

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”  
Faculdade de Engenharia

**Modelo de Leilão de Energia Multiperíodo com  
Representação Linearizada da Transmissão e da  
Coordenação com o Médio Prazo para Sistemas  
Hidrotérmicos**

**Gabriela Fernanda Bregadioli**

Bauru – SP  
Junho – 2015



Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”  
Faculdade de Engenharia

**Modelo de Leilão de Energia Multiperíodo com Representação  
Linearizada da Transmissão e da Coordenação com o Médio  
Prazo para Sistemas Hidrotérmicos**

**Gabriela Fernanda Bregadioli**

**Orientadora: Prof<sup>a</sup> Adj. Edméa Cássia Baptista**

**Co-Orientador: Prof. Adj. Leonardo Nepomuceno**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” – Campus de Bauru, como um dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Bauru – SP

Junho – 2015

Bregadioli, Gabriela Fernanda

Modelo de Leilão de Energia Multiperíodo com Representação Linearizada da Transmissão e da Coordenação com o Médio Prazo para Sistemas Hidrotérmicos / Gabriela Fernanda Bregadioli, 2015  
127f.

Orientadora: Edméa Cássia Baptista.


Co-Orientador: Leonardo Nepomuceno.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2015

1. Leilão monoperiódo. 2. Leilão multiperiódo. 3. Mercados de energia. 4. Sistemas termoelétricos. 5. Sistemas hidroelétricos. 6. Coordenação. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

**ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE GABRIELA FERNANDA BREGADIOLI, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DO(A) FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU.**

Ao 01 dia do mês de junho do ano de 2015, às 09:00 horas, no(a) Anfiteatro da Seção Técnica de Pós-graduação da Faculdade de Engenharia de Bauru, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Profa. Dra. EDMEA CASSIA BAPTISTA do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru, Profa. Dra. EDILAINE MARTINS SOLER do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru, Prof. Dr. GUILHERME GUIMARÃES LAGE do(a) Engenharia Elétrica/UFSCAR/São Carlos, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de GABRIELA FERNANDA BREGADIOLI, intitulada "MODELO DE LEILÃO DE ENERGIA MULTIPERÍODO COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO E DA COORDENAÇÃO COM O MÉDIO PRAZO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS". Após a exposição, a discente foi arguida oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADA. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que, após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

  
Profa. Dra. EDMEA CASSIA BAPTISTA

  
Profa. Dra. EDILAINE MARTINS SOLER

  
Prof. Dr. GUILHERME GUIMARÃES LAGE



PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO TÍTULO

A COMISSÃO EXAMINADORA PROPÕE A ALTERAÇÃO DO TÍTULO DO TRABALHO DA ALUNA:  
**GABRIELA FERNANDA BREGADIOLI**

DE: "MODELO DE LEILÃO DE ENERGIA MULTIPERÍODO COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO  
E DA COORDENAÇÃO COM O MÉDIO PRAZO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS"

PARA:

MODELO DE LEILÃO DE ENERGIA MULTIPERÍODO COM REPRESENTAÇÃO  
LINEARIZADA DA TRANSMISSÃO E DA COORDENAÇÃO COM O MÉDIO PRAZO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Bauru, 01 de junho de 2015.



Prof.ª. Dr.ª. Edmea Cassia Baptista  
Orientadora





# Agradecimentos

Primeiramente, à Deus acima de tudo e de todos, pois mesmo quando me esqueci de Ti, Tu nunca me abandonaste.

Aos meus pais, Cleide e Jair, e à minha irmã Marcela, por sempre me apoiarem, incentivarem e compreenderem meus momentos de ausência.

À professora Edméa Cássia Baptista, pela orientação e ensinamentos transmitidos, e por todo apoio, amizade e compreensão. Uma palavra certa, dita no momento certo, faz toda a diferença.

Ao professor Leonardo Nepomuceno, também pela orientação e ensinamentos transmitidos, por todo apoio, amizade e compreensão e pelo desafio proposto que deu novos rumos a este trabalho de mestrado.

Ao professor Antonio Roberto Balbo, por apresentar os caminhos da otimização, por todos os ensinamentos e contribuições, e pelo bom e velho café de sempre.

À professora Edilaine Martins Soler e ao professor Guilherme Guimarães Lage, por aceitarem o convite para participar das bancas de avaliações e pelas contribuições dadas a este trabalho.

Aos meus eternos colegas de “trinca”, Elis e Diego, pelo companheirismo na vida e nos estudos.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, funcionários da Seção Técnica de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia e colegas do LOEESP.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes), pelo apoio financeiro.

A todos os que, direta ou indiretamente, estiveram comigo nesta caminhada.



*"Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota."*

---

Madre Teresa de Calcutá



# Resumo

Os modelos de leilão tradicionalmente utilizados em mercados de energia de sistemas hidrotérmicos consistem em modelos monoperíodo. Estes modelos não consideram em sua formulação a representação detalhada das restrições associadas ao sistema de geração termoelétrica e à rede de transmissão, bem como a coordenação com o médio prazo para a geração hidroelétrica. A representação destas características é então feita através de ajustes posteriores, *ex post*, a fim de garantir que os limites técnico-operacionais dos sistemas de geração e transmissão sejam respeitados. Tais ajustes geram ineficiências econômicas e subsídios cruzados. Assim, o objetivo deste trabalho é propor um modelo de leilão multiperíodo com representação da transmissão para sistemas hidrotérmicos. Este modelo, além de incorporar em sua formulação a representação precisa das restrições intertemporais e da transmissão, também considera a coordenação das gerações hidro e termoelétricas com o médio prazo, a fim de assegurar a menor complementação termoelétrica no presente e no futuro. Três abordagens de coordenação entre o curto e médio prazo são apresentadas: coordenação primal, dual e primal-dual. Para a validação do modelo de leilão proposto neste trabalho, testes computacionais foram realizados com o sistema 24 barras IEEE RTS-1996 para um caso base, o qual desconsidera a coordenação entre o curto e o médio prazo, e, posteriormente, para os casos que incluem a coordenação com o médio prazo.

**Palavras-chave:** Leilão monoperíodo, leilão multiperíodo, mercados de energia, sistemas termoelétricos, sistemas hidroelétricos, coordenação.



# Abstract

The auction models traditionally used in energy markets for hydrothermal systems consist in single-period models. The formulation of these models usually does not represent the thermal constraints and network constraints, and it also does not consider the coordination between short and medium-term for hydrothermal generation. The representation of these features is made by ex post adjustments in order to ensure that the technical and operational limits of the generation and transmission systems are guaranteed. Such adjustments generate economic inefficiencies and cross-subsidies. The goal of this work is to propose a multiperiod auction model for hydrothermal systems. This model incorporates the accurate representation of inter-temporal constraints and network constraints, and it also considers the coordination between short and medium-term schedulings in order to ensure the lower thermal complementation in the present and in the future. Three coordinating approaches between the short and medium term schedulings are presented: primal, dual and primal-dual coordination. For the validation of the auction model proposed in this work, computational tests are carried out with the IEEE 24 bus RTS-1996 system, for a base case, which does not consider the coordination between short and medium-term schedulings, and later for the cases that include the coordination in the medium-term scheduling.

**Key-words:** Single-period auction, multiperiod auction, electricity market, hydrothermal systems, thermal systems, coordination.





# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Estrutura de Mercados de Energia</b>	<b>5</b>
2.1	Introdução . . . . .	5
2.2	Estrutura Básica de Mercados de Energia . . . . .	8
2.2.1	Modelos Econômicos para Mercados de Energia . . . . .	8
2.2.1.1	Mercado <i>Pool</i> . . . . .	8
2.2.1.2	Contratos Bilaterais . . . . .	9
2.2.1.3	Modelos Híbridos . . . . .	9
2.2.2	Principais Agentes do Mercado . . . . .	9
2.2.2.1	Operador Independente do Sistema (OIS) . . . . .	10
2.2.2.2	Operador de Mercado (OM) . . . . .	10
2.2.2.3	Companhias Geradoras . . . . .	10
2.2.2.4	Companhias de Transmissão . . . . .	11
2.3	Planejamento da Geração em Mercados de Energia . . . . .	11
2.3.1	Modelos de Leilão para Sistemas Termoelétricos . . . . .	11
2.3.1.1	Leilões Monoperíodo . . . . .	11
2.3.1.2	Leilões Multiperíodo . . . . .	13
2.3.1.3	Representação da Rede de Transmissão . . . . .	13
2.3.2	Modelos de Leilão para Sistemas Hidrotérmicos . . . . .	14
2.4	Mercado Brasileiro . . . . .	15
2.4.1	Breve Histórico do Desenvolvimento do Setor Elétrico . . . . .	15
2.4.2	O Modelo Atual do Mercado de Energia . . . . .	16

2.4.3	Os Principais Agentes de Mercado . . . . .	17
2.4.3.1	O Operador Nacional do Sistema (ONS) . . . . .	17
2.4.3.2	A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) . . . . .	18
2.4.3.3	Consumidores . . . . .	18
2.4.3.4	Empresas Comercializadoras . . . . .	18
2.4.3.5	Empresas Distribuidoras . . . . .	19
2.4.3.6	Companhias de Transmissão . . . . .	19
2.4.4	Deficiências Econômicas do Modelo Atual de Comercialização de Energia no Brasil . . . . .	19
<b>3</b>	<b>Representação da Transmissão em Modelos de Leilão do Dia Seguinte</b>	<b>21</b>
3.1	Nomenclatura . . . . .	21
3.2	Introdução . . . . .	24
3.3	O Procedimento de Despacho da Geração Baseado em Leilão . . . . .	25
3.3.1	O Leilão de Energia . . . . .	25
3.3.2	A Gestão de Congestionamento . . . . .	27
3.3.3	A Alocação de Custos das Perdas na Transmissão . . . . .	29
3.4	O Fluxo de Potência Ótimo (FPO) . . . . .	30
3.5	Resultados Numéricos . . . . .	32
3.6	Conclusões . . . . .	43
<b>4</b>	<b>Formulação Linearizada das Restrições de Rede</b>	<b>45</b>
4.1	Nomenclatura . . . . .	45
4.2	Introdução . . . . .	47
4.3	Modelo de Leilão Monoperíodo com Representação Não Linear da Transmissão . . . . .	48
4.4	A Linearização da Função Quadrática de Perdas de Potência nas Linhas de Transmissão . . . . .	49
4.4.1	A Aproximação Linear por Partes - ALP . . . . .	49
4.4.2	A Aproximação Linear Dinâmica por Partes - ALDP . . . . .	53
4.5	Resultados . . . . .	54
4.6	Conclusões . . . . .	60

---

<b>5</b>	<b>Modelo de Leilão Multiperíodo com Representação da Transmissão para Sistemas Hidrotérmicos</b>	<b>61</b>
5.1	Nomenclatura . . . . .	61
5.2	Introdução . . . . .	64
5.3	Coordenação entre o Curto e Médio Prazo . . . . .	65
5.4	Formulação . . . . .	67
5.4.1	A Função Objetivo . . . . .	68
5.4.2	As Restrições de Rede . . . . .	68
5.4.3	As Restrições Termoelétricas . . . . .	70
5.4.3.1	Os Limites de Geração . . . . .	70
5.4.3.2	A Máxima Potência Disponível e os Limites de Rampa . . . . .	71
5.4.3.3	O Mínimo Tempo de Operação . . . . .	71
5.4.3.4	O Mínimo Tempo de Desligamento . . . . .	72
5.4.3.5	As Restrições Lógicas . . . . .	72
5.4.4	O Limite de Potência da Demanda . . . . .	73
5.4.5	A Coordenação entre o Curto e o Médio Prazo . . . . .	73
5.4.5.1	Coordenação Primal . . . . .	73
5.4.5.2	Coordenação Dual . . . . .	73
5.4.5.3	Coordenação Primal-Dual . . . . .	74
5.5	Resultados Numéricos . . . . .	74
5.6	Conclusões . . . . .	82
<b>6</b>	<b>Considerações Finais e Trabalhos Futuros</b>	<b>85</b>
<b>7</b>	<b>Trabalhos Publicados</b>	<b>89</b>
	<b>Bibliografia</b>	<b>90</b>
<b>A</b>	<b>Dados do Sistema IEEE 24 Barras RTS-1996</b>	<b>99</b>



# Lista de Figuras

2.1	Representação do equilíbrio de mercado pela intersecção entre as curvas de oferta de geração e lance de consumo no intervalo $t$ . . . . .	12
3.1	Sistema 24 barras IEEE RTS-1996 . . . . .	33
3.2	Despacho da geração para cada uma das etapas do procedimento de leilão .	35
3.3	Receita da geração para cada uma das etapas do procedimento de leilão . .	37
3.4	Pagamento da demanda para cada uma das etapas do procedimento de leilão	38
3.5	Preço por barra obtidos no procedimento de leilão e no FPO . . . . .	40
3.6	Receita final de cada gerador nos procedimentos de leilão e de FPO . . . .	42
3.7	Pagamento por demanda obtidos no procedimento de leilão e no FPO . . .	43
4.1	Aproximação linear por partes da função de perdas . . . . .	50
4.2	Aproximação linear dinâmica por partes da função de perdas . . . . .	53
4.3	Convergência das técnicas ALP e ALDP em termos de perdas total . . . .	55
4.4	Convergência das técnicas de aproximação linear ALP e ALDP em termos de função objetivo . . . . .	56
5.1	Geração total para cada período do horizonte de mercado-Caso base . . . .	76
5.2	Participação hidroelétrica e termoelétrica em cada período do horizonte do mercado . . . . .	79
5.3	Participação hidroelétrica e termoelétrica em relação ao tempo . . . . .	80
5.4	Variação do preço nodal mínimo e máximo por intervalo de tempo . . . . .	80
5.5	Variação do preço nodal mínimo e máximo por barra . . . . .	81
5.6	Variação do preço médio nodal por intervalo de tempo e por barra . . . . .	82



# Lista de Tabelas

3.4	Resultado para o procedimento de leilão em três etapas-Geração (MW) . . .	34
3.5	Resultado para o procedimento de leilão em três etapas-Receita da Geração (\$/h) . . . . .	36
3.6	Resultado para o procedimento de leilão em três etapas-Pagamento da Demanda por Barra (\$/h) . . . . .	37
3.7	Comparação entre o preço de equilíbrio de mercado e o preço marginal local por barra (\$/MWh) . . . . .	39
3.8	Comparação entre as receitas da geração obtidas no procedimento de leilão em três etapas e no FPO (\$/h) . . . . .	41
3.9	Comparação entre os pagamentos da demanda obtidos no procedimento de leilão em três etapas e no FPO (\$/h) . . . . .	42
4.5	Perdas em cada linha de transmissão do sistema para os modelos de leilão não linear e lineares . . . . .	57
4.6	Ângulo de tensão, demanda e preço por barra do sistema de transmissão para os casos Não Linear (NL), ALP e LDP . . . . .	58
4.7	Produção de cada gerador do sistema para os casos Não Linear (NL), ALP e LDP . . . . .	59
5.4	Variação da demanda durante o horizonte de mercado em cada um dos casos de estudo . . . . .	77
5.5	Variação das perdas durante o horizonte de mercado em cada um dos casos de estudo . . . . .	78

5.6	Função objetivo, número de restrições, variáveis totais, variáveis binárias, iterações e tempo computacional para cada um dos modelos de leilão . . . . .	80
A.1	Preço (\$ /MWh) e saída de potência máxima (MW) dos blocos de geração . . . . .	99
A.2	Preço (\$ /MWh) e entrada de potência máxima (MW) dos blocos de demanda . . . . .	100
A.3	Dados de linha . . . . .	101
A.4	Preço de redespacho dos geradores . . . . .	102
A.5	Limites de rampa de partida, parada, acréscimo e decréscimo de geração . . . . .	102
A.6	Mínimo tempo desligado e ligado para cada gerador . . . . .	102
A.7	Número de períodos que cada gerador deve permanecer ligado ou desligado no início do horizonte de mercado . . . . .	103



## Introdução

O aumento da demanda energética e a crise mundial do petróleo na década de 70 impulsionaram grandes mudanças no setor elétrico mundial, o que levou os países a repensarem seus modelos energéticos e a buscarem meios que possibilitassem maior eficiência em seus sistemas elétricos. O desenvolvimento de novas tecnologias e melhorias no processo de geração termoelétrica proporcionaram maior eficiência aos geradores (HYMAN et al., 2000) e possibilitaram que as pequenas unidades geradoras operassem sob um custo marginal de produção inferior ao custo marginal dos grandes produtores de energia. Desta forma, grupos de pequenos geradores passaram a competir com as grandes unidades geradoras, e o chamado ambiente regulado, não competitivo, verticalmente integrado e fortemente regulado pelo Estado, deu espaço à desregulamentação, desverticalização e implantação dos mercados de energia (HYMAN et al., 2000), o que possibilitou a redução dos custos de produção e dos custos finais pagos pelos consumidores (STOFT, 2002).

Após a implantação dos mercados de energia, o despacho de geração, que antes era formulado com base em abordagens baseadas no Fluxo de Potência Ótimo (FPO), passou a ser formulado com base em modelos de leilão de energia (ZHAO et al., 2008). Em um leilão de energia, consumidores e geradores ofertam lances de compra e venda de energia no mercado *pool*, os quais o Operador de Mercado (OM) avalia e determina um ponto de equilíbrio entre os interesses dos agentes de mercado. Nestes modelos de leilão de energia, alguns aspectos devem ser considerados, como a transparência dos resultados para os participantes do mercado e a simplicidade na implementação e compreensão do modelo, bem como a satisfação das restrições técnicas e operacionais dos sistemas de geração e transmissão.

A estrutura mais simples para um modelo de leilão de energia, chamado de leilão monopérido, consiste em obter, de forma não integrada e para cada intervalo de tempo do dia seguinte, o preço de equilíbrio de mercado, o despacho da geração e a demanda correspondentes, através da intersecção das curvas agregadas de geração e demanda. Contudo, tais modelos geralmente não consideram em sua formulação os limites técnicos e operacionais do sistema de transmissão e ajustes posteriores, *ex post*, são necessários para garantir a segurança e confiabilidade do sistema.

Uma estrutura de leilão como esta é utilizada na Espanha (GONZÁLEZ & BASAGOITI, 1999) e consiste em um procedimento de leilão realizado em três etapas. A primeira etapa consiste em resolver um modelo de leilão escrito como um problema de otimização linear inteira-mista em que a representação da transmissão é desprezada, em nome da transparência e simplicidade de resolução. O despacho da geração obtido nesta primeira etapa, geralmente não é factível com relação aos congestionamentos, e também não representa as perdas na transmissão. Para garantir a segurança e confiabilidade do sistema, uma segunda etapa do problema prevê um leilão de ajustes envolvendo as unidades geradoras para resolver os problemas de congestionamento na transmissão. Por fim, uma terceira etapa envolve a alocação dos custos das perdas na transmissão entre os agentes de mercado.

Este procedimento de leilão, realizado em três etapas é analisado em CONEJO et al. (2003b), o qual conclui que apesar de ser computacionalmente simples, a realização de sucessivos ajustes *ex post* pode produzir discrepâncias nos resultados, os tornando economicamente desvantajosos, quando comparados aos resultados obtidos a partir de modelos de despacho da geração que já incorporam a representação da transmissão em sua formulação, como é o caso de modelos baseados na formulação de um problema de FPO.

A resolução de modelos de leilão que incorporam a representação da transmissão em sua formulação, devido a presença de restrições não lineares, além de apresentar uma dificuldade computacional maior, pode resultar em soluções diferentes, o que é inviável do ponto de vista da transparência que deve existir nos mercados de energia. Comumente, técnicas de aproximação linear são aplicadas a tais restrições (MOTTO et al., 2002; SANTOS & DINIZ, 2011), a fim de torná-las lineares e permitir o emprego de uma técnica de resolução que trate a linearidade, em nome da transparência e simplicidade de compreensão e implementação de tais modelos.

Uma estrutura mais complexa do modelo de leilão, chamada de leilão multiperíodo, incorpora em sua formulação, além das restrições relacionadas ao sistema de transmissão, um conjunto de restrições intertemporais, de forma que o despacho de geração não é obtido de forma separada para cada intervalo de tempo do dia seguinte, mas sim através de um modelo que introduz em sua formulação restrições de rampa, tempo mínimo de operação ou desligamento de um gerador, máxima potência disponível, entre outros. A formulação matemática de um modelo de leilão multiperíodo é dada por um problema de otimização linear inteira-mista.

