

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MODELO DE MINIMIZAÇÃO DE PAGAMENTOS PARA
MERCADO COMBINADO DE ENERGIA, RESERVA E
CONTRATOS VIA MÉTODO LINEAR EM DOIS NÍVEIS**

CLÁUDIO EVANGELISTA DE CARVALHO

ORIENTADOR: PABLO CUERVO

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

PUBLICAÇÃO: PPGEE 463/11 – ENE - DM

BRASÍLIA/DF: NOVEMBRO – 2011

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**MODELO DE MINIMIZAÇÃO DE PAGAMENTOS PARA
MERCADO COMBINADO DE ENERGIA, RESERVA E
CONTRATOS VIA MÉTODO LINEAR EM DOIS NÍVEIS**

CLÁUDIO EVANGELISTA DE CARVALHO

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.**

APROVADA POR:

Prof. Pablo Cuervo, Doutor (ENE/UnB)
(Orientador)

Prof. Ivan Camargo, Doutor (ENE/UnB)
(Examinador Interno)

Fábio Stacke Silva, Doutor (Aneel)
(Examinador Externo)

BRASÍLIA/DF, 25 DE NOVEMBRO DE 2011.

FICHA CATALOGRÁFICA

CARVALHO, CLÁUDIO EVANGELISTA DE

Modelo de Minimização de Pagamentos para Mercado Combinado de Energia, Reserva e Contratos via Método Linear em Dois Níveis [Distrito Federal] 2011.

xii, 120p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia).

Departamento de Engenharia Elétrica

1.Sistemas de Potência

2.Serviços Ancilares

3.Mercado de Energia de Curto Prazo

4. Minimização de Pagamentos

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CARVALHO, C. E. (2011). Modelo de Minimização de Pagamentos para Mercado Combinado de Energia, Reserva e Contratos via Método Linear em Dois Níveis. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE 463/11 – ENE - DM Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 120p.

1.1 CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Cláudio Evangelista de Carvalho.

TÍTULO: Modelo de Minimização de Pagamentos para Mercado Combinado de Energia, Reserva e Contratos via Método Linear em Dois Níveis.

GRAU: Mestre

ANO: 2011

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Cláudio Evangelista de Carvalho

SQN 409, bloco I, apt° 108.

70757.090 Brasília - DF – Brasil.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Pablo Cuervo pela preciosa orientação e intensa dedicação a este projeto.

Aos professores do Departamento de Energia Elétrica com quem tive aulas e conversas que foram muito importantes para a elaboração desta dissertação.

Aos demais funcionários do Departamento de Energia Elétrica pela eficiência e prestatividade.

À minha esposa Liana e aos meus pais.

Resumo

Neste trabalho, é apresentado um modelo de mercado combinado de energia e serviços de reserva que opera sob Minimização de Pagamentos (MP) por meio de um modelo linear em dois níveis. O mercado combinado considera a presença simultânea de contratos bilaterais de longo prazo, demandas do pool de curto prazo e serviços de reserva. O modelo tem várias características importantes, tais como o fato de considerar as restrições de transmissão, limites de capacidade de geração e transmissão, além dos limites associados às restrições multiperíodo.

Os índices econômicos obtidos tais como: pagamentos totais, receitas e preços dos serviços permitem estabelecer comparações entre o modelos de minimização de pagamentos (MP) e de minimização de custos (MC). Por meio da utilização de vários cenários, os resultados mostram o impacto sobre esses índices tendo em conta diversos níveis de participação de contratos bilaterais sobre a demanda total, além de diversos níveis de requerimentos de serviços de reserva e de contingências.

Outro aspecto considerado na formulação é a forma de determinação do montante de serviços reservas. São apresentadas duas abordagens, uma em que esses serviços são definidos de forma determinística e outra em que os serviços são obtidos de forma estocástica.

Abstract

A combined market model of energy and reserve services operating under Payment Minimization (PM) is presented through a bilevel linear model. The combined market considers the simultaneous presence of long term bilateral contracts, short term pool load and reserve services. The model has several important characteristics such as considering the system transmission network, generation and transmission capacity limits as well as multi-period constraints.

The obtained economic indexes like payments, revenues, costs and prices of services allow establishing comparisons between the PM model and the usual Bid Cost Minimization (BCM) model. By using several operation scenarios, results show the impact on economic indexes considering several levels of participation of bilateral contracts on total load, several levels of systems reserve requirements and contingencies. The model is tested in a 5-Bus system and in a 30-Bus system.

Another aspect considered in the formulation is the manner in which the amount of reserve services are obtained. Two approaches are presented: the first that the quantity of these services are achieved in a deterministic way and the second that these services are achieved in a stochastic way.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	- Revisão Bibliográfica	6
1.2	- Motivação	11
1.3	- Contribuições da Dissertação	11
1.4	- Estrutura da Dissertação	12
2	MODELAGEM ABORDAGEM DETERMINÍSTICA	14
2.1	- Modelo de Minimização de Custos	14
2.2	- Modelo de Minimização de Pagamentos	20
2.3	- Índices Econômicos.....	25
2.4	- Exemplos Numéricos	27
2.5	- Conclusões sobre o capítulo 2.....	56
3	MODELAGEM ABORDAGEM ESTOCÁSTICA	58
3.1	- Introdução.....	58
3.2	- Medida de Segurança Estocástica	58
3.3	- Modelo de Minimização de Custos	60
3.4	- Modelo de Minimização de Pagamentos	65
3.5	- Índices Econômicos.....	70
3.6	- Exemplos Numéricos	71
3.7	- Conclusões sobre o capítulo 3.....	82
4	CONCLUSÕES	84
4.1	- Modelo com serviços de reserva determinísticos.....	84
4.2	- Modelo com serviços reserva estocásticos.....	84
4.3	- Conclusões Gerais	85
4.4	- Sugestões para próximos trabalhos	85
5	BIBLIOGRAFIA	86
	APÊNDICES	91
	Anexo A - Lagrangeano Modelo Determinístico	91
	Anexo B – Linearização das Equações do Modelo Determinístico	92
	Anexo C - Lagrangeano Modelo Estocástico.....	94
	Anexo D - Linearização das Equações do Modelo Estocástico	95
	Anexo E – Indices Econômicos IEEE 30 - barras.....	96
	Anexo F – Fluxos nas linhas IEEE 30.....	116

LISTA DE SÍMBOLOS

Para cada gerador i e demanda j participante do mercado integrado, é definida a notação abaixo. Por simplicidade e sem perda de generalidade, é considerado somente um gerador para cada barra i e uma carga em cada barra j .

Abordagem Determinística

Parâmetros das ofertas dos geradores:

$C_{g i}$	Custo de oferta de energia do pool: [\$/MWh];
$C_{g i}^{RU}$	Custo de oferta de reserva de regulação up: [\$/MWh];
$C_{g i}^{RD}$	Custo de oferta de reserva de regulação down: [\$/MWh];
$C_{g i}^{SR}$	Custo de oferta reserva spinning: [\$/MWh];
$C_{g i}^{NS}$	Custo de oferta reserva não spinning: [\$/MWh];
$C_{g i}^{RC}$	Custo de oferta reserva complementar: [\$/MWh];
$s_{g i}$	Custo de partida da unidade i : [\$];

Váriáveis:

$g_{i,t}^p$	Nível de geração de energia selecionada pool: [MW];
$ru_{i,t}$	Nível de reserva de regulação up selecionada: [MW];
$rd_{i,t}$	Nível de reserva de regulação down selecionada: [MW];
$sr_{i,t}$	Nível de reserva spinning selecionada: [MW];
$ns_{i,t}$	Nível de reserva não spinning selecionada: [MW];
$rc_{i,t}$	Nível de reserva complementar selecionada: [MW];
p_{ij}	Fluxo de potência ativa na linha de transmissão que conecta as barras i e j : [MW];
λ_i	Preço da energia na barra i : [\$/MWh];
δ_i	Ângulo da tensão na barra i

δ_j	Ângulo da tensão na barra j
u_{gi}	Variável binária com valor 1 se gerador está em operação
MCP_{RU}	<i>Market Clearing Price</i> referente ao preço da reserva RU [\$/MWh];
MCP_{RD}	<i>Market Clearing Price</i> referente ao preço da reserva RD: [\$/MWh];
MCP_{SR}	<i>Market Clearing Price</i> referente ao preço da reserva SR: [\$/MWh];
MCP_{NS}	<i>Market Clearing Price</i> referente ao preço da reserva NS: [\$/MWh];

Parâmetros:

g_i^b	Componente de contratos bilaterais de geração de potência ativa do gerador i: [MW];
g_i^{\min}, g_i^{\max}	Limites de capacidade de geração do gerador i: [MW];
Y_{ij}	Susceptância da linha de transmissão que conecta as barras i e j
p_{ij}^{\max}	Capacidade máxima de transmissão da linha que conecta os barramentos i e j: [MW];
d_j	Nível total de potência ativa demandada pela barra j: [MW];
d_j^p	Nível de potência ativa demandada pelo pool na barra j: [MW];
ru_i^{\max}, sr_i^{\max}	Oferta máxima de regulação up e spinning do gerador i. A mesma notação é usada para os limites das outras reservas: [MW];
d_j^b	Componente de contratos bilaterais de demanda de potência ativa na barra j: [MW];
$RP_{g_i}^{RU}, RP_{g_i}^{RD}$	Limite de rampa para prover reserva up e down: [MW];
$RP_{g_i}^{SNS}$	Limite de rampa para sr_{g_i} e ns_{g_i} : [MW];

Abordagem Estocástica

Variáveis

$ELNS_{mt}$	Valor Esperado da Perda de Carga na barra m durante período t: [MW];
L_{mt}	Perda de carga involuntária na barra m durante período t: [MW];
d_{mt}	Demanda na barra m durante período t: [MW];

g_{it}	Nível de geração do gerador i durante período t : [MW];
r_{it}^{up}	Reserva girante up provida pelo gerador i durante período t : [MW];
r_{it}^{dn}	Reserva girante down provida pelo gerador i durante período t : [MW];
\tilde{r}_{it}^{up}	Reserva não girante up provida pelo gerador i durante período t : [MW];
\tilde{r}_{it}^{dn}	Reserva não girante down provida pelo gerador i durante período t : [MW];
δ_{mt}	Ângulo da tensão na barra m durante período t ;
λ_i	Preço da energia na barra i no estado pré-contingência: [\$/MWh];
λ_{ik}	Preço da energia na barra i após contingência k : [\$/MWh];

Funções

$Cg(u, g)$	Função de custo de geração de energia no estado pré contingência: [\\$];
$Cg(u(\kappa, \tau), g(\kappa, \tau))$	Função de custo de geração de energia na contingência k , durante intervalo τ : [\\$];
$Cr(r^{up})$	Função de custo de serviço de reserva up: [\\$];
$Cr(r^{dn})$	Função de custo de serviço de reserva down: [\\$];
$Cr(\tilde{r}^{up})$	Função de custo de serviço de reserva up não girante: [\\$];
$Cr(\tilde{r}^{dn})$	Função de custo de serviço de reserva down não girante: [\\$];
$fl(.)$	Função que expressa o fluxo de potência na linha l : [MW];

Parâmetros

d_j^p	Nível de potência ativa demandada pelo pool na barra j : [MW];
d_j^b	Componente de contratos bilaterais de demanda de potência ativa na barra j [MW];
g_i^b	Componente de contratos bilaterais de geração de potência ativa do gerador i [MW];
f_l^{\max}	Fluxo de potência máximo na linha l : [MW];

p_0	Probabilidade de que nenhuma contingência ocorra durante o horizonte agendado;
$p(k, \tau)$	Probabilidade de que nenhuma contingência ocorra durante o horizonte agendado, exceto a contingência k , durante intervalo τ ;
v_{mt}	Valor do corte de carga na barra m durante o período t : [\$/MWh];

Índices

i	Índice dos geradores 1 a I .
k	Índice das contingências 1 a K .
l	Índice das linhas de transmissão 1 a L .
m	Índice das barras 1 a M .
t	Índice dos períodos de tempo 1 a T .
τ	Índice dos intervalos de ocorrências de contingências 1 a τ .

Capítulo 1 - Introdução

Nos mercados de energia desregulamentados ao redor do mundo é comum a existência de mercados de curto e longo prazo. Geralmente, os mercados de longo prazo funcionam por meio da celebração de contratos bilaterais entre geradores/comercializadores e distribuidores/consumidores, os quais se dão de forma livre ou regulada¹.

Com vistas ao equilíbrio ou balanceamento da oferta e demanda de energia, é necessária a existência de um mercado de curto prazo (mercado spot). Para tanto, os mercados cujos Operadores Nacionais do Sistema trabalham de forma descentralizada² geralmente adotam mecanismos de leilões para a seleção das ofertas de geração de energia e de serviços ancilares.

Esses leilões devem ser projetados de modo a dar conta das especificidades do mercado de energia elétrica - tais como conexões intertemporais e taxas de rampa -, além de elementos não lineares nas funções de custo como os custos de partida.

Há dois principais mecanismos de leilão, quais sejam: minimização do custo das ofertas (MC), que seleciona as ofertas de modo a minimizar o custo total das ofertas e minimização dos pagamentos (MP), que seleciona as ofertas de modo a minimizar os pagamentos totais.

Há ainda dois métodos para determinação do valor a ser recebido pelos agentes cujas ofertas foram selecionadas. No *pay as bid* - pague conforme ofertado – os agentes supridores selecionados recebem exatamente o valor ofertado, enquanto no *pay at MCP* – pague conforme custo marginal – os mesmos agentes são remunerados ao preço da oferta mais cara selecionada.

¹ No Brasil, além dos contratos bilaterais celebrados livremente, há contratos bilaterais celebrados entre distribuidoras de energia e agentes geradores, os quais são definidos por meio de leilões realizados pela Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica.

² No caso brasileiro, centralizado, o Operador Nacional do Sistema (ONS) ordena o despacho das usinas de forma a minimizar o custo de operação. Para tanto, utiliza ferramentas computacionais que consideram o custo de oportunidade no uso da água.

O método de liquidação via custo marginal é utilizado de forma predominante nos diversos mercados de energia e é assumido neste trabalho. Na abordagem marginal, podem ser consideradas duas formas de considerar o problema da alocação dos recursos de energia, quais sejam: (i) a minimização do valor do total do custo de geração (MC); ou (ii) a minimização do valor total dos pagamentos efetuados pelos consumidores (MP).

No leilão MC é possível simplesmente substituir as curvas de custo dos geradores por curvas de ofertas, o que torna esta abordagem consistente com mecanismo de pagamento aos geradores *pay as bid* porque, neste caso, minimizar os custos das ofertas implica minimizar o montante total a ser recebido pelos geradores e, conseqüentemente, o montante total a ser pago pelos consumidores.

Todavia, dado que a grande maioria dos Operadores utiliza o mecanismo de liquidação pelo custo marginal, muitos autores [1,2] apontam que não há coerência entre o leilão e o mecanismo de liquidação porque os pagamentos totais são significativamente maiores do que os custos minimizados das ofertas selecionadas. Em síntese, o que determina o pagamento a ser efetuado pelos consumidores são os custos marginais do leilão, os quais não são variáveis que compõem a função objetivo a ser minimizada.

Nos últimos anos, alguns autores apresentaram trabalhos [1,2,3] mostrando que leilões MP são mais eficientes do que os leilões MC no que se refere à minimização dos pagamentos totais incorridos pelos consumidores. Essas constatações têm motivado discussões acerca da melhor metodologia para aplicação dos Operadores de Sistemas de Potência. A decisão de implementar o leilão MP depende da disponibilidade de metodologias para sua solução. Ao contrário do que ocorre com o leilão MC, há poucas abordagens disponíveis para a solução do leilão MP, o que dificulta sua adoção pelos operadores dos mercados de energia.

Nesse sentido, o exemplo a seguir, apresentado em [3], ilustra esse ponto. A tabela 1.2 mostra que o leilão MC seleciona as unidades 1 e 2 mais econômicas, mas a demanda remanescente para ser atendida (10 MW) não é suprida pelo gerador 4, o imediatamente mais econômico, devido ao seu alto custo de partida. Desse modo, é selecionado o gerador 3, cujo valor da oferta (\$100,00) é o preço de liquidação do leilão, variável que define os pagamentos a serem efetuados pelos consumidores.

O leilão MP seleciona as duas primeiras unidades da mesma forma que o leilão MC (tabela 1.3). No entanto, neste caso, os 10MW remanescentes são atendidos pelo gerador 4, com menor custo de geração e maior custo de partida. Conseqüentemente, o preço de liquidação é \$30,00, valor inferior ao definido no leilão MC.

Desse modo, os pagamentos totais efetuados no leilão MP (\$5.000,00) são menores do que no leilão MC (\$10.020,00). Por outro lado, os custos totais das ofertas são maiores no leilão MP (\$3.650,00) do que no MC (\$2.370,00).

Gerador	Capacidade (MW)	custo da ofertas (\$/MWh)	custo de partida (\$)
1	45	10,00	
2	45	20,00	
3	12	100,00	20,00
4	80	30,00	2000,00

Tabela 1.1 – Capacidades dos geradores e custo das ofertas e de partida

Gerador	despacho (MW)	custo energia (\$)	custo de partida (\$)	custo total (\$)	pagamento energia (\$)	pagamento custo de partida (\$)	pagamento total (\$)
1	45,00	450,00		450,00	4500,00	0,00	4500,00
2	45,00	900,00		900,00	4500,00	0,00	4500,00
3	10,00	1000,00	20,00	1020,00	1000,00	20,00	1020,00
4		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00
Total	100,00	2350,00	20,00	2370,00	10000,00	20,00	10020,00

Tabela 1.2 – Níveis alocados de geração e índices econômicos no MC

O leilão MP apresenta menores pagamentos do que o MC porque os preços marginais ou nodais são parte integrante da função objetivo a ser minimizada, ou seja, independentemente da estratégia a ser adota pelos geradores, o índice econômico fundamental para o leilão MP é o pagamento a ser efetuado pelos consumidores.

Outro aspecto a ser considerado é que, em regra, um algoritmo MC deixa o gerador mais caro despachado para atender a demanda com um nível de geração abaixo de sua capacidade máxima. Desde que a unidade marginal não é totalmente despachada, os custos

médios para este gerador são maiores do que aqueles com despacho máximo (devido aos custos fixos, por exemplo). Nessas condições, o gerador tenderá a aumentar suas ofertas para compensar esta eventual perda.

Gerador	despacho (MW)	custo energia (\$)	custo de partida (\$)	custo total (\$)	pagamento energia (\$)	pagamento custo de partida (\$)	pagamento total (\$)
1	45,00	450,00		450,00	1350,00	0,00	1350,00
2	45,00	900,00		900,00	1350,00	0,00	1350,00
3		0,00		0,00	0,00		0,00
4	10,00	300,00	2000,00	2300,00	300,00	2000,00	2300,00
Total	100,00	1650,00	2000,00	3650,00	3000,00	2000,00	5000,00

Tabela 1.3 – Níveis alocados de geração e índices econômicos no MP

Tendo em vista esse possível comportamento do gerador marginal, sob o ponto de vista do consumidor, seria mais vantajoso o despacho com custos globais maiores, mas com o gerador mais caro sendo despachado à sua capacidade máxima, o que implica custos médios menores para este gerador. Comparado com o leilão MC, o algoritmo de MP reduz o preço de liquidação com o aumento do nível de geração da unidade marginal até sua capacidade máxima e redução do nível de geração de alguma unidade com custo de geração menor, que normalmente seria despachada integralmente [18].

Mercados Conjuntos de Energia e Reserva

Conforme [5], o mercado de serviços reserva pode ser contabilizado de diversas maneiras, dentre as quais:

- Todos os geradores sincronizados ao sistema elétrico estão disponíveis também para oferecer os serviços de reserva. É o sistema adotado no Brasil, onde os despachos são definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS - e seus custos são alocados ao Encargo de Serviço de Sistema – ESS;
- Modelos em que as cargas também participam dos serviços de reserva;

- Contabilização do serviço de reserva em função do que foi efetivamente despachado em tempo real, e não o que foi oferecido previamente em contratos que estipulam as taxas oferecidas para prover reserva;
- Leilão exclusivo dos serviços de reserva conduzidos pelos Operadores dos Sistemas, o qual determina quais geradores possuem a melhor relação custo-benefício para fornecer o serviço.

Segundo [5], *“nestes modelos podem haver pontos negativos como um sistema de medição e controle complexo; o serviço pode ficar descoberto e em uma eventual contingência mais severa o sistema pode não possuir reserva de potência necessária para o restabelecimento; e um conflito entre o tempo de todo o processo e o tempo que a contingência exige para o restabelecimento do sistema”*.

O autor propõe o modelo de um mercado integrado de energia e serviços de reserva, o qual tem o potencial de reduzir os custos e aumentar a confiabilidade do sistema. Esse modelo, em que os agentes podem ofertar energia e/ou serviços de reserva é adotado nesta dissertação.

Para tanto, serão consideradas duas abordagens para esse mercado integrado, quais sejam:

- (i) determinística - similar a [4] e que considerará a possibilidade de substituição dos serviços, ou seja, serviços de maior qualidade e mais baratos poderão substituir serviços de menor qualidade e mais caros; e
- (ii) estocástica – define alocação dos serviços com base no valor esperado dos serviços, tendo em vista a probabilidade de falhas dos elementos do sistema.

Mercados Bilaterais

Ainda de maneira similar a [4], o modelo considera a presença de contratos bilaterais entre geradores e consumidores. Os contratos bilaterais podem alterar os custos operacionais do sistema pois impõem restrições à capacidade de geração das usinas. Desse modo, geradores com menores custos de oferta e que seriam despachados poderiam deixar de fazê-lo por conta de contratos bilaterais celebrados anteriormente.

Outro aspecto importante que diz respeito a esses contratos é que, mesmo que se considere a demanda total constante e alterando-se somente a relação demanda pool/demanda bilateral, o nível de carregamento das linhas de transmissão pode sofrer alterações significativas. Como será visto no decorrer deste trabalho, a presença ou não de congestionamentos no sistema de transmissão afeta significativamente o desempenho do modelo MP em relação ao MC.

Em suma, a inclusão dos serviços ancilares, contratos bilaterais e nível de carregamento das linhas de transmissão viabiliza uma comparação mais precisa entre os dois modelos.

1.1 - Revisão Bibliográfica

1.1.1 - Desenho do Leilão MP

Antes da desregulamentação dos mercados, o mecanismo de formação do preço da energia era desenhado de modo a assegurar que as empresas de geração tivessem seus custos de geração cobertos. Nessas condições, minimizar os custos de produção equivalia a maximizar o bem estar, definido como a soma dos excedentes do produtor e do consumidor. Portanto, a minimização dos custos das ofertas parecia apropriada, sem maiores questionamentos.

Num ambiente pós-regulamentação, os proponentes da MC sustentam que minimizar custos das ofertas também maximiza o bem estar [28, 30, 33]. Os principais argumentos para justificar essa conclusão são: (i) os mercados operam em concorrência perfeita, e (ii) o mecanismo de liquidação ao preço marginal é um incentivo para que os geradores ofertem blocos de energia a seus custos de produção.

O bem estar social é maximizado quando os benefícios dos produtor e do consumidor também são maximizados. Este bem estar é distribuído entre geradores e consumidores de acordo com o preço; quando o preço é alto os geradores recebem uma parte maior do bem estar e se o preço é baixo a maior parte do bem estar é apropriada pelo consumidor.

O despacho via leilão MC asseguraria que o montante econômico a ser repartido entre geradores e consumidores é máximo, o que, a primeira vista, indicaria que é o modelo mais adequado para todos os participantes do mercado.

No entanto, é importante destacar que a energia elétrica possui características peculiares quando comparada com outras *commodities*. Ela não pode ser armazenada e, desde que o congestionamento das linhas pode aumentar devido à capacidade limitada de transmissão, mesmo pequenos participantes do mercado podem precificar suas ofertas acima de seus custos marginais. Críticos da MC apontam que essas peculiaridades tornam a assunção de competição perfeita irrealista. Para ilustrar esta questão, um estudo realizado num mercado que utiliza a liquidação pelo custo marginal demonstrou que os geradores tendem a precificar suas ofertas acima do custo marginal de produção [38]. Ademais, evidências empíricas na Califórnia [36, 39] mostram que a existência de jogos e aumentos de preços eram comuns, além do que as ofertas dos geradores não refletiam seus custos.

Essas constatações não surpreendem na medida em que são consistentes com o comportamento esperado dos ofertantes que buscam maximizar seus lucros num cenário em que ofertar com preços acima dos custos marginais é a norma [41]. Adicionalmente, um panorama adequado dos reais custos de produção é difícil de ser obtido porque os geradores manipularão suas ofertas na busca da maximização dos lucros, aspectos agravados com a assimetria de informações entre os agentes geradores e os organizadores dos leilões [42]. Desse modo, o fato das ofertas não guardarem relação com os custos de produção, as tornam informações pouco úteis para o cálculo do excedente do produtor [35]. Em síntese, MC não maximiza o bem estar social.

Os proponentes da MP apontam para a consistência entre o mecanismo de seleção de ofertas e o mecanismo de liquidação, além do potencial benefício para os consumidores nesta abordagem. Ao contrário do que ocorre no MC, onde não há consistência entre o montante minimizado e aquele que é pago pelos consumidores.

Ademais, o modelo MP proposto pode redundar numa redução do benefício operacional social líquido devido ao aumento dos custos operacionais, mas a demanda receberá uma porção significativamente maior desse benefício, o que representa, ao final, maiores vantagens para os consumidores [29].

No entanto, grande parte dos trabalhos publicados até hoje concentrou-se na formulação do problema e na apresentação de exemplos que ilustram o potencial para reduzir os custos finais para os consumidores, mas não apresentam uma metodologia para sua solução [28, 31,32, 34].

Uma metodologia de solução baseada em programação dinâmica foi apresentada, mas que não é aplicável para grandes sistemas [40]. Em 2006 , foi apresentada uma alternativa mais promissora, que minimiza os pagamentos a serem efetuados pelas cargas por meio do Lagrangiano Aumentado. Para tanto, foi utilizado um algoritmo implementado em linguagem C++, por meio do qual os autores [1, 37], em dois artigos, demonstraram, em sistemas de 5 e 24 barramentos, como o MP tem o potencial de trazer economias para os consumidores, quando comparado ao MC. No último trabalho foi levada em consideração as restrições de transmissão no sistema.

Autores em [1,2] sugerem um modelo para resolver o modelo de minimização de pagamentos considerando somente o mercado de energia de curto prazo. A formulação é baseada na minimização das receitas dos geradores, as quais envolvem o produto de níveis alocados e preços nodais, que são as variáveis do problema. Para superar o problema da inseparabilidade, é utilizada abordagem com Lagrangeano Aumentado em conjunto com uma complexa estrutura de Otimização Substituída.

O modelo sugerido por esses autores requer a calibração cuidadosa de alguns parâmetros para que o resultado seja satisfatório [1], caso contrário não há possibilidade de se avaliar a qualidade da solução encontrada. No entanto, não há um método desenvolvido para garantir a efetividade dessa calibração, o que implica a utilização de critérios empíricos baseados em testes numéricos realizados. Os autores argumentam ainda que o algoritmo encontra-se em seus estágios iniciais de desenvolvimento.

Posteriormente, foi proposta nova abordagem para a resolução do problema MP[7], desta vez, passível de ser resolvido via solvers comerciais, no caso o CPLEX's MIP, por meio da metodologia denominada "*Objective Switching*", a qual visa a reduzir o número de regiões não viáveis do problema MP, com o objetivo de aumentar a eficiência do modelo. O artigo

considera o sistema de transmissão, mas não leva em conta a existência de serviços de reserva ou contratos bilaterais.

1.1.2 - Sinais Econômicos de Longo Prazo

A literatura sobre o leilão MP também tece considerações sobre os sinais econômicos de longo prazo emitidos pelo modelo, apesar de não haver estudos conclusivos a respeito. Conforme afirmado anteriormente, ambos os modelos considerarão um preço de liquidação uniforme, o qual proveria recursos para as companhias de geração cobrir seus custos de investimentos, além dos custos operacionais. Desse modo, seria possível desenvolver um mercado baseado em sinais de curto prazo, que ao mesmo tempo garante a cobertura dos custos de investimentos de longo prazo.

