 2004. Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1 (Feb), p. 339-347.
- ZHONG, Jin; 2003. *On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets*. Ph.D Thesis, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.