Os modelos de leilão de energia multiperíodo propostos na literatura (MOTTO et al., 2002; LINO et al., 2003; ZHAO et al., 2008) são formulados com base em sistemas elétricos cuja principal fonte de produção de energia são as usinas termoelétricas. Contudo, em países em que matriz energética é essencialmente hidroelétrica, a produção de energia não depende apenas dos limites técnicos e operacionais dos sistemas de geração e transmissão, mas também da disponibilidade de recursos hídricos.

Em sistemas de geração hidrotérmicos, como é o caso do sistema brasileiro, a geração de origem hidroelétrica tem custo de combustível nulo<sup>1</sup>, enquanto a geração de origem termoelétrica tem custo de combustível elevado (SOARES FILHO, 1987). Em virtude disso, a geração termoelétrica é acionada apenas para complementar a geração hidroelétrica.

Os recursos hidroenergéticos, representados pela água armazenada nos reservatórios, são limitados. A sua disponibilidade num dado momento depende do grau de sua utilização anterior e de fatores climáticos. Se a decisão for guardar água no presente e vierem a ocorrer vazões elevadas no futuro, possivelmente será preciso verter o excedente, o que representa "desperdício" de energia que foi guardada. Por outro lado, se a decisão for usar a água no presente e vierem a ocorrer vazões reduzidas no futuro, possivelmente será preciso elevar a complementação termoelétrica ou mesmo cortar a demanda através de políticas de racionamento.

O Operador Independente do Sistema (OIS) é o responsável por zelar pela segurança e confiabilidade do sistema. Assim, a questão que se coloca ao OIS, segundo SOARES FILHO (1987), é quanto utilizar dos recursos hidroenergéticos disponíveis no presente, de modo a assegurar a menor complementação termoelétrica no presente e no futuro. O despacho ótimo da geração deve equilibrar o compromisso entre o benefício presente do

---

<sup>1</sup>O custo de geração de usinas hidroelétricas não é, geralmente, dependente da potência gerada.

uso da água para geração hidroelétrica e o benefício esperado no futuro advindo de seu armazenamento, em termos de economia de combustível termoelétrico.

Um despacho da geração em sistemas hidroelétricos, através de leilões multiperíodo que desconsideram esta coordenação entre o curto e o médio prazo, podem ser ineficazes em termos de recursos hídricos disponíveis e necessitar de ajustes *ex post*, que podem levar a soluções não ótimas do ponto de vista econômico. Assim, como nos modelos de pré-despacho adotados antes da implantação dos mercados de energia, é necessário estabelecer no modelo de leilão alguma forma de coordenação com o planejamento de médio prazo.

O objetivo deste trabalho é propor um modelo de leilão multiperíodo com representação da transmissão para sistemas hidrotérmicos, que considere em sua formulação a coordenação entre o curto e o médio prazo. No Capítulo 3 três abordagens que envolvem a coordenação entre o curto e o médio prazo são apresentadas. Testes computacionais são realizados com o sistema 24 barras IEEE RTS-1996, inicialmente para um caso base que desconsidera a coordenação entre o curto e o médio prazo e, posteriormente, inclui-se a coordenação. Para a resolução dos modelos são utilizados *solvers* comerciais de problemas de otimização.

O trabalho encontra-se dividido como segue. Um breve histórico do processo de implantação dos mercados de energia e seus principais agentes e modelos econômicos são apresentados no Capítulo 2, no qual é também apresentada a estrutura básica do mercado de energia brasileiro. A necessidade da representação da transmissão em modelos de leilão de mercados de energia é discutida no Capítulo 3. Visto a necessidade de representar a transmissão de forma linear, no Capítulo 4 são analisadas duas técnicas de aproximação linear por partes. No Capítulo 5 é proposto o modelo de leilão multiperíodo com representação da transmissão e coordenação com o médio prazo para sistemas hidrotérmicos, e também são apresentados resultados para o sistema IEEE de 24 barras. Por fim, as principais conclusões deste trabalho são apresentadas no Capítulo 6. Para facilitar a compreensão dos modelos, no início dos Capítulos 3, 4 e 5 é apresentada a nomenclatura adotada para os conjuntos, constantes e variáveis utilizadas na formulação matemática destes modelos. Ressalta-se que, sempre que possível, as variáveis são denotadas por letras minúsculas e as constantes por letras maiúsculas.

## Estrutura de Mercados de Energia

Neste capítulo, apresenta-se na Seção 2.1 um breve histórico do processo de implantação dos mercados de energia. Seus principais agentes e modelos econômicos são apresentados na Seção 2.2. Os modelos de leilão de energia de curto prazo para sistemas hidrotérmicos são apresentados na Seção 2.3. Por fim, na Seção 2.4, o mercado brasileiro de energia é apresentado.

### 2.1 Introdução

A história do setor elétrico mundial, até o final do século XIX, foi marcada pelo início das atividades de produção, transporte e distribuição de energia (SARAIWA et al., 2002). Os processos de urbanização e desenvolvimento industrial elevaram a potência das cargas e, desde então, o setor elétrico passou por sucessivas transformações. A crescente demanda por energia elétrica, aliada ao desenvolvimento tecnológico, propiciou a expansão e interligação destes sistemas.

As estruturas apresentadas pelo setor elétrico eram diferentes de acordo com cada país. Na década de 70, em alguns países como os Estados Unidos da América, Espanha e Alemanha, o setor elétrico era mantido nas mãos do capital privado. Em Portugal, as concessões do setor elétrico foram atribuídas ao capital privado até 1975, ano em que ocorreu a nacionalização e integração vertical do setor (GONÇALVES, 2012). No caso brasileiro, entre o ano de 1945 e final da década de 70, o setor elétrico era caracterizado pela forte e direta presença do Estado, principalmente por meio da criação de empresas estatais em todos os segmentos da indústria.

De um modo geral, verificava-se que as empresas, privadas ou estatais, que atuavam neste setor, eram verticalmente integradas, o que significa que uma mesma empresa podia ser detentora dos processos de geração, transmissão e distribuição, exercendo uma posição dominante e central no setor, de tal forma que não existia qualquer concorrência e impossibilitava os consumidores de escolher a entidade com a qual iriam se relacionar do ponto de vista comercial e técnico.

Até o início dos anos 70, as taxas de inflação e de juros se mantinham em baixa e os aumentos anuais de carga nos sistemas elétricos eram facilmente previsíveis, propiciando um ambiente econômico estável. Com a crise petrolífera iniciada em 1973 (GOMES et al., 2002), as taxas de juros e de inflação aumentaram de forma acentuada e deixou-se de verificar um comportamento padrão no consumo de energia elétrica, o que dificultou a sua previsão por parte das estruturas centralizadas. A instabilidade econômica, aliada aos avanços tecnológicos nos anos 80 e 90, principalmente na área da computação e da telecomunicação, os quais permitiram melhorar o acompanhamento em tempo real dos sistemas elétricos e realizar a construção de centrais de ciclos combinados a gás natural, impulsionaram a reestruturação do setor elétrico mundial.

O desenvolvimento de novas tecnologias e melhorias no processo de geração termoeleétrica proporcionaram maior eficiência aos geradores de energia elétrica e possibilitaram que as pequenas unidades geradoras operassem sob um custo marginal de produção inferior ao custo marginal dos grandes geradores. Desta forma, a energia produzida por grupos de pequenos geradores passou a ter custos competitivos com aqueles de grandes unidades, e o chamado ambiente regulado, com base na economia de escala e no monopólio, deu espaço à desregulamentação, desverticalização e implantação dos mercados de energia.

O termo desregulamentação se refere à abertura do mercado de energia à iniciativa privada e à livre comercialização, a fim de impulsionar a concorrência entre as unidades geradoras e reduzir os custos de produção e as tarifas finais pagas pelos consumidores (STOFT, 2002). Neste processo de desregulamentação e implantação dos mercados, a indústria de energia, que antes era fortemente regulada pelo Estado, passou a ser regulada pelas forças de oferta e demanda de mercado.

Além de fortemente regulada pelo Estado, a indústria de energia, no ambiente regulado, era verticalmente integrada. Assim, na implantação dos mercados de energia, além

do processo de desregulamentação, a indústria de energia elétrica também passou pelo processo de desverticalização, isto é, geração, transmissão e distribuição passaram a ser administradas por diferentes companhias, o que resultou na criação de novas empresas e também no aumento da competitividade em alguns segmentos.

A partir da reestruturação do setor elétrico e implantação dos mercados de energia, toda a cadeia de planejamento da geração tem passado por um processo de reformulação. Antes da implantação dos mercados de energia, no então ambiente regulado, o despacho da geração era feito de forma centralizada pelo operador do sistema, com base em abordagens baseadas no FPO, cujo objetivo era minimizar os custos totais de produção da geração e garantir a segurança e confiabilidade do sistema. Dentre as abordagens baseadas no problema de FPO que eram utilizadas nesse ambiente, destacam-se os modelos de despacho (ARCE et al., 2002), os modelos de pré-despacho de geração (PEREIRA & PINTO, 1982b; JOHANNESSEN et al., 1991; OLIVEIRA et al., 2003) e os modelos de *unit commitment* (ENCINA et al., 2008).

A partir da introdução dos mercados de energia, o despacho de geração do dia seguinte passou a ser formulado por meio de modelos de leilão (MOTTO et al., 2002; LINO et al., 2003; ZHAO et al., 2008). Nesta abordagem, agentes geradores e consumidores fornecem ofertas/lances para a compra/venda de energia no mercado *pool*. As ofertas/lances fornecidas são avaliadas pelo Operador de Mercado (OM), o qual decide quais ofertas/lances serão aceitos. A decisão envolvendo quais ofertas/lances devem ser aceitas é tomada pelo OM com base em um modelo de leilão de energia. Neste modelo, os consumidores que fornecerem maiores lances têm mais chances de comprar a energia, e os geradores que fornecerem menores lances têm mais chances de vender sua energia no mercado. Assim, os modelos de leilão calculam um ponto operativo em que os interesses de compra e venda de energia estão em equilíbrio. Matematicamente, os modelos de leilão têm como objetivo a maximização de determinados critérios sociais, tais como a função de bem estar social (ARROYO & CONEJO, 2002), ou a minimização da função de pagamentos do consumidor (HAO et al., 1998; LUH et al., 2006; ZHAO et al., 2008), entre outras, sujeito às restrições operacionais de geração de energia e as restrições de atendimento de demanda.

Após a implantação dos mercados de energia, o OIS é o responsável por zelar pela segurança e confiabilidade do sistema, e as companhias geradoras passaram a preocupar-se apenas com a maximização de suas receitas líquidas. Para isto, é necessário que as

companhias reduzam seus custos de produção, a fim de conseguir uma expressiva participação no mercado. Assim, ao passo que os modelos para o ambiente regulado buscam a minimização dos custos totais da geração pelo OM, nos modelos para o ambiente de mercados de energia, cada companhia geradora busca a maximização de suas receitas líquidas, estimulando a concorrência entre as unidades geradoras.

A reestruturação do setor elétrico e implantação dos mercados de energia, resultou em mudanças significativas em relação ao sistema tradicional, nascendo dessa mudança uma nova forma de relacionamento entre os agentes de mercado. O ambiente de mercados de energia é descrito no decorrer deste capítulo. A seguir, na Seção 2.2, é apresentada a estrutura básica dos mercados de energia

## 2.2 Estrutura Básica de Mercados de Energia

Os mercados de energia presentes nos diversos países do mundo apresentam diferentes estruturas e implementações, de acordo com as características específicas de cada sistema de energia elétrica. Contudo, algumas características estruturais são preservadas, as quais são exploradas nesta seção.

### 2.2.1 Modelos Econômicos para Mercados de Energia

A reestruturação do setor elétrico e a introdução de mecanismos de mercado iniciou-se com a reformulação das relações entre os agentes de compra e venda de energia elétrica. Os modelos econômicos de mercados de energia correspondem essencialmente a mercados *spot* centralizados, comumente chamados de mercados *pool*, a contratos bilaterais ou a modelos híbridos.

#### 2.2.1.1 Mercado *Pool*

No modelo *pool*, os consumidores e fornecedores de energia oferecem lances, envolvendo preços e montantes de energia a serem comercializados, para o leilão de energia. Os mercados *pool* compreendem mecanismos a curto prazo, nos quais se busca equilibrar a produção e o consumo, através de propostas de compra e venda de energia elétrica feitas pelos agentes de mercado. Tipicamente, estes lances são ofertados para cada hora ou meia hora do dia seguinte, do inglês *Day-Ahead Markets*.



Estes lances são avaliados pelo OM, o qual utiliza um modelo de leilão para o cálculo do preço de equilíbrio do mercado, bem como o despacho factível correspondente. O modelo de leilão deve representar, de forma adequada, os limites físicos e operacionais do sistema, a fim de se obter um despacho de geração factível e eficiente. Caso o despacho da geração obtido no leilão gere congestionamentos nas linhas de transmissão, o OIS, responsável pela segurança e confiabilidade do sistema, pode redespachar os geradores, a fim de fazer respeitar os limites técnicos e operacionais do sistema.

No modelo econômico *pool*, toda a negociação de compra e venda de energia deve ser feita através do mercado *pool*. Assim, este modelo econômico tende a ser muito centralizador. Os mercados centralizados compreendem ainda mecanismos intradiários de ajustes ao programa de contratação realizado no mercado diário.

### **2.2.1.2 Contratos Bilaterais**

Os contratos bilaterais estabelecem acordos sob mútuo interesse entre as entidades produtoras, por um lado, e comercializadoras ou clientes elegíveis, por outro, em que se define o preço e a quantidade de energia a ser produzida ou fornecida. Estas transações ocorrem sem a intervenção do OIS ou do OM, porém, em alguns mercados, a efetivação de um contrato bilateral pode estar condicionada à verificação da capacidade da rede de transmissão, isto é, um contrato só é efetivado se for factível do ponto de vista técnico e operacional do sistema.

### **2.2.1.3 Modelos Híbridos**

Tanto o modelo *pool* quanto os contratos bilaterais são mecanismos que têm vantagens e desvantagens. Uma alternativa para conciliar os objetivos dos mercados *pool* e bilateral consiste em um modelo híbrido, no qual funcionam, em simultâneo, um mercado centralizado tipo *pool* e existe a possibilidade de estabelecer contratos bilaterais físicos.

## **2.2.2 Principais Agentes do Mercado**

Nesta seção são descritos os principais agentes envolvidos no mercado de energia: Operador Independente do Sistema (OIS), Operador de Mercado (OM), companhias geradoras e companhias de transmissão.

### 2.2.2.1 Operador Independente do Sistema (OIS)

O OIS é o responsável pela coordenação do sistema e, em alguns mercados, pode ser também responsável pela operação do mercado. A tarefa do OIS consiste em, além de garantir a confiabilidade do sistema, operar os mercados competitivos. Por isso, o OIS, como o próprio nome diz, deve ser independente dos participantes de mercado e estabelecer regras de mercado sólidas, transparentes e não discriminatórias. O OIS possui autoridade para programar ou despachar os recursos do sistema e ainda para tomar ações para a manutenção da segurança do sistema, tais como: acionamento de linhas, manutenção da frequência, atendimento da demanda, entre outros.

As informações dos contratos bilaterais, em termos de absorção e injeção de potência nas barras do sistema, bem como as informações sobre o despacho da geração realizado no mercado organizado pelo OM, devem ser comunicados ao OIS. Responsável pela coordenação técnica do sistema, o OIS analisa a viabilidade técnica destes contratos/despachos, dando atenção especial à ocorrência de congestionamentos nas linhas de transmissão. Na existência de congestionamentos, o OIS é responsável por efetuar os redespachos de geração, necessários para que sejam respeitados os limites técnicos e operacionais do sistema e garantida a confiabilidade e segurança do mesmo.

### 2.2.2.2 Operador de Mercado (OM)

O OM, assim como o OIS, também deve ser uma entidade independente, não governamental e sem fins lucrativos, que garante a competitividade do mercado através do gerenciamento dos leilões dos mercados de eletricidade. O OM calcula os preços de equilíbrio de mercado e estabelece a programação e o despacho. Em alguns mercados, o papel do OM e do OIS podem ser desempenhados pela mesma entidade, ou por entidades separadas, mas que agem de forma integrada.

### 2.2.2.3 Companhias Geradoras

As companhias geradoras operam e mantêm usinas de geração hidroelétricas e termelétricas. Elas podem vender eletricidade no mercado bilateral para entidades com as quais elas possuam contratos, ou podem optar por vender energia ao mercado *pool*, do qual grandes consumidores, tais como empresas distribuidoras, podem comprar eletricidade. No ambiente de mercados, o objetivo destas companhias é o de maximizar suas

receitas líquidas.

#### **2.2.2.4 Companhias de Transmissão**

As companhias de transmissão têm como função transmitir a eletricidade aos consumidores. A operação segura e eficiente destas companhias é fundamental para a eficiência do mercado. Estas companhias têm a tarefa de construir, manter e operar o sistema de transmissão de uma determinada região, mantendo a confiabilidade do sistema elétrico. Elas não podem ser integradas a nenhuma outra empresa participante do mercado.

### **2.3 Planejamento da Geração em Mercados de Energia**

Nesta seção são apresentados os modelos de leilão de energia para sistemas termoelétricos e hidroelétricos.

#### **2.3.1 Modelos de Leilão para Sistemas Termoelétricos**

Nesta subseção são descritos os modelos de leilão de energia monopérido e multipérido para mercados de energia de sistemas termoelétricos.

##### **2.3.1.1 Leilões Monopérido**

Nos modelos de leilão monopérido, as soluções dos leilões são realizadas de forma individualizada para cada hora do dia, utilizando regras simples de despacho econômico. O objetivo do leilão monopérido é a maximização da função de bem estar social, a qual é definida como a soma dos excedentes de produção e de consumo. A solução do leilão monopérido determina o ponto de operação em que os interesses dos agentes de mercado estejam em equilíbrio, conforme ilustrado pela Figura 2.1. Um procedimento similar a este, isto é, realizado de forma individualizada e não integrada em cada período do horizonte de mercado, é encontrado no mercado espanhol (GONZÁLEZ & BASAGOITI, 1999).

Na Figura 2.1 pode-se observar que as ofertas de compra são organizadas, pelo OM, em ordem decrescente de preço, enquanto as propostas de venda são ordenadas em ordem crescente. O ponto de intersecção entre estas duas curvas corresponderá ao preço de equilíbrio de mercado, do inglês *Market Clearing Price*, e à quantidade de energia elétrica

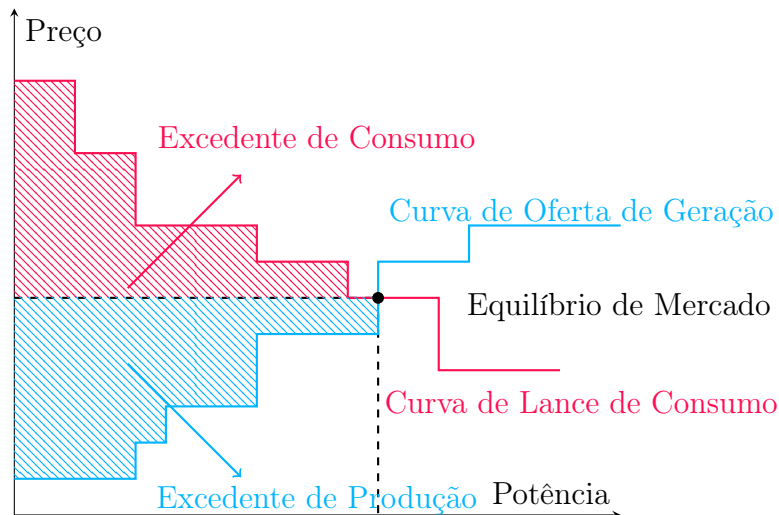


Figura 2.1: Representação do equilíbrio de mercado pela intersecção entre as curvas de oferta de geração e lance de consumo no intervalo  $t$

negociada, *Market Clearing Quantity*. Desta maneira, todas as ofertas situadas à esquerda do ponto de equilíbrio de mercado serão aceitas, enquanto as ofertas situadas à direita deste ponto não serão aceitas.

O fato das unidades consumidoras poderem transmitir lances de compra no mercado *pool* deve-se ao fato de existir consumos que são sensíveis ao preço da energia elétrica. Estas cargas avaliam o benefício a ser propiciado pela utilização da energia elétrica e, até determinado nível de preços, consideram que o benefício proporcionado pelo custo desta energia é economicamente viável, e, a partir de determinado nível de preço, a relação custo benefício passa a ser economicamente inviável. Por isto, o objetivo destes mecanismos é a maximização deste benefício, ou seja, do bem estar social (*Social Welfare Function*).