Sob competição perfeita, uma empresa decidirá investir em um novo gerador sempre que as receitas esperadas superarem seus custos de investimentos. Mas, uma vez que o gerador é participante do mercado seus gastos com investimentos tornam-se custos afundados, os quais não têm influência em seu comportamento de curto prazo. Por isso, mudanças nas regras de mercado que proporcionem redução na receita do gerador no curto prazo não ocasionarão alterações nas estratégias desse agente, especialmente em ambientes competitivos. Desse modo, os prejuízos líquidos decorrentes são assumidos pela empresa.

No entanto, para alguns autores [29], essas novas regras podem alterar as decisões de investimentos dos agentes de geração em plantas similares, com possíveis mudanças no tipo de tecnologia empregada na usina. Conforme já abordado, o algoritmo MP tende a reduzir a geração infra marginal com vistas ao aumento da geração do gerador marginal até seu limite de capacidade de geração. Nesse caso, um possível efeito seria a redução nos investimentos em usinas com menor custo de operação no longo prazo.

Em [16], esses componentes tenderiam a igualar o desempenho dos dois modelos no que tange aos pagamentos efetuados pelos consumidores no longo prazo, mas tal conclusão requereria ainda maiores estudos.

Apesar disso, os mesmos autores ainda sugerem que os efeitos decorrentes dos custos de partida e de limitações de rampa em leilões no decorrer do tempo diminuiriam a diferença entre os resultados obtidos nos dois modelos. Nesse caso, não seriam observadas alterações nas opções tecnológicas dos agentes de geração.

Para alguns autores [3], no entanto, as eventuais dificuldades para as empresas de geração recuperarem os custos dos investimentos nos leilões MP existem hoje na mesma medida para o caso dos leilões MC. O ponto crucial seria que os leilões de curto prazo, seja MC ou MP, não se prestariam a garantir esses retornos. Para tanto, seria necessária a existência de mercados de alocação de capacidade ou contratos de longo prazo³.

A comparação do desempenho dos dois modelos no longo prazo não é escopo desta dissertação.

1.1.3 - Comportamento Estratégico

Os críticos da MP asseveram que o modelo tem como foco os consumidores e sua adoção poderia estimular o comportamento estratégico dos geradores, que tenderiam a aumentar suas ofertas. No entanto, foi sugerido, por meio de teoria dos jogos, que o MP apresenta resultados com melhor eficiência alocativa da produção em mercados concentrados [43]. À medida que o mercado se torna mais competitivo, o MC se torna mais eficiente. Em mercados pequenos e muito concentrados, ambas sistemáticas seriam ineficientes.

Outros autores sustentam [16] - com a utilização de teoria dos jogos também - que o modelo MP redundaria em pagamentos menores pelos consumidores com pequena redução na eficiência da produção de energia, mesmo considerando o comportamento estratégico. A razão principal seria que os fatores que diferenciam os dois modelos permanecem num contexto de jogos. Esses autores enfatizam ainda que o comportamento estratégico tem maior probabilidade de elevar os pagamentos efetuados pelos consumidores no modelo MC. Os autores não consideraram os efeitos para o longo prazo.

³ O caso brasileiro é ilustrativo, na medida que são realizados leilões anuais para expansão da capacidade, os quais resultam em contratos bilaterais de longo prazo entre geradores e empresas de distribuição. O compromisso de início da operação comercial deve ocorrer em 3(leilão A-3) ou 5(leilão A-5) anos a partir da data do leilão.

Esta dissertação considera que os agentes de geração realizariam as mesmas ofertas para ambos os modelos, sem considerar o componente estratégico.

1.2 – Motivação

Dada as desvantagens do modelo MC apontadas, a motivação deste trabalho é verificar o comportamento do modelo MP em relação ao modelo MC, tendo em conta a existência de um mercado combinado de energia e serviços de reserva substituíveis, com a consideração dos contratos bilaterais celebrados entre geradores e cargas, bem como dos níveis de carregamento das linhas de transmissão. A comparação entre os modelos MP e MC abrangerá as alocações de energia e reserva, os preços nodais e os índices econômicos dos agentes.

Além disso, buscou-se metodologia de solução do modelo MP com grau de complexidade menor que alguns dos modelos disponíveis, sem necessidade de calibração inicial com sucesso para uma boa otimização, além de passível de ser implementada em “*solvers*” comerciais no caso o GAMS/CPLEX, e também em sistemas de grande porte.

Por fim, no que tange aos serviços de reserva, além da abordagem determinística, buscou-se desenvolver um novo modelo de modo a considerar métodos probabilísticos para a determinação do montante desses serviços. Como será visto, há uma metodologia em desenvolvimento, que foi aplicada somente no modelo MC [13, 14], que define alocação dos serviços com base no seu valor esperado, tendo em vista a probabilidade de falhas dos elementos do sistema. Este método será utilizado nesta dissertação para o desenvolvimento de um modelo MP, que considerará também a existência de contratos bilaterais.

1.3 – Contribuições da Dissertação

A formulação do modelo apresentada nesta Dissertação foca diretamente no montante de pagamentos a ser efetuado pelas cargas, dada uma demanda inelástica em relação às variações de preço. Exemplos numéricos demonstram que esta abordagem, quando resolvida pela formulação em dois níveis, é equivalente àquela apresentada em [1,2], mas com a vantagem de superar o problema da inseparabilidade, além de não necessitar de calibração inicial de parâmetros para uma otimização satisfatória.

O modelo proposto neste trabalho de um leilão de minimização de pagamentos formulado através de um modelo linear em dois níveis, metodologia empregada em [11], com as características descritas a seguir: (i) em regra, um dos motivos pelos quais o modelo MP não é utilizado amplamente está associado à sua complexidade, nesse sentido, o modelo sugerido aqui apresenta um reduzido grau de complexidade; (ii) devido ao fato de que o problema de otimização sugerido é caracterizado como linear inteiro binário, é possível a utilização de eficientes “solvers” comerciais disponíveis, com a inclusão de intervalos de tempo e nas mais diversas dimensões e que não requer calibração inicial de parâmetros para uma otimização satisfatória; (iii) o modelo incorpora a operação de um mercado combinado com contratos bilaterais, transações em pool e serviços ancilares de reserva de vários tipos, bem como do sistema de transmissão. A consideração dos contratos bilaterais celebrados pelos agentes no modelo é importante porque esses instrumentos impõem restrições à disponibilidade de geração das usinas e à capacidade de transmissão das linhas; (iv) o modelo permite a obtenção de índices econômicos de serviços de energia, tais como: preços, receitas dos geradores e pagamentos das cargas, em várias condições de operação associadas a capacidades de unidades de geração e de linhas de transmissão; (v) o modelo permite quantificar os impactos e interações entre serviços alocados e seus preços e pagamentos; (vi) insere novos elementos na comparação do MP com o MC, tais como contratos bilaterais e serviços ancilares; e (vii) a metodologia de solução pode ser implementada em sistemas de grande porte.

Serão apresentados resultados baseados em simulações em um sistema de cinco barramentos e no sistema IEEE 30-barras, em todas as quais são efetuadas comparações entre MC e MP.

Será apresentado ainda um segundo modelo para a solução do problema MP no qual o montante de serviços reserva é determinado de forma estocástica e *a posteriori*.

Por fim, a dissertação oferecerá maiores subsídios para a escolha do melhor modelo a ser implementado nos leilões de energia elétrica de curto prazo.

1.4 – Estrutura da Dissertação

O capítulo 1 é introdutório e apresenta uma visão geral do tema deste trabalho. A discussão acerca dos dois modelos é contextualizada e os principais conceitos são definidos. São estabelecidos ainda aspectos referentes ao desenho do leilão MP, sinais econômicos de longo prazo e comportamento estratégico. Por fim, são estabelecidas a motivação e as contribuições desta dissertação.

No capítulo 2, o modelo MC será descrito seguido do modelo MP proposto, ambos com a abordagem determinística dos serviços de reserva. No caso do modelo MP, o problema será formulado e uma proposta de solução em dois níveis será implementada. No mesmo capítulo, as simulações efetuadas em sistemas de 5 e 30 barras demonstrarão a consistências dos resultados, bem como permitirão a comparação do desempenho dos modelos MC e MP, principalmente no que diz respeito aos índices econômicos dos agentes envolvidos.

No capítulo 3, o modelo MC será apresentado seguido do modelo MP proposto, ambos com a abordagem estocástica dos serviços de reserva. No caso do modelo MP, o problema será formulado e uma proposta de solução em dois níveis será implementada. No mesmo capítulo, as simulações efetuadas em sistemas de 5 barras demonstrarão a consistências dos resultados, bem como permitirão a comparação do desempenho dos modelos MC e MP, principalmente no que diz respeito aos índices econômicos dos agentes envolvidos.

O capítulo 4 é dedicado às considerações finais acerca das duas abordagens – determinística e estocástica -, bem como às conclusões gerais. Pra finalizar, são feitas sugestões para próximos trabalhos.

Capítulo 2 – Abordagem Determinística

2.1 – Modelo de Minimização de Custos

Inicialmente, é apresentado em detalhes o modelo MC do mercado combinado (pool, bilateral/reserva) [4,6].

2.1.1 - Leilão Pool e Reserva

O leilão combinado de curto prazo pool e energia reserva seleciona as ofertas de energia e de serviços de reserva para um período específico. Neste leilão, é definida uma lista de usinas em ordem de mérito, baseada nos menores custos das ofertas para energia e serviços de reservas. Para tanto, a função objetivo a ser minimizada é a seguinte:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar: } J_B = C_{\text{energia}} + C_{\text{reserva}} & \quad (1) \\ g_i^p, ru_{g_i}, sr_{g_i}, & \\ ns_{g_i}, rc_{g_i}, rd_{g_i} & \end{aligned}$$

Sujeito a: equações (2) – (19)

$$\begin{aligned} \text{Onde: } C_{\text{energia}} &= \sum_t \sum_i C_{g_i} g_{i,t}^p + s_{g_i} u_{g_i,t} \\ C_{\text{reserva}} &= \{ \sum_t \sum_i C_i^{\text{RU}} ru_{i,t} + \sum_t \sum_i C_i^{\text{SR}} sr_{i,t} + \sum_t \sum_i C_i^{\text{NS}} ns_{i,t} + \sum_t \sum_i C_i^{\text{RC}} rc_{i,t} + \\ & \quad \sum_t \sum_i C_i^{\text{RD}} rd_{i,t} \} \end{aligned}$$

- C_{g_i} = custo de oferta de energia do pool
- $C_{g_i}^{\text{RU}}$ = custo de oferta de reserva de regulação up
- $C_{g_i}^{\text{RD}}$ = custo de oferta de reserva de regulação down
- $C_{g_i}^{\text{SR}}$ = custo de oferta reserva spinning
- $C_{g_i}^{\text{NS}}$ = Componente custo de oferta reserva não spinning
- $C_{g_i}^{\text{RC}}$ = Componente custo de oferta reserva complementar
- s_{g_i} = Custo de partida da unidade i

$g_{i,t}^p$	=	Nível de geração de energia selecionada pool
$ru_{i,t}$	=	Nível de reserva de regulação up selecionada
$rd_{i,t}$	=	Nível de reserva de regulação down selecionada
$sr_{i,t}$	=	Nível de reserva spinning selecionada
$ns_{i,t}$	=	Nível de reserva não spinning selecionada
$rc_{i,t}$	=	Nível de reserva complementar selecionada

2.1.2 - Rede de Transmissão

Do ponto vista do Operador do Sistema, as ofertas selecionadas e os contratos bilaterais celebrados devem observar as restrições de operação impostas pelo sistema de transmissão. Por isso, as soluções factíveis devem atender ao conjunto de restrições definidas pelas equações (2) a (5) para todos os barramentos i do sistema de transmissão. Os contratos bilaterais físicos de longo prazo e a demanda do pool são parâmetros conhecidos.

Cada demanda j tem dois componentes de energia $d_{j,t} = d_j^b + d_{j,t}^p$, e, do mesmo modo, cada gerador i tem dois componentes de energia $g_{i,t} = g_i^b + g_{i,t}^p$. As equações do fluxo linear são representadas por (3). As restrições (2) forçam os fluxos de potência nas linhas de transmissão a operar dentro de limites (térmicos ou de estabilidade). As restrições (4) definem a amplitude de operação dos geradores. A restrição (5) define o barramento de referência do ângulo de fase de tensão do barramento. O vetor δ é o ângulo de fase da tensão do barramento com dimensão igual ao número de barramentos n .

O conjunto definido por (2) a (5) é a região de segurança do sistema de potência no espaço dos níveis de geração (uma forma alternativa de formular este problema é usar os Fatores de Distribuição de Transmissão de Potência – FDTP). Lâmbdas em (3) são Multiplicadores de Lagrange associados a cada restrição e representam preços nodais (ou PMN – Preço Marginal Nodal) da potência ativa injetada.

$$- p_{ij}^{\max} \leq y_{ij} (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) \leq p_{ij}^{\max}, \quad \forall i,j,t \quad (2)$$

$$g_{i,t} - p_{di,t} = \sum_j y_{ij} (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}), \quad \forall i \quad \rightarrow \quad \lambda_{i,t} \quad (3)$$

$$g_i^{\min} u_{gi,t} \leq g_{i,t} \leq g_i^{\max} u_{gi,t}, \quad \forall i,j,t \quad (4)$$

$$\delta_{ref} = 0 \quad (5)$$

onde:

$p_{ij,t}$ = Fluxo de potência ativa na linha de transmissão que conecta as barras i e j

$\lambda_{i,t}$ = preço da energia na barra i

$\delta_{i,t}$ = Ângulo da tensão na barra i

$\delta_{j,t}$ = Ângulo da tensão na barra j

$u_{gi,t}$ = Variável binária com valor 1 se gerador está em operação

2.1.3 - Características do Mercado Reserva

Os agentes geradores podem realizar ofertas em cinco tipos de serviços de reserva: Regulação up e Regulação Down, (para compensar desvios de frequência com aumento e diminuição do nível de geração, respectivamente), girante, não girante e de substituição (para compensar possíveis desequilíbrios de energia). A velocidade de resposta define a qualidade de cada serviço, ou seja, reservas com maior velocidade são de melhor qualidade.

Com o objetivo de aumentar as possibilidades de redução de custo, é permitida a substituição entre os serviços de reserva, que consiste em permitir que serviços com melhor qualidade e menor custo substituam serviços com menor qualidade e maior custo [4,6]. Portanto, uma seleção de ofertas factível no leilão do mercado reserva, que também evita a reversão de preços entre serviços reserva, deve atender ao conjunto de restrições descritas pelas equações (6) a (12).

$$R_t^{ru} \leq \sum_i ru_{i,t}, \quad \rightarrow \quad \lambda_t^{ru} \quad (6)$$

$$R_t^{ru} + R_t^{sr} \leq \sum_i ru_{i,t} + \sum_i sr_{i,t} \quad \rightarrow \quad \lambda_t^{sr} \quad (7)$$

$$R_t^{ru} + R_t^{sr} + R_t^{ns} \leq \sum_i ru_{i,t} + \sum_i sr_{i,t} + \sum_i ns_{i,t} \rightarrow \lambda_t^{ns} \quad (8)$$

$$R_t^{rc} \leq \sum_i rc_{i,t} \rightarrow \lambda_t^{rc} \quad (9)$$

$$R_t^{rd} \leq \sum_i rd_{i,t} \rightarrow \lambda_t^{rd} \quad (10)$$

$$ru_{i,t} \geq 0, sr_{i,t} \geq 0, ns_{i,t} \geq 0, rc_{i,t} \geq 0, rd_{i,t} \geq 0 \quad (11)$$

$$ru_i \leq ru_i^{\max} u_{gi}, sr_i \leq sr_i^{\max} u_{gi}, ns_i \geq ns_i^{\max} u_{gi}, rc_i \leq rc_i^{\max} u_{gi}, rd_i \leq rd_i^{\max} u_{gi} \quad (12)$$

Onde, R^{RU} , R^{SR} , R^{NS} , e R^{RD} (em MW) são as quantidades de cada serviço de reserva esperadas durante um período de tempo específico. Estas quantidades são consideradas conhecidas no modelo determinístico, as quais são definidas pelo Operador do Sistema antes da realização dos leilões e suas estimativas podem ser obtidas pelo histórico da operação.

As variáveis $ru_{i,t}$, $sr_{i,t}$, $ns_{i,t}$, $rc_{i,t}$ e $rd_{i,t}$ indicam os níveis de serviços de reserva selecionados pelo leilão. Por exemplo, a restrição (7) torna possível que serviços de reserva ru substitua serviços de reserva sr, enquanto que os serviços sr não podem substituir os serviços ru por conta da restrição (6). As variáveis λ_t^{sr} , λ_t^{ns} , λ_t^{rc} e λ_t^{rd} são multiplicadores de Lagrange associados a cada restrição. Os limites superiores em (12) são limites físicos associados a taxas de rampa dos geradores e são informados pelos ofertantes.

2.1.4 - Contratos Bilaterais de Longo Prazo

Os Contratos Bilaterais de Longo Prazo do Mercado Livre são considerados físicos (não financeiros) e são autorizados e implementados pelo Operador do Sistema, que os leva em consideração para determinar as condições ótimas de operação do sistema de transmissão. Na forma compacta, os contratos bilaterais são agrupados numa matriz T, na qual cada coeficiente T_{ij} representa os MW negociados entre gerador na barra i e carga na barra j. Portanto, a quantidade total de energia suprida pelo gerador i por meio de contratos é,

$$g_i^b = \sum_{j=1}^n T_{ij} \quad (13)$$

Adicionalmente, a quantidade total de contratos que suprem a demanda na barra j é,

$$d_j^b = \sum_{i=1}^n T_{ij} \quad (14)$$

Neste modelo, considera-se que esses contratos estão em vigor quando da realização do leilão de curto prazo e a alocação de capacidade para atendê-los têm prioridade em relação ao despacho de geração definido para o pool [4,5]. Por causa disso, a capacidade já comprometida nos contratos bilaterais impõem restrições à capacidade mínima de geração dos participantes do mercado pool, conforme abaixo:

$$g_i^b \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad (15)$$

Obviamente, as unidades de geração comprometidas com contratos bilaterais têm sua variável binária u_{gi} (on/off) igual a 1 (on).

2.1.5 - Disponibilidade de Reserva da Capacidade dos Geradores

No mercado combinado, além das demandas do pool e dos contratos bilaterais, cada gerador i pode participar também do mercado reserva ofertando alguns tipos de serviços de reserva. As ofertas de reserva selecionadas devem respeitar os limites de capacidade operacional de cada gerador, conforme descrito em (16) e (17).

$$g_{i,t} + ru_{gi,t} + sr_{gi,t} + ns_{gi,t} \leq g_i^{\max} u_{gi,t} \quad (16)$$

$$-rd_{gi,t} + g_{i,t} \geq g_i^b \quad (17)$$

É importante notar que devido à substituição, se um dado sistema num cenário particular liquidou sua necessidade de regulação up e girante baseado no menor custo e ainda requer reserva não girante, então a otimização considera não somente os custos das ofertas de reserva não girante, mas também leva em consideração as ofertas com menores custos das ofertas de reserva girante ainda disponíveis. Desse modo, uma particular oferta de reserva girante pode ser aceita baseada nos seus menores custos para atender as necessidades de

reserva não girante. Caso não haja possibilidade de substituição por razões operativas, o gerador que oferta somente reserva não girante tem sua geração pool, regulação up e girante em níveis iguais a zero na restrição (16).

2.1.6 - Restrições Intertemporais

Uma importante consideração é a capacidade de resposta associada à tecnologia adotada por cada gerador i , caracterizada pela correspondente limitação de rampa. Como sugerido em [6] e considerando (4) e (16), as limitações de rampa são:

$$g_{it} \leq g_{i(t-1)} + RP_{gi}^{RU} u_{gi(t-1)} + RP_{gi}^{SNS} (u_{gi,t} - u_{gi(t-1)}) + g_i^{\max} (1 - u_{gi,t})$$

$$t=2, \dots, T \quad (18)$$

$$g_{it} \leq g_{i0} + RP_{gi}^{RU} u_{gi0} + RP_{gi}^{SNS} (u_{gi,t} - u_{gi0}) + g_i^{\max} (1 - u_{gi,t})$$

$$t=2, \dots, T \quad (19)$$

Os custos de partida também são considerados nas restrições intertemporais de maneira similar por meio de variáveis binárias.

2.1.7 - Preços Marginais dos Serviços de Reserva

A função lagrangiana de otimização do problema descrito nas equações (1) a (19) permite a obtenção de preços de liquidação dos serviços baseado nos Multiplicadores de Lagrange. Esses preços representam a sensibilidade do custo em termos dos requerimentos de reserva, conforme equações (20) a (22).

$$\frac{\partial L}{\partial R^{ru}} = \lambda_t^{ru} + \lambda_t^{sr} + \lambda_t^{ns} = MCP_{RUt} \quad (20)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R^{SR}} = \lambda_t^{sr} + \lambda_t^{ns} = MCP_{SRt} \quad (21)$$

$$\frac{\partial L}{\partial R^{NS}} = \lambda_t^{ns} = MCP_{NSt} \quad (22)$$

São obtidas definições similares para as reservas RC e RD. Tendo em vista que os Multiplicadores de Lagrange são positivos, esta formulação evita reversão de preços entre serviços. Em outras palavras $MCP_{RU} \geq MCP_{SR} \geq MCP_{NS}$, conforme discutido em [4] e [5].

2.1.8 – Custos de Partida

Os custo de partida só devem ser considerados se o gerador tiver iniciado sua geração no começo do período. Para tanto, são incluídas as equações abaixo:

$$y_{i,t} - z_{i,t} = u_{gi,t} - u_{gi(t-1)} \quad \forall i, t = 2, \dots, 24 \quad (23)$$

$$y_{i,0} - z_{i,0} = u_{gi,1} - u_{gi0} \quad \forall i, t \quad (24)$$

$$y_{i,t}, z_{i,t}, u_{gi,t} \in \{0,1\}, \quad \forall i, \forall t \quad (25)$$

Onde:

$u_{gi,t} = 1$, se o gerador estiver em operação no período t

$z_{i,t} = 1$, se o gerador é desligado no início do período t

$y_{i,t}$ = variável binária que define se o custo de partida é considerado no período t

Desse modo, a título de exemplo, supondo que o gerador i inicie sua operação no período t=2, temos que $u_{gi,t} = 1$, $u_{gi(t-1)} = 0$ e $z_{i,t} = 0$. Portanto, conforme equação (23), a variável binária $y_{i,t}$ assume valor 1, o que indica que o custo de partida será considerado no período 2.

2.2 – Modelo de Minimização de Pagamentos

2.2.1 - Formulação

No leilão MP, os pagamentos totais do pool e dos serviços de reserva são minimizados em conformidade com o problema de otimização em dois níveis definido abaixo:

Primeiro Nível:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & J_P = \pi_{\text{energia}} + \pi_{\text{reserva}} \\ & g_i^p, \lambda_i, \text{MCP}_{\text{RESERVA}} \end{array} \quad (26)$$

Sujeito a:

$$\begin{array}{l} \lambda_{i,t} \geq IC_{gi} u_{gi,t} \\ \text{MCP}_{\text{reserva}} \geq ICR_{gi} u_{gi,t} \end{array}$$

Segundo Nível:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & C_{\text{energia}} + C_{\text{reserva}} \\ & g_i^p, ru_{gi}, sr_{gi}, \\ & ns_{gi}, rc_{gi}, rd_{gi} \end{array} \quad (27)$$

Sujeito a: equações (2) – (19)

Onde:

$$\pi_{\text{energia}} = \sum_t \sum_i \lambda_{i,t} d_{i,t}^p \quad (28)$$

$$\pi_{\text{reserva}} = \pi_{ru} + \pi_{sr} + \pi_{ns} + \pi_{rc} + \pi_{rd} \quad (29)$$

$$\pi_{ru} = \sum_t \text{MCP}_{RUt} R_t^{ru} \quad (30)$$

$$\pi_{sr} = \sum_t \text{MCP}_{SRt} R_t^{sr} \quad (31)$$

$$\pi_{ns} = \sum_t \text{MCP}_{NSt} R_t^{ns} \quad (32)$$

$$\pi_{rc} = \sum_t \text{MCP}_{RCt} R_t^{rc} \quad (33)$$

$$\pi_{rd} = \sum_t \text{MCP}_{RDt} R_t^{rd} \quad (34)$$

No primeiro nível, a função objetivo (26) consiste em minimizar pagamentos de energia e reserva. A demanda estimada do pool e requerimentos de reserva são consideradas conhecidas. As variáveis de otimização neste nível são preços nodais e preços marginais de liquidação de serviços de reserva. O problema de primeiro nível é sujeito à resolução do problema de segundo nível, que é o problema original MC. É importante notar que os preços dos serviços de reserva (composto das variáveis duais) em (28) – (34) são obtidos por meio da resolução do problema MC.

Há poucas abordagens para a solução do problema MP devido à sua característica peculiar, qual seja, os preços de liquidação aparecem explicitamente na função objetivo como variável de decisão, em contraste com o problema MC, no qual esses preços não estão envolvidos e surgem *a posteriori*.

Consequentemente, a solução do problema MP é inseparável da estrutura do problema MC. A formulação do problema por meio de um modelo em dois níveis é apropriada para resolver o problema MP via formulação linear, como será visto adiante.

O modelo MP traz a possibilidade de o gerador auferir receitas menores do que seu custo de operação. Desse modo, para garantir que os preços dos serviços sejam iguais ou maiores do que os custos marginais, são adicionadas as equações (35) e (36).

$$\lambda_{i,t} \geq IC_{gi} u_{gi,t}, \forall i \quad (35)$$

$$MCP_{reserva} \geq ICR_{gi} u_{gi,t}, \forall i \quad (36)$$

Onde: IC_{gi} é o custo incremental da oferta do gerador i

ICR_{gi} é o custo incremental da oferta de reserva do gerador i

2.2.2 - Metodologia de Solução

Preliminarmente, é importante mencionar que o modelo MC com variáveis contínuas e discretas (1) – (19) pode ser considerado em si um problema em dois níveis, no qual o nível inferior otimiza as variáveis contínuas e o nível superior otimiza as variáveis

discretas. Na realidade, alguns sistemas operam por meio da definição prévia das unidades de geração a serem despachadas seguida por minimização de custo das ofertas (ou despacho econômico) para liquidar o mercado.

Nesse sentido, o problema global MP pode ser encarado como um problema de otimização em três níveis. Todavia, ao invés de considerar três níveis, a estrutura em dois níveis é preservada por meio da otimização das variáveis discretas no nível superior no problema PM, conforme descrito adiante. O problema do nível inferior se torna o problema original MC com variáveis contínuas somente, assumindo que o conjunto de variáveis discretas propostas pelo nível superior é considerada conhecida. Adicionalmente, a função de minimização de custo das ofertas original a ser minimizada no nível inferior é modificada na medida em que os custos de partida (que estão associados a variáveis discretas) é agora considerado no nível superior como pagamento pelos custos de partida.

A estratégia para resolver o problema linear em dois níveis é transformar o problema original em um problema padrão em um nível que é de fácil solução. A transformação é efetuada por meio da incorporação das condições necessárias de otimização do problema de segundo nível no corpo das restrições do problema original de primeiro nível [8]. No conjunto de restrições resultantes aparecem as restrições de folga complementares. Este último requisito introduz não linearidades ao conjunto de equações devido ao produto de variáveis. Para superar esta dificuldade, são introduzidas equações lineares equivalentes para substituir as restrições não lineares, conforme mostrado no apêndice B. Este procedimento aumenta o número de restrições e variáveis binárias.