As restrições intertemporais, relacionadas às unidades de geração termoeletricas, são desconsideradas nos modelos de leilão monopériodo e levadas em conta em etapas *a posteriori*, através de correções *ex post*. Este tipo de procedimento é computacionalmente simples, porém não representa de forma precisa as restrições técnicas e operacionais dos geradores termoeletricos. Este tipo de procedimento, independente para cada hora do dia, com sucessivas correções *ex post*, pode produzir desvios significativos nos resultados, tornando-os ineficientes do ponto de vista econômico.

Em função dessas ineficiências econômicas produzidas pelos leilões monopériodo, tais modelos têm sido substituídos por modelos de leilão multipériodo (ARROYO & CONEJO, 2002; MOTTO et al., 2002), os quais representam, de forma precisa, as restrições

intertemporais associadas às unidades de geração termoeletricas. Os leilões multiperíodo são descritos na seção 2.3.1.2 a seguir.

### 2.3.1.2 Leilões Multiperíodo

Os leilões multiperíodo para sistemas termoeletricos levam em conta as restrições operativas intertemporais relacionadas às unidades geradoras. Nestes modelos, para cada período do horizonte de mercado, são fornecidos blocos de ofertas dos geradores e os blocos de lances dos consumidores, bem como seus respectivos preços correspondentes. O gerador termoeletrico pode ainda fornecer os preços relativos ao custo fixo de operação e aos custos de parada e/ou partida.

Os geradores também devem fornecer as informações relativas às restrições intertemporais, que são: tempo mínimo que devem permanecer em operação (*up time*); tempo mínimo que devem permanecer desligados (*down time*); limite máximo de tomada de carga (*ramp-up*); limite máximo de alívio de carga (*ramp-down*); limite máximo de taxa de partida (*start-up*) e parada (*shut-down*).

A formulação matemática das restrições intertemporais relacionadas às unidades termoeletricas é apresentada no Capítulo 5.

### 2.3.1.3 Representação da Rede de Transmissão

A necessidade de representação da transmissão em modelos de leilão foi amplamente discutida em CONEJO et al. (2003b). Neste trabalho, são apresentadas duas abordagens para o cálculo do preço de equilíbrio de mercado: a primeira delas consiste em um algoritmo de leilão que desconsidera em sua formulação a representação dos congestionamentos e das perdas nas linhas de transmissão, e inclui procedimentos *ex post* para gerenciar a ocorrência de congestionamentos e alocar as perdas; a segunda abordagem consiste em um modelo de FPO clássico, o qual inclui em sua formulação inicial a representação da transmissão.

A abordagem feita com base no leilão envolve a solução de três subproblemas. O primeiro subproblema consiste em um leilão monopériodo, de modo a definir o despacho de geração e o preço de equilíbrio de mercado. O segundo subproblema tem como objetivo leiloar ajustes nos níveis de geração (acréscimos e decréscimos), de modo a gerenciar os congestionamentos na transmissão, os quais foram desprezados na etapa anterior. As

unidades consumidoras pagam proporcionalmente por estes ajustes na geração. O terceiro subproblema envolve a alocação dos custos das perdas na transmissão proporcionalmente entre geradores e consumidores.

Em CONEJO et al. (2003b) os autores comparam o despacho da geração e o preço de equilíbrio de mercado obtidos no procedimento de leilão em três etapas com o despacho da geração e os preços nodais obtidos ao resolver o problema de FPO. Os resultados apontam diferenças significativas entre as abordagens e a consideração da transmissão através de procedimentos *ex post* mostra-se economicamente inviável.

Para lidar com a ineficiência econômica destes ajustes, os modelos de leilão têm introduzido as restrições associadas a transmissão em sua formulação interna (MOTTO et al., 2002; ZHAO et al., 2008; BLANCO et al., 2012). A formulação destas restrições é apresentada no Capítulo 3.

### 2.3.2 Modelos de Leilão para Sistemas Hidrotérmicos

Os modelos de leilão de energia multiperíodo propostos na literatura (MOTTO et al., 2002; LINO et al., 2003; ZHAO et al., 2008), são formulados com base em sistemas elétricos cuja principal fonte de produção de energia são as usinas termoelétricas. Contudo, em países em que a matriz energética é essencialmente hidroelétrica, como é o caso do sistema brasileiro, no qual cerca de 64% da capacidade de geração provêm de usinas hidroelétricas (ANEEL, 2008), a produção de energia não depende apenas dos limites técnicos e operacionais dos sistemas de geração e transmissão, mas também da disponibilidade de recursos hídricos.

Em sistemas de geração hidrotérmicos, devido ao custo nulo de "combustível" das usinas hidroelétricas, a geração termoelétrica é acionada apenas para complementar a geração hidroelétrica.

A disponibilidade de recursos hídricos depende do grau de sua utilização anterior e de fatores climáticos. Se a decisão for guardar água no presente e vierem a ocorrer vazões elevadas no futuro, possivelmente será preciso verter o excedente, o que representa desperdício de energia que foi guardada. Por outro lado, se a decisão for usar a água no presente e vierem a ocorrer vazões reduzidas no futuro, possivelmente será preciso elevar a complementação termoelétrica ou mesmo cortar a demanda através de políticas de racionamento.

Portanto, para sistemas hidroelétricos faz-se necessária a formulação de um leilão multiperíodo com representação da transmissão, o qual também considere a coordenação entre o curto e médio prazo.

## 2.4 Mercado Brasileiro

Nesta seção, é apresentado um breve histórico do desenvolvimento do setor elétrico, que culmina com a apresentação do modelo atual de comercialização de energia, bem como os principais agentes envolvidos. Por fim, faz-se uma breve análise das ineficiências que o mercado de comercialização de energia brasileiro apresenta.

### 2.4.1 Breve Histórico do Desenvolvimento do Setor Elétrico

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, segundo ABRADÉE (2014), pode ser dividido em cinco períodos. O primeiro compreende os anos entre 1889 e 1930 e é caracterizado pela produção de produtos primários para a exportação, tendo como principal fonte energética o carvão vegetal. Com o desenvolvimento da indústria do café, iniciou-se um processo de urbanização que resultou no aumento do consumo de energia elétrica para a iluminação pública, mas de forma ainda incipiente.

O enfraquecimento do modelo agrário/exportador e a aceleração do processo de industrialização entre 1930 e 1945, marca o segundo período da história do setor elétrico brasileiro. Neste período, o Estado promoveu uma maior regulação do setor, culminando na implantação do Código de Águas (em 1934) (CABRAL et al., 1988), que transmitiu à União a propriedade das quedas d'água e a exclusividade de outorga das concessões para aproveitamento hidráulico.

O terceiro período iniciou-se no pós-guerra e se estendeu até o final da década de 1970, sendo caracterizado pela forte e direta presença do Estado no setor elétrico, principalmente por meio da criação de empresas estatais em todos os segmentos da indústria.

A crise da dívida externa brasileira no início da década de 80, que resultou em altos cortes de gastos e investimentos pelo governo, marca o quarto período do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. As tarifas de energia, que eram iguais para todo o país, foram mantidas em baixa, como medida de contenção da inflação, o que não garantiu às empresas do setor uma remuneração suficiente para o seu equilíbrio econômico. Também

vigorava a equalização tarifária entre todos os estados brasileiros, provocando subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes. Tal situação adversa criou condições para a proposição de um novo paradigma para o setor elétrico, assim como ocorreu também para outros setores de infraestrutura no país, como o de telecomunicações.

Neste contexto, iniciou-se o quinto período do desenvolvimento da indústria de eletricidade no Brasil, que perdura até os dias atuais. Em meados da década de 1990, a partir de um projeto de reestruturação do setor elétrico, denominado RESEB (M.M.E., 2001), o Ministério de Minas e Energia (MME) preparou as mudanças institucionais e operacionais que culminaram no atual modelo do setor. Este baseou-se no consenso político-econômico do “estado regulador”, o qual deveria direcionar as políticas de desenvolvimento, bem como regular o setor, sem postar-se como executor em última instância. Assim, muitas empresas foram privatizadas e autarquias de caráter público e independente foram criadas, como é o caso da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Apesar das reformas, o novo modelo não garantiu a suficiente expansão da oferta de energia, levando o país a um grande racionamento em 2001. Segundo ABRADDEE (2014), alguns estudiosos do setor atribuem o racionamento, entre outros fatores, à falta de planejamento efetivo e também de monitoramento eficaz centralizado. Foi então, a partir de 2004, que novos ajustes ao modelo foram feitos pelo governo, como uma tentativa de instalação de um efetivo mercado de energia, com o intuito de reduzir os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema.

### **2.4.2 O Modelo Atual do Mercado de Energia**

O setor elétrico brasileiro é atualmente caracterizado por: desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição; coexistência de empresas públicas e privadas; planejamento e operação centralizados; regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de incentivos, ao invés do “custo do serviço”; regulação da atividade de geração para empreendimentos antigos; concorrência na atividade de geração para empreendimentos novos; coexistência de consumidores cativos e livres; livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres; leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos; preços da energia elétrica separados dos preços do seu transporte; e finalmente com preços distintos para cada área de concessão,



em substituição à equalização tarifária (ABRADEE, 2014).

O modelo implantado em 2004 contempla dois ambientes para contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no formato de leilão; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) (CCEE, 2014).

A comercialização de energia elétrica no ACR é feita através de leilões de compra/venda de energia elétrica. Os leilões de energia são divididos de acordo com o tipo de empreendimento: novo ou existente. Os chamados leilões de energia existente são aqueles destinados a atender as distribuidoras no ano subsequente ao da contratação, a partir de energia proveniente de empreendimentos já em operação. Já os leilões de energia nova destinam-se à contratação de energia proveniente de usinas em projeto ou em construção, com entrega física a partir de 3 ou 5 cinco anos após a contratação. A comercialização de energia elétrica com entrega no médio e longo prazo caracteriza um mercado de futuros (CONEJO et al., 2010).

No ambiente ACL, consumidores livres, comercializadoras e até outras geradoras compram energia diretamente do gerador por meio de contratos bilaterais. Nos dois ambientes, a energia é vendida por um preço fixo, que sofre reajustes anuais.

Uma vez que a demanda efetiva de energia em determinado período pode superar ou ficar abaixo do que foi contratado pelas distribuidoras nos leilões de energia, há ainda o mercado de liquidação de diferenças de energia ou mercado *pool* da semana seguinte. Neste ambiente, as distribuidoras podem comprar ou vender energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), conforme as suas necessidades. O preço praticado nesse mercado é conhecido como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), e seu valor é calculado semanalmente pela CCEE.

### **2.4.3 Os Principais Agentes de Mercado**

Nesta seção, são apresentados os principais agentes do mercado de energia brasileira, que são: ONS, CCEE, consumidores, empresas comercializadores, empresas distribuidoras, companhias de transmissão.

#### **2.4.3.1 O Operador Nacional do Sistema (ONS)**

O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a

fiscalização e regulação da ANEEL (ONS, 2014). O ONS desempenha o papel do OIS no Brasil.

### 2.4.3.2 A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE desempenha o papel do OM no Brasil e é responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, nos ambientes dos mercados *pool* e bilateral, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado.

### 2.4.3.3 Consumidores

Os consumidores de energia elétrica brasileiros podem ser classificados em duas categorias: cativos e livres. Os consumidores cativos podem ser residenciais, comerciais ou industriais e compram a energia elétrica utilizada da distribuidora local exclusivamente, mediante tarifa regulada, e não contam com qualquer flexibilidade contratual. Os consumidores livres são os grandes consumidores industriais, que apresentam consumo igual ou superior a 3 MW (ANEEL, 2008). Este tipo de consumidor pode optar por continuar a ser atendido pela distribuidora local ou comprar a energia elétrica diretamente de um produtor independente ou de autoprodutores com excedentes, ou, ainda, obter energia por intermédio de um comercializador. Os consumidores livres negociam livremente as condições comerciais previstas em seus contratos. Mesmo que estes estejam conectados ao sistema elétrico de uma determinada concessionária, podem optar pela compra de energia de outro agente, pagando à concessionária apenas uma tarifa pelo uso do sistema de distribuição (ANEEL, 2008).

### 2.4.3.4 Empresas Comercializadoras

As empresas comercializadoras compram energia elétrica no mercado bilateral para revenda a outras comercializadoras ou a consumidores livres, no âmbito do mercado livre de energia, ou a distribuidoras, no âmbito do mercado regulado (CCEE, 2014). Dentre as empresas que atuam como comercializadoras de energia no Brasil, temos: Companhia Paulista de Força e Luz Brasil (CPFL Brasil) (CPFL, 2015a), Comerc (COMERC, 2015), Energisa (ENERGISA, 2015), Trade Energy (ENERGY, 2015), entre outras.

#### **2.4.3.5 Empresas Distribuidoras**

As distribuidoras de energia são responsáveis pela conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte. Após a geração, a energia trafega por linhas de transmissão em direção às subestações das distribuidoras, de onde a energia, na maior parte das vezes, já sai com tensão rebaixada, até o consumidor final. Os direitos e as obrigações das distribuidoras de energia são definidos em contratos de concessão celebrados com a União e são fortemente regulados e fiscalizados pela ANEEL (ANEEL, 2008). A CPFL é uma empresa que além de atuar como comercializadora de energia no Brasil, também atua como distribuidora (CPFL, 2015b). Outras empresas distribuidoras de energia: AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A., Companhia de Eletricidade do Acre, Companhia Sul Paulista de Energia S.A. e a Light Serviços de Eletricidade S.A., entre outras (ONS, 2015a).

#### **2.4.3.6 Companhias de Transmissão**

As companhias de transmissão de energia são responsáveis pela implantação e operação das redes que ligam as fontes de geração aos centros de carga das distribuidoras, realizando o transporte de grandes cargas de energia elétrica por longas distâncias. Por meio de leilões públicos realizados pela ANEEL, as empresas transmissoras obtêm concessões válidas por trinta anos (ANEEL, 2008). A CPFL também atua como transmissora através da unidade CPFL Transmissora Piracicaba. Além da CPFL, também atuam neste setor, entre outras, a Amazônia-Eletronorte Transmissora de Energia, a Brilhante Transmissora de Energia Ltda, a Copel Transmissão S.A., a Light Energia S.A. e a Companhia Transudeste de Transmissão (ONS, 2015b).

### **2.4.4 Deficiências Econômicas do Modelo Atual de Comercialização de Energia no Brasil**

Apesar da implantação do novo modelo de comercialização de energia elétrica em 2004, o Brasil não possui ainda nenhuma estrutura de mercado em tempo real. Neste caso, o balanço geração-demanda é feito pelos operadores do sistema, porém os serviços de balanço geração-demanda são realizados sem a efetiva desagregação destes serviços e de seus custos efetivos (NEPOMUCENO, 2014). O Brasil também não possui uma

estrutura de mercado de energia do dia seguinte, o qual é objeto de estudo deste trabalho. No Brasil, o mercado de energia é fechado, com o cálculo de preços de energia em base semanal (PLD) e para três patamares de carga (leve, média e pesada), sob o comando da CCEE.

O mercado de eletricidade brasileiro se resume a um mercado *pool* de energia, de médio prazo, e aos mercados associados aos contratos bilaterais. A programação e o despacho de geração são realizados utilizando-se uma composição de ferramentas computacionais, o NEWAVE e o DECOMP (Relatório Técnico, 2001) que de forma geral, buscam a minimização dos custos de geração, e não a maximização do bem estar social. Assim, é importante enfatizar que o mercado de energia no Brasil tem sido planejado e operado com base em conceitos, metodologias e ferramentas computacionais desenvolvidos para o ambiente regulado e não para o ambiente de mercados de energia (NEPOMUCENO, 2014).

# Representação da Transmissão em Modelos de Leilão do Dia Seguinte

## 3.1 Nomenclatura

### Conjuntos

- $\Omega_k$  : Conjunto das barras conectadas à barra  $k$ ;
- $B$  : Conjunto de barras do sistema elétrico;
- $D$  : Conjunto de demandas;
- $D_k$  : Conjunto de demandas da barra  $k$ ;
- $G$  : Conjunto de geradores;
- $G^*$  : Conjunto de geradores, excetuando os geradores *slack*;
- $G^s$  : Conjunto de geradores *slack*;
- $G_k$  : Conjunto de geradores localizados na barra  $k$ ;
- $G^{on}$  : Conjunto de geradores despachados no procedimento de leilão;
- $G_k^{on}$  : Conjuntos de geradores despachados no procedimento de leilão localizados na barra  $k$ .

### Constantes

- $\lambda_{Dim}$  : Preço ofertado pela demanda  $i$  para comprar o bloco  $m$  [\$/MWh];
- $\lambda_{Gjn}$  : Preço solicitado pelo gerador  $j$  para vender o bloco  $n$  [\$/MWh];
- $B_{Di}$  : Número de blocos de potência solicitados pela demanda  $i$ ;
- $B_{Gj}$  : Número de blocos de potência oferecidos pelo gerador  $j$ ;

### CAPÍTULO 3. REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM MODELOS DE LEILÃO DO DIA SEGUINTE

---

- $B_{kl}$  : Susceptância da linha de transmissão  $kl$  [ $p.u.$ ];  
 $F_{kl}^{\max}$  : Limite máximo de fluxo de potência na linha  $kl$  [ $MW$ ];  
 $G_{kl}$  : Condutância da linha de transmissão  $kl$  [ $p.u.$ ];  
 $P_{Gj}^{\min}$  : Potência mínima do gerador  $j$ , caso ele seja despachado [ $MW$ ];  
 $P_{Gj}^{\max}$  : Potência máxima do gerador  $j$ , caso ele seja despachado [ $MW$ ];  
 $P_{Dim}^{\max}$  : Tamanho do bloco  $m$  de potência que a demanda  $i$  está disposta a comprar [ $MW$ ];  
 $P_{Gjn}^{\max}$  : Tamanho do bloco  $n$  de potência que o gerador  $j$  está disposto a vender [ $MW$ ];  
 $Q_{Dk}$  : Demanda de potência reativa na barra  $k$  [ $MW$ ];  
 $R_j^{up}$  : Preço solicitado pelo gerador  $j$  para aumentar sua potência [ $\$/MWh$ ];  
 $R_j^{down}$  : Preço solicitado pelo gerador  $j$  para diminuir sua potência [ $\$/MWh$ ];  
 $V_k^{\min}$  : Limite mínimo para a magnitude de tensão  $v_k$  da barra  $k$  [ $p.u.$ ];  
 $V_k^{\max}$  : Limite máximo para a magnitude de tensão  $v_k$  da barra  $k$  [ $p.u.$ ].

#### Variáveis

- $\lambda^L$  : Preço de equilíbrio de mercado obtido no procedimento de leilão [ $\$/MWh$ ];  
 $\lambda_{Gs}$  : Preço correspondente ao bloco  $n$  mais caro utilizado para suprir as perdas [ $\$/MWh$ ];  
 $\lambda_k^*$  : Preço marginal local por barra  $k$  obtido no procedimento de FPO [ $\$/MWh$ ];  
 $\theta_k$  : Ângulo de tensão na barra  $k$  [ $rad.$ ];  
 $\theta_{kl}$  : Diferença angular na linha  $kl$  [ $rad.$ ];  
 $e_i^L$  : Pagamento da demanda  $i$  após o procedimento de leilão [ $\$$ ];  
 $e_i^C$  : Pagamento da demanda  $i$  após o procedimento de gestão de congestionamento [ $\$$ ];  
 $e_i^P$  : Pagamento da demanda  $i$  após o procedimento de alocação dos custos das perdas [ $\$$ ];  
 $e_i^*$  : Pagamento da demanda  $i$  no procedimento de FPO [ $\$$ ];  
 $em$  : Excedente de mercado produzido no procedimento de FPO [ $\$$ ];  
 $f_{kl}$  : Fluxo de potência ativa na linha  $kl$  [ $MW$ ];  
 $p_{Dim}$  : Bloco  $m$  de potência consumido pela demanda  $i$  [ $MW$ ];  
 $p_{DI_i}^L$  : Potência consumida pela demanda  $i$  no procedimento de leilão [ $MW$ ];  
 $p_{DK_k}^L$  : Potência ativa consumida na barra  $k$  no procedimento de leilão [ $MW$ ];

- $p_{D_j}^C$  : Potência consumida pela demanda  $i$  após o procedimento de gestão de congestionamento [ $MW$ ];
- $p_{G_{jn}}$  : Bloco  $n$  de potência despachado pelo gerador  $j$  [ $MW$ ];
- $p_{G_j}^L$  : Potência despachada pelo gerador  $j$  no procedimento de leilão [ $MW$ ];
- $p_{GK_k}^L$  : Potência ativa gerada na barra  $k$  no procedimento de leilão [ $MW$ ];
- $p_{G_j}^C$  : Potência despachada pelo gerador  $j$  após o procedimento de gestão de congestionamento [ $MW$ ];
- $p_{G_j}^{up}$  : Acréscimo de geração despachado pelo gerador  $j$  no procedimento de gestão de congestionamento [ $MW$ ];
- $p_{G_j}^{down}$  : Decréscimo de geração despachado pelo gerador  $j$  no procedimento de gestão de congestionamento [ $MW$ ];
- $p_{GK_k}^{up}$  : Acréscimo de potência ativa na barra  $k$  no procedimento de gestão de congestionamento [ $MW$ ];
- $p_{GK_k}^{down}$  : Decréscimo de potência ativa na barra  $k$  no procedimento de gestão de congestionamento [ $MW$ ];
- $p_{G_j}^*$  : Potência ativa despachada pelo gerador  $j$  no procedimento de FPO [ $MW$ ];
- $p^T$  : Perdas de potência no sistema de transmissão obtida no procedimento de FPO [ $MW$ ];
- $q_{Gk}$  : Geração de potência reativa na barra  $k$  [ $MW$ ];
- $q_{kl}$  : Fluxo de potência reativa na linha  $kl$  [ $MW$ ];
- $r_j^L$  : Receita do gerador  $j$  após o procedimento de leilão [\$];
- $r_j^C$  : Receita do gerador  $j$  após o procedimento de gestão de congestionamento [\$];
- $r^C$  : Custo produzido pelo procedimento de gestão de congestionamento [\$];
- $r_j^P$  : Receita do gerador  $j$  após o procedimento de alocação das perdas [\$];
- $r_j^*$  : Receita do gerador  $j$  no procedimento de FPO [\$];
- $u_j$  : Variável binária igual a 1 se o gerador  $j$  foi despachado no procedimento de leilão e igual a 0 caso contrário;
- $v_k$  : Magnitude de tensão na barra  $k$  [ $p.u.$ ].

## 3.2 Introdução

A estrutura mais simples para um modelo de leilão de energia, chamado de leilão monoperíodo, consiste em obter, de forma separada e para cada intervalo de tempo do dia seguinte, o preço de equilíbrio de mercado, o despacho da geração e a demanda correspondentes, através da intersecção das curvas agregadas de geração e demanda, conforme ilustrado no Capítulo 2, Figura 2.1.

O despacho da geração obtido pelo leilão monoperíodo desconsidera alguns aspectos físicos e operacionais do sistema, tais como, o congestionamento e as perdas nas linhas de transmissão, bem como as restrições intertemporais do sistema. A fim de levar em conta tais aspectos e garantir a segurança e confiabilidade do sistema, ajustes *ex post* são realizados. Uma estrutura clássica neste sentido é descrita em CONEJO et al. (2003b), na qual o problema de programação, despacho e cálculo de preços de equilíbrio é resolvido em três etapas.

Na primeira etapa, resolve-se um problema de leilão monoperíodo escrito como um problema de programação linear inteira-mista em que as restrições associadas à transmissão são desprezadas, em nome da transparência e simplicidade de solução. A política de geração e de preços obtida nesta primeira etapa geralmente não é factível com relação aos congestionamentos na transmissão, e também não representa as perdas na transmissão. Para compensar esta simplificação no modelo de leilão, a segunda etapa de resolução prevê um novo leilão envolvendo as unidades geradoras para resolver os problemas de congestionamento na transmissão. Nesta segunda etapa, são leiloados acréscimos e decréscimos nas unidades de geração, os quais são utilizados para aliviar os congestionamentos na transmissão. Como há uma concorrência, espera-se que este leilão tenda a despachar as unidades que oferecerem preços melhores. A terceira etapa envolve a distribuição das perdas da transmissão, as quais também são desconsideradas no leilão da primeira etapa. Isto é feito por meio de modelos de alocação de perdas (CONEJO et al., 2001; GALIANA et al., 2002; CONEJO et al., 2003a), os quais buscam distribuir de forma mais justa possível os custos associados às perdas na transmissão entre os agentes de mercado.

Uma estrutura de leilão resolvido em três etapas tem sido utilizada no mercado de energia da Espanha (GONZÁLEZ & BASAGOITI, 1999). Essa sequência de ajustes *ex post* em três etapas, faz com que a solução do leilão se desvie, de forma considerável, da solução ótima ideal, fornecida pelos modelos de FPO, nos quais todas as etapas são



resolvidas de forma ótima, em um único problema. Esta estrutura foi analisada em CONEJO et al. (2003b), o qual conclui que a representação do sistema de transmissão feita através das duas etapas a *posteriori* do leilão pode produzir soluções que se desviam muito da solução real.

Neste capítulo, são apresentadas as formulações do modelo de leilão em três etapas e do problema de FPO e comparadas as soluções obtidas por ambos os procedimentos. Na Seção 3.3, descrevem-se os sub-modelos que dão origem ao problema formulado em 3 etapas. Na Seção 3.4, descreve-se o problema de FPO cuja solução será tomada como referência de comparação. Os resultados são apresentados na Seção 3.5. As conclusões deste capítulo são sintetizadas na Seção 3.6.

### 3.3 O Procedimento de Despacho da Geração Baseado em Leilão

Nas próximas subseções, é descrito o modelo de leilão resolvido em três etapas, apresentado em (CONEJO et al., 2003b). A primeira etapa consiste em um despacho simples (que desconsidera a transmissão), a segunda etapa em um algoritmo para gestão do congestionamento, e a terceira etapa em um método para alocar as perdas na transmissão entre geradores e consumidores.

#### 3.3.1 O Leilão de Energia

O procedimento de despacho da geração baseado em leilão pode ser formulado matematicamente como um problema de otimização linear inteira-mista, cujo objetivo é a maximização da função de bem estar social (3.1):

$$\text{FBES}(p_{D_{im}}, p_{G_{jn}}) = \sum_{i \in D} \sum_{m=1}^{B_{D_i}} \lambda_{D_{im}} p_{D_{im}} - \sum_{j \in G} \sum_{n=1}^{B_{G_j}} \lambda_{G_{jn}} p_{G_{jn}}, \quad (3.1)$$

na qual o primeiro termo está relacionado aos lances de compra de energia, enquanto o segundo termo está relacionado às ofertas de venda de energia.

A maximização do bem estar social está sujeita à satisfação do atendimento da demanda (3.2), dos limites mínimo e máximo de despacho de potência dos geradores (3.3)

e dos limites máximos de potência dos blocos requisitados/ofertados pelas unidades consumidoras (3.4) e geradoras (3.5), respectivamente.

$$\sum_{i \in D} \sum_{m=1}^{B_{D_i}} p_{D_{im}} = \sum_{j \in G} \sum_{n=1}^{B_{G_j}} p_{G_{jn}}, \quad (3.2)$$

$$u_j P_{G_j}^{\min} \leq p_{G_j} \leq u_j P_{G_j}^{\max}, \quad \forall j \in G, \quad (3.3)$$

$$0 \leq p_{D_{im}} \leq P_{D_{im}}^{\max}, \quad \forall i \in D, \forall m = 1, \dots, B_{D_i}, \quad (3.4)$$

$$0 \leq p_{G_{jn}} \leq P_{G_{jn}}^{\max}, \quad \forall j \in G, \forall n = 1, \dots, B_{G_j}, \quad (3.5)$$

em que:

$$P_{G_j}^{\min} = P_{G_{j1}}^{\max}, \quad \forall j \in G,$$

$$P_{G_j}^{\max} = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} P_{G_{jn}}^{\max}, \quad \forall j \in G,$$

$$p_{G_j} = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} p_{G_{jn}}, \quad \forall j \in G,$$

$$u_j \in \{0, 1\}, \quad \forall j \in G.$$

A solução do problema (3.1)-(3.5) fornece a potência consumida em cada bloco  $m$  e demanda  $i$  e a potência gerada em cada bloco  $n$  e gerador  $j$ . A partir da solução deste problema, podemos calcular a potência consumida  $p_{DI_i}^L$  por cada demanda  $i$ , conforme (3.6), e a potência gerada  $p_{GJ_j}^L$  por cada unidade  $j$ , conforme (3.7), como segue:

$$p_{DI_i}^L = \sum_{m=1}^{B_{D_i}} p_{D_{im}}, \quad \forall i \in D, \quad (3.6)$$

$$p_{GJ_j}^L = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} p_{G_{jn}}, \quad \forall j \in G. \quad (3.7)$$

O preço de equilíbrio de mercado é definido como sendo o preço do bloco mais caro que tenha sido aceito, e denotado por  $\lambda^L$ , isto é, matematicamente  $\lambda^L = \max\{\lambda_{D_{im}} | p_{D_{im}} > 0\}$ . Assim, o pagamento  $e_i^L$  de cada demanda  $i$  torna-se (3.8):

$$e_i^L = \lambda^L p_{DI_i}^L, \quad \forall i \in D, \quad (3.8)$$

e a receita  $r_j^L$  de cada unidade  $j$  é dada por (3.9):

$$r_j^L = \lambda^L p_{GJ_j}^L, \quad \forall j \in G. \quad (3.9)$$

A seguir, a seção 3.3.2 apresenta o procedimento para o gerenciamento dos congestionamentos.

### 3.3.2 A Gestão de Congestionamento

A gestão de congestionamento é modelada matematicamente por um problema de otimização linear, cujo objetivo é a minimização da função custo (3.10):

$$\text{FC} \left( p_{G_j}^{up}, p_{G_j}^{down} \right) = \sum_{j \in G} \left( R_j^{up} p_{G_j}^{up} + R_j^{down} p_{G_j}^{down} \right), \quad (3.10)$$

a qual representa o custo total para realizar incrementos ou decrementos na geração programada pelo leilão, a fim de gerenciar os congestionamentos nas linhas de transmissão. Para isto, o redespacho da geração deve satisfazer ao conjunto de restrições dado pelas equações (3.11) a (3.13):

$$p_{GK_k}^L + p_{GK_k}^{up} - p_{GK_k}^{down} - p_{DK_k}^L = \sum_{l \in \Omega_k} f_{kl}(\theta_{kl}), \quad \forall k \in B, \quad (3.11)$$

$$- F_{kl}^{\max} \leq f_{kl}(\theta_{kl}) \leq F_{kl}^{\max}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \quad (3.12)$$

$$u_j P_{G_j}^{\min} \leq p_{GJ_j}^L + p_{GJ_j}^{up} - p_{GJ_j}^{down} \leq u_j P_{G_j}^{\max}, \quad \forall j \in G, \quad (3.13)$$

em que:

$$p_{DK_k}^L = \sum_{i \in D_k} p_{DI_i}^L, \quad \forall k \in B,$$

$$p_{GK_k}^L = \sum_{j \in G_k} p_{GJ_j}^L, \quad \forall k \in B,$$

$$p_{GK_k}^{up} = \sum_{j \in G_k} p_{GJ_j}^{up}, \quad \forall k \in B,$$

$$p_{GK_k}^{down} = \sum_{j \in G_k} p_{GJ_j}^{down}, \quad \forall k \in B,$$

$$f_{kl}(\theta_{kl}) = B_{kl} \theta_{kl}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k,$$

$$\theta_{kl} = \theta_k - \theta_l, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k.$$

Cabe ressaltar aqui que a potência consumida,  $p_{DK_k}^L$ , e a potência gerada,  $p_{GK_k}^L$ , em cada barra  $k$  do sistema, as quais foram obtidas a partir da resolução do problema (3.1)-(3.5) apresentado na Seção 3.3.1, embora estejam representadas por letras minúsculas, são consideradas constantes nesta seção e, portanto, não são variáveis do problema.

O conjunto de restrições (3.11) impõe o balanço de potência para cada barra  $k$  do sistema, enquanto o conjunto de restrições (3.12) garante que os limites da capacidade das linhas de transmissão sejam respeitados. A satisfação dos limites mínimo e máximo de saída de potência dos geradores redespachados é garantida pelo conjunto de equações (3.13).

A solução do problema (3.10)-(3.13) fornece os incrementos e decrementos de produção dos geradores redespachados. Assim, a produção,  $p_{G_j}^C$ , de cada unidade geradora  $j$  após a gestão do congestionamento pode ser calculada por (3.14):

$$p_{G_j}^C = p_{GJ_j}^L + p_{GJ_j}^{up} - p_{GJ_j}^{down}, \quad \forall j \in G, \quad (3.14)$$

e, uma vez que é assumido que a demanda não é modificada, tem-se:

$$p_{D_i}^C = p_{DI_i}^L, \quad \forall i \in D. \quad (3.15)$$

O custo total,  $r^C$ , relativo ao gerenciamento do congestionamento é dado pela expressão (3.16), e é alocado proporcionalmente entre as unidades consumidoras.

$$r^C = \sum_{j \in G} \left( R_j^{up} p_{GJ_j}^{up} - R_j^{down} p_{GJ_j}^{down} \right). \quad (3.16)$$

Assim, o pagamento,  $e_i^C$ , de cada demanda  $i$  e a receita,  $r_j^C$ , de cada gerador  $j$ , tornam-se, respectivamente, (3.17) e (3.18):

$$e_i^C = \lambda^L p_{DI_i}^L + r^C \frac{p_{DI_i}^L}{\sum_{i \in D} p_{DI_i}^L}, \quad \forall i \in D, \quad (3.17)$$

$$r_j^C = \lambda^L p_{GJ_j}^L + R_j^{up} p_{GJ_j}^{up} - R_j^{down} p_{GJ_j}^{down}, \quad \forall j \in G. \quad (3.18)$$

Na Seção 3.3.3 é descrita a terceira etapa do procedimento baseado em leilão, que

consiste na alocação dos custos das perdas na transmissão.

### 3.3.3 A Alocação de Custos das Perdas na Transmissão

Para realizar uma comparação justa entre o modelo de despacho com base em leilão realizado em três etapas e o modelo de FPO, após o gerenciamento da transmissão apresentado na Seção 3.3.2, o problema de FPO apresentado na Seção 3.4 é resolvido, a fim de obter-se as perdas do sistema,  $p^T$ , as quais serão consideradas no procedimento de alocação de custos das perdas na transmissão apresentado nesta seção.

Dentre os blocos de potência,  $p_{G_{jn}}$ , não saturados, isto é, que não tenham sido despachados em sua potência máxima de geração, é escolhido o bloco mais barato para suprir as perdas,  $p^T$ , do sistema. Caso um único bloco não seja suficiente para gerar todas as perdas do sistema, o segundo bloco mais barato e não saturado é escolhido. Este procedimento é repetido sucessivamente, até que todas as perdas sejam supridas.

Cada gerador que tenha tido um bloco integralmente ou parcialmente despachado para suprir as perdas é denominado *slack* e recebe um pagamento extra. Este pagamento corresponde ao produto das perdas, por ele supridas, pelo preço do bloco mais caro que tenha sido utilizado para suprir as perdas do sistema, denotado por  $\lambda_{G^s}$ .

Geradores e demanda contribuem proporcionalmente para pagar pelas perdas. Portanto, o pagamento final,  $e_i^P$ , de cada demanda  $i$  é representado pela expressão (3.19):

$$e_i^P = \lambda^L p_{DI_i}^L + \left( \frac{p^T \lambda_{G^s}}{2} + r^C \right) \frac{p_{D_i}^C}{\sum_{i \in D} p_{D_i}^C}, \quad \forall i \in D, \quad (3.19)$$

e o valor final da receita,  $r_j^P$ , para cada gerador  $j$  (não *slack*), após subtrair os custos relativos às perdas, é expresso por (3.20):

$$r_j^P = \lambda^L p_{GJ_j}^L + R_j^{up} p_{GJ_j}^{up} - R_j^{down} p_{GJ_j}^{down} - \frac{p^T \lambda_{G^s}}{2} \frac{p_{G_j}^C}{\sum_{j \in G} p_{G_j}^C}, \quad \forall j \in G^*, \quad (3.20)$$

e a receita  $r_{j_s}^P$  para o gerador *slack* é dada pela expressão (3.21):

$$r_j^P = \lambda^L p_{GJ_j}^L + R_j^{up} p_{GJ_j}^{up} - R_j^{down} p_{GJ_j}^{down} - \frac{p^T \lambda_{G^s}}{2} \frac{p_{G_j}^C}{\sum_{j \in G} p_{G_j}^C} + \lambda_{G^s} p^T, \quad \forall j \in G^s. \quad (3.21)$$

O problema de FPO é descrito a seguir, na Seção 3.4.

### 3.4 O Fluxo de Potência Ótimo (FPO)

Nesta seção, é descrito o procedimento de despacho com base no modelo de FPO, apresentado em CONEJO et al. (2003b).

O FPO é resolvido com demanda fixa e todos os geradores *on-line*, conhecidos a partir dos procedimentos de leilão e de gestão de congestionamento, são considerados para a produção.

Sua formulação matemática pode ser dada por um problema de otimização não linear, cujo objetivo é a minimização da função custo de produção (3.22), em que os lances de venda dos geradores são considerados como custos. Repare que esta função corresponde ao bem estar social se a demanda é considerada inelástica (fixa).

$$\text{FCP} (p_{G_{jn}}) = \sum_{j \in G^{on}} \sum_{n=1}^{B_{G_j}} \lambda_{G_{jn}} p_{G_{jn}}. \quad (3.22)$$

O problema de FPO, ao passo que minimiza os custos de produção, deve também satisfazer as restrições técnicas e operacionais dos sistemas de geração e transmissão, representadas pelo conjunto de equações (3.23)-(3.27):

$$p_{GK_k} - p_{DK_k}^L = \sum_{l \in \Omega_k} f_{kl}(v_k, v_l, \theta_{kl}), \quad \forall k \in B, \quad (3.23)$$

$$q_{G_k} - Q_{D_k} = \sum_{k \in \Omega_k} q_{kl}(v_k, v_l, \theta_{kl}), \quad \forall k \in B, \quad (3.24)$$

$$-F_{kl}^{\max} \leq f_{kl}(v_k, v_l, \theta_{kl}) \leq F_{kl}^{\max}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \quad (3.25)$$

$$V_k^{\min} \leq v_k \leq V_k^{\max}, \quad \forall k \in B, \quad (3.26)$$

$$0 \leq p_{G_{jn}} \leq P_{G_{jn}}^{\max}, \quad \forall j \in G^{on}, \quad (3.27)$$

em que:

$$f_{kl}(v_k, v_l, \theta_{kl}) = v_k [G_{kl}(v_k - v_l \cos(\theta_{kl})) - B_{kl} v_l \sin(\theta_{kl})], \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k,$$

$$q_{kl}(v_k, v_l, \theta_{kl}) = v_k [B_{kl}(v_k + v_l \cos(\theta_{kl})) - G_{kl}v_l \sin(\theta_{kl})], \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k,$$

$$\theta_{kl} = \theta_k - \theta_l, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k,$$

$$p_{DK_k}^L = \sum_{i \in D_k} p_{DI_i}^L, \quad \forall k \in B,$$

$$p_{GK_k} = \sum_{j \in G_k^{on}} p_{GJ_j}, \quad \forall k \in B.$$

Os conjuntos de restrições (3.23) e (3.24) expressam, respectivamente, o balanço de potência ativa e reativa para cada uma das barras do sistema. A restrição (3.25) impõe limites para a capacidade de transmissão das linhas. Os conjuntos de restrições (3.26) e (3.27) impõem limites para a magnitude de tensão e para os blocos de geração de potência, respectivamente.

A solução do problema de otimização (3.22)-(3.27) fornece o custo marginal,  $\lambda_k^*$ , para cada barra  $k$  do sistema e a produção,  $p_{G_{jn}}$ , de cada gerador  $j$  e bloco  $n$ , a partir do qual podemos calcular a produção total,  $p_{G_j}^*$ , de cada gerador  $j$ , expressa pela equação (3.28):

$$p_{G_j}^* = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} p_{G_{jn}}, \quad \forall j \in G^{on}, \quad (3.28)$$

Assim, o pagamento,  $e_i^*$ , de cada demanda  $i$  torna-se (3.29):

$$e_i^* = \lambda_i^* p_{DI_i}^L, \quad \forall i \in D, \quad (3.29)$$

em que  $\lambda_i^*$  é o preço marginal local de energia da barra  $k$  em que a demanda  $i$  está localizada.