O problema de otimização em um nível resultante é um problema linear inteiro misto. Com vistas a formular o problema equivalente em um nível, é necessário observar as características duais e primais do problema. Em primeiro lugar, as variáveis primais são $\{g_i^p\}, \{\delta_i\}, \{ru_{gi}\}, \{sr_{gi}\}, \{ns_{gi}\}, \{rc_{gi}\}, \{rd_{gi}\}$. O conjunto de soluções primais viáveis é definido pelo conjunto de restrições (2) – (19). A viabilidade dual é obtida assegurando-se valores não negativos às variáveis duais (37). As seis primeiras variáveis duais são associadas aos limites inferiores e superiores das restrições (2), (3), (4) e (16), respectivamente. As últimas cinco variáveis duais são associadas aos requerimentos de reserva (6), (7), (8), (9) e (10).

$$\beta_{gi,t}^{min}, \beta_{gi,t}^{max}, \gamma_{ij,t}^{min}, \gamma_{ij,t}^{max}, \sigma_{gi,t}^{min}, \sigma_{gi,t}^{max}, \lambda_t^{ru}, \lambda_t^{sr}, \lambda_t^{ns}, \lambda_t^{rc}, \lambda_t^{rd} \geq 0, \forall i,j \quad (37)$$

A formulação linear binária mista em um nível equivalente do problema de minimização de pagamentos em dois níveis, para um período de tempo, é a seguinte:

$$J_p = \pi_{energia} + \pi_{reserva} \quad (38)$$

Sujeita a:

- Restrições relacionadas aos preços dos serviços de reserva:
- equações (20 – 22), (30 - 34).
- Restrições relacionadas às condições necessárias de Karush, Kuhn e Tucker (KKT)⁴ do problema MC baseada na função lagrangeana descrita no apêndice A, para um dado conjunto viável de variáveis discretas de custos de partida u*:

- sensibilidades com respeito às variáveis primais do MC, conforme abaixo:

$$\frac{\partial L}{\partial g_i^p} = \frac{dCi}{dg_i^p} - \lambda_{i,t} - \beta_{gi,t}^{min} + \beta_{gi,t}^{max} = 0, \quad \forall i \quad (39)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \delta_i} = \sum_j y_{ij} (\lambda_{i,t} - \lambda_{j,t} - \gamma_{ij,t}^{min} + \gamma_{ji,t}^{min} + \gamma_{ij,t}^{max} - \gamma_{ji,t}^{max}) = 0 \quad i=1, \dots, n-1 \quad (40)$$

$$\frac{\partial L}{\partial ru_{gi}} = \frac{dCi}{dru_{gi}} - \sigma_{gi,t}^{min} + \sigma_{gi,t}^{max} - \lambda_t^{ru} - \lambda_t^{sr} = 0, \quad \forall i \quad (41)$$

$$\frac{\partial L}{\partial sr_{gi}} = \frac{dCi}{dsr_{gi}} - \sigma_{gi,t}^{min} + \sigma_{gi,t}^{max} - \lambda_t^{sr} = 0, \quad \forall i \quad (42)$$

- sensibilidades com respeito às variáveis duais, dadas as restrições primais MC:

equações (2) – (17)

- Equivalentes lineares das folgas das condições necessárias complementares KKT, obtidas conforme anexo B:

⁴ São as condições a serem satisfeitas para que um problema de otimização seja solucionado.

$$g_{i,t}^p - g_{i,t}^{\max} \leq M_{1,t} u_{gi,t}^{\min}; \quad \beta_{gi,t}^{\min} \leq M_{1,t}(1 - u_{gi,t}^{\min}); \quad u_{gi,t}^{\min} \in \{0,1\}, \forall i,t \quad (43)$$

$$g_{i,t}^{\max} - g_{i,t}^p \leq M_{2,t} u_{gi,t}^{\max}; \quad \beta_{gi,t}^{\max} \leq M_{2,t}(1 - u_{gi,t}^{\max}); \quad u_{gi,t}^{\max} \in \{0,1\}, \forall i,t \quad (44)$$

$$y_{ij} (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) + p_{ij}^{\max} \leq M_{3,t} u_{ij,t}^{\min}; \quad \gamma_{ij,t}^{\min} \leq M_{3,t}(1 - u_{ij,t}^{\min}); \quad u_{ij,t}^{\min} \in \{0,1\}, \forall i \quad (45)$$

$$y_{ij} (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) - p_{ij}^{\max} \leq M_{4,t} u_{ij,t}^{\max}; \quad \gamma_{ij,t}^{\max} \leq M_{4,t}(1 - u_{ij,t}^{\max}); \\ \forall i \quad u_{ij,t}^{\max} \in \{0,1\} \quad (46)$$

$$(g_{i,t}^p - ru_{gi,t} - sr_{gi,t}) - g_i^b \leq M_{5,t} u_{gi,t}^{pmin}; \quad \sigma_{gi,t}^{\min} \leq M_{1,t}(1 - u_{gi,t}^{pmin}); \\ u_{gi,t}^{pmin} \in \{0,1\}, \forall i \quad (47)$$

$$(g_{i,t}^p - ru_{gi,t} - sr_{gi,t}) - g_i^{\max} \leq M_{6,t} u_{gi,t}^{pmax}; \quad \sigma_{gi,t}^{\max} \leq M_{6,t}(1 - u_{gi,t}^{pmax}); \\ u_{gi,t}^{pmax} \in \{0,1\}, \forall i \quad (48)$$

Onde, todos os parâmetros M devem ser constantes positivas suficientemente grande e u são variáveis binárias auxiliares.

Tendo em vista que os custos incrementais das ofertas das unidades são lineares em (39), (41) e (42), as equações (43) - (48) em conjunto com (2) – (10) são restrições lineares com variáveis contínuas e binárias. Este conjunto de restrições lineares somadas às restrições (35) – (36) constituem o corpo da minimização de pagamentos em um nível, cuja função objetivo é (26).

É importante notar que as variáveis duais do problema MC original são agora variáveis do problema em um nível. Quando consideramos um mercado pool e reserva multiperíodo, restrições lineares como (18) e (19) tornam-se parte do corpo de restrições.

O problema resultante em um nível é um problema de otimização linear binário misto, passível de ser resolvido por meio de solvers eficientes disponíveis [8,12].

2.3 – Índices Econômicos

Esta seção apresenta como receitas e pagamentos são calculados para geradores e cargas que participam no mercado combinado, após a realização do leilão de curto prazo.

2.3.1 - Pool e Reserva

Receitas: O gerador i tem receitas para atender a demanda do pool, gerenciamento de restrições de transmissão, bem como para prover capacidade reserva, conforme equações (49) a (51).

$$rec_{gi}^p = \sum_t \lambda_{i,t} g_i^p \quad (49)$$

$$rec_{gi}^{ru} = \sum_t MCP_{ru,t} ru_{gi,t} \quad (50)$$

$$rec_{gi}^{sr} = \sum_t MCP_{sr,t} sr_{gi,t} \quad (51)$$

As receitas obtidas por outros serviços reserva seguem equações similares.

Pagamentos: A carga j têm pagamentos relacionados ao uso da demanda do pool e serviços reserva, de acordo com (52) a (54).

$$pag_{dj}^p = \sum_t \lambda_{j,t} p_{dj,t}^p \quad (52)$$

$$pag_{dj}^{ru} = \sum_t MCP_{ru,t} (\sum_{n=1}^n ru_{g_{i,t}})(p_{dj,t}^p) / p_{d,t}^{total} \quad (53)$$

$$pag_{dj}^{sr} = \sum_t MCP_{sr,t} (\sum_{n=1}^n sr_{g_{i,t}})(p_{dj,t}^p) / p_{d,t}^{total} \quad (54)$$

Onde, $P_{d, Total}$ é a carga total do sistema associada ao pool. Os pagamentos da carga relacionados a outros serviços são obtidos de modo similar.

2.3.2 - Contratos Bilaterais

Tendo em vista que estes contratos são negociados privadamente, seus preços não são disponíveis. No entanto, é possível determinar o montante a ser pago por esses contratos para gestão do congestionamento das linhas de transmissão, que deve ocorrer conforme abaixo:

$$c_{ij}^{bc} = \sum_t \sum_i (\lambda_{i,t} - \lambda_{j,t}) T_{ij} \quad (55)$$

Este valor pode ser dividido entre as partes dos contratos em partes iguais, ou com base em proporção diferente. Considerando a divisão 50/50, os pagamentos a serem efetuados pelo gerador é o seguinte:

$$c_{gi}^{bc} = \sum_t (1/2) \sum_i (\lambda_{i,t} - \lambda_{j,t}) T_{ij} \quad (56)$$

De maneira similar, os pagamentos a serem efetuados pela carga j é:

$$c_{dj}^{bc} = \sum_t (1/2) \sum_i (\lambda_{i,t} - \lambda_{j,t}) T_{ij} \quad (57)$$

2.4 – Exemplos Numéricos

As simulações apresentadas a seguir têm o objetivo de comparar os indicadores econômicos dos modelos MP e MC tendo em conta a presença de contratos bilaterais e mercado de serviços reserva substituíveis, em conjunto com restrições de transmissão e custos de partida, estes já considerados em outros trabalhos citados anteriormente. Além disso, poderá ser constatada a consistência dos resultados obtidos pelo modelo MP proposto nesta dissertação. Para tanto, serão apresentados os resultados de simulações em sistema de 5 barramentos em 1 e 4 períodos de tempo e simulações em sistema de 30 barramentos em 4 períodos de tempo.

2.4.1 - Sistema de 5 barramentos e 1 período de tempo

Um sistema com cinco barramentos é descrito na figura 2.1 e tabela 2.1 nos exemplos seguintes. A tabela 2.1 mostra os custos ofertados de geração e capacidades dos geradores e demandas. A tabela 2.6 descreve os dados do sistema de transmissão. Nestes dois primeiros casos, será observado o comportamento dos dois modelos sem a presença de custos de partida nos geradores.

A demanda total de 600 MW é suprida por contratos bilaterais em 70% (420 MW), de acordo com os seguintes contratos: gerador 1 supre a carga 3 com $T_{13}=210$ e a carga 5 com

$T_{15}=210$. Os 30% restantes de demanda são supridos com geração do pool (180 MW, com $p_{d5}^p=60$ e $p_{d5}^p=120$. Baseado em registros, o sistema estima o requerimento dos seguintes serviços de reserva: $R^{RU}=80$ MW and $R^{SR}=10$ MW. Os custos de reserva sr são iguais aos custo de geração, enquanto os custos da reserva ru são iguais à metade desses custos em todas as ofertas.

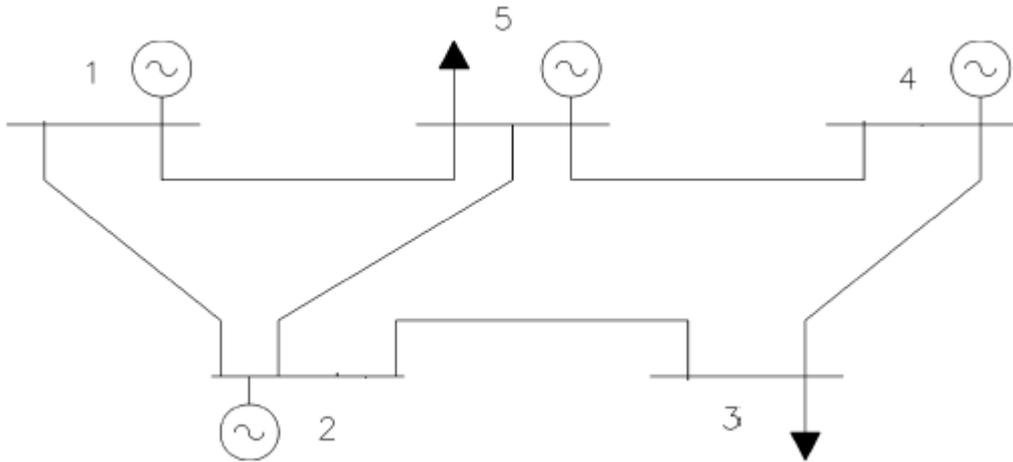


Figura 2.1 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 5 barras.

Barra	g_i^{\max} (MW)	$C_{g i}$ (\$/MWh)	$C_{g i}^{SR}$ (\$/MWh)	$C_{g i}^{RU} (ru_{g i})$ (\$/MWh)	$P_{d j}^p$ (MW)
1	450	10,00	10	5	
2	210	20,00	20	10	
3	0				60
4	480	40,00	40	20	
5	300	60,00	60	30	120
Total					180

Tabela 2.1 – Custos ofertados de geração e reserva, capacidades de geração e demandas pool

Caso 2.1 (sem contingência)

Neste primeiro exemplo, os resultados são idênticos em ambas as abordagens, tanto para despacho de energia como para reserva.

A tabela 2. 2 indica os preços de energia e de reserva, bem como os montantes de energia e reserva alocados. É possível observar que os geradores com custos das ofertas mais baixos são despachados até o limite. O gerador 1 possui compromissos com contratos bilaterais em 420 MW, a capacidade restante de 30 MW é alocada para suprir a carga do pool. A

demanda de energia restante do pool é atendida pelo gerador 2, com custos das ofertas mais baixos dentre os demais geradores. Temos então:

$$g_1 = g_1^p + g_1^b = 30 + 420 = 450 \text{ MW}$$

$$g_2 = g_2^p + ru_{g_2} = 150 + 60 = 210 \text{ MW}$$

$$g_4 = ru_{g_4} = 30 \text{ MW}$$

O valor de λ_i é definido pelo custo da oferta de energia do gerador marginal cuja energia foi alocada. Da mesma forma, o valor de MCP_{ru} é definido pelo custo da oferta de reserva do gerador marginal cuja reserva ru foi alocada.

As tabelas 2.3 a 2.5 mostram os indicadores econômicos por agente e totais e a tabela 2.6 os fluxos nas linhas, que indicam que não há congestionamentos nas linhas.

Barra	g_i^p (MW)	λ_i (\$/MWh)	ru_{g_i} (MW)	sr_{g_i} (MW)
1	30	20		
2	150	20	60	0
3		20		
4		20	30	
5		20		
Total	180		90	0
MCP ru (\$/MW)		20		
MCP sr (\$/MW)		0		

Tabela 2.2 – Níveis alocados de geração e de reserva, preços nodais e preços reserva

Barra	custo das ofertas (\$)	Receita dos geradores (\$)	Pagamentos (\$)
1	300,00	600,00	0
2	3000,00	3000,00	0
3	0	0	1200,00
4	0	0	0
5	0	0	2400,00
Total	3300,00	3600,00	3600,00

Tabela 2.3 – indicadores econômicos de energia

Barra	custo das ofertas reserva (\$)	Receita dos geradores por reserva(\$)	pagamento reserva (\$)
1	0,00	0,00	0,00
2	600,00	1200,00	0,00
3	0,00	0,00	600,00
4	600,00	600,00	0,00
5	0,00	0,00	1200,00
Total	1200,00	1800,00	1800,00

Tabela 2. 4 – indicadores econômicos de reserva

Barra	custo total das ofertas (\$)	receita total dos geradores (\$)	pagamento total (\$)
1	300,00	600,00	0,00
2	3600,00	4200,00	0,00
3	0,00	0,00	1800,00
4	600,00	600,00	0,00
5	0,00	0,00	3600,00
Total	4500,00	5400,00	5400,00

Tabela 2. 5 – indicadores econômicos totais, em \$/h

linha	1 - 2	1 - 5	2 - 5	2 - 3	4 - 3	4 - 5
y_{ij} (S)	156.3	33.7	32.9	35.6	92.6	33.7
p_{ij}^{\max} (MW)	300	300	300	300	300	300
P_{ij} (MW)	237,3	212,7	157,9	229,4	40,6	-40,6

Tabela 2. 6 – fluxos no leilão

Caso 2.2 (com contingência)

Neste exemplo, é simulada uma contingência decorrente da perda de um circuito na linha de transmissão 2-5, a qual reduz sua capacidade para 150 MW. As tabelas 2.7 a 2.11 apresentam os resultados do mercado com ambas as abordagens. Os fluxos nos modelos MC e MP estão indicados na tabela 2.11. No MC, a linha 2-5 é congestionada no leilão MC, enquanto no leilão MP nenhuma linha está congestionada, o que permite um valor uniforme de preço nodal, 40 \$/MWh.

A tabela 2.7 mostra as alocações de energia e reserva, bem como os preços nodais para os dois modelos. A capacidade total do gerador 1, o mais econômico, é utilizada em ambas as abordagens para suprir demandas do pool e de contratos bilaterais. No leilão MP, os geradores 1 e 4 participam do mercado de energia com 30 e 150 MW .

O gerador 2, apesar de seu baixo custo de oferta, não é despachado no leilão MP. Isto ocorre porque a seleção desta unidade, ainda que parcialmente, não afetaria os preços nodais, que é o parâmetro determinante para a definição dos valores a serem pagos pelas cargas. Outro aspecto a considerar é que minimização dos custos das ofertas não é a prioridade no modelo MP. O modelo MC não despacha este gerador até o limite de sua capacidade por conta do congestionamento da linha 2-5.

O despacho MP, neste caso, evita o congestionamento das linhas de modo a uniformizar os preços nodais e assim reduzir os pagamentos totais. É importante ressaltar que esta uniformização não é fator para a minimização dos pagamentos tendo em vista que é possível que o modelo MP force o congestionamento de uma linha de modo a minimizar os pagamentos.

A capacidade reserva alocada é a mesma em ambas as abordagens. O gerador 2 disponibiliza a totalidade da reserva necessária (90 MW), composta de reserva ru, sendo que os 10 MW de reserva sr necessários são substituídos pela reserva ru, que tem a oferta mais econômica, conforme tabela 2.1. Os preços marginais dos serviços de reserva são iguais em ambas as abordagens, quais sejam: $MCP_{RU}=10$ e $MCP_{sr}=0$. No leilão MP, o gerador 2 está em operação, mas disponível somente para o serviço reserva.

Barra	Minimização de Custos				Minimização de Pagamentos			
	g_i^p (MW)	λ_i (\$/MWh)	ru_{gi} (MW)	sr_{gi} (MW)	g_i^p (MW)	λ_i (\$/MWh)	ru_{gi} (MW)	sr_{gi} (MW)
1	30	26,3			30	40		
2	118,2	20	90			40	90	
3		34,5				40		
4	31,8	40			150	40		
5		55,3				40		
Total	180		90	0	180		90	0

Tabela 2.7 – Níveis alocados de geração e de reserva e preços nodais nos leilões MC e MP

As tabelas 2.8 a 2.10 mostra os indicadores econômicos por barramento e totais, os quais foram calculados conforme as equações 49 a 54. As receitas dos geradores são calculadas conforme equações 49 a 51 e os pagamentos efetuados pelas cargas são calculados de acordo com as equações 52 a 54 . Sob MP, a receita total é maior (52,1%), os pagamentos totais são menores (18,6%) e o custo total é maior (48,9%). O lucro total dos geradores é de 489 (\$/h) no leilão MC e de 900 (\$/h) no leilão MP.

É importante mencionar que os custos totais das ofertas, maiores no MP, não estão necessariamente próximos dos custos operacionais dos geradores, dado que há outros fatores que influenciam na precificação da oferta, como o nível de concentração de empresas do mercado de energia, por exemplo.

Barra	Minimização de Custos			Minimização de Pagamentos		
	custo das ofertas (\$)	Receita dos geradores (\$)	pagamentos (\$)	custo das ofertas (\$)	Receita dos geradores (\$)	pagamentos (\$)
1	300,00	789,00	0,00	300,00	1200,00	0,00
2	2364,00	2364,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	2070,00	0,00	0,00	2400,00
4	1272,00	1272,00	0,00	6000,00	6000,00	0,00
5		0,00	6636,00		0,00	4800,00
Total	3936,00	4425,00	8706,00	6300,00	7200,00	7200,00

Tabela 2.8 – indicadores econômicos de energia nos leilões MC e MP

Barra	Minimização de Custos			Minimização de Pagamentos		
	custo das ofertas reserva (\$)	Receita dos geradores reserva (\$)	pagamentos reserva (\$)	custo das ofertas reserva (\$)	Receita dos geradores reserva (\$)	pagamentos reserva (\$)
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	900,00	900,00	0,00	900,00	900,00	0,00
3	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	300,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	600,00
Total	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00	900,00

Tabela 2.9 – indicadores econômicos de reserva nos leilões MC e MP

Barra	Minimização de Custos			Minimização de Pagamentos		
	custo total das ofertas (\$)	receita total dos geradores (\$)	pagamento total (\$)	custo total das ofertas (\$)	receita total dos geradores (\$)	pagamento total (\$)
1	300,00	789,00	0,00	300,00	1200,00	0,00
2	3264,00	3264,00	0,00	900,00	900,00	0,00
3	0,00	0,00	2370,00	0,00	0,00	2700,00
4	1272,00	1272,00	0,00	6000,00	6000,00	0,00
5	0,00	0,00	7236,00	0,00	0,00	5400,00
Total	4836,00	5325,00	9606,00	7200,00	8100,00	8100,00

Tabela 2.10 – indicadores econômicos totais no leilão MC

linha	1 - 2	1 - 5	2 - 5	2 - 3	4 - 3	4 - 5	
$y_{ii}(S)$	156,3	33,7	32,9	35,6	92,6	33,7	
$P_{ij}^{\max}(MW)$	300	300	150	300	300	300	
MC	$P_{ij}(MW)$	243,9	206,1	150	212,1	57,9	-26,1
MP	$P_{ij}(MW)$	268,6	181,4	120,7	148	122	27,9

Tabela 2.11 – fluxos no leilão MC e MP

Conclusões sobre sistema de 5 barramentos e um período de tempo

O sistema de 5 barramentos e 1 período de tempo permite uma avaliação preliminar do comportamento relativo de ambos os modelos. Nas simulações apresentadas o congestionamento das linhas foi determinante para a possibilidade de obtenção de resultados diferentes em ambos os modelos, haja vista que no caso 2.1, sem congestionamento do sistema de transmissão, os resultados foram idênticos nas duas abordagens. Ressalta-se que, não foram considerados custos de partida, o que permite concluir que a existência de uma linha de transmissão congestionada é suficiente para que seja possível que os modelos obtenham níveis diferentes de alocação de energia e de serviços de reserva, com o consequente impacto nos índices econômicos.

2.4.2 - Sistema de 5 barramentos e 4 períodos de tempo

Os dois exemplos seguintes consideram a existência de quatro períodos de tempo. O sistema é o mesmo do caso 2.1, com a diferença de que os geradores 2 e 5 possuem custos de partida diferentes de zero. É considerada ainda a restrição de rampa de subida, sendo

que a de descida não é considerada para facilitar as análises, sem perda de generalidade. Serão considerados dois casos, com e sem contratos bilaterais, os quais não serão comparados com mudanças no sistema de transmissão porque o mesmo já será solicitado de forma variada entre os períodos de tempo, que possuem diferentes níveis de demanda.

Caso 2.3 (com contratos bilaterais)

No primeiro caso, são considerados contratos bilaterais, indicados na tabela 2.14. A tabela 2.12 apresenta as demandas do pool por período de tempo. Os resultados são apresentados nas tabelas 2.15 a 2.21.

Barra	g_i^{\max} (MW)	RP_{gi}^{RU} (MW)	C_{gi} (\$/MWh)	s_{gi} (\$)	P_{dj}^p (MW)			
					T1	T2	T3	T4
1	450	450	10,00				170	100
2	210	110	20,00	500	200	200	100	0
3	0	0					130	130
4	480	480	40,00				220	100
5	300	300	60,00	200		70	370	170
Total					200	270	990	500

Tabela 2.12 – Custos de geração e reserva , capacidades de geração, rampas de subida, demandas pool e custos de partida

linha	1 - 2	1 - 5	2 - 5	2 - 3	4 - 3	4 - 5
$y_{ij}(S)$	156.3	33.7	32.9	35.6	92.6	33.7
P_{ij}^{\max} (MW)	250	300	150	300	110	300

Tabela 2.13 – Linhas de transmissão e fluxos máximos

		Cargas (MW)					
Barra		1	2	3	4	5	Total
Geradores (MW)	1	75			55		130
	2	35			20		55
	3						0
	4				15		15
	5						0
	Total	110	0	0	90	0	

Tabela 2.14 – Contratos bilaterais

Os preços nodais uniformes na tabela 2.16 e as tabelas 2.18 e 2.19 indicam que não há congestionamentos nas linhas em nenhum dos períodos e em nenhum dos modelos. Os preços nodais são idênticos em ambos os modelos para todos os períodos.

Nos dois primeiros períodos os preços de energia e de serviços de reserva são iguais em ambos os modelos (tabelas 2.16 e 2.17). Nesses períodos, as alocações de energia também são iguais (tabela 2.15). Há uma pequena diferença quanto à alocação de serviços de reserva no segundo período, conforme tabela 2.17.

Nos períodos terceiro e quarto, os preços de energia também são iguais nos dois modelos, mas os preços dos serviços de reserva são menores no MP nos dois períodos. No terceiro período isto ocorre porque, apesar de ambos os modelos terem o gerador 5 como unidade marginal de energia, o modelo MP tem o gerador 2 como unidade marginal de reserva (90 MW), enquanto o MC utiliza o gerador 5, mais caro, como a unidade marginal para serviço de reserva (45 MW).

De maneira similar, no quarto período, o MP tem o gerador 1 como unidade marginal de serviços de reserva, enquanto o MC utiliza o gerador 4, mais caro.

Barra	Minimização de custos				Minimização de pagamentos			
	Despachos (MW)				Despachos (MW)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	200,00	270,00	320,00	320,00	200	270	320	
2			110,00	155,00				110
3								
4			465,00	25,00			465	390
5			95,00				205	
Total	200,00	270,00	990,00	500,00	200,00	270,00	990,00	500,00

Tabela 2.15 – Níveis alocados de geração em (MW)

Barra	Minimização de custos				Minimização de pagamentos			
	Preços Nodais (\$/MWh)				Preços Nodais (\$/MWh)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	10,00	10,00	60,00	40,00	10,00	10,00	60,00	40,00
2	10,00	10,00	60,00	40,00	10,00	10,00	60,00	40,00
3	10,00	10,00	60,00	40,00	10,00	10,00	60,00	40,00
4	10,00	10,00	60,00	40,00	10,00	10,00	60,00	40,00
5	10,00	10,00	60,00	40,00	10,00	10,00	60,00	40,00

Tabela 2.16 – preços nodais em (\$/MWh)

	Minimização de custos (\$/MWh)				Minimização de pagamentos (\$/MWh)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	MCP Ru	9,00		59,00	39,00	9	19	19
MCP Sr		19,00						
Barra	Reserva Ru (MW)				Reserva Ru (MW)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	1	90	45		90	50		90
2		45	45			40	90	
3								
4				90				
5			45					
Total	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00

Tabela 2.17 – Nível alocado de reserva em (MW) e preços da energia reserva em (\$/MWh)

Linha	Fmax (MW)	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	F4 (MW)
1	300	179,707	216,079	65,5	99,5
2	300	40,307	73,942	104,4	140,5
3	300	1,543	26,743	88,3	116,3
4	300	33,157	44,329	42,3	193,2
5	300	-33157	-44,329	87,7	-63,3
6	300	-41,85	-30,685	82,3	-86,8

Tabela 2.18 – fluxos no leilão MC

Linha	Fmax (MW)	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	F4 (MW)
1	300	179,707	216,079	106,07	-108,4
2	300	40,307	73,942	63,9	28,4
3	300	1,543	26,743	40,1	50,5
4	300	33,157	44,329	20,9	6,1
5	300	-33157	-44,329	109,1	123,9
6	300	-41,85	-30,685	60,9	91,1

Tabela 2.19 – fluxos no leilão MP

As tabelas 2.20 e 2.21 indicam os valores totais dos custos das ofertas, receita e pagamentos para ambos os modelos. Pode-se observar que os pagamentos totais no leilão MP são menores, às expensas de uma possível redução da eficiência operacional da geração – tendo em vista que parte da capacidade de geração selecionável foi alocada para serviço de reserva-, o que pode ser constatado pelo não despacho de energia do gerador com menor custo de oferta nos terceiro e quarto período neste modelo (tabela 2.15).

Mesmo sem congestionamentos, sob MP, a receita total dos geradores é menor (7 %), os pagamentos totais são menores (7%) e o custo total é maior (13,5%). O excedente financeiro dos geradores é de 44.650,00 (\$) no leilão MC e de 28.000,00 (\$) no leilão MP.

	custo total (\$)	receita total (\$)	pagamento total (\$)
Total	51490,00	96140,00	96140,00

Tabela 2.20 – custos, receitas e pagamentos totais no leilão MC

	custo total (\$)	receita total (\$)	pagamento total (\$)
Total	61840,00	89840,00	89840,00

Tabela 2.21 – custos, receitas e pagamentos totais no leilão MP

As tabelas 2.22 a 2.25 apresentam os indicadores econômicos por barra no leilão MC, enquanto as tabelas 2.26 a 2.29 indicam esses resultados para o leilão MP. É possível observar que o lucro dos agentes geradores (receita menos custo) é sempre maior ou igual a zero.