A receita,  $r_j^*$ , de cada gerador  $j$  é dada pela expressão (3.30):

$$r_j^* = \lambda_j^* p_{G_j}^*, \quad \forall j \in G^{on}, \quad (3.30)$$

em que  $\lambda_j^*$  é o preço marginal local de energia da barra em que o gerador  $j$  está localizado.

Devido a característica locacional dos preços marginais, existe um excedente de mercado que pode ser calculado pela expressão (3.31):

$$em = \sum_{k \in B} \sum_{i \in D_k} \lambda_k^* p_{DI_i}^L - \sum_{k \in B} \sum_{j \in G_k^{on}} \lambda_k^* p_{G_j}^*. \quad (3.31)$$

Para uma comparação justa entre o FPO e o leilão, o excedente de mercado é subtraído proporcionalmente do pagamento da demanda, visto que o procedimento de leilão não contém excedente de mercado ou qualquer pagamento explícito para o provedor da transmissão. Assim, o pagamento final,  $e_i^*$ , de cada demanda  $i$ , torna-se (3.32):

$$e_i^* = \lambda_i^* p_{DI_i}^L - em \frac{p_{DI_i}^L}{\sum_{i \in D} p_{DI_i}^L}, \quad \forall i \in D. \quad (3.32)$$

### 3.5 Resultados Numéricos

Os resultados numéricos foram obtidos com base no sistema 24 barras IEEE RTS-1996, apresentado na Figura 3.1, em que o limite da linha de transmissão 14 – 16 é reduzido de 500 MVA para 300 MVA, de modo que ocorra um congestionamento. Os resultados foram obtidos utilizando o IBM ILOG CPLEX *Optimization Studio* 12.6, para resolver os problemas lineares, e o GAMS/KNITRO 8.1.1, para resolver os modelos não lineares. Os testes foram realizados em um computador Dell Intel Core i7 com 8-GB RAM. Os dados deste sistema teste encontram-se no Anexo A.



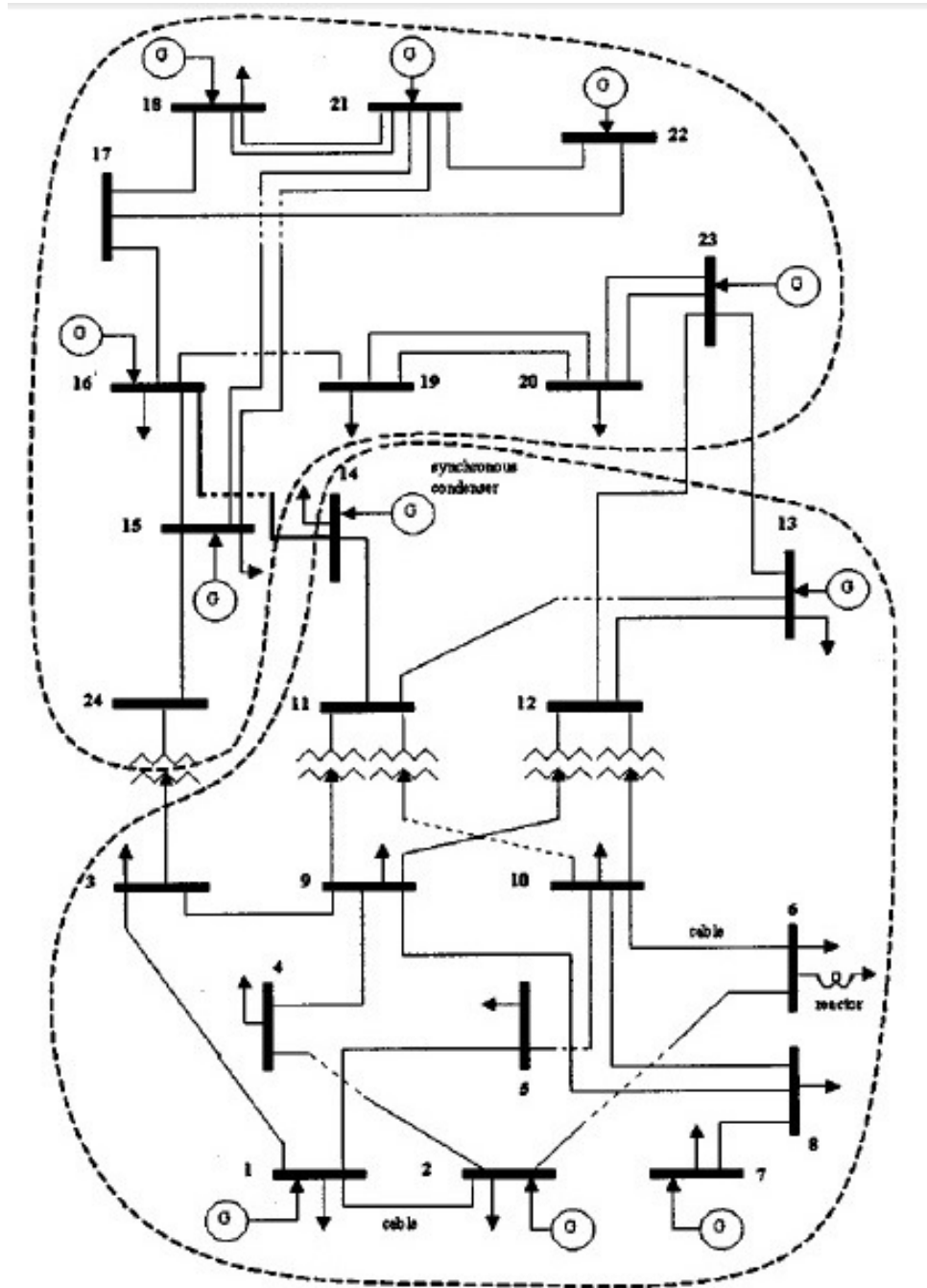


Figura 3.1: Sistema 24 barras IEEE RTS-1996  
Fonte: CONEJO et al. (2003b)

CAPÍTULO 3. REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM MODELOS DE LEILÃO DO DIA SEGUINTE

---

Na Tabela 3.4 e na Figura 3.2 são apresentados os resultados da saída de potência de cada um dos geradores, para cada uma das etapas do procedimento de leilão. O preço de equilíbrio de mercado obtido no procedimento de leilão, apresentado na Seção 3.3.1, foi de \$20,32/MWh. O despacho da geração obtido nesta etapa gera um congestionamento na linha de transmissão 14 – 16, o qual é gerenciado por meio da resolução do problema de otimização (3.10)-(3.13).

Tabela 3.4: Resultado para o procedimento de leilão em três etapas-Geração (MW)

Gerador	Leilão	Leilão+Cong.	Leilão+Cong.+Perdas
1, 2, 5, 6	0,00	0,00	0,00
3, 4, 7, 8	76,00	76,00	76,00
9	50,00	100,00	100,00
10	50,00	64,00	79,12
11	50,00	50,00	80,00
12	114,00	114,00	118,20
13, 14	118,20	118,20	118,20
15 – 19	0,00	0,00	0,00
20, 21	155,00	155,00	155,00
22	400,00	336,00	336,00
23	400,00	400,00	400,00
24 – 29	50,00	50,00	50,00
30, 31	155,00	155,00	155,00
32	350,00	350,00	350,00
<b>TOTAL</b>	<b>2874,40</b>	<b>2874,40</b>	<b>2923,72</b>

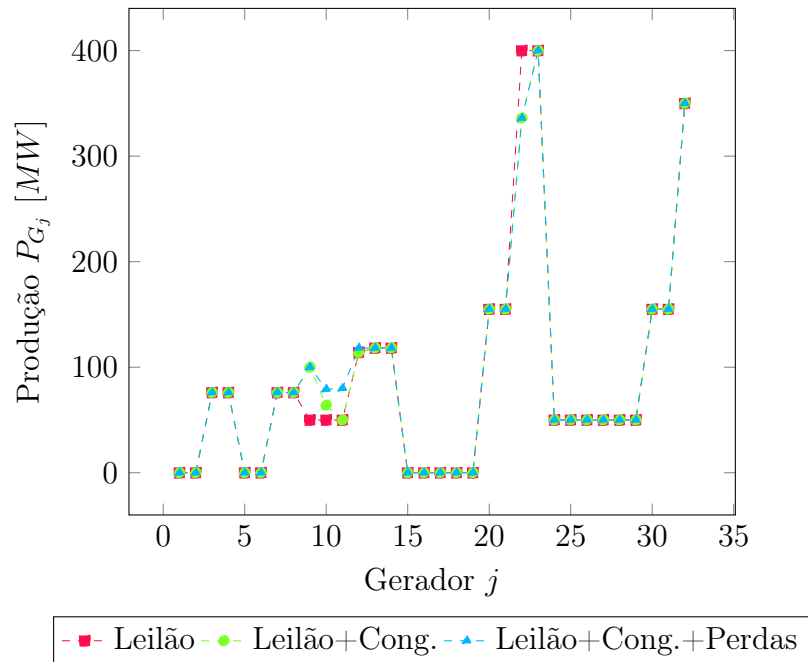


Figura 3.2: Despacho da geração para cada uma das etapas do procedimento de leilão

Durante a gestão do congestionamento, apresentada na Seção 3.3.2, são leiloados acréscimos e decréscimos de geração, a fim de aliviar o fluxo de potência nas linhas congestionadas. Observando a Tabela 3.4, nota-se que os geradores, já despachados, que podem aumentar sua produção são: 9, 10 e 11 (capacidade igual a 100MW) e 12, 13 e 14 (capacidade igual a 197MW). Assim, os geradores 9 e 10 foram redespachados com acréscimos de geração, enquanto o gerador 22 (capacidade igual a 400MW) foi redespachado com decréscimo da geração.

A alocação das perdas na transmissão, apresentada na Seção 3.3.3, é feita considerando as perdas obtidas ao resolver o problema de FPO (49,32MW), apresentado na Seção 3.4. Para gerar as perdas do sistema, cujos custos são alocados proporcionalmente entre geradores e cargas, foram redespachados os geradores 10, 11 e 12, os quais apresentam os blocos, não saturados, mais baratos.

A receita de cada um dos geradores, para cada uma das etapas do procedimento de leilão, é apresentada na Tabela 3.5 e na Figura 3.3. Já a Tabela 3.6 e a Figura 3.4 apresentam os valores correspondentes ao pagamento das demandas para cada uma das etapas no procedimento de leilão.

CAPÍTULO 3. REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM MODELOS DE LEILÃO DO DIA SEGUINTE

Tabela 3.5: Resultado para o procedimento de leilão em três etapas-Receita da Geração (\$/h)

Gerador	Leilão	Leilão+Cong.	Leilão+Cong.+Perdas
1, 2, 5, 6	0,00	0,00	0,00
3, 4, 7, 8	1544,32	1544,32	1530,19
9	1016,00	2152,00	2133,41
10	1016,00	1334,08	1649,83
11	1016,00	1016,00	1656,80
12	2316,48	2316,48	2386,30
13	2401,82	2401,82	2379,85
14	2401,82	2401,82	2379,85
15 – 19	0,00	0,00	0,00
20, 21	3149,60	3149,60	3120,78
22	8128,00	7765,76	7703,29
23	8128,00	8128,00	8053,64
24 – 29	1016,00	1016,00	1006,70
30, 31	3149,60	3149,60	3120,78
32	7112,00	7112,00	7046,93
<b>TOTAL</b>	<b>58407,81</b>	<b>59499,65</b>	<b>60034,03</b>

Nota-se que a alocação dos custos da transmissão entre geradores e carga resulta na redução da receita de todos os geradores despachados, exceto os geradores *slack* (responsáveis pela geração das perdas), e no acréscimo do pagamento correspondente a cada demanda.

CAPÍTULO 3. REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM MODELOS DE  
LEILÃO DO DIA SEGUINTE

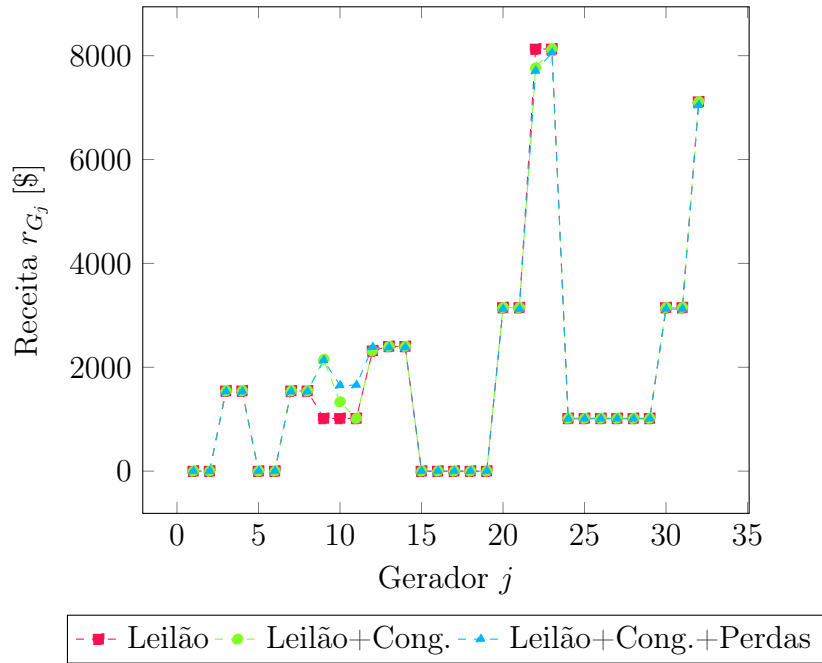


Figura 3.3: Receita da geração para cada uma das etapas do procedimento de leilão

Tabela 3.6: Resultado para o procedimento de leilão em três etapas-Pagamento da Demanda por Barra (\$/h)

Barra	Leilão	Leilão+Cong.	Leilão+Cong.+Perdas
1	2267, 71	2310, 10	2330, 85
2	2034, 84	2072, 88	2091, 50
3	3779, 52	3850, 17	3884, 75
4	1553, 87	1582, 92	1597, 13
5	1490, 88	1518, 75	1532, 39
6	2855, 77	2909, 16	2935, 28
7	2624, 73	2673, 80	2697, 81
8	3590, 54	3657, 66	3690, 51
9	3674, 67	3743, 36	3776, 98
10	4094, 48	4171, 02	4208, 48
11, 12	0, 00	0, 00	0, 00
13	5564, 43	5668, 45	5719, 36
14	4073, 55	4149, 70	4186, 97
15	6226, 86	6343, 26	6400, 23
16	1964, 54	2001, 26	2019, 24
17	0, 00	0, 00	0, 00
18	6541, 01	6663, 28	6723, 13
19	3556, 00	3622, 47	3655, 01
20	2514, 40	2561, 40	2584, 40
21 – 24	0, 00	0, 00	0, 00
TOTAL	58407, 81	59499, 65	60034, 03

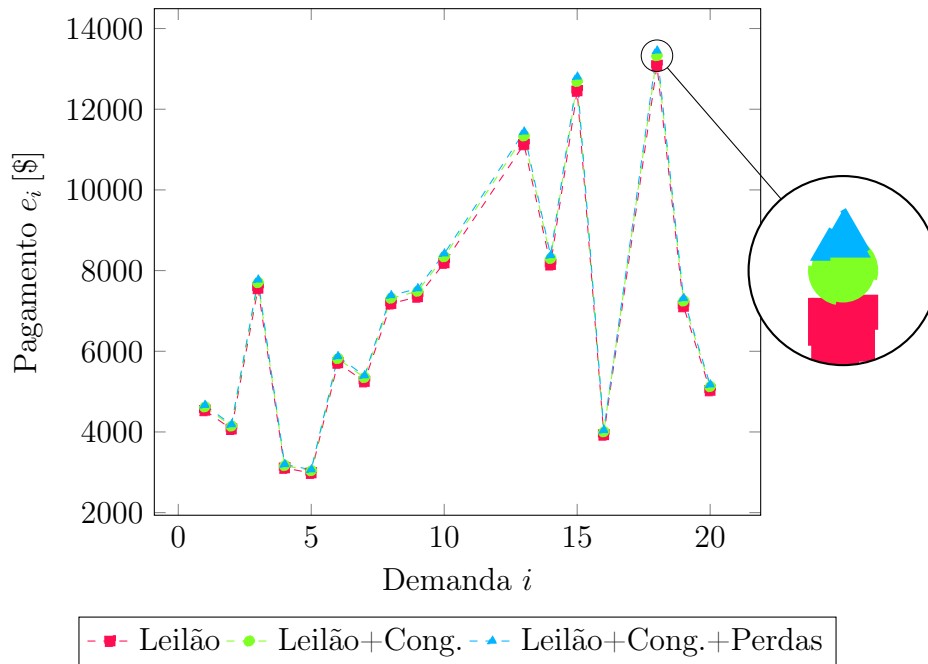


Figura 3.4: Pagamento da demanda para cada uma das etapas do procedimento de leilão

O despacho baseado no FPO fornece um preço marginal local para cada barra do sistema, os quais, na Tabela 3.7, são considerados referência para comparação do preço de equilíbrio de mercado obtido na primeira etapa do procedimento de leilão.

Na Figura 3.5, nota-se que as diferenças de preço são muito significantes devido ao congestionamento da linha de transmissão 14 – 16, que divide o sistema em duas áreas. Isto é ilustrado pela Figura 3.1: a região acima vende geração, portanto energia mais barata, e a região abaixo compra geração, portanto energia mais cara.

Tabela 3.7: Comparação entre o preço de equilíbrio de mercado e o preço marginal local por barra (\$/MWh)

Barra	Leilão	FPO	Diferença(%)
1	20,32	21,31	-4,65
2	20,32	21,41	-5,09
3	20,32	18,29	11,10
4	20,32	22,08	-7,97
5	20,32	22,19	-8,43
6	20,32	22,60	-10,09
7	20,32	21,98	-7,55
8	20,32	22,74	-10,64
9	20,32	21,75	-6,57
10	20,32	22,43	-9,41
11	20,32	24,89	-18,36
12	20,32	20,83	-2,45
13	20,32	21,22	-4,24
14	20,32	30,65	-33,70
15	20,32	11,26	80,46
16	20,32	10,67	90,44
17	20,32	10,70	89,91
18	20,32	10,73	89,38
19	20,32	13,09	55,23
20	20,32	14,98	35,65
21	20,32	10,78	88,50
22	20,32	10,43	94,82
23	20,32	15,92	27,64
24	20,32	14,06	44,52

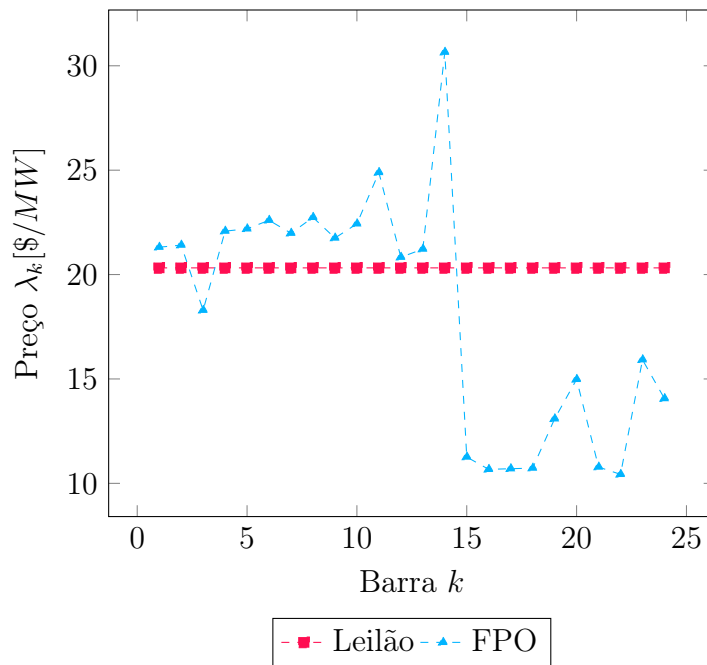


Figura 3.5: Preço por barra obtidos no procedimento de leilão e no FPO



CAPÍTULO 3. REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM MODELOS DE  
LEILÃO DO DIA SEGUINTE

---

A receita de cada gerador obtidas no despacho com base no procedimento de leilão e no FPO são comparadas na Tabela 3.8. Uma comparação similar é feita na tabela 3.9, porém para os pagamentos das demandas.

Tabela 3.8: Comparação entre as receitas da geração obtidas no procedimento de leilão em três etapas e no FPO (\$/h)

Gerador	Leilão+Cong.+Perdas	FPO	Diferença(%)
1, 2, 5, 6	0,00	0,00	0,00
3, 4	1530,19	1619,56	-5,52
7, 8	1530,19	1627,16	-5,96
9	2133,41	1758,40	21,33
10	1649,83	1758,40	-6,17
11	1656,80	1758,40	-5,78
12	2386,30	2709,79	-11,94
13, 14	2379,85	2709,79	-12,18
15 – 19	0,00	0,00	0,00
20	3120,78	1620,31	92,60
21	3120,78	991,24	214,84
22	7703,29	4292,00	79,48
23	8053,64	4312,00	86,77
24 – 29	1006,70	521,50	93,04
30, 31	3120,78	2466,01	26,55
32	7046,93	5572,00	26,47
<b>TOTAL</b>	<b>60034,03</b>	<b>44746,60</b>	<b>34,16</b>

As Figuras 3.6 e 3.7 mostram que economias significativas são obtidas no despacho com base em FPO para todas as unidades consumidores, excetuando-se a demanda localizada na barra 14, local onde ocorre o congestionamento do sistema.

CAPÍTULO 3. REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM MODELOS DE LEILÃO DO DIA SEGUINTE

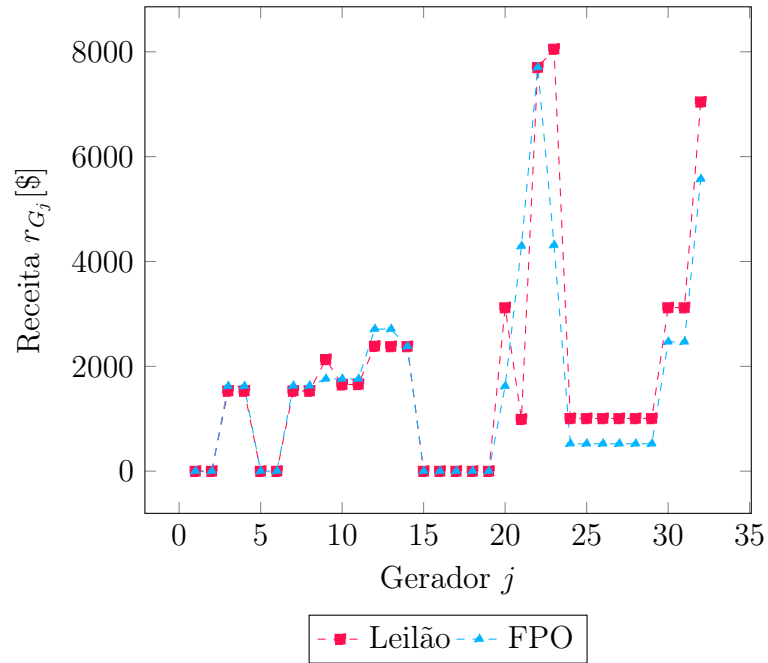


Figura 3.6: Receita final de cada gerador nos procedimentos de leilão e de FPO

Tabela 3.9: Comparação entre os pagamentos da demanda obtidos no procedimento de leilão em três etapas e no FPO (\$/h)

Barra	Leilão+Cong.+Perdas	FPO	Diferença(%)
1	2330,85	2028,14	14,93
2	2091,50	1829,89	14,30
3	3884,75	2818,52	37,83
4	1597,13	1448,60	10,25
5	1532,39	1397,94	9,62
6	2935,28	2735,38	7,31
7	2697,81	2433,99	10,84
8	3690,51	3463,91	6,54
9	3776,98	3366,03	12,21
10	4208,48	3887,61	8,25
11, 12	0,00	0,00	0,00
13	5719,36	4951,94	15,50
14	4186,97	5515,60	-24,09
15	6400,23	2489,31	157,11
16	2019,24	728,32	177,24
17	0,00	0,00	0,00
18	6723,13	2444,29	175,05
19	3655,01	1741,63	109,86
20	2584,40	1465,49	76,35
21 – 24	0,00	0,00	0,00
TOTAL	60034,03	44746,60	34,16

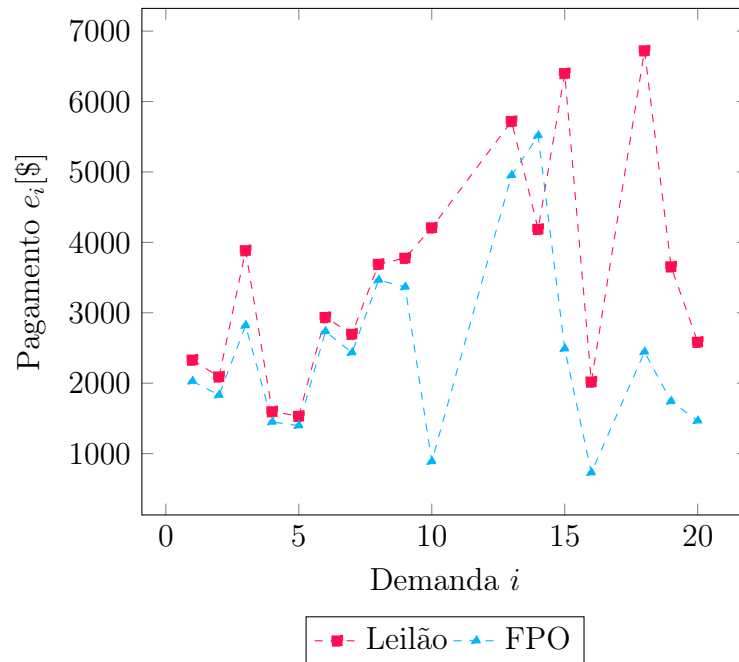


Figura 3.7: Pagamento por demanda obtidos no procedimento de leilão e no FPO

Ressalta-se aqui, que o objetivo deste capítulo é mostrar que os resultados obtidos pelo modelo de leilão que desconsidera a transmissão e necessita de correções posteriores, diferem significativamente dos resultados obtidos pelos modelos de despacho da geração que consideram a transmissão em sua formulação inicial, em termos econômicos. Por isto, os tempos computacionais não foram levados em conta.

### 3.6 Conclusões

O despacho com base em FPO, formulado matematicamente como um problema de otimização não linear, é desvantajoso do ponto de vista da transparência que deve existir nos mercados de energia, porém economicamente vantajoso, do ponto de vista do consumidor, pois já inclui a transmissão e as perdas em seu modelo. Por outro lado, o leilão é um procedimento simples, porém não leva em conta os congestionamentos e as perdas nas linhas de transmissão. Procedimentos *ex post*, a fim de respeitar os limites das linhas de transmissão e realocar as perdas, fazem com que os preços pagos pelos consumidores não sejam os preços reais obtidos no leilão de energia.

Neste capítulo, foi realizada uma comparação entre as soluções obtidas pelo leilão em três etapas e pelo FPO. Os resultados apresentados na seção 3.5 apontam que algumas

unidades consumidoras chegam a pagar 177% a mais no leilão, quando comparado a solução obtida pelo FPO, isto é, o procedimento baseado em leilão descrito na seção 3.3 gera ineficiências econômicas e subsídios cruzados.

A introdução das restrições associadas à transmissão na formulação dos modelos de leilão é necessária do ponto de vista econômico. Por outro lado, o modelo de leilão adotado não deve deixar dúvidas quanto a solução gerada, isto é, deve ser transparente. Uma alternativa comumente adotada, é a aplicação de técnicas de aproximação linear às restrições não lineares (MOTTO et al., 2002), (SANTOS & DINIZ, 2011), as quais representam a transmissão, de modo a torná-las lineares e desta maneira formular o modelo de leilão como um problema de otimização linear. Tais técnicas são discutidas com mais detalhes no Capítulo 4.

# Formulação Linearizada das Restrições de Rede

## 4.1 Nomenclatura

### Conjuntos

- $\Omega_k$  : Conjunto de barras conectadas à barra  $k$ ;  
 $B$  : Conjunto de barras do sistema elétrico;  
 $D$  : Conjunto de demandas;  
 $D_k$  : Conjunto de demandas da barra  $k$ ;  
 $G$  : Conjunto de geradores;  
 $G_k$  : Conjunto de geradores da barra  $k$ .

### Constantes

- $\mathfrak{B}$  : Número de blocos utilizados na linearização das perdas ALP;  
 $\Delta\delta$  : Limite superior dos blocos de linearização (ALP) [ $rad.$ ];  
 $\lambda_{Dim}$  : Preço ofertado pela demanda  $i$  para comprar o bloco  $m$  [ $\$/MWh$ ];  
 $\lambda_{Gjn}$  : Preço solicitado pelo gerador  $j$  para vender o bloco  $n$  [ $\$/MWh$ ];  
 $B_{Di}$  : Número de blocos de potência solicitados pela demanda  $i$ ;  
 $B_{Gj}$  : Número de blocos de potência oferecidos pelo gerador  $j$ ;  
 $B_{kl}$  : Susceptância da linha de transmissão  $kl$  [ $p.u.$ ];  
 $F_{kl}^{\max}$  : Limite de fluxo de potência na linha  $kl$  [ $MW$ ];  
 $G_{kl}$  : Condutância da linha de transmissão  $kl$  [ $p.u.$ ];

- $P_{Gj}^{\min}$  : Potência mínima do gerador  $j$ , caso ele seja despachado [MW];  
 $P_{Gj}^{\max}$  : Potência máxima do gerador  $j$ , caso ele seja despachado [MW];  
 $P_{Dim}^{\max}$  : Tamanho do bloco  $m$  de potência que a demanda  $i$  está disposta a comprar [MW];  
 $P_{Gjn}^{\max}$  : Tamanho do bloco  $n$  de potência que o gerador  $j$  está disposto a vender [MW].

### Variáveis

- $\alpha_{kl}^b$  : Inclinação do bloco  $b$  da diferença angular linearizada relativa aos nós  $k$  e  $l$  [rad.];  
 $\delta_{kl}$  : Variável positiva utilizada no processo de linearização ALP das perdas da linha  $kl$ , que corresponde ao módulo da diferença angular entre os nós  $k$  e  $l$  [rad.];  
 $\delta_{kl}^b$  : Bloco  $b$  utilizado no processo de linearização ALP das perdas da linha  $kl$  [rad.];  
 $\delta_{kl}^+$  : Variável positiva utilizada no processo de linearização ALP das perdas da linha  $kl$  [rad.];  
 $\delta_{kl}^-$  : Variável positiva utilizada no processo de linearização ALP das perdas da linha  $kl$  [rad.];  
 $\theta_k$  : Ângulo de tensão na barra  $k$  [rad.];  
 $\theta_{kl}$  : Diferença angular na linha  $kl$  [rad.];  
 $f_{kl}$  : Fluxo de potência ativa na linha  $kl$  [MW];  
 $p_{Dim}$  : Bloco  $m$  de potência consumido pela demanda  $i$  [MW];  
 $p_{DI_i}$  : Potência consumida pela demanda  $i$  [MW];  
 $p_{DK_k}$  : Potência ativa consumida na barra  $k$  [MW];  
 $p_{Gjn}$  : Bloco  $n$  de potência despachado pelo gerador  $j$  [MW];  
 $p_{GK_k}$  : Potência ativa gerada na barra  $k$  [MW];  
 $p_{GJ_j}$  : Potência despachada pelo gerador  $j$  [MW];  
 $p_{kl}$  : Perdas de potência ativa na linha  $kl$  [MW];  
 $u_j$  : Variável binária igual a 1 se o gerador  $j$  foi despachado e igual a 0 caso contrário;

## 4.2 Introdução

A representação da transmissão em modelos de leilão é necessária para que seja obtido um despacho da geração economicamente viável, conforme discutido no Capítulo 3. Antes da implantação dos mercados de energia, no ambiente regulado, o despacho da geração era obtido através de modelos formulados com base no FPO. Tais modelos são representados matematicamente por um problema de otimização não linear, os quais são exigem um conhecimento mais específico para serem compreendidos, implementados e resolvidos.

Desde então, os novos modelos de despacho da geração (leilões), em nome da transparência e simplicidade de compreensão e implementação, passaram a desprezar em sua formulação os aspectos relacionados à não linearidade (congestionamentos e perdas na transmissão) que faziam parte dos modelos adotados no ambiente regulado. Assim, os modelos de leilão são formulados matematicamente como um problema de otimização linear.

Os resultados apresentados no Capítulo 3 apontam que os modelos de leilão, que desconsideram a transmissão em sua formulação inicial, podem produzir soluções economicamente desvantajosas do ponto de vista do consumidor, quando comparadas as soluções obtidas a partir de modelos de despacho da geração que já incorporam a transmissão em sua formulação, como é o caso do FPO.

A questão que se coloca então é como modelar um leilão de energia que, ao passo que considera a transmissão, não seja formulado matematicamente como um problema de otimização não linear, mas sim como um problema de otimização linear. Para lidar com esta questão, comumente são adotadas técnicas de aproximação linear (ARROYO & CONEJO, 2002; LUH et al., 2006), de modo que as características de não linearidade sejam representadas de forma linear.

Dentre as técnicas de aproximação linear apresentadas na literatura, destacamos neste trabalho a Aproximação Linear por Partes (ALP), proposta no trabalho de MOTTO et al. (2002), e a Aproximação Linear Dinâmica por Partes (ALDP), apresentada no trabalho de SANTOS & DINIZ (2011). Estas técnicas são descritas na seção 4.4.

O objetivo deste capítulo é aplicar as técnicas ALP e ALDP ao modelo de leilão mono-período com representação da transmissão, apresentado na Seção 4.3, a fim de representar de maneira linear as perdas na transmissão.

### 4.3 Modelo de Leilão Monoperíodo com Representação Não Linear da Transmissão

Nesta seção, é proposto um modelo de leilão monoperíodo com representação da transmissão, formulado matematicamente como um problema de otimização não linear inteiro-misto, cujo objetivo é a maximização da função de bem estar social (4.1),

$$\text{FBES}(p_{D_{im}}, p_{G_{jn}}) = \sum_{i \in D} \sum_{m=1}^{B_{D_i}} \lambda_{D_i} p_{D_{im}} - \sum_{j \in G} \sum_{n=1}^{B_{G_j}} \lambda_{G_j} p_{G_{jn}}, \quad (4.1)$$

ao passo que satisfaz as restrições físicas e operacionais expressas pelas equações (4.2) a (4.9):

$$p_{GK_k} - p_{DK_k} = \sum_{l \in \Omega_k} f_{kl}(\theta_{kl}), \quad \forall k \in B, \quad (4.2)$$

$$-F_{kl}^{\max} \leq f_{kl}(\theta_{kl}) \leq F_{kl}^{\max}, \quad \forall k \in B, l \in \Omega_l, \quad (4.3)$$

$$u_j P_{G_j}^{\min} \leq p_{G_j} \leq u_j P_{G_j}^{\max}, \quad j \in G, \quad (4.4)$$

$$0 \leq p_{D_{im}} \leq P_{D_{im}}^{\max}, \quad \forall i \in D, \forall m = 1, \dots, B_{D_i}, \quad (4.5)$$

$$0 \leq p_{G_{jn}} \leq P_{G_{jn}}^{\max}, \quad \forall j \in G, \forall n = 1, \dots, B_{G_j}, \quad (4.6)$$

$$f_{kl}(\theta_{kl}) = \frac{p_{kl}(\theta_{kl})}{2} - B_{kl} \theta_{kl}, \quad \forall k \in B, l \in \Omega_k, \quad (4.7)$$

$$p_{kl}(\theta_{kl}) = G_{kl} \theta_{kl}^2, \quad \forall k \in B, l \in \Omega_k, \quad (4.8)$$

$$u_j \in \{0, 1\}, \quad j \in G, \quad (4.9)$$

em que:

$$p_{DI_i} = \sum_{m=1}^{B_{D_i}} p_{D_{im}}, \quad \forall i \in D,$$

$$p_{DK_k} = \sum_{i \in D_k} p_{D_i}, \quad \forall k \in B,$$

$$p_{GJ_j} = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} p_{G_{jn}}, \quad \forall j \in G,$$

$$p_{GK_k} = \sum_{j \in G_k} p_{G_j}, \quad \forall k \in B,$$



$$P_{G_j}^{\min} = P_{G_{j1}}^{\max}, \quad \forall j \in G,$$

$$P_{G_j}^{\max} = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} P_{G_{jn}}^{\max}, \quad \forall j \in G,$$

$$\theta_{kl} = \theta_k - \theta_l, \quad \forall k \in B, l \in \Omega_k.$$

A representação da transmissão é feita através do conjunto de restrições (4.2), (4.3), (4.7) e (4.8). A restrição (4.2) estabelece o balanço de potência ativa em cada um dos nós do sistema de transmissão, de modo que as demandas e as perdas do sistema sejam supridas pela geração. A restrição (4.3) garante que os limites de transmissão de potência das linhas sejam respeitados. O fluxo de potência,  $f_{kl}(\theta_{kl})$ , nas linhas de transmissão  $kl$ , representado pela equação (4.7), é dado pela soma de dois termos. O primeiro termo consiste em metade das perdas de potência,  $p_{kl}(\theta_{kl})$ , ocorridas na linha  $kl$ . O segundo termo consiste na representação linear do fluxo de potência ativa na linha  $kl$ . As perdas de potência ativa,  $p_{kl}(\theta_{kl})$ , nas linhas de transmissão  $kl$ , são representadas de forma quadrática pela equação (4.8). Esta expressão é obtida a partir de simplificações em expressões mais gerais, conforme descrito em MONTICELLI (1983).

O atendimento dos limites mínimos e máximos de geração de potência para cada gerador  $j$  é garantido pela restrição (4.4). As restrições (4.5) e (4.6) representam os limites de geração de potência, respectivamente, para os blocos de lances da demanda e para blocos de oferta da geração. A equação (4.3) expressa a diferença angular das tensões na linha  $kl$ .

## 4.4 A Linearização da Função Quadrática de Perdas de Potência nas Linhas de Transmissão

Devido a necessidade de representar linearmente a transmissão em modelos de leilão para mercados de energia, conforme já discutido, são apresentadas nesta seção as duas técnicas de aproximação linear por partes, ALP e ALDP, investigadas neste trabalho.

### 4.4.1 A Aproximação Linear por Partes - ALP

Em MARTÍN (1998), é proposta uma técnica de aproximação linear por partes, que consiste em utilizar  $2\mathfrak{B}$  blocos de linearização para aproximar a função perdas de potên-

cia ativa (4.8) por segmentos de reta, conforme ilustrado na Figura 4.1. Com base nesta técnica, em MOTTO et al. (2002), os autores propõem uma nova estratégia de aproximação linear, a qual utiliza apenas  $\mathfrak{B}$  blocos de linearização, que explora a característica de simetria apresentada pela função quadrática (4.8).