Período 1						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	2000,00	2000,00	0,00	810,00	810,00	0,00
2	0,00	0,00	2000,00	0,00	0,00	810,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	2000,00	2000,00	2000,00	810,00	810,00	810,00

Tabela 2.22 – indicadores econômicos para o primeiro período no leilão MC

Período 2						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	2700,00	2700,00	0,00	405,00	855,00	0,00
2	500,00	500,00	2370,37	855,00	855,00	1266,67
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	829,63	0,00	0,00	443,33
Total	3200,00	3200,00	3200,00	1260,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.23 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MC

Período 3						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	3200,00	19200,00	10234,34	0,00	0,00	911,82
2	2200,00	6600,00	6020,20	855,00	2655,00	536,36
3	0,00	0,00	7826,26	0,00	0,00	697,27
4	18600,00	27900,00	13244,44	0,00	0,00	1180,00
5	5900,00	5900,00	22274,75	2655,00	2655,00	1984,55
Total	29900,00	59600,00	59600,00	3510,00	5310,00	5310,00

Tabela 2.24 – indicadores econômicos para o terceiro período no leilão MC

Período 4						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	3200,00	12800,00	4000,00	0,00	0,00	702,00
2	3100,00	6200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	5200,00	0,00	0,00	912,60
4	1000,00	1000,00	4000,00	3510,00	3510,00	702,00
5	0,00	0,00	6800,00	0,00	0,00	1193,40
Total	7300,00	20000,00	20000,00	3510,00	3510,00	3510,00

Tabela 2.25 – indicadores econômicos para o quarto período no leilão MC, em \$

Período 1						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	2000,00	2000,00	0,00	810,00	810,00	0,00
2	0,00	0,00	2000,00	0,00	0,00	810,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	2000,00	2000,00	2000,00	810,00	810,00	810,00

Tabela 2.26 – indicadores econômicos para o primeiro período no leilão MP

Período 2						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	2700,00	2700,00	0,00	450,00	950,00	0,00
2	500,00	500,00	2370,37	760,00	760,00	1266,67
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	829,63	0,00	0,00	443,33
Total	3200,00	3200,00	3200,00	1210,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.27 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MP

Período 3						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	3200,00	19200,00	10234,34	0,00	0,00	293,64
2	0,00	0,00	6020,20	1710,00	1710,00	172,73
3	0,00	0,00	7826,26	0,00	0,00	224,55
4	18600,00	27900,00	13244,44	0,00	0,00	380,00
5	12500,00	12500,00	22274,75	0,00	0,00	639,09
Total	34300,00	59600,00	59600,00	1710,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.28 – indicadores econômicos para o terceiro período no leilão MP

Período 4						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	0,00	0,00	4000,00	810,00	810,00	162,00
2	2200,00	4400,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	5200,00	0,00	0,00	210,60
4	15600,00	15600,00	4000,00	0,00	0,00	162,00
5	0,00	0,00	6800,00	0,00	0,00	275,40
Total	17800,00	20000,00	20000,00	810,00	810,00	810,00

Tabela 2.29 – indicadores econômicos para o quarto período no leilão MP

Caso 2.4 (sem contratos bilaterais)

As tabelas 2.31 a 2.37 mostram os resultados do mesmo sistema, mas sem a existência de contratos bilaterais. A carga total em todos os períodos é igual a do exemplo anterior, contudo é suprida somente pela geração do pool, conforme tabela 2.30, com o mesmo montante de serviços de reserva requerido. As tabelas 2.34 e 2.35 indicam os fluxos nas linhas em ambos os modelos.

Os preços nodais uniformes na tabela 2.32 e as tabelas 2.34 e 2.35 indicam que não há congestionamentos nas linhas em nenhum dos períodos em ambos modelos. Os preços nodais são idênticos em ambos os modelos para todos os períodos.

Nos dois primeiros períodos, as alocações de energia e de serviços de reserva são iguais em ambos os modelos (tabelas 2.31 e 2.33), consequentemente os preços de energia e de serviços de reserva também são iguais em ambos os modelos (tabelas 2.32 e 2.33).

Nos períodos terceiro e quarto, os preços de energia também são iguais nos dois modelos, mas os preços dos serviços de reserva são menores no MP nos dois períodos. No terceiro período isto ocorre porque, apesar de ambos os modelos terem o gerador 5 como unidade marginal de energia, o modelo MP tem o gerador 2 como unidade marginal de reserva (90 MW), enquanto o MC utiliza o gerador 5, mais caro, como a unidade marginal para serviço de reserva (90 MW).

De maneira similar, no quarto período, o MP tem o gerador 2 como unidade marginal de serviços de reserva, enquanto o MC utiliza o gerador 4, mais caro.

Barra	g_i^{\max} (MW)	RP_{gi}^{RU} (MW)	C_{gi} (\$/MWh)	S_{gi} (\$)	p_{dj}^P (MW)			
					T1	T2	T3	T4
1	450	450	10,00		110	110	280	210
2	210	110	20,00	500	200	200	100	0
3	0	0					130	130
4	480	480	40,00		90	90	310	190
5	300	300	60,00	200		70	370	170
Total					400	470	1190	700

Tabela 2.30– Custos de geração e reserva, capacidades de geração, rampas de subida e demandas pool e custos de partida

Barra	Minimização de custos				Minimização de pagamentos			
	Despachos (MW)				Despachos (MW)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	400	450	450	450	400	450	450	450
2		20	210	210		20		
3								
4			480	40			480	250
5			50				260	
Total	400	470	1190	700	400	470	1190	700

Tabela 2.31 – Níveis alocados de geração

Barra	Minimização de custos				Minimização de pagamentos			
	Preços Nodais (\$/MWh)				Preços Nodais (\$/MWh)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	10,00	20,00	60,00	40,00	10,00	20,00	60,00	40,00
2	10,00	20,00	60,00	40,00	10,00	20,00	60,00	40,00
3	10,00	20,00	60,00	40,00	10,00	20,00	60,00	40,00
4	10,00	20,00	60,00	40,00	10,00	20,00	60,00	40,00
5	10,00	20,00	60,00	40,00	10,00	20,00	60,00	40,00

Tabela 2.32 – preços nodais

	Minimização de custos (\$/MWh)				Minimização de pagamentos (\$/MWh)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
MCP Ru	19,00	19,00	59,00	39,00	19	19	19	19
MCP Sr								
Barra	Reserva Ru (MW)				Reserva Ru (MW)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	50				50			
2	40	90			40	90	90	90
3								
4				90				
5			90					
Total	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00

Tabela 2.33 – Níveis alocados de reserva e preços da energia reserva

Linha	Fmax (MW)	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	F4 (MW)
1	300	238,74	257,3	48,9	99,519
2	300	51,28	82,7	121,1	140,477
3	300	-0,166	26,6	108,0	116,307
4	300	38,89	50,8	51,0	193,261
5	300	-38,89	-50,8	79,0	-63,261
6	300	-51,115	-39,3	91,0	-86,784

Tabela 2.34 – fluxos no leilão MC

Linha	Fmax (MW)	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	F4 (MW)
1	300	238,74	257,3	143,4	143,409
2	300	51,281	82,7	96,6	96,608
3	300	-0,166	26,6	64,2	64,185
4	300	38,894	50,8	79,2	79,231
5	300	-38,894	-50,8	50,8	50,769
6	300	-51,115	-39,3	9,2	9,207

Tabela 2.35 – fluxos no leilão MP

As tabelas 2.36 e 2.37 indicam os valores totais dos custos das ofertas, receita e pagamentos para ambos os modelos. Pode-se observar que os pagamentos totais no leilão MP são menores, às expensas de uma possível redução da eficiência operacional da geração – tendo em vista que parte da capacidade de geração selecionável foi alocada para serviço de reserva-, o que pode ser constatado pelo não despacho de energia do gerador com menor custo de oferta nos terceiro e quarto período neste modelo (tabela 2.31).

As tabelas 2.36 e 2.37 mostram os impactos totais das diferentes alocações no mercado de curto prazo. Sob MP, a receita total dos geradores é menor (4,5%), os pagamentos totais são menores (4,5%) e o custo total das ofertas é maior (10,3%). O excedente financeiro dos geradores é de 63.200,00 (\$) no leilão MC e de 50.600,00 (\$/h) no leilão MP.

	custo total (\$)	receita total (\$)	pagamento total (\$)
Total	62540,00	125740,00	125740,00

Tabela 2.36 – custos, receitas e pagamentos totais no leilão MC

	custo total (\$)	receita total (\$)	pagamento total (\$)
Total	69740,00	120340,00	120340,00

Tabela 2.37 – custos, receitas e pagamentos totais no leilão MP

As tabelas 2.38 a 2.41 apresentam os indicadores econômicos por barra no leilão MC, enquanto as tabelas 2.42 a 2.45 indicam esses resultados para o leilão MP. É possível

observar que o lucro dos agentes geradores (receita menos custo) é sempre maior ou igual a zero.

Período 1						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	4000,00	4000,00	1237,50	450,00	950,00	470,25
2	500,00	500,00	2250,00	760,00	760,00	855,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	1012,50	0,00	0,00	384,75
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	4500,00	4500,00	4500,00	1210,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.38 – indicadores econômicos para o primeiro período no leilão MC

Período 2						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	4500,00	9000,00	2200,00	0,00	0,00	400,21
2	400,00	400,00	4000,00	1710,00	1710,00	727,66
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	1800,00	0,00	0,00	327,45
5	0,00	0,00	1400,00	0,00	0,00	254,68
Total	4900,00	9400,00	9400,00	1710,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.39 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MC

Período 3						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	4500,00	27000,00	16847,06	0,00	0,00	1249,41
2	4200,00	12600,00	6016,81	0,00	0,00	446,22
3	0,00	0,00	7821,85	0,00	0,00	580,08
4	19200,00	28800,00	18652,10	0,00	0,00	1383,28
5	3200,00	3200,00	22262,18	5310,00	5310,00	1651,01
Total	31100,00	71600,00	71600,00	5310,00	5310,00	5310,00

Tabela 2.40 – indicadores econômicos para o terceiro período no leilão MC

Período 4						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	4500,00	18000,00	8400,00	0,00	0,00	1053,00
2	4200,00	8400,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	5200,00	0,00	0,00	651,86
4	1600,00	1600,00	7600,00	3510,00	3510,00	952,71
5	0,00	0,00	6800,00	0,00	0,00	852,43
Total	10300,00	28000,00	28000,00	3510,00	3510,00	3510,00

Tabela 2.41 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MC

Período 1						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	4000,00	4000,00	1237,50	450,00	950,00	470,25
2	500,00	500,00	2250,00	760,00	760,00	855,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	1012,50	0,00	0,00	384,75
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	4500,00	4500,00	4500,00	1210,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.42 – indicadores econômicos para o primeiro período no leilão MP

Período 2						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	4500,00	9000,00	2200,00	0,00	0,00	400,21
2	400,00	400,00	4000,00	1710,00	1710,00	727,66
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	1800,00	0,00	0,00	327,45
5	0,00	0,00	1400,00	0,00	0,00	254,68
Total	4900,00	9400,00	9400,00	1710,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.43 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MP

Período 3						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	4500,00	27000,00	16847,06	0,00	0,00	402,35
2	0,00	0,00	6016,81	1710,00	1710,00	143,70
3	0,00	0,00	7821,85	0,00	0,00	186,81
4	19200,00	28800,00	18652,10	0,00	0,00	445,46
5	15800,00	15800,00	22262,18	0,00	0,00	531,68
Total	39500,00	71600,00	71600,00	1710,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.44 – indicadores econômicos para o terceiro período no leilão MP

Período 4						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	4500,00	18000,00	8400,00	0,00	0,00	513,00
2	0,00	0,00	0,00	1710,00	1710,00	0,00
3	0,00	0,00	5200,00	0,00	0,00	317,57
4	10000,00	10000,00	7600,00	0,00	0,00	464,14
5	0,00	0,00	6800,00	0,00	0,00	415,29
Total	14500,00	28000,00	28000,00	1710,00	1710,00	1710,00

Tabela 2.45 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MP

Conclusões sobre sistema de 5 barramentos e 4 períodos de tempo

O modelo MP busca a redução dos pagamentos de diversas maneiras. Os casos 2.3 e 2.4 mostraram que a presença de serviços de reserva foi o único fator que propiciou a redução dos pagamentos pelo MP.

As simulações indicam, portanto, que a presença de serviços reserva, isoladamente, tem o potencial de propiciar resultados diferentes entre os modelos. Cabe salientar que, diferentemente do caso 2.2, não foi necessária a existência de congestionamentos no sistema de transmissão para que o modelo MP efetuasse a redução dos pagamentos totais.

2.4.3 - Sistema de 30 Barramentos – IEEE 30-barras

Os dois últimos casos estão relacionados ao sistema IEEE – 30 [9], com carga total de 532,4 MW (figura 2.2). O sistema requer os seguintes níveis de serviços de reserva: $R^{RU}= 80$ MW and $R^{SR}= 10$ MW. A tabela 2.46 mostra as ofertas, capacidades e restrições de rampa de subida dos geradores, bem como as demandas por período. A mesma tabela apresenta ainda os custos das ofertas e de partida. Os custos ofertados de reserva sr são iguais aos custo das ofertas de energia, enquanto os custos da reserva ru são iguais à metade desses custos em todas as ofertas.

Vale notar que, neste sistema, o tempo de processamento do modelo MP foi significativamente maior, em média 5 minutos, enquanto o MC não passou de alguns segundos. Essa diferença é explicada pela natureza do problema em dois níveis, conforme já discutido.

Caso 2.5 (com contratos bilaterais)

No primeiro caso, são considerados contratos bilaterais, indicados na tabela 2.47. As tabelas 2.48 a 2.52 apresentam os resultados com as abordagens MC e MP. Os fluxos nas linhas estão nas tabelas F1 e F2 no anexo F.

É possível observar que as alocações de energia (tabela 2.48) e de serviços de reserva (tabela 2.50) são diferentes nos dois modelos para todos os períodos. No primeiro período não há congestionamentos e os preços nodais e de serviços de reserva são iguais. Os pagamentos são iguais em ambos os modelos, os custos no MP são maiores porque este modelo não despacha o gerador 1, o mais econômico.

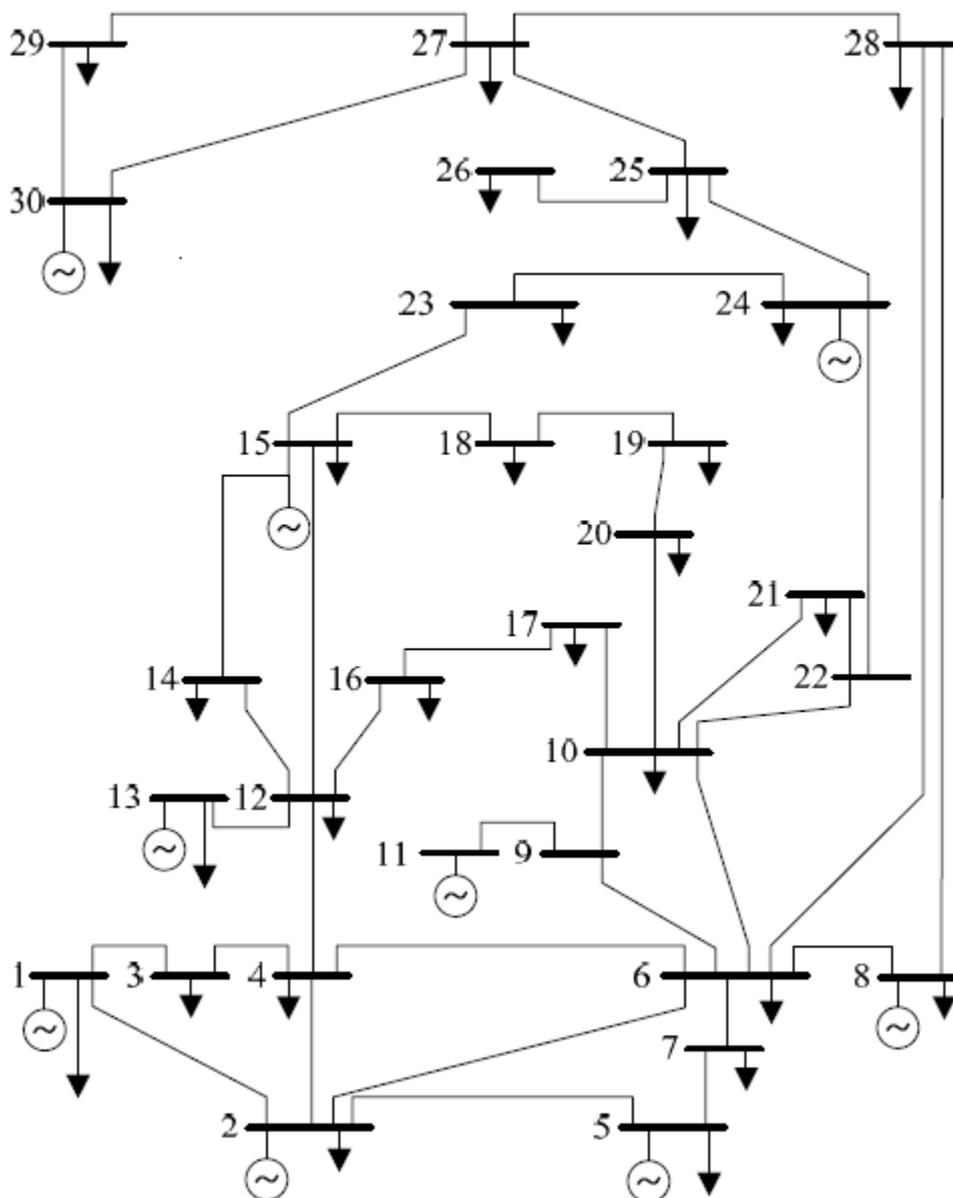


Figura 2.2 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 30 barras.

No segundo período, não há congestionamentos no sistema de transmissão e os preços nodais são mais baixos no MP. A diferença entre os preços nodais se deve ao fato de que o gerador com maior custo de oferta despachado pelo MP – o nº 15 com \$27,00 MWh – é mais econômico do que o gerador com maior custo despachado pelo MC – o nº 13 com \$30,00. Apesar disso, os pagamentos no MC são menores devido aos custos de partida do gerador 15, mas como essa unidade continua sendo despachada nos períodos seguintes, os pagamentos totais acabam sendo reduzidos.

Barra	g_i^{\max} (MW)	$RP_{g_i}^{RU}$ (MW)	C_{g_i} (\$/MWh)	s_{g_i} (\$)	$P_{d_j}^p$ (MW)							
					Sem Contratos				Com Contratos			
					T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	100	40	15		48	80	48	20	28	60	28	0
2	80	80	27	1500	73	122	60	81	13	62	0	21
3	0	0	0		0		60		0	0	60	0
4	0	0	0		19	31	31	19	0	12	12	0
5	100	70	19,5	2000	21	34	34	97	1	14	14	77
6	0	0	0		80	100	100	109	0	20	20	29
7	0	0	0		14	23	23	14	0	9	9	0
8	200	90	19,5		18	30	30	18	0	12	12	0
9			0		0	0	0		0	0	0	0
10			0		6	10	10	40	1	5	5	35
11	120	120	57		0		20		0	0	20	0
12			0		9	15		15	9	15	0	15
13	330	330	30		0		15		0	0	15	0
14			0		4	6	6		4	6	6	0
15	60	60	27	1000	5	8	8	14	2	5	5	11
16			0		2	4	4		2	4	4	0
17			0		5	9	9	13	0	4	4	8
18			0		2	3	3	3	1	2	2	2
19			0		6	10	10	10	0	4	4	4
20			0		1	2	2		1	2	2	0
21			0		11	18		20	11	18	0	20
22			0		0				0	0	0	0
23			0		2	3	3		2	3	3	0
24	20	20	60		5	9	9	62	5	9	9	62
25			0		2	4			2	4	0	0
26			0		0		4		0	0	4	0
27			0		0		18	0	0	0	18	0
28			0		0		11		0	0	11	0
29			0		1	2	2		1	2	2	0
30	20	20	75		6	11		13	6	11	0	13
Total					340	534	520	548	89	283	269	297

Tabela 2.46 – Custos de geração e reserva, capacidades de geração, rampas de subida e demandas pool e custos de partida

No terceiro período não há congestionamentos no sistema de transmissão e os preços nodais são mais baixos no MP, de modo idêntico ao segundo período. Desta vez, os preços

dos serviços de reserva também são menores no MP, tendo em vista que este modelo utiliza a capacidade do gerador 8 para o serviço de reserva, além da capacidade já utilizada nos contratos bilaterais, enquanto no MC a capacidade máxima deste gerador é utilizada para atender a demanda de energia do pool e dos contratos bilaterais. Neste período os pagamentos são menores no MP.

No quarto período, a linha 10 (tabelas F.1 e F.2 do anexo F) está congestionada em ambos os modelos. Os pagamentos de energia são menores no MP dado que os preços nodais são mais baixos.

		Geradores (MW)						
		Barra	1	8	11	24	30	Total
Cargas (MW)	1	5	10	5				20
	2	25	15	20				60
	4	5	4	10				19
	5	5	5	10				20
	6	5	45	14	8	8		80
	7	5	9					14
	8		18					18
	10	5						5
	15	3						3
	17	5						5
	18	1						1
	19	6						6
Total		70	106	59	8	8		251

Tabela 2.47 – Contratos bilaterais

		Minimização de custos				Minimização de pagamentos			
		Despachos (MW)				Despachos (MW)			
Barra		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1		30,00	30,00	30,00	30,00			30,00	
5		55,00	100,00	100,00	100,00	85,00	100,00	100,00	100,00
8		4,00	94,00	94,00	88,55	4,00	94,00		88,81
13			59,00	45,00	78,45				
15							9,00	59,00	60,00
Total		89,00	283,00	269,00	297,00	89,00	283,00	269,00	297,00

Tabela 2.48 – Níveis alocados de geração

Barra	Minimização de custos				Minimização de pagamentos			
	Preços Nodais (\$/MWh)				Preços Nodais (\$/MWh)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	19,50	30,00	30,00	29,82	19,50	27,00	27,00	26,95
2	19,50	30,00	30,00	29,88	19,50	27,00	27,00	27,00
3	19,50	30,00	30,00	29,93	19,50	27,00	27,00	27,04
4	19,50	30,00	30,00	29,95	19,50	27,00	27,00	27,05
5	19,50	30,00	30,00	29,92	19,50	27,00	27,00	27,03
6	19,50	30,00	30,00	29,97	19,50	27,00	27,00	27,06
7	19,50	30,00	30,00	29,95	19,50	27,00	27,00	27,05
8	19,50	30,00	30,00	19,50	19,50	27,00	27,00	19,50
9	19,50	30,00	30,00	29,90	19,50	27,00	27,00	27,01
10	19,50	30,00	30,00	29,87	19,50	27,00	27,00	26,99
11	19,50	30,00	30,00	29,90	19,50	27,00	27,00	27,01
12	19,50	30,00	30,00	30,00	19,50	27,00	27,00	27,09
13	19,50	30,00	30,00	30,00	19,50	27,00	27,00	27,09
14	19,50	30,00	30,00	30,03	19,50	27,00	27,00	27,11
15	19,50	30,00	30,00	30,05	19,50	27,00	27,00	27,12
16	19,50	30,00	30,00	29,94	19,50	27,00	27,00	27,04
17	19,50	30,00	30,00	29,89	19,50	27,00	27,00	27,00
18	19,50	30,00	30,00	29,98	19,50	27,00	27,00	27,07
19	19,50	30,00	30,00	29,95	19,50	27,00	27,00	27,05
20	19,50	30,00	30,00	29,93	19,50	27,00	27,00	27,03
21	19,50	30,00	30,00	29,80	19,50	27,00	27,00	26,94
22	19,50	30,00	30,00	29,79	19,50	27,00	27,00	26,93
23	19,50	30,00	30,00	29,83	19,50	27,00	27,00	26,96
24	19,50	30,00	30,00	29,54	19,50	27,00	27,00	26,75
25	19,50	30,00	30,00	28,73	19,50	27,00	27,00	26,17
26	19,50	30,00	30,00	28,73	19,50	27,00	27,00	26,17
27	19,50	30,00	30,00	28,21	19,50	27,00	27,00	25,79
28	19,50	30,00	30,00	27,62	19,50	27,00	27,00	25,37
29	19,50	30,00	30,00	28,05	19,50	27,00	27,00	25,67
30	19,50	30,00	30,00	27,87	19,50	27,00	27,00	25,54

Tabela 2.49 – preços nodais

	Minimização de custos (\$/MWh)				Minimização de pagamentos (\$/MWh)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
MCP Ru	9,75	15	15	15	9,75	15	9,75	15
MCP Sr								
Barra	Reserva Ru (MW)				Reserva Ru (MW)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1					30,00	30,00		30,00
2								31,81
8	90,00			5,45	60,00		90,00	5,19
13		90,00	90,00	84,55		9,00		23,00
15						51,00		
Total	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00

Tabela 2.50 – Níveis alocados de reserva e preços da energia reserva

As tabelas 2.51 e 2.52 mostram o impacto das diferentes alocações no mercado de curto prazo. Sob MP, a receita total dos geradores é menor (0,7 %), os pagamentos totais são menores (1,4%) e o custo total das ofertas é maior (7,3%). O lucro total dos geradores é de 6.624,50 (\$) no leilão MC e de 3.994,30 (\$) no leilão MP.

	custo total (\$)	receita total (\$)	pagamento total (\$)
Total	26565,62	33190,12	34058,10

Tabela 2.51 – custos, receitas e pagamentos totais no leilão MC

	custo total (\$)	receita total (\$)	pagamento total (\$)
Total	28963,47	32957,81	33584,86

Tabela 2.52 – custos, receitas e pagamentos totais no leilão MP

No anexo I, as tabelas E1 a E5 apresentam os indicadores econômicos por barra no leilão MC, enquanto as tabelas E6 a E10 indicam esses resultados para o leilão MP.

Caso 2.6 (sem contratos bilaterais)

As tabelas 2.53 a 2.57 mostram os resultados do mesmo sistema, mas sem a existência de contratos bilaterais. A carga total em todos os períodos é igual a do exemplo anterior,

contudo é suprida somente pela geração do pool, conforme tabela 2.46, com o mesmo montante de serviços de reserva requerido. As tabelas F3 e F4 no anexo F indicam os fluxos nas linhas em ambos os modelos.

No primeiro período, não há congestionamento no sistema de transmissão e os preços nodais são iguais em ambas as abordagens. Os pagamentos são maiores no MP devido à alocação da reserva do gerador 2, cujo custo de partida é maior do que o do gerador 15, alocado pelo MC.

No segundo período, não há congestionamento no sistema de transmissão e o modelo MP tem menores preços nodais porque despacha o gerador 2, cujo custo de partida já foi considerado no período anterior. Os pagamentos são menores no MP.

O terceiro período também não têm congestionamentos e, de modo similar ao período anterior, os pagamentos no MP são menores face aos menores preços nodais em relação ao MC.

No quarto período, há congestionamento na linha 10 (tabelas F.3 e F.4 do anexo F) e os preços nodais são iguais em ambos os modelos. O modelo MP define menor preço de serviços reserva porque utiliza o gerador 5, com menor custo econômico do que o gerador 13, alocado como reserva pelo MC. O modelo MC aloca toda a capacidade do gerador 5 para o despacho de energia. Desse modo, os pagamentos no período são menores no MP.