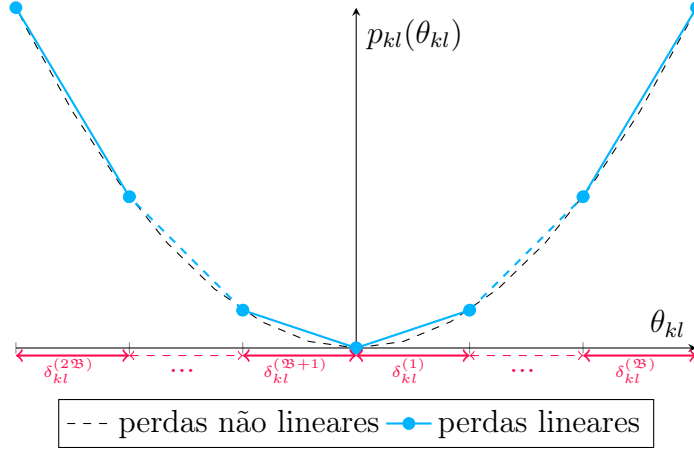


Figura 4.1: Aproximação linear por partes da função de perdas  
 Fonte: (MOTTO et al., 2002)

Assim, a fim de considerar a linearização apenas no quadrante positivo, em MOTTO et al. (2002), os autores definem uma nova variável  $\delta_{kl}$  para cada linha de transmissão  $kl$ , como sendo o valor absoluto da diferença angular entre os nós, dada pela expressão (4.10):

$$\delta_{kl} = |\theta_{kl}|, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \quad (4.10)$$

de tal forma que o módulo da diferença angular entre dois nós seja igual ao somatório de cada bloco  $\mathfrak{b}$  de linearização da linha  $kl$ , conforme expresso por (4.11):

$$\delta_{kl} = \sum_{\mathfrak{b}=1}^{\mathfrak{B}} \delta_{kl}^{\mathfrak{b}}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k. \quad (4.11)$$

Assim, as perdas de potência ativa,  $p_{kl}(\theta_{kl})$ , em cada linha  $kl$  são formuladas por (4.12):

$$p_{kl}(\theta_{kl}) = G_{kl} \sum_{\mathfrak{b}=1}^{\mathfrak{B}} \alpha_{kl}^{\mathfrak{b}} \delta_{kl}^{\mathfrak{b}}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \quad (4.12)$$

em que:

$$0 \leq \delta_{kl}^{\mathfrak{b}} \leq \Delta\delta, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \forall \mathfrak{b} = 1, \dots, \mathfrak{B}, \quad (4.13)$$

$$\alpha_{kl}^{\mathfrak{b}} = (2\mathfrak{b} - 1) \Delta\delta, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \forall \mathfrak{b} = 1, \dots, \mathfrak{B}. \quad (4.14)$$

Devido à não diferenciabilidade da função módulo (4.10), os autores utilizam uma representação linear para esta função, dada pelo conjunto de equações (4.15)-(4.17):

$$\delta_{kl} = \delta_{kl}^+ + \delta_{kl}^-, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \quad (4.15)$$

$$\theta_{kl} = \delta_{kl}^+ - \delta_{kl}^-, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \quad (4.16)$$

$$\delta_{kl}^+ \geq 0, \quad \delta_{kl}^- \geq 0, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k. \quad (4.17)$$

O problema de otimização (4.18) sintetiza a formulação do modelo de leilão com a transmissão linearizada, utilizando a técnica de aproximação linear por partes, ALP.

$$\max. \quad \sum_{i \in D} \sum_{m=1}^{B_{D_i}} \lambda_{D_{im}} p_{D_{im}} - \sum_{j \in G} \sum_{n=1}^{B_{G_j}} \lambda_{G_{jn}} p_{G_{jn}} \quad (4.18a)$$

$$\text{s.a.:} \quad p_{GK_k} - p_{DK_k} = \sum_{l \in \Omega_k} f_{kl}(\theta_{kl}), \quad \forall k \in B \quad (4.18b)$$

$$-F_{kl}^{\max} \leq f_{kl}(\theta_{kl}) \leq F_{kl}^{\max}, \quad \forall k \in B, l \in \Omega_l \quad (4.18c)$$

$$u_j P_{G_j}^{\min} \leq p_{G_j} \leq u_j P_{G_j}^{\max}, \quad j \in G \quad (4.18d)$$

$$0 \leq p_{D_{im}} \leq P_{D_{im}}^{\max}, \quad \forall i \in D, \forall m = 1, \dots, B_{D_i} \quad (4.18e)$$

$$0 \leq p_{G_{jn}} \leq P_{G_{jn}}^{\max}, \quad \forall j \in G, \forall n = 1, \dots, B_{G_j} \quad (4.18f)$$

$$f_{kl}(\theta_{kl}) = \frac{p_{kl}(\theta_{kl})}{2} - B_{kl} \theta_{kl}, \quad \forall k \in B, l \in \Omega_k \quad (4.18g)$$

$$p_{kl}(\theta_{kl}) = G_{kl} \sum_{b=1}^{\mathfrak{B}} \alpha_{kl}^b \delta_{kl}^b, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k \quad (4.18h)$$

$$\delta_{kl}^+ + \delta_{kl}^- = \sum_{b=1}^{\mathfrak{B}} \delta_{kl}^b, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k \quad (4.18i)$$

$$\delta_{kl}^+ - \delta_{kl}^- = \theta_{kl}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k \quad (4.18j)$$

$$0 \leq \delta_{kl}^b \leq \Delta \delta, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \forall b = 1, \dots, \mathfrak{B} \quad (4.18k)$$

$$\delta_{kl}^+ \geq 0, \quad \delta_{kl}^- \geq 0, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k \quad (4.18l)$$

$$u_j \in \{0, 1\}, \quad j \in G \quad (4.18m)$$

$$\text{em que:} \quad (4.18n)$$

$$P_{G_j}^{\min} = P_{G_{j1}}^{\max}, \quad \forall j \in G$$

$$P_{G_j}^{\max} = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} P_{G_{jn}}^{\max}, \quad \forall j \in G$$

$$p_{D_i} = \sum_{m=1}^{B_{D_i}} p_{D_{im}}, \quad \forall i \in D$$

$$p_{DK_k} = \sum_{i \in D_k} p_{D_i}, \quad \forall k \in B$$

$$p_{G_j} = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} p_{G_{jn}}, \quad \forall j \in G$$

$$p_{GK_k} = \sum_{j \in G_k} p_{G_j}, \quad \forall k \in B$$

$$\theta_{kl} = \theta_k - \theta_l, \quad \forall k \in B, l \in \Omega_k$$

$$\alpha_{kl}^b = (2b - 1) \Delta \delta, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k, \forall b = 1, \dots, \mathfrak{B}$$

### 4.4.2 A Aproximação Linear Dinâmica por Partes - ALDP

No trabalho de SANTOS & DINIZ (2011), os autores propõem uma linearização por partes para o cálculo da função de perdas (4.8), para cada linha  $kl$  do sistema de transmissão, em um procedimento dinâmico. A técnica consiste em, a cada iteração  $it$ , adicionar um novo corte linear tangente à função perdas no ponto correspondente a diferença angular obtida quando resolvido o problema na iteração  $it - 1$ , conforme ilustrado pela Figura 4.2. Este procedimento, para uma linha específica  $kl$ , é descrito no Algoritmo 1.

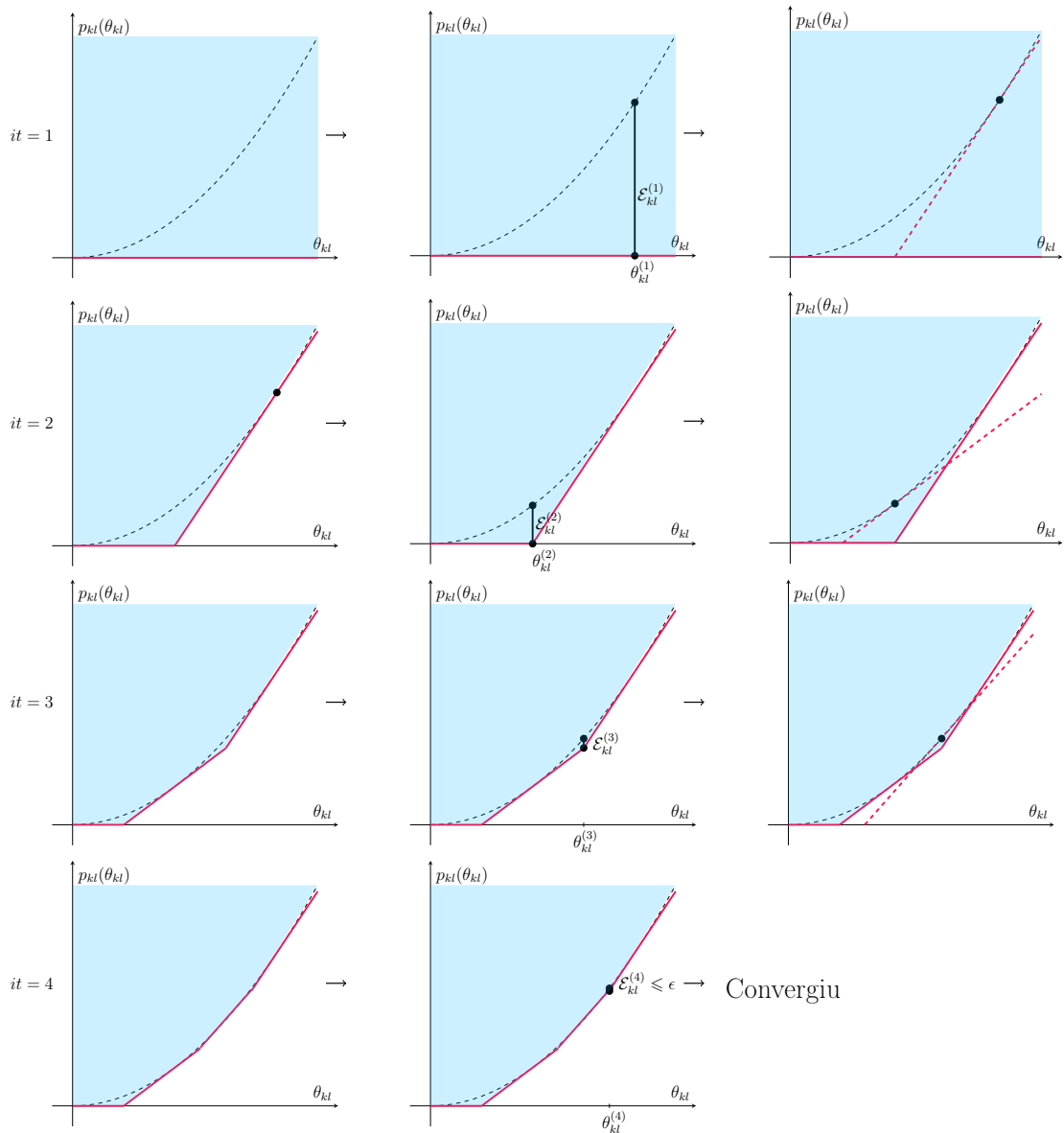


Figura 4.2: Aproximação linear dinâmica por partes da função de perdas  
 Fonte: (SANTOS & DINIZ, 2011)

**Algoritmo 1**

- 
- Passo 1:** Inicialização. Faça  $it = 1$ . Considere a inequação  $\mathbf{p}_{kl}(\theta_{kl}) \geq 0$  como uma aproximação inicial para as perdas  $p_{kl}(\theta_{kl}^{it})$  de todas as linhas  $kl$ .
- Passo 2:** Resolva o problema de otimização (4.1) a (4.9), em que a equação (4.8) é substituída por  $\mathbf{p}_{kl}(\theta_{kl}) \geq 0$ . Como resultado, obtêm-se os ângulos de tensão de cada barra  $k$ , as potências despachadas e consumidas por cada gerador  $j$  e a demanda  $i$ , respectivamente, bem como as perdas aproximadas  $\mathbf{p}_{kl}(\theta_{kl}^{it})$  de cada linha  $ik$ .
- Passo 3:** Utilizando os ângulos de tensão obtidos no Passo 2, para cada linha  $kl$ , calcule as perdas reais  $p_{kl}(\theta_{kl}^{it})$  dadas por (4.8).
- Passo 4:** Para cada linha  $kl$ , calcule o erro  $\mathcal{E}_{kl}^{it}$  entre as perdas reais e aproximadas, dado como:  $\mathcal{E}_{kl}^{it} = p_{kl}(\theta_{kl}^{it}) - \mathbf{p}_{kl}(\theta_{kl}^{it})$ .
- Passo 5:** Se todos os erros  $\mathcal{E}_{kl}^{it}$  forem menores que uma tolerância  $\epsilon$ , pare! Uma solução factível foi obtida. Caso contrário, vá para o passo 6.
- Passo 6:** Para cada linha  $kl$  em que  $\mathcal{E}_{kl}^{it} \geq \epsilon$ , trace uma nova aproximação tangente para o modelo linear por partes para perdas quadráticas, dada pela expressão (4.19), inclua-a no modelo e volte para o Passo 2.
- 

$$\mathbf{p}_{kl}(\theta_{kl}) \geq G_{kl} [\theta_{kl}^{it}]^2 + 2G_{kl} \theta_{kl} \theta_{kl}^{it}. \quad (4.19)$$

Esta equação é obtida a partir da definição da derivada de uma função em um ponto e sua dedução encontra-se em SANTOS & DINIZ (2011).

## 4.5 Resultados

Neste capítulo foram realizados testes numéricos computacionais, com base no sistema 24 barras IEEE RTS-1996, utilizando as técnicas de aproximação linear por partes ALP e ALDP. Para isto, o modelo de leilão monopérido com representação da transmissão não linear, proposto na Seção 4.3, foi resolvido utilizando o pacote de otimização KNITRO 8.1.1., disponível na interface GAMS.

Os testes envolvendo os modelos de leilão com aproximação linear foram realizados utilizando o pacote de otimização IBM ILOG CPLEX *Optimization Studio* 12.6, em um computador Dell Intel Core i7 com 8-GB RAM. Os dados deste sistema teste encontram-se

no Anexo A e maiores informações podem ser obtidas em WASHINGTON (2014).

As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam a convergência das técnicas de aproximação linear por partes ALP e ALDP, em termos de perdas total do sistema e da função objetivo, respectivamente.

O modelo de leilão monopérido com representação da transmissão linear, utilizando a técnica de aproximação por partes ALP, foi resolvido considerando 20 blocos de linearização e o limite adotado para o tamanho de cada um dos blocos foi 0,015 (rad.). Observando as Figuras 4.1 e 4.3 podemos notar que a técnica ALP aproxima superiormente as perdas totais do sistema de transmissão. Do ponto de vista da função objetivo, a convergência desta técnica ocorre inferiormente, uma vez que o aumento das perdas na transmissão implica na redução do bem estar social, conforme Figura 4.4.

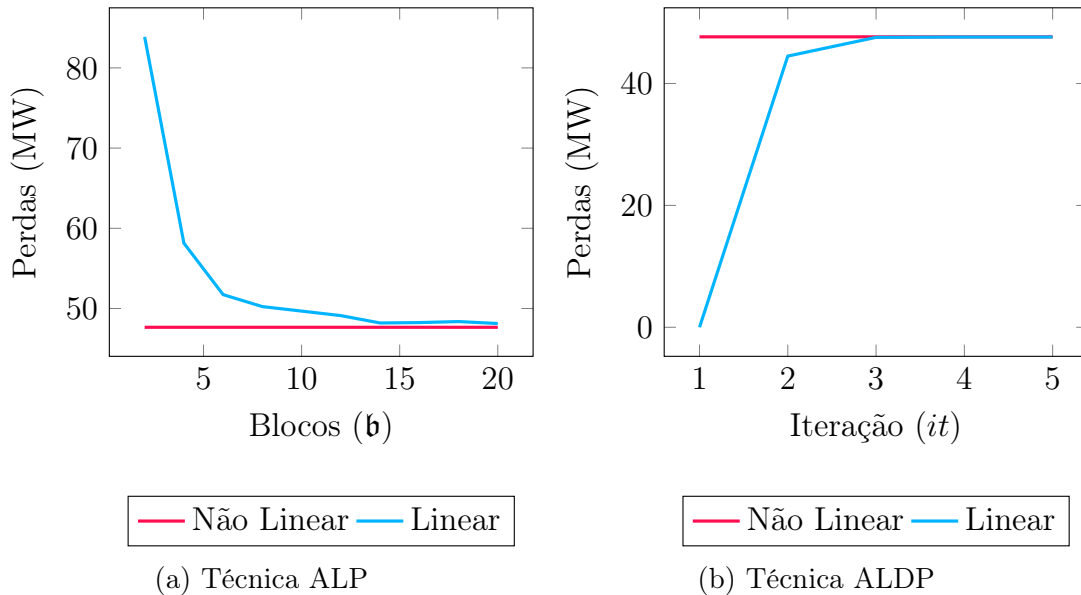


Figura 4.3: Convergência das técnicas ALP e ALDP em termos de perdas total

A convergência do modelo de leilão monopérido com representação da transmissão linear, utilizando a técnica de aproximação por partes ALDP ocorre de maneira inversa à técnica ALP. Assim, em termos de perdas total do sistema, a técnica ALDP se aproxima inferiormente da solução não linear, como pode ser observado nas Figuras 4.2 e 4.3, enquanto que em termos de função objetivo, esta aproximação ocorre superiormente, conforme Figura 4.4.

Observando a Figura 4.3, podemos notar que ambas as técnicas representam uma boa aproximação para o modelo de leilão não linear. Do ponto de vista matemático, a técnica

ALDP é mais precisa, porém, como já observado, as perdas totais do sistema obtidas por esta técnica é inferior as perdas obtidas pelo modelo não linear, como pode ser observado na Tabela 4.5. Do ponto de vista elétrico, isto pode comprometer a segurança do sistema de transmissão.

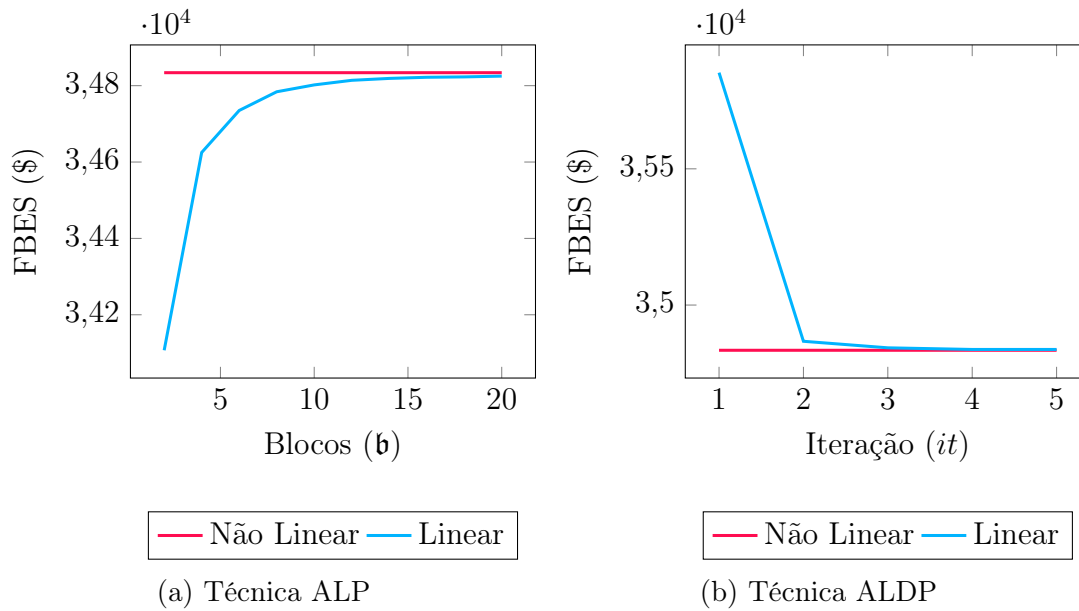


Figura 4.4: Convergência das técnicas de aproximação linear ALP e ALDP em termos de função objetivo



Tabela 4.5: Perdas em cada linha de transmissão do sistema para os modelos de leilão não linear e lineares

Linha	Não Linear	Técnica ALP		Técnica ALDP	
	Perdas (MW)	Perdas (MW)	%	Perdas (MW)	%
1	0,00267	0,02761	934,08	0,00644	141,20
2	0,15865	0,16030	1,04	0,13487	-14,99
3	0,52442	0,53937	2,85	0,56547	7,83
4	0,24306	0,25973	6,86	0,27081	11,42
5	0,83112	0,85011	2,28	0,87905	5,77
6	0,11102	0,12399	11,68	0,12407	11,75
7	0,98068	0,98126	0,06	0,96861	-1,23
8	0,60176	0,60527	0,58	0,56057	-6,84
9	0,11563	0,12587	8,86	0,09990	-13,60
10	1,27681	1,27682	0,00	1,23418	-3,34
11	0,52488	0,52828	0,65	0,43723	-16,70
12	2,00647	2,03993	1,67	2,04647	1,99
13	0,95224	0,98145	3,07	1,05679	10,98
14	0,27120	0,27288	0,62	0,26530	-2,18
15	0,43810	0,43951	0,32	0,43641	-0,39
16	0,50927	0,50932	0,01	0,50758	-0,33
17	0,73060	0,73149	0,12	0,72409	-0,89
18	1,75711	1,77114	0,80	1,75214	-0,28
19	0,58819	0,59156	0,57	0,58935	0,20
20	0,81182	0,82244	1,31	0,81157	-0,03
21	6,32043	6,32052	0,00	6,29954	-0,33
22	4,03933	4,04382	0,11	4,02840	-0,27
23	4,46511	4,47024	0,11	4,46617	0,02
24	0,03411	0,07251	112,58	0,03804	11,52
25	2,97448	2,98671	0,41	2,97182	-0,09
26	2,97448	2,98671	0,41	2,97182	-0,09
27	3,56647	3,56694	0,01	3,53372	-0,92
28	2,71899	2,73815	0,70	2,71126	-0,28
29	0,21324	0,24013	12,61	0,20961	-1,70
30	0,54535	0,60129	10,26	0,54719	0,34
31	2,73724	2,74036	0,11	2,73623	-0,04
32	0,09642	0,09745	1,07	0,10104	4,79
33	0,09642	0,09745	1,07	0,10104	4,79
34	0,13647	0,15305	12,15	0,13661	0,10
35	0,13647	0,15305	12,15	0,13661	0,10
36	0,42734	0,45186	5,74	0,42968	0,55
37	0,42734	0,45186	5,74	0,42968	0,55
38	2,31149	2,32077	0,40	2,30859	-0,13
Total	47,65688	48,13120	1,00	47,62795	-0,06

## CAPÍTULO 4. FORMULAÇÃO LINEARIZADA DAS RESTRIÇÕES DE REDE

---

Na Tabela 4.6 são apresentados os resultados para os modelos de leilão não linear e lineares, em termos de ângulo de tensão, preço e demanda por barra. Já na tabela 4.7 são apresentados a produção de cada gerador para cada um dos casos de estudo.