Barra	Minimização de custos				Minimização de pagamentos			
	Despachos (MW)				Despachos (MW)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2						80,00	80,00	80,00
5	46,90	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	
8	193,10	200,00	200,00	197,09	140,00	200,00	200,00	196,77
11		54,00		28,43				44,24
13		80,00	60,00	62,48				67,00
15			60,00	60,00		54,00	40,00	60,00
Total	340,00	534,00	520,00	548,00	340,00	534,00	520,00	548,00

Tabela 2.53 – Níveis alocados de geração em (MW)

Barra	Minimização de custos				Minimização de pagamentos			
	Preços Nodais (\$/MWh)				Preços Nodais (\$/MWh)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1	19,50	57,00	30,00	45,90	19,50	27,00	27,00	45,90
2	19,50	57,00	30,00	46,67	19,50	27,00	27,00	46,67
3	19,50	57,00	30,00	46,16	19,50	27,00	27,00	46,16
4	19,50	57,00	30,00	46,21	19,50	27,00	27,00	46,21
5	19,50	57,00	30,00	47,64	19,50	27,00	27,00	47,64
6	19,50	57,00	30,00	48,61	19,50	27,00	27,00	48,61
7	19,50	57,00	30,00	48,21	19,50	27,00	27,00	48,21
8	19,50	57,00	30,00	19,50	19,50	27,00	27,00	19,50
9	19,50	57,00	30,00	57,00	19,50	27,00	27,00	57,00
10	19,50	57,00	30,00	61,40	19,50	27,00	27,00	61,40
11	19,50	57,00	30,00	57,00	19,50	27,00	27,00	57,00
12	19,50	57,00	30,00	30,00	19,50	27,00	27,00	30,00
13	19,50	30,00	30,00	30,00	19,50	27,00	27,00	30,00
14	19,50	57,00	30,00	37,86	19,50	27,00	27,00	37,86
15	19,50	57,00	30,00	43,92	19,50	27,00	27,00	43,92
16	19,50	57,00	30,00	11,28	19,50	27,00	27,00	115,28
17	19,50	57,00	30,00	77,36	19,50	27,00	27,00	77,36
18	19,50	57,00	30,00	50,03	19,50	27,00	27,00	50,03
19	19,50	57,00	30,00	53,62	19,50	27,00	27,00	53,62
20	19,50	57,00	30,00	55,57	19,50	27,00	27,00	55,57
21	19,50	57,00	30,00	59,98	19,50	27,00	27,00	59,98
22	19,50	57,00	30,00	59,57	19,50	27,00	27,00	59,57
23	19,50	57,00	30,00	48,10	19,50	27,00	27,00	48,10
24	19,50	57,00	30,00	53,73	19,50	27,00	27,00	53,73
25	19,50	57,00	30,00	49,90	19,50	27,00	27,00	49,90
26	19,50	57,00	30,00	49,90	19,50	27,00	27,00	49,90
27	19,50	57,00	30,00	47,48	19,50	27,00	27,00	47,48
28	19,50	57,00	30,00	42,47	19,50	27,00	27,00	42,47
29	19,50	57,00	30,00	47,64	19,50	27,00	27,00	47,64
30	19,50	57,00	30,00	47,73	19,50	27,00	27,00	47,73

Tabela 2.54 – preços nodais em (\$/MWh)

	Minimização de custos (\$/MWh)				Minimização de pagamentos (\$/MWh)			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
MCP Ru	13,5		15	15	13,5	15	15	9,75
MCP Sr		15						
	Reserva Ru (MW)				Reserva Ru (MW)			
Barra	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
2					30,00			
5	53,10							90,00
8	6,90			2,91	60,00			
13		30,00	90,00	87,09		84,00	70,00	
15	30,00	60,00				6,00	20,00	
Total	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00	90,00

Tabela 2.55 – Níveis alocados de reserva em (MW) e preços da energia reserva em (\$/MWh)

As tabelas 2.56 e 2.57 mostram o impacto das diferentes alocações no mercado de curto prazo. Sob MP, a receita total dos geradores é menor (22,6 %), os pagamentos totais são menores (22,1%) e o custo total é maior (0,6%). O lucro total dos geradores é de 27.979,50 (\$) no leilão MC e de 13.292,92 (\$) no leilão MP.

	custo total (\$)	receita total (\$)	pagamento total (\$)
Total	50120,70	78100,20	87818,77

Tabela 2.56 – custos, receitas e pagamentos totais no leilão MC em \$

	custo total (\$)	receita total (\$)	pagamento total (\$)
Total	50414,83	63707,75	71941,27

Tabela 2.57 – custos, receitas e pagamentos totais no leilão MP em \$

No anexo E, as tabelas E11 a E15 apresentam os indicadores econômicos por barra no leilão MC, enquanto as tabelas E16 a E20 indicam esses resultados para o leilão MP. É possível observar que o lucro dos agentes geradores (receita menos custo) é sempre maior ou igual a zero.

Conclusões sobre sistema de 30 barramentos e 4 períodos de tempo

A comparação dos dois casos no sistema IEEE 30-barras permite constatar que, na simulação sem contratos bilaterais a diferença entre os pagamentos dos dois modelos é significativamente maior. Isto ocorre porque quando se considera os contratos bilaterais, as opções para o modelo MP alocar energia de modo a reduzir os pagamentos são reduzidas, tendo como consequência resultados mais próximos entre os modelos.

É importante enfatizar que, nestas simulações, a demanda nos barramentos é a mesma, pois é alterada somente a participação dos contratos bilaterais em relação ao total. Se a opção fosse somar os contratos bilaterais à demanda do pool, obteríamos certamente o resultado inverso e teríamos uma situação mais próxima da realidade, com a maior utilização do sistema de transmissão, o que implicaria maior possibilidade de congestionamentos.

Outro ponto que pôde ser observado, é que resultados diferentes entre os modelos podem ocorrer com a presença isolada, não necessariamente combinada, das seguintes situações: (i) congestionamento nas linhas; (ii) custos de partida; e (iii) nível requerido de mercado de reserva.

2.5– Conclusões sobre o capítulo 2

Neste capítulo, foi apresentado o modelo de um mercado combinado de energia (pool e bilateral) e reserva (com serviços ancilares) onde o mercado de curto prazo, que envolve energia do pool e serviços reserva, é liquidado por meio de um leilão de minimização de pagamentos. A formulação sugerida do modelo resulta em um problema de otimização linear inteiro em dois níveis que têm características importantes, tais como: consideração dos fluxos de potência nas linhas de transmissão, das capacidade de geração e transmissão, dos custos de partida e das restrições de rampa das unidades de geração, bem como a possibilidade de substituição entre os serviços de reserva.

O modelo permite obter preços de energia e de serviços de reserva, os quais refletem a interação natural quando são considerados num processo de cootimização. Ao se assumir que os agentes em ambos os modelos - MP e MC - seguem as mesmas estratégias, os resultados mostram que os pagamentos totais efetuados pelos consumidores no modelo MP

são sempre iguais ou menores, quando comparados ao MC. A consideração da presença de contratos bilaterais pode produzir ou aumentar a possibilidade de congestão na rede de transmissão. Quando há congestão, os resultados demonstram que quase sempre os pagamentos totais são menores sob MP. O mesmo ocorre quando unidades com custos de oferta baixo e altos custos de partida participam do leilão.

A importância de desenvolver leilões MP para mercados combinados de energia sem utilizar modelos extremamente complexos é uma das principais preocupações dos participantes do mercado, que é maior quando as ofertas dos agentes não refletem seus reais custos de produção. Evidências acerca desse ponto tem sido verificadas em sistemas reais. Todavia, tendo em vista que o modelo linear inteiro misto em dois níveis sugerido pode ser resolvido como um problema linear misto em dois níveis comum, seu uso pode ser atrativo para sistemas de grande porte via eficientes *solvers* de otimização disponíveis, como o GAMS/CPLEX.

As simulações mostraram que há várias situações que podem permitir que o modelo MP reduza os pagamentos a serem efetuados pelos consumidores, tais como: (i) congestionamento nas linhas; (ii) custos de partida; e (iii) nível de mercado de reserva. A consideração dos contratos bilaterais tem o efeito de simular uma situação mais realista, com os eventuais congestionamentos decorrentes.

As simulações mostraram que é possível que esses resultados diferentes podem ser obtidos também sem a existência de congestionamentos. É importante destacar que o leilão MP sempre terá custos totais das ofertas maiores ou iguais ao MC, enquanto os pagamentos totais serão sempre menores ou iguais.

Capítulo 3 – Abordagem Estocástica

3.1 - Introdução

Os níveis requeridos de serviços de reserva são usualmente definidos de forma determinística, os quais podem ser equivalentes à perda do maior gerador. Este tipo de medida de segurança não leva em consideração a probabilidade de que essa contingência ocorra. Se esta probabilidade é baixa, é possível que o leilão defina um custo excessivo para energia reserva, enquanto que, se a probabilidade é alta, o montante definido no leilão pode ser insuficiente.

Kirschen [15] sugere que a análise da segurança do sistema de potência deve avaliar as falhas e suas consequências esperadas por métodos probabilísticos. A definição de tais probabilidades é geralmente um problema intratável devido à necessidade de avaliar as probabilidades e as consequências de um número muito grande de possíveis modos de falhas. No caso específico dos problemas com os leilões de energia que incluem os serviços de reserva, o aspecto combinatório dos métodos probabilísticos é um fator que impede seu uso mais generalizado, como é reconhecido na literatura [13].

Esses impedimentos têm levado a métodos de análise de segurança híbridos determinísticos/probabilísticos, ao invés de unicamente probabilísticos que requerem a enumeração completa dos estados possíveis do sistema [13]. Bouffard, Galiana e Conejo [13] propõem um método híbrido em que as probabilidades e as consequências esperadas de um conjunto restrito de eventos definidos *a priori*, em vez de considerar todos os possíveis modos de falhas.

3.2 - Medida de Segurança Estocástica

A modelagem de abordagem determinística têm dois principais problemas, quais sejam: (i) a não ser que seja permitido algum corte de carga, pode não ser possível atender todos os requerimentos do sistema; e (ii) quando o problema é viável sem corte de carga, a necessidade de cobrir todas as contingências, independentemente de sua probabilidade de ocorrência, diminuirá o bem estar social e, especificamente, pode aumentar o custo marginal de energia e de serviços de reserva. Essas questões motivaram a formulação de

um modelo com critério de segurança estocástica que leva em consideração a probabilidade das contingências e permite o corte de carga [13]. O corte de carga é considerado involuntário, por isso, nesta formulação pequenos montantes de corte de cargas podem ser tolerados se sua probabilidade de ocorrência é baixa e se o decréscimo de bem estar social correspondente é pequeno.

Na formulação em [13], a quantidade de carga perdida involuntariamente na barra m durante período τ devido à contingência k , denotada $L_{mt}(k, \tau)$, é calculada pela relação de balanço de potência pós contingência:

$$L_{mt}(\kappa, \tau) = d_{mt}(\kappa, \tau) + \sum_{\substack{l \in B_m \\ l \notin C_k}} f_l(\delta_t(\kappa, \tau), \kappa, \tau) - \sum_{\substack{i \in A_m \\ i \notin C_k}} g_{it}(\kappa, \tau) \quad (58)$$

Onde:

$d_{mt}(\kappa, \tau) = d_{mt}^p(\kappa, \tau) + d_{mt}^b(\kappa, \tau)$, é a soma da demanda do pool mais contratos bilaterais na barra m ,

$f_l(\delta_t(\kappa, \tau), \kappa, \tau)$ é o fluxo de potência na linha l ,

$\delta_t(\kappa, \tau)$ é o vetor dos ângulos de tensão,

$g_{it}(\kappa, \tau)$ é o nível de geração da unidade i ,

A_m é a soma das geração das unidades conectadas à barra m ,

B_m é o conjunto das barras que chegam à barra m ,

C_k é o conjunto dos elementos que sofrem falhas.

A expressão acima é aplicável para falhas simples ou compostas e perturbações de carga. Ademais, tendo em vista que a perda de carga não pode ser negativa e nem maior do que a carga real, temos que:

$$0 \leq L_{mt}(\kappa, \tau) \leq d_{mt}(\kappa, \tau) \quad (59)$$

Para $k=1, \dots, K$, $m=1, \dots, M$ e todo $t \geq \tau$.

É importante ainda impor que $L_{mt}(\kappa, \tau) = 0$ se $t < \tau$. Esta condição implica que não deve haver qualquer perda de carga no estado pré-contingência. O impacto da carga não

atendida na barra m durante o período t, considerando a média de todas as contingências ocorridas aleatoriamente nos intervalos anteriores é [13]:

$$ELNS_{mt} = \sum_{k=1}^K \sum_{\tau=1}^t p(\kappa, \tau) L_{mt}(\kappa, \tau) \quad (60)$$

Onde $ELNS_{mt}$ é o Valor Esperado da Perda de Carga na barra m durante período t e $p(\kappa, \tau)$ é a probabilidade do evento “nenhuma contingência acontece durante o horizonte exceto a contingência k, que ocorre durante o intervalo τ ”, e é calculada baseada em taxas de falhas históricas, assumidas constantes, conforme será demonstrado adiante.

3.3 – Modelo de Minimização de Custos (MC)

Considerando a probabilidade de ocorrência de várias contingências (inclusive a probabilidade de nenhuma ocorrência), o leilão MC assume a formulação abaixo, que se torna um problema de programação estocástica, cuja incerteza afeta somente a função objetivo, conforme abaixo [13]:

$$\begin{aligned} \min p_0 [C_g(u, g) + C_r(r^{up}, r^{dn}, \tilde{r}^{up}, \tilde{r}^{dn})] + \sum_{k=1}^K \sum_{\tau=1}^t p(\kappa, \tau) [C_g(u(\kappa, \tau), g(\kappa, \tau)) \\ + \sum_{m=1}^M \sum_{\tau=1}^t v_{mt} ELNS_{mt} \end{aligned} \quad (61)$$

Onde:

$C_g(u, g)$	Função de custo de geração de energia no estado pré contingência
$C_g(u(\kappa, \tau), g(\kappa, \tau))$	Função de custo de geração de energia na contingência k, durante intervalo τ .
$C_r(r^{up})$	Função de custo de serviço de reserva up
$C_r(r^{dn})$	Função de custo de serviço de reserva down
$C_r(\tilde{r}^{up})$	Função de custo de serviço de reserva up não girante
$C_r(\tilde{r}^{dn})$	Função de custo de serviço de reserva down não girante
p_0	Probabilidade de que nenhuma contingência ocorra durante o horizonte agendado.
$p(\kappa, \tau)$	Probabilidade de que nenhuma contingência ocorra durante o horizonte agendado, exceto a contingência k, durante intervalo τ .

v_{mt} Valor do corte de carga na barra m durante o período t .

A função objetivo consiste da soma de três termos, quais sejam: i) o custo esperado total a ser minimizado durante o estágio pré-contingência (com probabilidade) incluindo o custo esperado de todos os serviços de reserva; ii) o custo esperado total associado ao estado pós contingência, que pode incluir o ligamento ou desligamento de geradores e o redespacho de geração e consumo; e iii) o último termo é o custo esperado do corte de carga, onde v_{mt} é o valor da perda de carga na barra m durante o período t .

Nas contingências em que o sistema for capaz de atender toda a demanda, o corte de carga poderá ocorrer desde que os preços desses cortes e a probabilidade da contingência sejam suficientemente baixos.

Considera-se a hipótese de que somente uma contingência pode ocorrer durante o horizonte de tempo (que pode ser uma falha composta simultânea de geradores ou linhas de transmissão).

3.3.1 - Determinação das Restrições de Reserva

Reserva Girante [13]

Os geradores reservas girantes u_{it} são restritos por:

$$0 \leq r_{it}^{up} \leq r_{it}^{up \max} u_{it} \quad (62)$$

Para todos os geradores $i = 1, \dots, I$ e para todos os períodos de tempo $t = 1, \dots, T$. Os parâmetros $r_{it}^{up \max}$ são os limites superiores de disponibilidade de reserva girante up impostos a cada gerador. Obviamente, o gerador i somente proverá reserva girante se estiver ligado, ou seja, $u_{it} = 1$.

Nesta formulação, a reserva girante u_{it} provida pelo gerador i durante período t é a maior diferença entre os estados pré e pós contingência. Matematicamente, para $k = 1, \dots, K$ e $\tau = 1, \dots, T$, temos:

$$r_{it}^{up} \geq g_{it}(\kappa, \tau) - g_{it} - g_i^{\max} (2 - u_{it} - u_{it}(\kappa, \tau)) \quad (63)$$

Onde g_i^{\max} é a capacidade máxima de geração do gerador i .

De modo similar, a reserva girante down provida pelo gerador i durante período t é determinada da seguinte forma:

$$\begin{aligned} 0 \leq r_{it}^{dn} &\leq r_{it}^{dn \max} u_{it} \\ r_{it}^{dn} &\geq g_{it} - g_{it}(\kappa, \tau) - g_i^{\max} (2 - u_{it} - u_{it}(\kappa, \tau)) \\ k &= 1, \dots, K ; \tau = 1, \dots, T \end{aligned} \quad (64)$$

Onde $r_{it}^{dn \max}$ são os limites superiores de disponibilidade de reserva girante down impostos a cada gerador. De modo similar à reserva girante up, a reserva girante down provida pelo gerador i durante período t é a maior diferença entre os estados pré e pós contingência. Esta reserva deve satisfazer as seguintes equações:

Reserva Não Girante [13]

Os geradores reservas não girantes up são restritos por:

$$0 \leq \tilde{r}_{it}^{up} \leq \tilde{r}_{it}^{up \max} (1 - u_{it}) \quad (65)$$

E, para $k = 1, \dots, K$ e $\tau = 1, \dots, T$, temos:

$$\tilde{r}_{it}^{up} \geq g_{it}(\kappa, \tau) - g_i^{\max} u_{it} \quad (66)$$

Onde $\tilde{r}_{it}^{up \max}$ são os limites superiores das ofertas de reserva não girante up. As inequações (65) e (66) indicam que as reservas não girantes só podem ser ofertadas por geradores ainda desligados, consequentemente com $u_{it} = 0$.

A reserva não girante down é suprida pelos geradores restritos por:

$$0 \leq \tilde{r}_{it}^{dn} \leq \tilde{r}_{it}^{dn \max} u_{it} \quad (67)$$

E, para $k = 1, \dots, K$ e $\tau = 1, \dots, T$, temos:

$$\tilde{r}_{it}^{dn} \geq g_{it} - g_i^{\max} u_{it}(\kappa, \tau) \quad (68)$$

Onde $\tilde{r}_{it}^{dn \max}$ são os limites superiores das ofertas de reserva não girante down. As inequações (67) e (68) indicam este tipo de reserva só pode ser provido por geradores ligados, com $u_{it} = 1$, ou seja, aqueles que podem ser desligados durante o período t .

3.3.2 - Probabilidades de Contingências

A teoria clássica de confiabilidade [13] modela o tempo da falha τ de um equipamento como uma variável aleatória exponencialmente distribuída. A probabilidade p_0 de que nenhuma das contingências pré-selecionadas ocorra durante o horizonte agendado é calculado como:

$$p_0 = \prod_{k=1}^K e^{-\lambda_k T} \quad (69)$$

Onde o parâmetro λ_k representa o tempo médio da ocorrência k , quantidade estimada por meio de dados históricos.

Do mesmo modo, a probabilidade de que a contingência k ocorra durante o intervalo τ , dado que todos outros componentes do sistema estão disponíveis é:

$$p(\kappa, \tau) = e^{-\lambda_k \tau} (e^{-\lambda_k} - 1) \prod_{\substack{z=1 \\ z \neq k}}^Z e^{-\lambda_z T} \quad (70)$$

3.3.3 - Rede de Transmissão

De maneira similar ao que ocorre com a abordagem determinística dos serviços de reserva, as ofertas selecionadas e os contratos bilaterais celebrados devem observar as restrições de operação impostas pelo sistema de transmissão. Por isso, as soluções factíveis devem atender ao conjunto de restrições definidas pelas equações (71) a (74) para todos os barramentos i do sistema de transmissão. Os contratos bilaterais físicos de longo prazo e a demanda do pool são parâmetros conhecidos.

Cada demanda j tem dois componentes de energia $d_j = d_j^b + d_j^p$, e, do mesmo modo, cada gerador i tem dois componentes de energia $g_i = g_i^b + g_i^p$. As equações do fluxo linear são representadas por (73) e (74). As restrições (71) e (72) forçam os fluxos de potência nas linhas de transmissão a operar dentro de limites (térmicos e de estabilidade). As restrições (75) e (76) definem a amplitude de operação dos geradores. A restrição (77) define o barramento de referência do ângulo de fase de tensão do barramento. O vetor δ o ângulo de fase da tensão do barramento com dimensão igual ao número de barramentos n .

O conjunto definido por (71) a (77) é a região de segurança do sistema de potência no espaço dos níveis de geração (uma forma alternativa de formular este problema é usar os Fatores de Distribuição de Transmissão de Potência – FDTP). É assumido neste modelo que o mercado para controle de tensão é obtido por acordos específicos entre reguladores e fornecedores, os quais não são objetos do modelo de leilão de curto prazo. Lâmbdas em (73) e (74) são Multiplicadores de Lagrange associados a cada restrição e representam preços nodais (ou PMN – Preço Marginal Nodal) da potência ativa injetada.

$$- p_{ij}^{\max} \leq y_{ij} (\delta_{i0} - \delta_{j0}) \leq p_{ij}^{\max}, \quad \forall i,j \quad (71)$$

$$- p_{ij}^{\max} \leq y_{ij} (\delta_{ik} - \delta_{jk}) \leq p_{ij}^{\max}, \quad \forall i,j \quad (72)$$

$$g_{i0} - p_{di0} = \sum y_{ij} (\delta_i - \delta_j), \quad \forall i \rightarrow \lambda_{i0} \quad (73)$$

$$L_{mt}(\kappa, \tau) + g_{ik} + g_i^b - p_{dik}^p - p_{dik}^b = \sum y_{ij} (\delta_i - \delta_j), \quad \forall i,k \rightarrow \lambda_{ik} \quad (74)$$

$$g_i^{\min} u_{gi} \leq g_{i0} + g_i^b \leq g_i^{\max} u_{gi}, \quad \forall i \quad (75)$$

$$g_i^{\min} u_{gi} \leq g_{ik} + g_i^b \leq g_i^{\max} u_{gi}, \quad \forall i,k \quad (76)$$

$$\delta_{ref} = 0 \quad (77)$$

3.3.4 - Contratos Bilaterais de Longo Prazo

O tratamento dos contratos bilaterais de longo prazo também é semelhante à abordagem determinística dos serviços de reserva, os quais são considerados físicos (não financeiros) e são autorizados e implementados pelo Operador do Sistema, que os leva em consideração para determinar as condições ótimas de operação do sistema de transmissão. Na forma compacta, os contratos bilaterais são agrupados numa matriz T , na qual cada coeficiente T_{ij} representa a MW negociados entre gerador na barra i e carga na barra j . Portanto, a quantidade total de energia suprida pelo gerador i é:

$$g_i^b = \sum_{j=1}^n T_{ij} \quad (78)$$

Adicionalmente, a quantidade total de contratos que suprem a demanda na barra j é,

$$d_j^b = \sum_{i=1}^n T_{ij} \quad (79)$$

Neste modelo, considera-se que esses contratos estão em vigor quando da realização do leilão e têm prioridade em relação ao despacho de geração definido para o pool [3]. Por causa disso, a capacidade já comprometida nos contratos bilaterais impõem restrições à capacidade mínima de geração dos participantes do mercado pool, conforme abaixo:

$$g_i^b \leq g_i \leq g_i^{\max} \quad (80)$$

Obviamente, as unidades de geração comprometidas com contratos bilaterais têm sua variável binária u_{gi} (on/off) igual a 1 (on).

3.4 – Modelo de Minimização de Pagamentos (MP)

3.4.1 - Formulação

No leilão MP proposto neste trabalho, os pagamentos totais do pool e dos serviços de reserva são minimizados em conformidade com o problema de otimização em dois níveis, de maneira similar ao apresentado na modelagem determinística, em um período particular de tempo t .

Dessa forma, a equação do primeiro nível a ser minimizada é a seguinte:

Primeiro Nível:	
Minimizar	$J_p = \pi_{\text{energia}} + \pi_{\text{reserva}} \quad (81)$
$g_{i0}^p, g_{ik}^p, \lambda_{i0}, \lambda_{ik}$	
Sujeito a:	
	$\lambda_{i0} \geq IC_{gi} u_{gi}, \forall i$
	$\lambda_{ik} \geq IC_{gi} u_{gi}, \forall i, k$
Segundo Nível:	
Minimizar	$J_B = p_0 [C_g(u, g) + C_r(r^{up}, r^{dn}, \tilde{r}^{up}, \tilde{r}^{dn})] +$
$C_g(u, g),$	$\sum_{k=1}^K \sum_{\tau=1}^t p(\kappa, \tau) [C_g(u(\kappa, \tau), (\kappa, \tau)) +$
$C_r(r^{up}, r^{dn}, \tilde{r}^{up}, \tilde{r}^{dn}),$	$\sum_{m=1}^M \sum_{\tau=1}^t v_{mt} ELNS_{mt}$
$ELNS_{mt}$	
Sujeito a:	
	equações (62) – (80)

Onde:

$$\pi_{\text{energia}} = \sum_i \lambda_{i0}(\tau) d_i^p + \sum_{k=1}^K \sum_{\tau=1}^t p(\kappa, \tau) \lambda_{ik}(\tau) d_i^p \quad (82)$$

$$\pi_{\text{reserva}} = C_r(r^{up}, r^{dn}, \tilde{r}^{up}, \tilde{r}^{dn}) \quad (83)$$

$\lambda_{i0}(\tau)$ preços nodais de energia no estado pré contingência durante intervalo τ .

$\lambda_{ik}(\tau)$ preços nodais de energia na contingência k, durante intervalo τ .

A função objetivo consiste da soma de dois termos, quais sejam: i) o pagamento total esperado a ser minimizado durante os estágios pré-contingência e pós contingência; ii) o custo esperado total associado aos serviços de reserva. Os preços nodais no estado pós contingência são impactados por eventuais cortes de carga.

No primeiro nível, a função objetivo consiste em minimizar pagamentos de energia e reserva. A demanda estimada do pool é considerada conhecida. As variáveis de

otimização neste nível são os preços nodais. O problema de primeiro nível é sujeito à resolução do problema de segundo nível, que é o problema original MC.

Ressalta-se que a equação (83) apresenta o custo das ofertas dos serviços de reservas. No modelo aqui proposto, os agentes são remunerados pelos serviços reservas via método pay as bid, que é a prática mais comum nos mercados de energia [10]. Desse modo, diferentemente do que ocorre com a abordagem determinística, não há preços dos serviços de reserva.

A solução do problema MP é inseparável da estrutura do problema MC. A formulação do problema por meio de um modelo em dois níveis é apropriada para resolver o problema MP via formulação linear, como será visto adiante.

O modelo MP traz a possibilidade de o gerador auferir receitas menores do que seu custo de operação. Desse modo, para garantir que os preços dos serviços sejam iguais ou maiores do que os custos marginais, são adicionadas as equações (84) e (85).

$$\lambda_{i0} \geq IC_{gi} u_{gi}, \forall i \quad (84)$$

$$\lambda_{ik} \geq IC_{gi} u_{gi}, \forall i,k \quad (85)$$

3.4.2 - Metodologia de Solução

De maneira similar ao que ocorre na abordagem determinística, o modelo MC com variáveis contínuas e discretas (58) – (80) pode ser considerado em si um problema em dois níveis, no qual o nível inferior otimiza as variáveis contínuas e o nível superior otimiza as variáveis discretas.

Nesse sentido, o problema global MP (81) – (85) pode ser encarado como um problema de otimização em três níveis. Todavia, ao invés de considerar três níveis, a estrutura em dois níveis é preservada por meio da otimização das variáveis discretas no nível superior no problema MP, conforme descrito na próxima seção. O problema do nível inferior se torna o problema original MC com variáveis contínuas somente, tendo em vista que o conjunto de

variáveis discretas propostas pelo nível superior é considerada conhecida. A função de minimização de custo das ofertas original a ser minimizada no nível inferior é modificada na medida em que os custos de partida (que estão associados a variáveis discretas) é agora considerado no nível superior como pagamento dos custos de partida.

A estratégia para resolver o problema linear em dois níveis é transformar o problema original em um problema padrão em um nível que é de fácil solução. A transformação é efetuada por meio da incorporação das condições de otimização do problema de segundo nível no corpo das restrições do problema original de primeiro nível [8]. O conjunto de restrições resultantes incluem as restrições complementares. Este último requisito introduz não linearidades ao conjunto de equações devido ao produto de variáveis. Para superar esta dificuldade, são introduzidas equações lineares equivalentes para substituir as restrições não lineares. Este procedimento aumenta o número de restrições e variáveis binárias.

O problema de otimização em um nível resultante é um problema linear inteiro misto. Com vistas a formular o problema equivalente em um nível, é necessário observar as características duais e primais do problema. Em primeiro lugar, as variáveis primais são $\{g_i^p\}, \{\delta_i\}, \{ru_{g_i}\}, \{sr_{g_i}\}, \{ns_{g_i}\}, \{rc_{g_i}\}, \{rd_{g_i}\}$. O conjunto de soluções primais viáveis é definido pelo conjunto de restrições (58) – (60) e (62) – (86). A viabilidade dual é obtida assegurando-se valores não negativos às variáveis duais (86). As variáveis duais são associadas aos limites inferiores e superiores das restrições (71) – (72) e (75) – (76), respectivamente.

$$\beta_{gi0}^{min}, \beta_{gi0}^{max}, \gamma_{ij0}^{min}, \gamma_{ij0}^{max}, \beta_{gik}^{min}, \beta_{gik}^{max}, \gamma_{ijk}^{min}, \gamma_{ijk}^{max} \geq 0, \forall i, j \quad (86)$$

A formulação linear binária mista em um nível equivalente do problema de minimização de pagamentos em dois níveis, para um período de tempo, é a seguinte:

$$J_p = \pi_{energia} + \pi_{reserva} \quad (87)$$

Sujeita a:

- Restrições relacionadas às condições necessárias de otimalidade KKT do problema MC baseada na função lagrangeana descrita no apêndice A, para um dado conjunto viável de variáveis discretas de custos de partida u^* :

- sensibilidades com respeito às variáveis primais do MC, conforme abaixo:

$$\frac{\partial L}{\partial g_{i0}^p} = p_0 \cdot \frac{dCi}{dg_i^p} - \lambda_{i0} - \beta_{gi0}^{min} + \beta_{gi0}^{max} = 0, \quad \forall i \quad (88)$$

$$\frac{\partial L}{\partial g_{ik}^p} = p_k \cdot \frac{dCi}{dg_i^p} - \lambda_{ik} - \beta_{gik}^{min} + \beta_{gik}^{max} = 0, \quad \forall i, k \quad (89)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \delta_{i0}} = \sum_j y_{ij} (\lambda_{i0} - \lambda_{j0} - \gamma_{ij0}^{min} + \gamma_{ji0}^{min} + \gamma_{ij0}^{max} - \gamma_{ji0}^{max}) = 0, \quad i=1, \dots, n-1 \quad (90)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \delta_{ik}} = \sum_j y_{ij} (\lambda_{ik} - \lambda_{jk} - \gamma_{ijk}^{min} + \gamma_{jik}^{min} + \gamma_{ijk}^{max} - \gamma_{jik}^{max}) = 0, \quad \forall k \quad i=1, \dots, n-1 \quad (91)$$

$$\frac{\partial L}{\partial Lik} = p_k \cdot v_{ik} - t_{ik}^{min} + t_{ik}^{max} + \lambda_{ik} = 0, \quad \forall i, k \quad (92)$$

- sensibilidades com respeito às variáveis duais, dadas as restrições primais MC:

equações (58) – (60) e (62) – (80)

- Equivalentes lineares das folgas das condições necessárias complementares KKT, obtidas conforme anexo D:

$$g_{i0}^p - g_i^{max} \leq M_{10} \cdot u_{gi0}^{min}; \quad \beta_{gi0}^{min} \leq M_{10} \cdot (1 - u_{gi0}^{min}); \quad u_{gi}^{min} \in \{0,1\}, \forall i \quad (93)$$

$$g_{ik}^p - g_i^{max} \leq M_{1k} \cdot u_{gik}^{min}; \quad \beta_{gik}^{min} \leq M_{1k} \cdot (1 - u_{gik}^{min}); \quad u_{gik}^{min} \in \{0,1\}, \forall i, k \quad (94)$$

$$g_i^{max} - g_{i0}^p \leq M_{20} \cdot u_{gi0}^{max}; \quad \beta_{gi0}^{max} \leq M_{20} \cdot (1 - u_{gi0}^{max}); \quad u_{gi0}^{max} \in \{0,1\}, \forall i \quad (95)$$

$$g_i^{max} - g_{ik}^p \leq M_{2k} \cdot u_{gik}^{max}; \quad \beta_{gik}^{max} \leq M_{2k} \cdot (1 - u_{gik}^{max}); \quad u_{gik}^{max} \in \{0,1\}, \forall i, k \quad (96)$$

$$y_{ij} (\delta_{i0} - \delta_{j0}) + p_{ij}^{max} \leq M_{30} u_{ij0}^{min}; \quad \gamma_{ij}^{min} \leq M_{30} \cdot (1 - u_{ij0}^{min}); \\ u_{ij0}^{min} \in \{0,1\}, \forall i \quad (97)$$

$$y_{ij} (\delta_{ik} - \delta_{jk}) + p_{ij}^{max} \leq M_{3k} u_{ijk}^{min}; \quad \gamma_{ij}^{min} \leq M_{3k} \cdot (1 - u_{ijk}^{min}); \\ u_{ijk}^{min} \in \{0,1\}, \forall i, k \quad (98)$$

$$y_{ij} (\delta_{i0} - \delta_{j0}) - p_{ij}^{max} \leq M_{40} u_{ij0}^{max}; \quad \gamma_{ij}^{max} \leq M_{40} \cdot (1 - u_{ij0}^{max}); \\ u_{ij0}^{max} \in \{0,1\}, \forall i \quad (99)$$

$$y_{ij} (\delta_{ik} - \delta_{jk}) - p_{ij}^{\max} \leq M_{4k} u_{ijk}^{\max}; \quad Y_{ijk}^{\max} \leq M_{4k} (1 - u_{ijk}^{\max});$$

$$u_{ijk}^{\max} \in \{0,1\}, \forall i,k \quad (100)$$

$$-L_{iK} \leq M_5 u_{lik}^{\min}; \quad t_{ik}^{\min} \leq M_5 (1 - u_{lik}^{\min}); \quad u_{lik}^{\min} \in \{0,1\}, \forall i,k \quad (101)$$

$$L_{iK} - d_i \leq M_5 u_{lik}^{\max}; \quad t_{ik}^{\max} \leq M_5 (1 - u_{lik}^{\max}); \quad u_{lik}^{\max} \in \{0,1\}, \forall i,k \quad (102)$$

Onde, todos os parâmetros M devem ser constantes positivas suficientemente grande e u são variáveis binárias auxiliares.

As equações (93) - (102) em conjunto com (58) – (60) e (62) – (80) são restrições lineares com variáveis contínuas e binárias. Este conjunto de restrições lineares somadas às restrições (84)-(85) constituem o corpo da minimização de pagamentos em um nível, cuja função objetivo é (81).

É importante notar que as variáveis duais do problema MC original são agora variáveis do problema em um nível.

O problema resultante em um nível é um problema de otimização linear binário misto, passível de ser resolvido por meio de solvers eficientes disponíveis [12].

3.5 – Índices Econômicos

Esta seção apresenta como os valores esperados de receitas e pagamentos são calculados para geradores e cargas que participam no mercado combinado, após a realização do leilão de curto prazo.

3.5.1 - Pool e Reserva

Valor Esperado das Receitas: O gerador i tem receitas para atender a demanda do pool, gerenciamento de restrições de transmissão, bem como para prover capacidade reserva, conforme equação (82).

$$rec_{gi}^p = \lambda_i (0) g_i^p (0) + C_r (r^{up}, r^{dn}, \tilde{r}^{up}, \tilde{r}^{dn}) + \lambda_i (\kappa, \tau) g_i^p (\kappa, \tau) \quad (103)$$

Valor Esperado dos Pagamentos: A carga j têm pagamentos relacionados ao uso da demanda do pool e serviços reserva, de acordo com (83).

$$pag_{dj}^p = \lambda_j(0)d_j^p + C_r(r^{up}, r^{dn}, \tilde{r}^{up}, \tilde{r}^{dn}) + \lambda_j(\kappa, \tau)d_j^p \quad (104)$$

3.5.2 - Contratos Bilaterais

Tendo em vista que estes contratos são negociados privadamente, seus preços não são disponíveis. No entanto, é possível determinar o montante a ser pago por esses contratos para gestão do congestionamento das linhas de transmissão, que deve ocorrer conforme abaixo:

$$c_{ij}^{bc} = \sum_i (\lambda_i(0) - \lambda_j(0)) T_{ij} + \sum_i (\lambda_i(\kappa, \tau) - \lambda_j(\kappa, \tau)) T_{ij} \quad (105)$$

Este valor pode ser dividido entre as partes dos contratos em partes iguais, ou com base em proporção diferente. Considerando a divisão 50/50, os pagamentos a serem efetuados pelo gerador é o seguinte:

$$c_{gi}^{bc} = (1/2) \sum_i (\lambda_i(0) - \lambda_j(0)) T_{ij} + \sum_i (\lambda_i(\kappa, \tau) - \lambda_j(\kappa, \tau)) T_{ij} \quad (106)$$

De maneira similar, os pagamentos a serem efetuados pela carga j são:

$$c_{dj}^{bc} = (1/2) \sum_i (\lambda_i(0) - \lambda_j(0)) T_{ij} + \sum_i (\lambda_i(\kappa, \tau) - \lambda_j(\kappa, \tau)) T_{ij} \quad (107)$$

3.6 – Exemplos Numéricos

As simulações apresentadas a seguir têm o objetivo de comparar os indicadores econômicos dos modelos MP e MC tendo em conta a presença de contratos bilaterais e a definição do montante de serviços de reserva de forma estocástica. Além disso, poderá ser constatada a consistência dos resultados obtidos pelo modelo MP proposto nesta dissertação. Os exemplos adiante considerarão somente um período de tempo e as unidades geradoras não estarão sujeitas a restrições de rampa. Ademais, os custos de partida dos geradores não serão levados em consideração.

Um sistema com a mesma topologia do caso 2.1 será considerado nos próximos exemplos. A tabela 3.1 mostra os custos ofertados de geração e de reserva, capacidades dos geradores e demandas com e sem contratos bilaterais. Por simplicidade, não será feita distinção entre reservas girantes e não girantes.

A probabilidade de não ocorrer nenhuma contingência é de 90%. São consideradas duas contingências e probabilidades correspondentes, a saber: i) perda do gerador 1, com probabilidade de 5%; e ii) perda de um circuito na linha 5, que tem sua capacidade reduzida para 40 MW, com probabilidade de 5%.

A contingência 2 implicará necessariamente ocorrência de corte de carga, haja vista que o sistema de transmissão não será capaz de atender o fluxo necessário para atendimento da demanda total. O objetivo aqui é verificar o comportamento do modelo MP, bem como compará-lo ao MC.

Barra	Cap. Max. (MW)	Cap. Min. (MW)	custo ofertado geração (MW)	custo ofertado reserva (MW)	Demanda Pool (MW)	
					com contr.	sem contr.
1	450	60	10,00	0,10		
2	210	15	20,00	0,15		
3	0	0			100	250
4	480	20	40,00	0,30		
5	300	10	60,00	0,65	150	250
Total						

Tabela 3.1 – Custos de geração e reservas, capacidades de Geração e demandas

Caso 3.1 (com contratos bilaterais)

No primeiro exemplo, a demanda total de 500 MW é suprida por contratos bilaterais em 50% (250 MW), de acordo com a tabela 3.2. O custo de corte da carga na barra 3 é de 700 \$/MWh e da barra 5 é de 600 \$/MWh.

		Geradores (MW)					Total
		Barra	1	2	3	4	
Cargas (MW)	1						0
	2						0
	3	150					150
	4						0
	5	100					100
	Total	250	0	0	0	0	0

Tabela 3.2 – Contratos bilaterais

As tabelas 3.3 a 3.13 indicam os resultados, os quais são idênticos em ambos os modelos. No estado pré contingência, o gerador 2 não é despachado (tabela 3.3), apesar de ser mais econômico do que o gerador 4. Além disso, o gerador 1, o mais econômico, não é despachado até sua capacidade máxima, dado que somado o despacho de curto prazo mais os contratos bilaterais, seu nível de geração é de 288,88 MW. Este comportamento é explicado pela congestão no sistema de transmissão, conforme tabela 3.9.

Na contingência 1, o gerador 1 não está disponível, mas têm compromisso com contratos bilaterais, o qual foi assumido pelo gerador 2 (210MW), aquele imediatamente mais econômico, e pelo gerador 4 (40 MW), que vem em seguida, conforme tabela 3.4. Desse modo, durante a contingência 1, toda a demanda do pool é suprida pelo gerador 4, conforme a tabela 3.3. Dado que não há congestionamentos, os preços nodais são uniformes (tabela 3.5), e são obtidos tendo em conta que o gerador marginal tem um custo de oferta de \$40,00 e que a probabilidade de ocorrência da contingência 1 é 5%.

Na contingência 2, a linha de transmissão 4 – 3 (tabela 3.9) tem sua capacidade reduzida a 40MW devido a uma contingência, a qual inviabiliza o atendimento de toda a demanda. Os modelos definem montantes de perda total de 33,78 MW, sendo 17,9MW na barra 3 e 15,9 MW na barra 5 de corte de carga, conforme tabela 3.7.

A tabela 3.6 apresenta as alocações de reserva. É possível observar a relação entre os níveis de serviço de reservas e os níveis alocados de energia nos estados pré e pós contingência. Por exemplo, o gerador 1, no estado pré contingência, despacha 138,28 MW

pelo pool e mais 250 MW por conta de contratos bilaterais, mas, devido à contingência 1, seu nível de geração esperado é zero. Desse modo, o nível de reserva down requerido para este gerador é de 388,28 MW.

Barra	Despachos (MW)		
	antes	contig. 1	contig. 2
1	138,28		6,22
2			210,00
3			
4	111,72	250,00	
5			
Total	250,00	250,00	216,22

Tabela 3.3 – Níveis alocados de geração em (MW)

Barra	Contratos Bilaterais		
	Geração (MW)		
	antes	contig. 1	contig. 2
1	250		250
2		210	
3			
4		40	
5			
Total	250	250	250

Tabela 3.4 - Níveis alocados de geração para atender contratos (MW)

Barra	Preços Nodais (\$/MWh)		
	antes	contig. 1	contig. 2
1	9,00	2,00	0,50
2	18,42	2,00	10,29
3	31,12	2,00	35,00
4	36,00	2,00	3,87
5	49,43	2,00	30,00

Tabela 3.5 – Preços Nodais

Barra	reserva down (MW)	reserva up (MW)
1	388,3	
2		210
3		
4	111,7	178,3
5		
Total	500	388,3

Tabela 3.6 – Níveis alocados de reserva

Barra	Corte de Carga (MW)	
	contig. 1	contig. 2
1		
2		
3		17,92
4		
5		15,86
Total	0,00	33,78

Tabela 3.7 – Níveis de corte de carga

A tabela 3.8 mostra o impacto das diferentes alocações no mercado de curto prazo.

	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
Total	6120,60	1103,00	8071,50	19167,79

Tabela 3.8 - custos, receitas e pagamentos totais no em \$

Linha	Fmax (MW)	Antes (MW)	contig. 1 (MW)	contig. 2 (MW)
1 - 2	300	238,3	-69,3	106,2
1 - 5	150	150	69,3	150
2 - 5	300	96,4	82,2	124,2
2 - 3	300	142	58,5	192,1
4 - 3	300	108	191,5	40
4 - 5	300	3,6	98,5	-40

Tabela 3.9 fluxos em MW

As tabelas 3.10 a 3.13 apresentam os indicadores econômicos esperados por barra.

antes da contingência			
Barra	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1279,63	1279,63	34,93
2	28,35	28,35	28,35
3	0,00	0,00	3112,00
4	4099,51	4099,51	78,31
5	0,00	0,00	7414,20
Total	5407,49	5407,49	10667,79

Tabela 3.10 - indicadores econômicos para o estado antes da contingência no leilão MC

contingência 1			
Barra	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	200,00
4	500,00	500,00	0,00
5	0,00	0,00	300,00
Total	500,00	500,00	500,00

Tabela 3.11 - indicadores econômicos para o estado pós contingência 1 no leilão MC

contingência 2				
Barra	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	3,11	0,00	3,11	0,00
2	210,00	0,00	2160,90	0,00
3	0,00	627,20	0,00	3500,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	475,80	0,00	4500,00
Total	213,11	1103,00	2164,01	8000,00

Tabela 3.12 - indicadores econômicos para o estado pós contingência 2 no leilão MC

total				
Barra	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1282,74	0,00	1282,74	34,93
2	238,35	0,00	2189,25	28,35
3	0,00	627,20	0,00	6812,00
4	4599,51	0,00	4599,51	78,31
5	0,00	475,80	0,00	12214,20
Total	6120,60	1103,00	8071,50	19167,79

Tabela 3.13 - indicadores econômicos totais no leilão MC

Caso 3.2 (sem contratos bilaterais)

Na simulação seguinte, é considerado o mesmo sistema e mesmas condições, inclusive a demanda total por barra, mas sem a existência de contratos bilaterais. Os resultados são apresentados nas tabelas 3.14 a 3.29.

A tabela 3.14 mostra os despachos de energia em ambos os modelos. No estado pré contingência há congestionamento no sistema de transmissão (tabelas 3.20 e 3.21) e os dois modelos chegam aos mesmos preços nodais, mas com alocações de energia diferentes (tabela 3.15).

Na contingência 1, com gerador 1 indisponível, os dois modelos apresentam as mesmas alocações de energia.

Na contingência 2, a linha de transmissão 4 – 3 tem sua capacidade reduzida a 40MW devido a uma contingência, a qual inviabiliza o atendimento de toda a demanda. No entanto, os modelos definem montantes distintos de perda de carga, sendo que o MC causa a perda total de 34 MW e o MP 173,51 MW. No MC, temos 17,9MW na barra 3 e 15,9 MW na barra 5 de corte de carga. Enquanto no MP, os 173,51 MW de perda de carga concentram-se na barra 3, conforme tabela 3.17.

Ainda nesta contingência, é possível notar que o MP tem um preço nodal menor na barra 5 em relação ao MC, justamente por não efetuar corte de carga nesta barra. Desse modo, os pagamentos são reduzidos no MP.

Barra	Minimização de custos			Minimização de pagamentos		
	Despachos (MW)			Despachos (MW)		
	antes	contig. 1	contig. 2	antes	contig. 1	contig. 2
1	251,60		256,20	388,28		
2	210,00	210,00	210,00		210,00	210,00
3						
4	38,42	290,00		111,72	290,00	116,49
5						
Total	500	500	466	500	500	326

Tabela 3.14 - Níveis alocados de geração

Barra	Minimização de custos			Minimização de pagamentos		
	Preços Nodais (\$/MWh)			Preços Nodais (\$/MWh)		
	antes	contig. 1	contig. 2	antes	contig. 1	contig. 2
1	9,00	2,00	0,50	9,00	2,00	21,22
2	18,42	2,00	10,29	18,42	2,00	22,52
3	31,12	2,00	35,00	31,12	2,00	35,00
4	36,00	2,00	3,87	36,00	2,00	2,00
5	49,43	2,00	30,00	49,43	2,00	15,19

Tabela 3.15 - Preços Nodais

Barra	Minimização de custos		Minimização de pagamentos	
	reserva down (MW)	reserva up (MW)	reserva down (MW)	reserva up (MW)
1	251,6	4,65	388,28	
2				210
3				
4	38,42	251,6		178,28
5				
Total	290,02	256,25	388,28	388,28

Tabela 3.16 - Níveis alocados de reserva

Barra	Minimização de custos		Minimização de pagamentos	
	Corte de Carga (MW)		Corte de Carga (MW)	
	contig. 1	contig. 2	contig. 1	contig. 2
1				
2				
3		17,92		173,51
4				
5		15,86		
Total	0	34	0	173,51

Tabela 3.17 - Níveis de corte de carga

As tabelas 3.18 e 3.19 mostram o impacto das diferentes alocações no mercado de curto prazo, conforme equações 102 e 104. Sob MP, a receita esperada total dos geradores é maior (23,3 %), os pagamentos esperados totais são menores (10,9%) , o custo esperado total das ofertas é maior (2,3%) e o custo esperado do corte de carga é maior (81,8%). Os custos esperados totais são maiores no MP (34,7)%.

	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
Total	8656,10	1103,00	10907,48	37488,37

Tabela 3.18 - custos, receitas e pagamentos totais no leilão MC

	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
Total	8859,46	6074,25	14220,06	33796,19

Tabela 3.19 custos, receitas e pagamentos totais no leilão MP

Linha	Fmax (MW)	Antes (MW)	contig. 1 (MW)	contig. 2 (MW)
1 - 2	300	101,6	-69,3	106,2
1 - 5	150	150	69,3	150
2 - 5	300	125,2	82,2	124,2
2 - 3	300	186,5	58,5	192,1
4 - 3	300	63,5	191,5	40
4 - 5	300	-25,2	98,5	-40

Tabela 3.20 - fluxos no leilão MC

Linha	Fmax (MW)	Antes (MW)	contig. 1 (MW)	contig. 2 (MW)
1 - 2	300	238,3	-69,3	-79,3
1 - 5	150	150	69,3	79,3
2 - 5	300	96,4	82,2	94,2
2 - 3	300	142	58,5	36,5
4 - 3	300	108	191,5	40
4 - 5	300	3,6	98,5	76,5

Tabela 3.21 - fluxos no leilão MP

As tabelas 3.22 a 3.25 apresentam os indicadores econômicos esperados por barra no leilão MC, enquanto as tabelas 3.26 a 3.29 indicam esses resultados para o leilão MP.

antes da contingência			
Barra	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	2287,28	2287,46	23,06
2	3780,00	3868,20	0,00
3	0,00	0,00	7780,00
4	1460,71	1460,71	78,31
5	0,00	0,00	12357,00
Total	7527,99	7616,37	20238,37

Tabela 3.22 - indicadores econômicos para o estado antes da contingência no leilão MC

contingência 1			
Barra	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	0,00	0,00	0,00
2	210,00	420,00	0,00
3	0,00	0,00	500,00
4	580,00	580,00	0,00
5	0,00	0,00	500,00
Total	790,00	1000,00	1000,00

Tabela 3.23 - indicadores econômicos para o estado pós contingência 1 no leilão MC

contingência 2				
Barra	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	128,10	0,00	128,10	0,00
2	210,00	0,00	2160,90	0,00
3	0,00	627,20	0,00	8750,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	475,80	0,00	7500,00
Total	338,10	1103,00	2289,00	16250,00

Tabela 3.24 - indicadores econômicos para o estado pós contingência 2 no leilão MC

total				
Barra	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	2415,39	0,00	2415,57	23,06
2	4200,00	0,00	6451,20	0,00
3	0,00	627,20	0,00	17030,00
4	2040,71	0,00	2040,71	78,31
5	0,00	475,80	0,00	20357,00
Total	8656,10	1103,00	10907,48	37488,37

Tabela 3.25 - indicadores econômicos totais no leilão MC

antes da contingência			
Barra	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	3529,47	3529,47	34,95
2	28,35	28,35	28,35
3	0,00	0,00	7780,00
4	4070,06	4070,06	48,14
5	0,00	0,00	12357,00
Total	7627,88	7627,88	20248,44

Tabela 3.26- indicadores econômicos para o estado antes da contingência no leilão MP

contingência 1			
Barra	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	0,00	0,00	0,00
2	210,00	420,00	0,00
3	0,00	0,00	500,00
4	580,00	580,00	0,00
5	0,00	0,00	500,00
Total	790,00	1000,00	1000,00

Tabela 3.27- indicadores econômicos para o estado pós contingência 1 no leilão MP

contingência 2				
Barra	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	210,00	0,00	5359,20	0,00
3	0,00	6074,25	0,00	8750,00
4	232,98	0,00	232,98	0,00
5	0,00	0,00	0,00	3797,50
Total	442,98	6074,25	5592,18	12547,50

Tabela 3.28 - indicadores econômicos para o estado pós contingência 2 no leilão MP

total				
Barra	custo das ofertas (\$)	custo corte de carga (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	3529,47	0,00	3529,47	34,95
2	448,35	0,00	5807,55	28,35
3	-1,40	6074,25	0,00	17030,00
4	4883,04	0,00	4883,04	48,14
5	0,00	0,00	0,00	16654,75
Total	8859,46	6074,25	14220,06	33796,19

Tabela 3.29 - indicadores econômicos totais no leilão MP

3. 6 – Conclusões sobre o capítulo 3

O modelo MP com os serviços reserva determinados de forma estocástica apresenta resultados consistentes para o sistema com 5 barramentos e permite a redução dos pagamentos efetuados pelos consumidores, sem necessariamente trazer aumentos nos custos das ofertas. Pode-se afirmar que dois fatores contribuem para um menor impacto nos custos das ofertas, quando comparado com o modelo MP com os serviços reservas definidos de forma determinística, quais sejam: (i) os pagamentos dos serviços de reservas seguem a mesma metodologia do modelo MC (pay as bid), apesar do montante de serviços reserva alocado não ser necessariamente igual; (ii) se o modelo MP provoca aumento dos custos devido a corte de carga, há menor impacto no custo das ofertas.

O modelo MP sempre redundará em pagamentos menores ou iguais ao modelo MC. Desse modo, é importante enfatizar que os custos com corte de carga são cobertos por esses pagamentos.

O grau de precisão dos valores esperados obtidos pelos modelos (MC ou MP) está diretamente relacionado à quantidade de elementos do sistema cuja probabilidade de falha associada foi considerada. A consideração da probabilidade de falha de um dado elemento implica acréscimo de um termo à função objetivo e a inclusão de um conjunto de restrições que consideram a falha desse elemento. Desse modo, a complexidade do modelo aumenta exponencialmente com a quantidade de elementos do sistema. Por isso, foi simulado aqui

apenas um sistema simples com 5 barras, para o qual foi considerado somente duas contingências. A estratégia usualmente adotada é considerar a probabilidade de falha dos elementos chaves do sistema.

É forçoso concluir, portanto, que o modelo de minimização de custos ou pagamentos com a definição dos serviços de reserva de forma estocástica demanda aprimoramentos com vistas à sua simplificação.

Capítulo 4 – Conclusões

Nesta dissertação, foram apresentados dois modelos de minimização de pagamentos com mercado combinado de energia e reserva, tendo em conta os contratos bilaterais firmados entre agentes. No primeiro deles, os serviços de reserva foram definidos previamente de forma determinística, no segundo, esses serviços foram definidos de forma estocástica, ou *a posteriori*.

4.1 – Modelo com serviços reserva determinísticos

Neste caso, o modelo sugerido possui grau de complexidade menor do que aqueles disponíveis atualmente, sem necessidade de calibração inicial de parâmetros com sucesso para uma boa otimização, além de passível de ser implementada em “*solvers*” comerciais no caso o GAMS/CPLEX. Estas características foram viabilizadas pela metodologia de solução do problema MP, qual seja, a otimização linear em dois níveis.

Ademais, o leilão considerou um mercado combinado de energia e serviços de reserva substituíveis, bem como levou em consideração a presença de contratos bilaterais.

As simulações mostraram que há várias situações que podem permitir que o modelo MP reduza os pagamentos a serem efetuados pelos consumidores, tais como: (i) congestionamento nas linhas; (ii) custos de partida; (iii) mercado de reserva. A consideração dos contratos bilaterais tem o efeito de simular uma situação mais realista, com os eventuais congestionamentos decorrentes.

As simulações mostraram que é possível que esses resultados diferentes podem ser obtidos também sem a existência de congestionamentos. É importante destacar que o leilão MP sempre terá custos totais maiores ou iguais ao MC, enquanto os pagamentos totais serão sempre menores ou iguais.

4.2 – Modelo com serviços reserva estocásticos

Para este modelo, o montante de serviços de reserva foi determinado tendo em conta a diferença entre os níveis de geração alocados nos estado pré e pós contingência. Esta

abordagem para determinação dos serviços de reserva havia sido utilizada anteriormente somente para o modelo MC [9].

Além disso, de modo similar ao modelo determinístico, o modelo considerou a presença de contratos bilaterais de longo prazo. Os resultados mostraram que, da mesma forma que o modelo determinístico, os pagamentos efetuados pelos consumidores serão sempre iguais ou menores do que no modelo MC. Mas, com relação aos custos das ofertas, há também a possibilidade desses valores serem menores no MP - o que não é possível ocorrer no modelo determinístico – quando há corte de carga.

O grau de precisão dos valores esperados obtidos pelos modelos (MC ou MP) está diretamente relacionado à quantidade de elementos do sistema cuja probabilidade de falha associada foi considerada. Desse modo, para que o modelo possa ser aplicado em sistemas de grande porte, é necessário maiores estudos com vistas à sua simplificação.

4.3 – Conclusões Gerais

Independentemente da metodologia empregada solução do problema MP no que concerne à definição do montante de serviços reserva, o leilão MP se mostra mais favorável aos consumidores do que o leilão MC no mercado de curto prazo.

4.4 – Sugestões para próximos trabalhos

O modelo MP tanto em sua abordagem determinística dos serviços de reserva como na abordagem estocástica requer aprimoramentos.

Na abordagem determinística, é importante aumentar a eficiência do modelo. Em [7], essa questão é tratada de modo a evitar que o modelo perca tempo de processamento com soluções inviáveis. Mas, é importante a realização de novos trabalhos que considerem outros aspectos do sistema, como serviços de reserva substituíveis, contratos bilaterais e restrições de rampa.

No que concerne à abordagem estocástica, também há o problema da eficiência que pode ter um tratamento similar ao efetuado em [7]. No entanto, já foi ressaltado que o modelo precisa ainda ser simplificado para dar conta da intratabilidade do problema em sistemas de grande porte, face ao número de elementos, cujas probabilidades de contingência precisariam ser consideradas. Há trabalhos em sistema de potência que utilizam critérios como árvore de cenários de decisão, que pode ser um interessante instrumento para lidar com a questão.

BIBLIOGRAFIA

Artigos

- [1] Zhao, F., Luh, P. Yan, J.L. Gary, A., Chang, S. , “Payment Cost Minimization Auction for Deregulated Electricity Markets with Transmission Capacity Constraints”, IEEE Trans. Power Systems, vol. 23, No.2, May 2006.
- [2] Hao, S., Angelidis, G., Singh, H., Papalexopoulus, A., “Consumer Payment Minimization in Power Pool Auctions”, IEEE Trans. Power Syst., vol.13, no.3, Aug.1998.
- [3] Zhao, F., Luh, P. Yan, J.L. Gary, A. Chang, S. , “Payment Versus Bid Cost” IEEE Power Energy Magazine, march/april 2008.
- [4] F. Stacke, P. Cuervo, “A Combined Pool/Bilateral/Reserve Electricity Market Operating Under Pay-as-Bid Pricing”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, No.4, November 2008.
- [5] SILVA, F. S. (2005). Modelo de Formação de Preços Para Serviços Ancilares de Reserva. Dissertação de Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Publicação PPGENE.DM – 240 A/05, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, xiv, 125p.
- [6] Alayawan, Ziad, Papalexopoulos, Alex D., Rothleder, Mark e Wu, Tong. “Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by an Optimal Power Flow”, IEEE Trans. Power Systems, July 2002.
- [7] Xu Han, Peter B. Luh, Joseph H. Yan, Gary A. Stern “Payment cost minimization with transmission capacity constraints and losses using the objective switching method”, Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, September 2010.
- [8] Evangelista Carvalho, C., Cuervo, P., “Payment Minimization in a Combined Energy Market through a Bilevel Linear Model” 17th Power Systems Computation Conference 22–26 August 2011 – Stockholm, Sweden.
- [9] Shahidehpour M., Yamin H., Li Z., “Market Operations in Electric power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management”, John Wiley & Sons, New York, 2002.

- [10] J.M. Arroyo, A.J. Conejo, "Optimal response of a power generator to energy, AGC, and reserve pool-based markets", *IEEE Trans. Power Systems*, vol.17, no.2, May 2002.
- [11] J.M. Arroyo, A.J. Conejo, Carrion, "A Bilevel Stochastic Programming Approach for Retailer Futures Market Trading", *IEEE Trans. Power Systems*, vol.24, no.3, Aug. 2009.
- [12] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, e R. Raman, *GAMS: S User's Guide*. Washington DC: GAMS Development Corporation, 1998.
- [13] F. Bouffard, F.D.Galiana e A.J. Conejo, *Market-Clearing With Stochastic Security – Part I: Formulation*.
- [14] F. Bouffard, F. Galiana, A. Conejo, "Market-Clearing with Stochastic Security – Part II: Case Studies", *IEEE Trans. Power Systems*, vol.20, no.4, November, p.1827-1835, 2005.
- [15] Y. G. Rebours, D. S. Kirshen, M. Trotignon, e S. Róssignol, "A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services – Part II: Economic Features.
- [16] Zhao, F., Luh, P. Yan, J.L. Gary, A. Chang, S. , "Bid Cost Minimization Versus Payment Cost Minimization: A Game Theoretic Study of Electricity Auctions", *IEEE Trans. Power Systems*, VOL. 25, NO. 1, Feb 2010.
- [17] Y. Chen, P. B. Luh, J. H. Yan, G. A. Stern, and W. E. Blankson, "Payment Cost Minimization for Simultaneous Auctions in Energy and Spinning Reserve Markets," *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society 2006 General Meeting*, Montreal, Quebec, Canada, June 2006.
- [18] Vazquez, C., Rivier, M., J. Péres-Arriaga, I., "Production Cost Minimization versus Consumer Payment Minimization in Electricity Pools", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 17, No.1, Feb 2002.
- [19] M. Arroyo, A., D. Galiana, F., "Energy and Reserve Pricing in Security and Network-Constrained Electricity Markets", *IEEE Trans. Power Systems*, VOL. 20, NO 2, May 2005.
- [20] Ren, Y., D. Galiana, F., "Minimum Consumer Payment Scheduling and Pricing in Electricity Markets" 14th PSCC, Sevilla, 24 – 28 June 2002.
- [21] L. Motto, A., M. Arroyo, J., D. Galiana, F., "A Mixed-Integer LP Procedure for the Analysis of Electric Grid Security Under Disruptive Threat", *IEEE Trans. Power Systems*, VOL. 20, NO 3, Aug 2005.

- [22] N. Amjady, J. Aghaeib, H.A. Shayanfarb, “Market clearing of joint energy and reserves auctions using augmented payment minimization”, 11th Conference on Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction, Volume 34, Issue 10 , October 2009, Pages 1552-1559.
- [23] Ma, X.; Sun, D., “Energy and Ancillary Service Dispatch in a Competitive Pool”. Power Engineering Review, 1998.
- [24] Ma, X.; Sun, D.; Cheung, K.; “Energy and Reserve Dispatch in a Multi-Zone Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, 1999.
- [25] Ma, X.; Sun, D.; Cheung, K., “Evolution Toward Standardized Market Design”. IEEE Transactions on Power Systems, 2003.
- [26] H. Singh and A. Papalexopoulos, “Competitive procurement of ancillary services by an independent system operator”, IEEE Trans. Power Systems, vol. 14, no.2, pp.498-504, May 1999.
- [27] J. Restrepo, F. Galiana, “Unit Commitment with Primary Frequency Regulation Constraints”, IEEE Trans. Power Systems, vol.20, no.4, November, p.1836-1842, 2005.
- [28]Alonso, J., A. Trias, V. Gaitan and J. J. Alba, “Thermal Plant Bids and Market Clearing in an Electricity Pool: Minimization of Costs vs. Minimization of Consumer Payments,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, Nov. 1999, pp. 1327-1334.
- [29]Vazquez C., M. Rivier and I. J. Perez-Arriaga, “Production Cost Minimization Versus Consumer Payment Minimization in Electricity Pools,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, Feb. 2002, pp. 119-127.
- [30]Arroyo J. M. and A. J. Conejo, “Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 4, Nov 2002, pp. 1225-1231.
- [31]Hao, S. and F. Zhuang “New Models for Integrated Short-Term Forward Electricity Markets,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, May 2003, pp. 478-485.
- [32] Yan, J. H. and G. A. Stern, “Simultaneous Optimal Auction and Unit Commitment for Deregulated Electricity Markets,” Electricity Journal, November 2002.
- [33]Raikar, S. and M. Ilic, “Assessment of Transmission Congestion for Major Electricity Markets In the US,” Proceedings of The IEEE, 2001.
- [34]Hao S., G. A. Angelidis, H. Singh and A. D. Papalexopoulos, “Consumer Payment Minimization in Power Pool Auctions,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, August 1998, pp. 986-991.

- [35] Stern G. A., J. H. Yan, P. B. Luh, and W. Blankson “What Objective Function Should Be Used for Simultaneous Optimal Auctions in the ISO/RTO Electricity Market,” Working Paper, November 2004.
- [36] Borenstein, S., J. Bushnell and F. Wolak, “Measuring Market Inefficiencies in California's Wholesale Electricity Industry,” *American Economic Review*, Vol. 92, No. 5, 2002, pp. 1376-1405.
- [37] P. B. Luh, W. E. Blankson, Y. Chen, J. H. Yan, G. A. Stern, S. C. Chang and F. Zhao, "Payment Cost Minimization Auction for the Deregulated Electricity Markets Using Surrogate Optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, 2006, pp. 568-578.
- [38] Bernard J., R. Ethier, T. Mount, W. Schulze, R. D. Zimmerman, D. Gan, C. Murrillo-Sanchez, R. J. Thomas, R. Schuler, “Markets for Electric Power: Experimental Results for Alternative Auction Institutions,” *Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*, Kona, Hawaii, January 1997.
- [39] Wolfram, C. D. (1998), “Strategic Bidding in a Multi-Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales,” *Rand Journal of Economics*, Vol. 29, 1998, pp. 703-725.
- [40] D. P. Mendes, “Resource scheduling and pricing in a centralised energy market,” in *Proc. 14th Power System Computation Conf.*, Seville, Spain, Jun. 2002, pp. 1–7.
- [41] Cramton P., “Competitive Bidding Behavior in Uniform-Price Auction Markets,” *Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences*, Big Island, Hawaii, January 2004.
- [42] Newberry D., “Power Markets and Market Power,” *The Energy Journal*, Vol. 16, No. 3, 1995, pp. 39-66.
- [43] R. Baltaduonis, “Efficiency in deregulated electricity markets: Offer cost minimization vs. payment cost minimization auction,” in *Mechanisms & Policies in Economics*. Athens, Greece: ATINER, 2007, pp. 173–188.

Livros

- [28] Shahidehpour M., Yamin H., Li Z., “Market Operations in Electric power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management”, John Wiley & Sons, New York, 2002.

- [29] Kirschen, D.; Strbac, G., “Fundamentals of Power System Economics”, John Wiley and Sons , 2004.
- [30] A. Wood, B. Wollenberg “Power Generation, Operation and Control”, New York, John Wiley & Sons, 1996.
- [31] A. Brooke, D. Kendrick, A. Meeraus, and R. Raman, GAMS: S User’s Guide. Washington DC: GAMS Development Corporation, 1998.
- [32] J. Fortuny-Amat and B. McCarl, “A representation and economic interpretation of a two level programming problem”, J. Oper. Res. Soc., vol.32, no.9, pp. 783-792, Sep. 1981.

APÊNDICES

Anexo A – Lagrangeano Modelo Determinístico

Por simplicidade e sem perda de generalidade, o processo para obter o problema linear misto em um nível é apresentado considerando somente um período de tempo e somente dois tipos de serviços de reserva. Será considerado que as variáveis discretas binárias que representam as unidades geradoras selecionadas, u_i , são obtidas por meio de um processo iterativo binário (como Branch e Bound). Para um conjunto particular de variáveis discretas, u_i , a função lagrangeana das variáveis contínuas do problema é:

$$\begin{aligned}
 L(g_i^p, \delta_i, ru_{gi}, sr_{gi}, u_i) &= \sum_i C_{g_i} (g_i^p) + \sum_i C_{g_i}^{RU} (ru_{g_i}) + \sum_i C_{g_i}^{SR} (sr_{g_i}) \\
 &+ \sum_i \lambda_i \cdot [g_i^p + g_i^b - d_i^p - d_i^b - \sum_j y_{ij}(\delta_i - \delta_j)] + \sum_i \sum_j \{Y_{ji}^{min} [-p_{ij}^{max} - y_{ij}(\delta_i - \delta_j)]\} \\
 &+ \sum_i \sum_j \{Y_{ij}^{max} [+y_{ij}(\delta_i - \delta_j) - p_{ij}^{max}]\} + \sum_i \beta_{gi}^{min} (u_i g_i^{min} - g_i) \\
 &+ \sum_i \beta_{gi}^{max} (g_i - g_i^{max} u_i) + \sum_i \{\sigma_{gi}^{max} (g_i + ru_{gi} + sr_{gi} - g_i^{max} u_i)\} \\
 &+ \sum_i \{\sigma_{gi}^{min} (g_i^b + rd_{gi} - g_i)\} + \lambda^{ru} (R^{ru} - \sum_i ru_i) + \lambda^{sr} (R^{ru} + R^{sr} - \sum_i ru_i - \sum_i sr_i) \quad (A1)
 \end{aligned}$$

Anexo B – Linearização das Equações do Modelo Determinístico

As restrições de folga complementares relacionadas às condições necessárias relacionadas às capacidades de geração e transmissão são obtidas por meio do seguinte conjunto de restrições:

$$\gamma_{ij}^{max} (y_{ij} (\delta_i - \delta_j) - p_{ij}^{max}) = 0, \forall i,j \quad (B1)$$

$$\gamma_{ij}^{min} [-p_{ij}^{max} - y_{ij} (\delta_i - \delta_j)] = 0, \forall i,j \quad (B2)$$

$$\beta_{gi}^{min} (g_i^{min} - g_i) = 0, \forall i \quad (B3)$$

$$\beta_{gi}^{max} (g_i - g_i^{max}) = 0, \forall i \quad (B4)$$

As condições de folga relacionadas à disponibilidade para os serviços de reserva das unidades geradoras são as seguintes:

$$\sigma_{gi}^{min} (g_i^b + rd_{gi} - g_i) = 0, \forall i \quad (B5)$$

$$\sigma_{gi}^{max} (g_i + ru_{gi} + sr_{gi} - g_i^{max}) = 0, \forall i \quad (B6)$$

As restrições complementares dos requerimentos de reserva up e girante são descritos em (B7) e (B8). Os outros requerimentos de reserva seguem equações similares.

$$\lambda^{ru} (R^{ru} - \sum_{n=1}^n ru_{gi}) = 0 \quad (B7)$$

$$\lambda^{sr} (R^{ru} + R^{sr} - \sum_{n=1}^n ru_{gi} - \sum_{n=1}^n sr_{gi}) = 0 \quad (B8)$$

O conjunto de restrições (B1) – (B8) são equações não lineares devido à presença de produto de variáveis. Essas equações podem ser representadas como equações lineares equivalentes com a introdução de variáveis binárias, conforme demonstrado para o caso de (B4), que é substituída pelas equações lineares (B9) e (B10):

$$g_i^p - g_i^{\max} \leq M_{pgi} u_{gi}^{\max}, \forall i \quad (\text{B9})$$

$$\beta_{gi}^{\max} \leq M_{pgi}(1 - u_{gi}^{\max}), \forall i \quad (\text{B10})$$

Onde, $u_{gi}^{\max} \in \{0,1\}$ e M_{pgi} é um número positivo (ordem maior do que o maior coeficiente de custo). Em termos práticos, este número pode ser calibrado sem dificuldade, ainda em grandes sistemas, e com a manutenção da estabilidade [8].

As equações (B9) e (B10) funcionam do seguinte modo: (i) se $u_{gi}^{\max} = 1$ a restrição B9 é relaxada, o que significa que a restrição não é ativa. Neste caso, a restrição B9 em força a variável dual β_{gi}^{\max} assumir o valor zero; (ii) se $u_{gi}^{\max} = 0$, a restrição B9 é ativa e a restrição 10 é relaxada, ou seja, β_{gi}^{\max} pode assumir qualquer valor inferior a M_{pgi} .

Após a substituição das equações não lineares originais das restrições complementares pelas equações lineares equivalentes, o conjunto resultante de restrições para o problema de um nível é um conjunto misto de equações lineares binárias.

Anexo C - Lagrangeano Modelo Estocástico

De modo similar à abordagem determinística, por simplicidade e sem perda de generalidade, o processo para obter o problema linear misto em um nível é apresentado considerando somente um período de tempo e somente um tipo de serviço de reserva. Será considerado que as variáveis discretas binárias que representam as unidades geradoras selecionadas, u_i , são obtidas por meio de um processo iterativo binário (como Branch e Bound). Para um conjunto particular de variáveis discretas, u_i , a função lagrangeana das variáveis contínuas do problema é:

$$\begin{aligned}
 L(\mathbf{g}_i^p, \delta_i, L_{ik}, \mathbf{u}_i) = & p_0[\sum_i C_{g_i}(\mathbf{g}_i^p) + \sum_i C_{g_i}^{up}(r_{g_i}^{up})] + \sum_k \sum_i v_{ik} L_{ik} \\
 & + p_k[\sum_i \sum_k C_{g_i}(\mathbf{g}_{ik}^p)] + \sum_i \lambda_{i0} \cdot [g_{i0}^p + g_i^b - d_i^p - d_i^b - \sum_j y_{ij}(\delta_i - \delta_j)] \\
 & + \sum_k \sum_i \lambda_{ik} \cdot [g_{ik}^p + g_i^b - d_i^p - d_i^b L_{ik} - \sum_j y_{ij}(\delta_{ik} - \delta_{jk})] \\
 & + \sum_i \sum_j \{Y_{ji}^{min} [-p_{ij}^{max} - y_{ij}(\delta_{i0} - \delta_{j0})]\} \\
 & + \sum_i \sum_j \{Y_{ij}^{max} [+y_{ij}(\delta_{i0} - \delta_{j0}) - p_{ij}^{max}]\} \\
 & + \sum_k \sum_i \sum_j \{Y_{ji}^{min} [-p_{ij}^{max} - y_{ij}(\delta_{ik} - \delta_{jk})]\} \\
 & + \sum_k \sum_i \sum_j \{Y_{ij}^{max} [+y_{ij}(\delta_{ik} - \delta_{jk}) - p_{ij}^{max}]\} \\
 & + \sum_i \beta_{i0}^{min} (u_i g_i^{min} - g_{i0}) + \sum_i \beta_{i0}^{max} (g_{i0} - g_i^{max} u_i) \\
 & + \sum_k \sum_i \beta_{ik}^{min} (u_i g_i^{min} - g_{ik}) + \sum_k \sum_i \beta_{ik}^{max} (g_{ik} - g_i^{max} u_i) \\
 & + \sum_k \sum_i t_{ik}^{min} (0 - L_{ik}) + \sum_k \sum_i t_{ik}^{max} (L_{ik} - d_i)
 \end{aligned} \tag{C1}$$

Anexo D - Linearização das Equações do Modelo Estocástico

As restrições complementares de folga relacionadas às condições necessárias relacionadas às capacidades de geração e transmissão são obtidas por meio do seguinte conjunto de restrições:

$$\Upsilon_{ij0}^{max} (y_{ij} (\delta_{i0} - \delta_{j0}) - p_{ij}^{max}) = 0, \quad \forall i,j \quad (D1)$$

$$\Upsilon_{ijk}^{max} (y_{ij} (\delta_{ik} - \delta_{jk}) - p_{ij}^{max}) = 0, \quad \forall i,j,k \quad (D2)$$

$$\Upsilon_{ij0}^{min} [-p_{ij}^{max} - y_{ij} (\delta_{i0} - \delta_{j0})] = 0 \quad (D3)$$

$$\Upsilon_{ijk}^{min} [-p_{ij}^{max} - y_{ij} (\delta_{ik} - \delta_{jk})] = 0 \quad (D4)$$

$$\beta_{gi0}^{min} (g_i^{min} - g_{i0}) = 0, \quad \forall i \quad (D5)$$

$$\beta_{gik}^{min} (g_i^{min} - g_{ik}) = 0, \quad \forall i,k \quad (D6)$$

$$\beta_{gi0}^{max} (g_{i0} - g_i^{max}) = 0, \quad \forall i \quad (D7)$$

$$\beta_{gik}^{max} (g_{ik} - g_i^{max}) = 0, \quad \forall i,k \quad (D8)$$

As condições de folga relacionadas ao corte de carga são as seguintes:

$$t_{ik}^{min} (0 - L_{ik}) = 0, \quad \forall i,k \quad (D9)$$

$$t_{ik}^{min} (L_{ik} - d_i) = 0, \quad \forall i,k \quad (D10)$$

A linearização das equações acima obedecem a mesma metodologia indicada no anexo B.

Anexo E – Índices Econômicos IEEE 30

Caso 2.5

Período 1						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	450,00	585,00	1175,21	0,00	0,00	276,07
2	0,00	0,00	545,63	0,00	0,00	128,17
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	3072,50	3072,50	41,97	0,00	0,00	9,86
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	78,00	78,00	0,00	877,50	877,50	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	41,97	0,00	0,00	9,86
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	377,75	0,00	0,00	88,74
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	167,89	0,00	0,00	39,44
15	0,00	0,00	83,94	0,00	0,00	19,72
16	0,00	0,00	83,94	0,00	0,00	19,72
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	41,97	0,00	0,00	9,86
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	41,97	0,00	0,00	9,86
21	0,00	0,00	461,69	0,00	0,00	108,46
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	83,94	0,00	0,00	19,72
24	0,00	0,00	209,86	0,00	0,00	49,30
25	0,00	0,00	83,94	0,00	0,00	19,72
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	41,97	0,00	0,00	9,86
30	0,00	0,00	251,83	0,00	0,00	59,16
Total	3600,50	3735,50	3735,50	877,50	877,50	877,50

Tabela E1 – indicadores econômicos para o primeiro período no leilão MC, em \$

Período 2						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	450,00	900,00	1800,00	0,00	0,00	286,22
2	0,00	0,00	1860,00	0,00	0,00	295,76
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	360,00	0,00	0,00	57,24
5	1950,00	3000,00	420,00	0,00	0,00	66,78
6	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	95,41
7	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	42,93
8	1833,00	2820,00	360,00	0,00	0,00	57,24
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	150,00	0,00	0,00	23,85
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	450,00	0,00	0,00	71,55
13	1770,00	1770,00	0,00	1350,00	1350,00	0,00
14	0,00	0,00	180,00	0,00	0,00	28,62
15	0,00	0,00	150,00	0,00	0,00	23,85
16	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	19,08
17	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	19,08
18	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	9,54
19	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	19,08
20	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	9,54
21	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	85,87
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	90,00	0,00	0,00	14,31
24	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	42,93
25	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	19,08
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	9,54
30	0,00	0,00	330,00	0,00	0,00	52,47
Total	6003,00	8490,00	8490,00	1350,00	1350,00	1350,00

Tabela E2 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MC, em \$

Período 3						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	450,00	900,00	840,00	0,00	0,00	140,52
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	1800,00	0,00	0,00	301,12
4	0,00	0,00	360,00	0,00	0,00	60,22
5	1950,00	3000,00	420,00	0,00	0,00	70,26
6	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	100,37
7	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	45,17
8	1833,00	2820,00	360,00	0,00	0,00	60,22
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	150,00	0,00	0,00	25,09
11	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	100,37
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	1350,00	1350,00	450,00	1350,00	1350,00	75,28
14	0,00	0,00	180,00	0,00	0,00	30,11
15	0,00	0,00	150,00	0,00	0,00	25,09
16	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	20,07
17	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	20,07
18	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	10,04
19	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	20,07
20	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	10,04
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	90,00	0,00	0,00	15,06
24	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	45,17
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	20,07
27	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	90,33
28	0,00	0,00	330,00	0,00	0,00	55,20
29	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	10,04
30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	5583,00	8070,00	8070,00	1350,00	1350,00	1350,00

Tabela E3 – indicadores econômicos para o terceiro período no leilão MC, em \$

Período 4						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	450,00	894,48	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	627,52	0,00	0,00	95,45
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1950,00	2992,40	2304,15	0,00	0,00	350,00
6	0,00	0,00	869,01	0,00	0,00	131,82
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1726,71	1726,71	0,00	53,15	81,77	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	1045,28	0,00	0,00	159,09
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	450,00	0,00	0,00	68,18
13	2353,53	2353,53	0,00	1268,24	1268,24	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,00	330,53	0,00	0,00	50,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	239,10	0,00	0,00	36,36
18	0,00	0,00	59,97	0,00	0,00	9,09
19	0,00	0,00	119,78	0,00	0,00	18,18
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	596,08	0,00	0,00	90,91
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	1831,42	0,00	0,00	281,82
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00	0,00	362,26	0,00	0,00	59,09
Total	6480,24	7967,12	8835,10	1321,38	1350,00	1350,00

Tabela E4 – indicadores econômicos para o quarto período no leilão MC, em \$

Total						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1800,00	3279,48	3815,21	0,00	0,00	702,81
2	0,00	0,00	3033,16	0,00	0,00	519,39
3	0,00	0,00	1800,00	0,00	0,00	301,12
4	0,00	0,00	720,00	0,00	0,00	117,47
5	8922,50	12064,90	3186,12	0,00	0,00	496,90
6	0,00	0,00	2069,01	0,00	0,00	327,60
7	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	88,10
8	5470,71	7444,71	720,00	930,65	959,27	117,47
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	1387,25	0,00	0,00	217,89
11	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	100,37
12	0,00	0,00	1277,75	0,00	0,00	228,47
13	5473,53	5473,53	450,00	3968,24	3968,24	75,28
14	0,00	0,00	527,89	0,00	0,00	98,17
15	0,00	0,00	714,47	0,00	0,00	118,66
16	0,00	0,00	323,94	0,00	0,00	58,87
17	0,00	0,00	479,10	0,00	0,00	75,52
18	0,00	0,00	221,94	0,00	0,00	38,53
19	0,00	0,00	359,78	0,00	0,00	57,34
20	0,00	0,00	161,97	0,00	0,00	29,44
21	0,00	0,00	1597,77	0,00	0,00	285,23
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	263,94	0,00	0,00	49,09
24	0,00	0,00	2581,28	0,00	0,00	419,22
25	0,00	0,00	203,94	0,00	0,00	38,80
26	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	20,07
27	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	90,33
28	0,00	0,00	330,00	0,00	0,00	55,20
29	0,00	0,00	161,97	0,00	0,00	29,44
30	0,00	0,00	944,09	0,00	0,00	170,72
Total	21666,74	28262,62	29130,60	4898,88	4927,50	4927,50

Tabela E5 – indicadores econômicos totais no leilão MC, em \$

Período 1						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	0,00	0,00	1175,21	225,00	292,50	276,07
2	0,00	0,00	545,63	0,00	0,00	128,17
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	3657,50	3657,50	41,97	0,00	0,00	9,86
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	78,00	78,00	0,00	585,00	585,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	41,97	0,00	0,00	9,86
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	377,75	0,00	0,00	88,74
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	167,89	0,00	0,00	39,44
15	0,00	0,00	83,94	0,00	0,00	19,72
16	0,00	0,00	83,94	0,00	0,00	19,72
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	41,97	0,00	0,00	9,86
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	41,97	0,00	0,00	9,86
21	0,00	0,00	461,69	0,00	0,00	108,46
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	83,94	0,00	0,00	19,72
24	0,00	0,00	209,86	0,00	0,00	49,30
25	0,00	0,00	83,94	0,00	0,00	19,72
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	41,97	0,00	0,00	9,86
30	0,00	0,00	251,83	0,00	0,00	59,16
Total	3735,50	3735,50	3735,50	810,00	877,50	877,50

Tabela E6 – indicadores econômicos para o primeiro período no leilão MP, em \$

Período 2						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	0,00	0,00	2150,04	225,00	450,00	286,22
2	3660,00	3660,00	2221,70	0,00	0,00	295,76
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	430,01	0,00	0,00	57,24
5	1950,00	2700,00	501,67	0,00	0,00	66,78
6	0,00	0,00	716,68	0,00	0,00	95,41
7	0,00	0,00	322,51	0,00	0,00	42,93
8	1833,00	2538,00	430,01	0,00	0,00	57,24
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	179,17	0,00	0,00	23,85
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	537,51	0,00	0,00	71,55
13	0,00	0,00	0,00	135,00	135,00	0,00
14	0,00	0,00	215,00	0,00	0,00	28,62
15	1243,00	1243,00	179,17	688,50	765,00	23,85
16	0,00	0,00	143,34	0,00	0,00	19,08
17	0,00	0,00	143,34	0,00	0,00	19,08
18	0,00	0,00	71,67	0,00	0,00	9,54
19	0,00	0,00	143,34	0,00	0,00	19,08
20	0,00	0,00	71,67	0,00	0,00	9,54
21	0,00	0,00	645,01	0,00	0,00	85,87
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	107,50	0,00	0,00	14,31
24	0,00	0,00	322,51	0,00	0,00	42,93
25	0,00	0,00	143,34	0,00	0,00	19,08
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	71,67	0,00	0,00	9,54
30	0,00	0,00	394,17	0,00	0,00	52,47
Total	8686,00	10141,00	10141,00	1048,50	1350,00	1350,00

Tabela E7 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MP, em \$

Período 3						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	450,00	810,00	756,00	0,00	0,00	91,34
2	2160,00	2160,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	1620,00	0,00	0,00	195,72
4	0,00	0,00	324,00	0,00	0,00	39,14
5	1950,00	2700,00	378,00	0,00	0,00	45,67
6	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	65,24
7	0,00	0,00	243,00	0,00	0,00	29,36
8	0,00	0,00	324,00	877,50	877,50	39,14
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	135,00	0,00	0,00	16,31
11	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	65,24
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	405,00	0,00	0,00	48,93
14	0,00	0,00	162,00	0,00	0,00	19,57
15	1593,00	1593,00	135,00	0,00	0,00	16,31
16	0,00	0,00	108,00	0,00	0,00	13,05
17	0,00	0,00	108,00	0,00	0,00	13,05
18	0,00	0,00	54,00	0,00	0,00	6,52
19	0,00	0,00	108,00	0,00	0,00	13,05
20	0,00	0,00	54,00	0,00	0,00	6,52
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	81,00	0,00	0,00	9,79
24	0,00	0,00	243,00	0,00	0,00	29,36
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	108,00	0,00	0,00	13,05
27	0,00	0,00	486,00	0,00	0,00	58,72
28	0,00	0,00	297,00	0,00	0,00	35,88
29	0,00	0,00	54,00	0,00	0,00	6,52
30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	6153,00	7263,00	7263,00	877,50	877,50	877,50

Tabela E8 – indicadores econômicos para o terceiro período no leilão MP, em \$

Período 4						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	0,00	0,00	0,00	225,00	450,00	0,00
2	1301,21	1301,21	567,00	429,39	477,11	95,45
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	1950,00	2703,10	2081,39	0,00	0,00	350,00
6	0,00	0,00	784,77	0,00	0,00	131,82
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	1731,74	1731,74	0,00	50,63	77,90	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	944,58	0,00	0,00	159,09
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	406,29	0,00	0,00	68,18
13	0,00	0,00	0,00	345,00	345,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	1620,00	1627,26	298,33	0,00	0,00	50,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	216,03	0,00	0,00	36,36
18	0,00	0,00	54,15	0,00	0,00	9,09
19	0,00	0,00	108,18	0,00	0,00	18,18
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	538,88	0,00	0,00	90,91
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	1658,69	0,00	0,00	281,82
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00	0,00	332,07	0,00	0,00	59,09
Total	6602,95	7363,31	7990,36	1050,03	1350,00	1350,00

Tabela E9 – indicadores econômicos para o quarto período no leilão MP, em \$

Total						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	450,00	810,00	4081,25	675,00	1192,50	653,62
2	7121,21	7121,21	3334,34	429,39	477,11	519,39
3	0,00	0,00	1620,00	0,00	0,00	195,72
4	0,00	0,00	754,01	0,00	0,00	96,39
5	9507,50	11760,60	3003,03	0,00	0,00	472,31
6	0,00	0,00	2041,45	0,00	0,00	292,47
7	0,00	0,00	565,51	0,00	0,00	72,29
8	3642,74	4347,74	754,01	1513,13	1540,40	96,39
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	1300,72	0,00	0,00	209,11
11	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	65,24
12	0,00	0,00	1321,55	0,00	0,00	228,47
13	0,00	0,00	405,00	480,00	480,00	48,93
14	0,00	0,00	544,89	0,00	0,00	87,63
15	4456,00	4463,26	696,44	688,50	765,00	109,88
16	0,00	0,00	335,28	0,00	0,00	51,85
17	0,00	0,00	467,37	0,00	0,00	68,49
18	0,00	0,00	221,79	0,00	0,00	35,02
19	0,00	0,00	359,52	0,00	0,00	50,31
20	0,00	0,00	167,64	0,00	0,00	25,92
21	0,00	0,00	1645,58	0,00	0,00	285,23
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	272,45	0,00	0,00	43,82
24	0,00	0,00	2434,05	0,00	0,00	403,41
25	0,00	0,00	227,28	0,00	0,00	38,80
26	0,00	0,00	108,00	0,00	0,00	13,05
27	0,00	0,00	486,00	0,00	0,00	58,72
28	0,00	0,00	297,00	0,00	0,00	35,88
29	0,00	0,00	167,64	0,00	0,00	25,92
30	0,00	0,00	978,08	0,00	0,00	170,72
Total	25177,45	28502,81	29129,86	3786,03	4455,00	4455,00

Tabela E10 – indicadores econômicos totais no leilão MP, em \$

Caso 2.6

Período 1						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1500,00	1950,00	1359,53	0,00	0,00	171,53
2	0,00	0,00	2067,62	0,00	0,00	260,87
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	538,15	0,00	0,00	67,90
5	2914,49	2914,49	594,79	517,75	716,89	75,04
6	0,00	0,00	2265,88	0,00	0,00	285,88
7	0,00	0,00	396,53	0,00	0,00	50,03
8	3765,51	3765,51	509,82	67,25	93,11	64,32
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	169,94	0,00	0,00	21,44
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	254,91	0,00	0,00	32,16
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	113,29	0,00	0,00	14,29
15	1000,00	1000,00	141,62	405,00	405,00	17,87
16	0,00	0,00	56,65	0,00	0,00	7,15
17	0,00	0,00	141,62	0,00	0,00	17,87
18	0,00	0,00	56,65	0,00	0,00	7,15
19	0,00	0,00	169,94	0,00	0,00	21,44
20	0,00	0,00	28,32	0,00	0,00	3,57
21	0,00	0,00	311,56	0,00	0,00	39,31
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	56,65	0,00	0,00	7,15
24	0,00	0,00	141,62	0,00	0,00	17,87
25	0,00	0,00	56,65	0,00	0,00	7,15
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	28,32	0,00	0,00	3,57
30	0,00	0,00	169,94	0,00	0,00	21,44
Total	9180,00	9630,00	9630,00	990,00	1215,00	1215,00

Tabela E11 – indicadores econômicos para o primeiro período no leilão MC, em \$

Período 2						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1500,00	5700,00	4560,00	0,00	0,00	202,25
2	0,00	0,00	6954,00	0,00	0,00	308,43
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	1767,00	0,00	0,00	78,37
5	1950,00	5700,00	1938,00	0,00	0,00	85,96
6	0,00	0,00	5700,00	0,00	0,00	252,81
7	0,00	0,00	1311,00	0,00	0,00	58,15
8	3900,00	11400,00	1710,00	0,00	0,00	75,84
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	570,00	0,00	0,00	25,28
11	3078,00	3078,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	855,00	0,00	0,00	37,92
13	2400,00	2400,00	0,00	450,00	450,00	0,00
14	0,00	0,00	342,00	0,00	0,00	15,17
15	0,00	0,00	456,00	810,00	900,00	20,22
16	0,00	0,00	228,00	0,00	0,00	10,11
17	0,00	0,00	513,00	0,00	0,00	22,75
18	0,00	0,00	171,00	0,00	0,00	7,58
19	0,00	0,00	570,00	0,00	0,00	25,28
20	0,00	0,00	114,00	0,00	0,00	5,06
21	0,00	0,00	1026,00	0,00	0,00	45,51
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	171,00	0,00	0,00	7,58
24	0,00	0,00	513,00	0,00	0,00	22,75
25	0,00	0,00	228,00	0,00	0,00	10,11
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	114,00	0,00	0,00	5,06
30	0,00	0,00	627,00	0,00	0,00	27,81
Total	12828,00	28278,00	30438,00	1260,00	1350,00	1350,00

Tabela E12 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MC, em \$

Período 3						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1500,00	3000,00	1440,00	0,00	0,00	124,62
2	0,00	0,00	1800,00	0,00	0,00	155,77
3	0,00	0,00	1800,00	0,00	0,00	155,77
4	0,00	0,00	930,00	0,00	0,00	80,48
5	1950,00	3000,00	1020,00	0,00	0,00	88,27
6	0,00	0,00	3000,00	0,00	0,00	259,62
7	0,00	0,00	690,00	0,00	0,00	59,71
8	3900,00	6000,00	900,00	0,00	0,00	77,88
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	25,96
11	0,00	0,00	600,00	0,00	0,00	51,92
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	1800,00	1800,00	450,00	1350,00	1350,00	38,94
14	0,00	0,00	180,00	0,00	0,00	15,58
15	1620,00	1800,00	240,00	0,00	0,00	20,77
16	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	10,38
17	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	23,37
18	0,00	0,00	90,00	0,00	0,00	7,79
19	0,00	0,00	300,00	0,00	0,00	25,96
20	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	5,19
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	90,00	0,00	0,00	7,79
24	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	23,37
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	10,38
27	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	46,73
28	0,00	0,00	330,00	0,00	0,00	28,56
29	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	5,19
30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	10770,00	15600,00	15600,00	1350,00	1350,00	1350,00

Tabela E13 – indicadores econômicos para o terceiro período no leilão MC, em \$

Período 4						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1500,00	4590,10	918,02	0,00	0,00	49,27
2	0,00	0,00	3780,35	0,00	0,00	199,54
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	877,91	0,00	0,00	46,81
5	1950,00	4764,00	4621,08	0,00	0,00	238,96
6	0,00	0,00	5298,49	0,00	0,00	268,52
7	0,00	0,00	674,97	0,00	0,00	34,49
8	3843,33	3843,33	351,00	28,33	43,59	44,34
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	2455,88	0,00	0,00	98,54
11	1620,23	1620,23	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	450,00	0,00	0,00	36,95
13	1874,40	1874,40	0,00	1306,41	1306,41	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	1620,00	2635,14	614,87	0,00	0,00	34,49
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	1005,68	0,00	0,00	32,03
18	0,00	0,00	150,08	0,00	0,00	7,39
19	0,00	0,00	536,23	0,00	0,00	24,64
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	1199,52	0,00	0,00	49,27
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	3331,26	0,00	0,00	152,74
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00	0,00	620,44	0,00	0,00	32,03
Total	12407,96	19327,20	26885,77	1334,74	1350,00	1350,00

Tabela E14 – indicadores econômicos para o quarto período no leilão MC, em \$

Total						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	6000,00	15240,10	8277,55	0,00	0,00	547,66
2	0,00	0,00	14601,97	0,00	0,00	924,61
3	0,00	0,00	1800,00	0,00	0,00	155,77
4	0,00	0,00	4113,06	0,00	0,00	273,56
5	8764,49	16378,49	8173,87	517,75	716,89	488,23
6	0,00	0,00	16264,37	0,00	0,00	1066,83
7	0,00	0,00	3072,50	0,00	0,00	202,38
8	15408,84	25008,84	3470,82	95,58	136,70	262,39
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	3495,82	0,00	0,00	171,22
11	4698,23	4698,23	600,00	0,00	0,00	51,92
12	0,00	0,00	1559,91	0,00	0,00	107,04
13	6074,40	6074,40	450,00	3106,41	3106,41	38,94
14	0,00	0,00	635,29	0,00	0,00	45,04
15	4240,00	5435,14	1452,48	1215,00	1305,00	93,35
16	0,00	0,00	404,65	0,00	0,00	27,64
17	0,00	0,00	1930,30	0,00	0,00	96,01
18	0,00	0,00	467,72	0,00	0,00	29,91
19	0,00	0,00	1576,17	0,00	0,00	97,32
20	0,00	0,00	202,32	0,00	0,00	13,82
21	0,00	0,00	2537,08	0,00	0,00	134,08
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	317,65	0,00	0,00	22,52
24	0,00	0,00	4255,88	0,00	0,00	216,72
25	0,00	0,00	284,65	0,00	0,00	17,26
26	0,00	0,00	120,00	0,00	0,00	10,38
27	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	46,73
28	0,00	0,00	330,00	0,00	0,00	28,56
29	0,00	0,00	202,32	0,00	0,00	13,82
30	0,00	0,00	1417,38	0,00	0,00	81,28
Total	45185,96	72835,20	82553,77	4934,74	5265,00	5265,00

Tabela E15 – indicadores econômicos totais no leilão MC, em \$

Período 1						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1500,00	1950,00	1430,12	0,00	0,00	266,82
2	1500,00	1500,00	2174,97	405,00	405,00	405,79
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	566,09	0,00	0,00	105,62
5	3950,00	3950,00	625,68	0,00	0,00	116,74
6	0,00	0,00	2383,53	0,00	0,00	444,71
7	0,00	0,00	417,12	0,00	0,00	77,82
8	2730,00	2730,00	536,29	585,00	810,00	100,06
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	178,76	0,00	0,00	33,35
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	268,15	0,00	0,00	50,03
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	119,18	0,00	0,00	22,24
15	0,00	0,00	148,97	0,00	0,00	27,79
16	0,00	0,00	59,59	0,00	0,00	11,12
17	0,00	0,00	148,97	0,00	0,00	27,79
18	0,00	0,00	59,59	0,00	0,00	11,12
19	0,00	0,00	178,76	0,00	0,00	33,35
20	0,00	0,00	29,79	0,00	0,00	5,56
21	0,00	0,00	327,74	0,00	0,00	61,15
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	59,59	0,00	0,00	11,12
24	0,00	0,00	148,97	0,00	0,00	27,79
25	0,00	0,00	59,59	0,00	0,00	11,12
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	29,79	0,00	0,00	5,56
30	0,00	0,00	178,76	0,00	0,00	33,35
Total	9680,00	10130,00	10130,00	990,00	1215,00	1890,00

Tabela E16 – indicadores econômicos para o primeiro período no leilão MP, em \$

Período 2						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1500,00	2700,00	2309,81	0,00	0,00	202,25
2	2160,00	2160,00	3522,46	0,00	0,00	308,43
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	895,05	0,00	0,00	78,37
5	1950,00	2700,00	981,67	0,00	0,00	85,96
6	0,00	0,00	2887,27	0,00	0,00	252,81
7	0,00	0,00	664,07	0,00	0,00	58,15
8	3900,00	5400,00	866,18	0,00	0,00	75,84
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	288,73	0,00	0,00	25,28
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	433,09	0,00	0,00	37,92
13	0,00	0,00	0,00	1260,00	1260,00	0,00
14	0,00	0,00	173,24	0,00	0,00	15,17
15	2458,00	2458,00	230,98	81,00	90,00	20,22
16	0,00	0,00	115,49	0,00	0,00	10,11
17	0,00	0,00	259,85	0,00	0,00	22,75
18	0,00	0,00	86,62	0,00	0,00	7,58
19	0,00	0,00	288,73	0,00	0,00	25,28
20	0,00	0,00	57,75	0,00	0,00	5,06
21	0,00	0,00	519,71	0,00	0,00	45,51
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	86,62	0,00	0,00	7,58
24	0,00	0,00	259,85	0,00	0,00	22,75
25	0,00	0,00	115,49	0,00	0,00	10,11
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	57,75	0,00	0,00	5,06
30	0,00	0,00	317,60	0,00	0,00	27,81
Total	11968,00	15418,00	15418,00	1341,00	1350,00	1350,00

Tabela E17 – indicadores econômicos para o segundo período no leilão MP, em \$

Período 3						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1500,00	2700,00	1296,00	0,00	0,00	124,62
2	2160,00	2160,00	1620,00	0,00	0,00	155,77
3	0,00	0,00	1620,00	0,00	0,00	155,77
4	0,00	0,00	837,00	0,00	0,00	80,48
5	1950,00	2700,00	918,00	0,00	0,00	88,27
6	0,00	0,00	2700,00	0,00	0,00	259,62
7	0,00	0,00	621,00	0,00	0,00	59,71
8	3900,00	5400,00	810,00	0,00	0,00	77,88
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	25,96
11	0,00	0,00	540,00	0,00	0,00	51,92
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	0,00	0,00	405,00	1050,00	1050,00	38,94
14	0,00	0,00	162,00	0,00	0,00	15,58
15	1080,00	1080,00	216,00	270,00	300,00	20,77
16	0,00	0,00	108,00	0,00	0,00	10,38
17	0,00	0,00	243,00	0,00	0,00	23,37
18	0,00	0,00	81,00	0,00	0,00	7,79
19	0,00	0,00	270,00	0,00	0,00	25,96
20	0,00	0,00	54,00	0,00	0,00	5,19
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	81,00	0,00	0,00	7,79
24	0,00	0,00	243,00	0,00	0,00	23,37
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	108,00	0,00	0,00	10,38
27	0,00	0,00	486,00	0,00	0,00	46,73
28	0,00	0,00	297,00	0,00	0,00	28,56
29	0,00	0,00	54,00	0,00	0,00	5,19
30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	10590,00	14040,00	14040,00	1320,00	1350,00	1350,00

Tabela E18 – indicadores econômicos para o terceiro período no leilão MP, em \$

Período 4						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	1500,00	4590,10	918,02	0,00	0,00	32,03
2	2160,00	3733,68	3780,35	0,00	0,00	129,70
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	877,91	0,00	0,00	30,42
5	0,00	0,00	4621,08	877,50	877,50	155,32
6	0,00	0,00	5298,49	0,00	0,00	174,54
7	0,00	0,00	674,97	0,00	0,00	22,42
8	3836,94	3836,94	351,00	0,00	0,00	28,82
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	2455,88	0,00	0,00	64,05
11	2521,45	2521,45	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	450,00	0,00	0,00	24,02
13	2009,94	2009,94	0,00	0,00	0,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	1620,00	2635,14	614,87	0,00	0,00	22,42
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	1005,68	0,00	0,00	20,82
18	0,00	0,00	150,08	0,00	0,00	4,80
19	0,00	0,00	536,23	0,00	0,00	16,01
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	1199,52	0,00	0,00	32,03
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	3331,26	0,00	0,00	99,28
25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00	0,00	620,44	0,00	0,00	20,82
Total	13648,33	19327,25	26885,77	877,50	877,50	877,50

Tabela E19 – indicadores econômicos para o quarto período no leilão MP, em \$

Total						
Barra	Energia			Reserva		
	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)	Custo (\$)	Receita (\$)	Pagamento (\$)
1	6000,00	11940,10	5953,95	0,00	0,00	625,71
2	7980,00	9553,68	11097,79	1080,00	1080,00	999,69
3	0,00	0,00	1620,00	0,00	0,00	155,77
4	0,00	0,00	3176,05	0,00	0,00	294,89
5	7850,00	9350,00	7146,43	877,50	877,50	446,28
6	0,00	0,00	13269,29	0,00	0,00	1131,67
7	0,00	0,00	2377,16	0,00	0,00	218,10
8	14366,94	17366,94	2563,47	585,00	810,00	282,61
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	3193,37	0,00	0,00	148,65
11	2521,45	2521,45	540,00	0,00	0,00	51,92
12	0,00	0,00	1151,24	0,00	0,00	111,97
13	2009,94	2009,94	405,00	2310,00	2310,00	38,94
14	0,00	0,00	454,41	0,00	0,00	52,98
15	5158,00	6173,14	1210,82	351,00	390,00	91,21
16	0,00	0,00	283,08	0,00	0,00	31,61
17	0,00	0,00	1657,50	0,00	0,00	94,73
18	0,00	0,00	377,28	0,00	0,00	31,29
19	0,00	0,00	1273,72	0,00	0,00	100,61
20	0,00	0,00	141,54	0,00	0,00	15,81
21	0,00	0,00	2046,96	0,00	0,00	138,68
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	227,21	0,00	0,00	26,49
24	0,00	0,00	3983,08	0,00	0,00	173,19
25	0,00	0,00	175,08	0,00	0,00	21,23
26	0,00	0,00	108,00	0,00	0,00	10,38
27	0,00	0,00	486,00	0,00	0,00	46,73
28	0,00	0,00	297,00	0,00	0,00	28,56
29	0,00	0,00	141,54	0,00	0,00	15,81
30	0,00	0,00	1116,80	0,00	0,00	81,98
Total	45886,33	58915,25	66473,77	4528,50	4792,50	5467,50

Tabela E20 – indicadores econômicos totais no leilão MP, em \$

Anexo F – Fluxos nas linhas IEEE 30

Caso 2.5

Linha	Fmax (MW)	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	F4 (MW)
1	130	32,42	35,565	21,818	41,592
2	130	2,838	-4,381	19,356	0
3	130	-7,605	-18,482	4,366	-14,684
4	170	2,836	-4,385	-40,646	-0,004
5	130	-20,018	-40,663	-32,781	-6,766
6	130	-12,94	-27,266	-9,747	-17,944
7	130	-25,911	-44,175	-62,442	-18,366
8	100	13,981	25,336	33,219	-3,766
9	85	0,018	-2,336	-10,219	17,766
10	150	-80,083	-145,285	-143,27	-150
11	65	-23,366	-13,337	-12,717	-8,4
12	320	-1,76	3,974	0,399	6,794
13	106	-59	-59	-39	-59
14	70	35,634	45,663	26,283	50,6
15	130	-0,37	-5,81	-12,726	-15,318
16	80		-59	-30	-78,451
17	32	-0,248	8,68	4,508	6,813
18	150	-7,018	21,504	6,739	24,118
19	20	-2,098	8,011	6,03	17,214
20	14	-4,248	2,68	-1,492	6,813
21	130	-4,1	4,014	2,024	17,218
22	100	2,688	5,741	7,306	12,609
23	16	0,688	2,743	4,307	9,61
24	32	-5,312	-7,257	-5,693	-0,39
25	32	6,312	9,257	7,693	0,39
26	32	9,1	4,986	6,976	-4,218
27	60	8,711	17,386	1,269	14,949
28	32	3,758	8,024	0,755	6,294
29	32	-2,29	-0,615	1,268	-5,052
30	56	-17,18	9,045	-8,159	8,549
31	116	-7,655	3,747	0,544	21,71

32	160	5,943	-2,289	7,39	26,123
33	80	1,289	-0,08	6,94	-6,164
34	80	0		3,999	
35	100	-0,726	-4,094	2,928	-6,173
36	65	1,772	-10,21	-9,306	-15,035
37	16	-0,7	3,123	-1,729	3,628
38	86	-1,78	3,012	-4,021	5,251
39	16	-1,7	1,123	-3,729	3,628
40	32	11,917	24,715	26,73	26,549
41	82	-13,682	-14,492	-6,416	-11,507

Tabela F.1 – fluxos no leilão MC, em MW

Linha	Fmax (MW)	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	F4 (MW)
1	130	13,766	-22,043	16,652	16,749
2	130	-2,622	-11,639	38,306	1,572
3	130	-8,409	-7,975	31,823	-3,793
4	170	-2,624	-11,643	-21,697	1,569
5	130	-35,903	-39,978	-18,085	-2,904
6	130	-14,905	-19,075	22,924	-9,351
7	130	-31,344	-51,969	-32,105	-25,985
8	100	28,096	29,022	47,915	0,096
9	85	-14,096	-6,022	-24,915	13,904
10	150	-79,816	-145,577	-62,179	-150
11	65	-19,943	-9,807	-21,878	-5,856
12	320	0,196	5,986	-4,842	8,243
13	106	-59	-59	-39	-59
14	70	39,057	49,193	17,122	53,144,
15	130	3,632	11,654	-13,426	3,368
16	80			15	
17	32	0,709	1,273	-4,839	-4,313
18	150	-3,361	-4,712	-26,352	-15,269
19	20	-2,443	0,09	2,761	7,958
20	14	-3,291	-4,727	-10,839	-4,313
21	130	-4,445	-3,908	-1,245	7,961
22	100	1,731	5,243	11,698	13,831
23	16	-0,269	2,244	8,699	10,832
24	32	-6,269	-7,755	-1,301	0,832

25	32	7,269	9,755	3,301	-0,832
26	32	9,445	12,908	10,245	5,039
27	60	11,261	15,584	-7,025	12,432
28	32	5,288	6,948	-4,215	4,79
29	32	0,26	-2,417	-7,026	-7,569
30	56	-13,004	-12,394	4,648	16,313
31	116	-6,092	-4,81	4,869	23,491
32	160	2,511	5,58	8,276	23,578
33	80	-0,58	-0,228		-6,934
34	80			3,999	
35	100	-2,592	-4,24	8,137	-6,946
36	65	0,437	-8,758	-7,43	-16,141
37	16	-0,916	2,473	-0,369	3,768
38	86	-2,095	2,063	-2,052	5,448
39	16	-1,916	0,473	-2,369	3,768
40	32	12,184	24,423	13,821	26,807
41	82	-12,614	-15,66	4,609	-10,663

Tabela F.2 – fluxos no leilão MP, em MW

Caso 2.6

Linha	Fmax (MW)	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	F4 (MW)
1	130	16,396	40,46	49,512	62,149
2	130	-6,234	-2,314	33,228	10,829
3	130	-14,224	-17,411	13,36	-7,29
4	170	-6,236	-2,318	-26,774	10,825
5	130	-20,144	-39,477	-26,983	-2,685
6	130	-22,22	-24,63	3,153	-8,862
7	130	-39,562	-36,867	-42,642	-8,941
8	100	5,753	26,523	39,017	0,315
9	85	8,247	-3,523	-16,017	13,685
10	150	-150	-143,527	-140,824	-150
11	65	10,352	-11,227	11,37	4,4
12	320	5,92	4,198	2,574	8,101
13	106	0	-54	20	-28,425
14	70	10,352	42,773	-8,63	32,825
15	130	5,62	-11,807	-21,931	-16,1

16	80	0	-80	-45	-62,48
17	32	0,045	11,059	3,725	2,511
18	150	-5,986	29,922	3,955	8,879
19	20	2,567	12,212	15,391	20
20	14	-3,955	5,059	-2,275	2,511
21	130	0,571	8,22	11,391	20,009
22	100	5,958	7,142	14,867	17,834
23	16	3,958	4,144	11,868	14,835
24	32	-2,042	-5,856	1,868	4,835
25	32	3,042	7,856	0,132	-4,835
26	32	4,429	0,78	-2,391	-7,009
27	60	2,684	19,226	-8,59	9,685
28	32	0,138	9,127	-5,164	3,136
29	32	-8,316	1,225	-8,591	-10,316
30	56	-17,166	18,387	38,53	42,246
31	116	-6,186	12,644	19,426	37,283
32	160	12,53	0,065	-0,245	21,991
33	80	1,345	3,712	10,181	-2,729
34	80	0		3,999	0
35	100	-0,669	-0,299	6,172	-2,738
36	65	-8,764	-19,006	-21,541	-26,059
37	16	3,621	8,26	4,585	9,528
38	86	4,49	10,463	5,141	13,809
39	16	2,621	6,26	2,585	9,528
40	32	25,103	26,473	29,176	29,094
41	82	-16,332	-7,455	3,372	-3,029

Tabela F.3 – fluxos no leilão MC, em MW

Linha	Fmax (MW)	F1 (MW)	F2 (MW)	F3 (MW)	F4 (MW)
1	130	8,829	3,791	-12,616	59,51
2	130	-3,223	1,453	23,552	17,11
3	130	-7,48	0,621	22,192	2,138
4	170	-3,225	1,449	36,45	17,106
5	130	-42,899	-31,633	-24,179	52,881
6	130	-13,777	-7,183	9,381	3,496
7	130	-30,232	-35,003	-52,14	6,623
8	100	36,101	34,367	41,821	-44,119
9	85	-22,101	-11,367	-18,821	58,119

10	150	-104,215	-143,647	-141,688	-150
11	65	7,936	13,188	13,822	-7,381
12	320	4,539	7,537	3,97	4,471
13	106	0		20	-44,236
14	70	7,936	13,188	-6,178	36,855
15	130	3,385	4,793	-4,717	-21,519
16	80	0		15	-66,998
17	32	-0,533	-1,795	-3,795	2,312
18	150	-8,035	-15,584	-22,656	8,177
19	20	2,955	7,169	6,729	20
20	14	-4,533	-7,795	-9,795	2,312
21	130	0,959	3,177	2,729	20,009
22	100	6,669	12,771	13,899	17,985
23	16	4,67	9,772	10,9	14,986
24	32	-1,33	-0,228	0,9	4,986
25	32	2,33	2,228	1,1	-4,986
26	32	4,041	5,823	6,271	-7,009
27	60	1,001	3,203	-12,212	10,014
28	32	-0,871	-0,483	-7,332	3,335
29	32	-9,999	-14,798	12,213	-9,987
30	56	-19,725	12,059	-8,586	41,48
31	116	-6,93	5,759	1,498	38,049
32	160	15,036	7,956	19,231	23,513
33	80	3,108	4,713	11,731	-0,441
34	80			3,999	0
35	100	1,099	0,702	7,724	-0,452
36	65	-7,58	-18,415	-17,235	-24,649
37	16	3,86	8,428	3,463	9,882
38	86	4,835	10,704	3,507	14,323
39	16	2,86	6,428	1,463	9,882
40	32	17,785	26,353	28,312	28,766
41	82	-10,198	-7,934	-0,078	-4,119

Tabela F.4 – fluxos no leilão MP, em MW