Tabela 4.6: Ângulo de tensão, demanda e preço por barra do sistema de transmissão para os casos Não Linear (NL), ALP e LDP

Barra	Ângulo de Tensão (rad.)			Preço (\$ /MWh)			Demanda (MW)		
	NL	ALP	ADLP	NL	ALP	ADLP	NL	ALP	ADLP
1	0,00000	0,00000	0,00000	20,71	20,71	20,78	111,60	111,60	107,57
2	-0,00135	-0,00125	-0,00152	20,74	20,79	20,82	94,97	93,68	93,68
3	0,03703	0,03647	0,03446	19,78	19,80	19,89	186,00	186,00	186,00
4	-0,03696	-0,03732	-0,03891	21,27	21,33	21,39	71,54	71,54	71,54
5	-0,04286	-0,04320	-0,04441	21,27	21,26	21,33	68,64	68,64	68,64
6	-0,08224	-0,08272	-0,08467	21,70	21,68	21,81	131,48	131,48	131,48
7	-0,06659	-0,06875	-0,07719	21,67	21,67	21,67	125,36	125,80	129,17
8	-0,10271	-0,10426	-0,11021	22,08	22,10	22,09	165,30	165,30	165,30
9	0,01376	0,01303	0,01034	20,83	20,86	20,93	169,18	169,18	169,18
10	-0,02247	-0,02313	-0,02561	21,14	21,15	21,54	188,50	188,50	188,50
11	0,11160	0,11089	0,10833	21,48	21,52	21,20	0,00	0,00	0,00
12	0,13812	0,13740	0,13484	20,58	20,61	21,54	0,00	0,00	0,00
13	0,19438	0,19366	0,19111	20,42	20,46	20,50	256,18	256,18	256,18
14	0,15748	0,15676	0,1542	22,43	22,42	22,46	187,54	187,54	187,54
15	0,34149	0,34079	0,33825	17,84	17,87	17,90	327,57	327,57	327,57
16	0,33442	0,33371	0,33115	17,75	17,77	17,80	110,00	110,00	110,00
17	0,41322	0,41251	0,40989	17,47	17,47	17,52	0,00	0,00	0,00
18	0,43657	0,43587	0,43321	17,37	17,37	17,42	348,80	348,68	349,34
19	0,31487	0,31414	0,31159	18,28	18,32	18,35	187,04	187,04	187,04
20	0,33593	0,33519	0,33266	18,58	18,60	18,64	132,27	132,27	132,27
21	0,45141	0,45071	0,44809	17,33	17,35	17,36	0,00	0,00	0,00
22	0,56133	0,56063	0,55801	16,82	16,83	16,86	0,00	0,00	0,00
23	0,36243	0,36169	0,35916	18,65	18,70	18,72	0,00	0,00	0,00
24	0,22309	0,22244	0,22012	18,88	18,89	18,98	0,00	0,00	0,00
Total							2861,97	2861,00	2861,00

Tabela 4.7: Produção de cada gerador do sistema para os casos Não Linear (NL), ALP e LDP

Gerador	Produção (MW)		
	NL	ALP	ADLP
1	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00
3	76,00	76,00	76,00
4	76,00	76,00	76,00
5	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00
7	76,00	76,00	76,00
8	76,00	76,00	76,00
9	60,34	50,00	50,00
10	60,34	50,53	80,00
11	60,34	80,00	50,03
12	118,20	118,20	118,20
13	118,20	118,20	118,20
14	118,20	118,20	118,20
15	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00
18	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00
20	155,00	155,00	155,00
21	155,00	155,00	155,00
22	400,00	400,00	400,00
23	400,00	400,00	400,00
24	50,00	50,00	50,00
25	50,00	50,00	50,00
26	50,00	50,00	50,00
27	50,00	50,00	50,00
28	50,00	50,00	50,00
29	50,00	50,00	50,00
30	155,00	155,00	155,00
31	155,00	155,00	155,00
32	350,00	350,00	350,00
Total	2909,62	2909,13	2908,63

Vale ressaltar aqui, que o objetivo deste capítulo é analisar se as técnicas de linearização representam uma boa aproximação para as perdas não lineares, em termos de perdas de potência geradas pelo sistema, e, por isto, os tempos computacionais não foram levados em consideração.

## 4.6 Conclusões

Neste Capítulo foram apresentadas duas técnicas de aproximação linear por partes: ALP e ALDP. O objetivo do estudo destas técnicas é o tratamento linear das restrições não lineares, necessárias para a representação da transmissão em modelos de leilão do dia seguinte para mercados de energia. A necessidade de incluir as restrições associadas à transmissão na formulação matemática do modelo de leilão foi discutida no Capítulo 3.

Os resultados numéricos apresentados na Seção 4.5 do presente capítulo, mostram que tanto a técnica de aproximação linear ALP, quanto a ADLP, apresentaram uma boa aproximação para as perdas na transmissão. A técnica ALP, conforme já discutido, aproxima-se superiormente das perdas totais produzidas pelo modelo não linear, enquanto a técnica ALDP aproxima-se inferiormente. Do ponto de vista matemático, a técnica ALDP é mais precisa, porém, em sistemas de grande porte esta técnica pode subestimar os preços da energia. Por este motivo, a técnica de Aproximação Linear por Partes (ALP), proposta em MOTTO et al. (2002), é adotada na formulação do modelo de leilão multiperíodo apresentado no Capítulo 5.

# Modelo de Leilão Multiperíodo com Representação da Transmissão para Sistemas Hidrotérmicos

## 5.1 Nomenclatura

### Conjuntos

- $\Omega_k^{(t)}$  : Conjunto de barras conectadas à barra  $k$  no período  $t$ ;
- $B$  : Conjunto de barras do sistema elétrico;
- $D$  : Conjunto de demandas;
- $D_k^{(t)}$  : Conjunto de demandas da barra  $k$  no período  $t$ ;
- $G$  : Conjunto de geradores;
- $G^H$  : Conjunto de geradores hidroelétricos;
- $G_k^{(t)}$  : Conjunto de geradores da barra  $k$  no período  $t$ ;
- $T$  : Conjunto de períodos do horizonte de mercado.

### Constantes

- $\mathfrak{B}$  : Número de blocos utilizados na linearização das perdas ALP;
- $B_{Di}^{(t)}$  : Número de blocos de potência solicitados pela demanda  $i$  no período  $t$ ;
- $B_{G_j}^{(t)}$  : Número de blocos de potência oferecidos pelo gerador  $j$  no período  $t$ ;
- $NT$  : Número de períodos do horizonte de mercado;
- $\Delta\delta$  : Limite superior dos blocos de linearização (ALP) [*rad.*];

CAPÍTULO 5. MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

---

- $\lambda_{Dim}^{(t)}$  : Preço ofertado pela demanda  $i$  para comprar o bloco  $m$  no período  $t$  [\$/MWh];  
 $\lambda_{Gjn}^{(t)}$  : Preço solicitado pelo gerador  $j$  para vender o bloco  $n$  no período  $t$  [\$/MWh];  
 $B_{kl}$  : Susceptância da linha de transmissão  $kl$  [p.u.];  
 $C_j^0$  : Oferta de custo fixo do gerador  $j$  [\$];  
 $C_j^{su}$  : Oferta de custo de *start-up* do gerador  $j$  [\$];  
 $C_j^{sd}$  : Oferta de custo de *shut-down* do gerador  $j$  [\$];  
 $DT_j$  : Mínimo tempo desligado do gerador  $j$  [h];  
 $F_{kl}^{\max}$  : Limite de fluxo de potência na linha  $kl$  [MW];  
 $M_j$  : Meta de geração a ser atendida pelo gerador  $j$  durante o horizonte de mercado [MW];  
 $G_{kl}$  : Condutância da linha de transmissão  $kl$  [p.u.];  
 $P_{Gj}^{\min(t)}$  : Potência mínima do gerador  $j$ , caso ele seja despachado, no período  $t$  [MW];  
 $P_{Gj}^{\max(t)}$  : Potência máxima do gerador  $j$ , caso ele seja despachado, no período  $t$  [MW];  
 $P_{Dim}^{\max(t)}$  : Tamanho do bloco  $m$  de potência que a demanda  $i$  está disposta a comprar, no período  $t$  [MW];  
 $P_{Gjn}^{\max(t)}$  : Tamanho do bloco  $n$  de potência que o gerador  $j$  está disposto a vender, no período  $t$  [MW];  
 $S_j^0$  : Número de períodos que a unidade  $j$  já esteve desligada no início do horizonte de mercado;  
 $SD_j$  : Limite de rampa de *shut-down* da unidade  $j$  [MW/h];  
 $SU_j$  : Limite de rampa de *start-up* da unidade  $j$  [MW/h];  
 $RD_j$  : Limite de *ramp-down* da unidade  $j$  [MW/h];  
 $RU_j$  : Limite de *ramp-up* da unidade  $j$  [MW/h];  
 $U_j^0$  : Número de períodos que a unidade  $j$  já esteve ligada no início do horizonte de mercado;  
 $UT_j$  : Mínimo tempo ligado do gerador  $j$  [h];  
 $T_j^{on}$  : Número de períodos que a unidade  $j$  deve permanecer ligada no início do horizonte de mercado;  
 $T_j^{off}$  : Número de períodos que a unidade  $j$  deve permanecer desligada no início do horizonte de mercado;  
 $V_j^0$  : Estado inicial do gerador  $j$ : 1 se a unidade está ligada; 0 caso contrário;  
 $\mu_j$  : Valor dual obtido na programação de médio prazo;

- $\pi_j$  : Valorl dual obtido na programação de médio prazo;
- $\kappa_j$  : Flexibilização da meta imposta pela coordenação primal.

### Variáveis

- $\alpha_{kl}^{\mathbf{b}}$  : Inclinação do bloco  $\mathbf{b}$  da diferença angular linearizada relativa aos nós  $k$  e  $l$  [rad.];
- $\delta_{kl}^{(t)}$  : Variável positiva utilizada no processo de linearização ALP das perdas da linha  $kl$ , que corresponde ao módulo da diferença ângular entre os nós  $k$  e  $l$ , em cada período  $t$  [rad.];
- $\delta_{kl}^{(\mathbf{b},t)}$  : Bloco  $\mathbf{b}$  utilizado no processo de linearização ALP das perdas da linha  $kl$ , em cada período  $t$  [rad.];
- $\delta_{kl}^{+(t)}$  : Variável positiva utilizada no processo de linearização ALP das perdas da linha  $kl$ , em cada período  $t$  [rad.];
- $\delta_{kl}^{-(t)}$  : Variável positiva utilizada no processo de linearização ALP das perdas da linha  $kl$ , em cada período  $t$  [rad.];
- $\theta_k^{(t)}$  : Ângulo de tensão na barra  $k$  no período  $t$  [rad.];
- $\theta_{kl}^{(t)}$  : Diferença angular na linha  $kl$  no período  $t$  [rad.];
- $f_{kl}^{(t)}$  : Fluxo de potência ativa na linha  $kl$  no período  $t$  [MW];
- $p_{D_{im}}^{(t)}$  : Bloco  $m$  de potência consumido pela demanda  $i$  no período  $t$  [MW];
- $p_{DI_i}^{(t)}$  : Potência consumida pela demanda  $i$  no período  $t$  [MW];
- $p_{DK_k}^{(t)}$  : Potência ativa consumida na barra  $k$  no período  $t$  [MW];
- $p_{G_{jn}}^{(t)}$  : Bloco  $n$  de potência despachado pelo gerador  $j$  no período  $t$  [MW];
- $p_{GJ_j}^{(t)}$  : Potência despachada pelo gerador  $j$  no período  $t$  [MW];
- $p_{GK_k}^{(t)}$  : Potência ativa gerada na barra  $k$  no período  $t$  [MW];
- $p_{kl}^{(t)}$  : Perdas de potência ativa na linha  $kl$  no período  $t$  [MW];
- $\bar{p}_j^{(t)}$  : Máxima potência de saída disponível para a unidade  $j$  no período  $t$  [MW];
- $u_j^{(t)}$  : Variável binária igual a 1 se o gerador  $j$  é mantido ligado no período  $t$ , 0 caso contrário;
- $y_j^{(t)}$  : Variável binária igual a 1 se o gerador  $j$  é acionado no período  $t$ , 0 caso contrário;
- $z_j^{(t)}$  : Variável binária igual a 1 se o gerador  $j$  é desligado no período  $t$ , 0 caso contrário.

## 5.2 Introdução

Os modelos de leilão de energia multiperíodo propostos na literatura (MOTTO et al., 2002; LINO et al., 2003; ZHAO et al., 2008) são formulados com base em sistemas elétricos cuja principal fonte de geração de energia são as usinas termoeletricas. Contudo, em países em que a matriz energética é essencialmente hidroelétrica, como é o caso do sistema brasileiro, no qual cerca de 64% da capacidade de geração provém de usinas hidroelétricas (ANEEL, 2008), a produção de energia não depende apenas dos limites técnicos e operacionais dos sistemas de geração e transmissão, mas também da disponibilidade de recursos hídricos.

Em sistemas de geração hidrotérmicos, a geração de origem hidroelétrica tem custo de combustível nulo, enquanto a geração de origem termoeletrica tem custo de combustível de geração elevado (SOARES FILHO, 1987). Em virtude disto, a geração termoeletrica é acionada apenas para complementar a geração hidroelétrica.

Os recursos hidroelétricos de geração, representados pela água armazenada nos reservatórios, são limitados. A sua disponibilidade em um dado momento depende do grau de sua utilização anterior e de fatores climáticos, o que estabelece uma ligação entre as decisões operativas no tempo. Um aspecto que dificulta o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é a incerteza sobre as vazões afluentes futuras, o que faz com que toda operação corra o risco de ineficiência (SOARES FILHO, 1987).

Se a decisão for guardar água no presente e vierem a ocorrer vazões elevadas no futuro possivelmente será preciso verter o excedente, o que representa desperdício de energia que foi guardada. Por outro lado, se a decisão for usar a água no presente e vierem a ocorrer vazões reduzidas no futuro, possivelmente será preciso elevar a complementação termoeletrica ou mesmo reduzir a demanda através de políticas de racionamento.

Outro aspecto que dificulta o planejamento da operação de usinas hidroelétricas é o fato de um grupo de usinas estar situado em uma mesma bacia hidráulica e apresentarem acoplamento operativo entre si. O parque hidroelétrico constitui-se em um sistema interconectado de geração, ao contrário do parque termoeletrico cujas unidades são independentes entre si (SOARES FILHO, 1987).

A tarefa de coordenação entre o curto e médio prazo não pode ser designada às companhias geradoras, uma vez que estas buscam a maximização de suas receitas líquidas e, portanto, tendem a gerar o máximo de energia possível, apesar de estas também se



preocuparem com a escassez de recursos no futuro. O zelo pela segurança e confiabilidade do sistema é de responsabilidade do OIS e, portanto, este é o agente responsável pela coordenação com o médio prazo.

A questão que se coloca ao operador, segundo SOARES FILHO (1987), é quanto utilizar dos recursos hidroelétricos disponíveis no presente, de modo a assegurar a menor complementação termoelétrica no presente e no futuro. O despacho ótimo da geração deve equilibrar o compromisso entre o benefício presente do uso da água para geração hidroelétrica e o benefício esperado no futuro advindo de seu armazenamento, tudo medido em termos de economia de combustível termoelétrico.

Um despacho da geração em sistemas hidroelétricos, através de leilões multiperíodo que desconsideram a coordenação entre o curto e médio prazo, podem ser ineficazes em termos de recursos hídricos disponíveis e necessitar de ajustes *ex post*. Assim como nos modelos de pré-despacho adotados antes da implantação dos mercados de energia, é necessário estabelecer no modelo de leilão alguma forma de coordenação com o planejamento de médio prazo.

Neste capítulo, é proposto um modelo de Leilão Multiperíodo com Representação da Transmissão para Sistemas Hidrotérmicos, em que as restrições relacionadas à geração termoelétrica são consideradas. O modelo inclui também os custos de partida e de parada das unidades geradoras, bem como os custos fixos de produção. As cargas são consideradas elásticas, isto é, as demandas não são fixas. O sistema de transmissão é levado em conta, com a representação dos congestionamentos nas linhas e das perdas elétricas na rede. Entretanto, as equações de fluxo de potência e de perdas são aproximadas por funções lineares. Por fim, a coordenação entre o médio e curto prazo é introduzida na formulação do modelo e justificada na Seção 5.3.

### 5.3 Coordenação entre o Curto e Médio Prazo

Assim como nos modelos de pré-despacho adotados antes da implantação dos mercados de energia, é necessário estabelecer, no modelo de leilão, alguma forma de coordenação com o planejamento de médio prazo. Sem essa coordenação, a estratégia de alocação de recursos calculada pelo leilão pode comprometer os custos de *déficits* futuros de energia. Em geral, os modelos de leilão que não adotam nenhuma coordenação com o médio prazo,

## CAPÍTULO 5. MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

---

produzem soluções que tendem a atribuir toda, ou a maior parte da geração, às usinas hidroelétricas, as quais são mais baratas que as termoeletricas. Esse tipo de alocação pode comprometer as reservas hídricas do sistema no médio prazo (NEPOMUCENO, 2014).

Antes da implantação dos mercados de energia, os problemas de curto, médio e longo prazo resultavam da decomposição de um modelo maior. Uma decomposição deste tipo é apresentada em SOARES FILHO (1987), na qual os modelos de curto, médio e longo prazo resultam de uma estratégia de decomposição no tempo, baseada nas incertezas das vazões afluentes.

Após a implantação dos mercados de energia, segundo RENESES et al. (2006), os modelos adotados na prática para representar a operação de curto prazo é unilateral e busca normalmente a maximização do lucro, enquanto o médio prazo utiliza um modelo de equilíbrio de mercado. Isso significa que os modelos de médio e curto prazo são de naturezas distintas e, portanto, não resultam da decomposição de um modelo maior.

Na literatura são propostas algumas estratégias de coordenação entre o planejamento de médio e curto prazo que utilizam técnicas de decomposição, para os modelos de despacho da geração que antecedem a implantação dos mercados de energia. Em PEREIRA & PINTO (1983) os autores propõem uma técnica para coordenação entre a programação de curto e médio prazo para sistemas hidrotérmicos, a qual utiliza a técnica de decomposição de Benders para intraduzir o problema de curto prazo como uma restrição do problema de médio prazo. HANDSCHIN & SLOMSKI (1990) descreve uma metodologia para o despacho com base no *unit commitment*, resolvido em duas etapas: a primeira consiste em resolver a programação de médio prazo, em que são obtidas metas diárias de geração para cada unidade. A segunda etapa consiste em obter a programação de curto prazo, em que estas metas diárias são introduzidas. Outra estratégia de coordenação, a qual utiliza informações duais do médio prazo, é apresentada em RENAUD (1993).

Como já citado, os atuais modelos adotados para representar a programação de curto e médio prazo nos mercados de energia elétrica são de naturezas distintas e, portanto, não são obtidos da decomposição de um problema maior. Porém, em RENESES et al. (2006), são apresentadas três abordagens para realização da coordenação entre o curto e o médio prazo no atual mercado de energia, as quais são inspiradas nas técnicas de decomposição: coordenação primal, coordenação dual e coordenação primal-dual (PD).

A coordenação primal é baseada na informação primal do médio prazo. Esta técnica

impõe no modelo de curto prazo os níveis de produção obtidos no modelo de médio prazo, isto é, metas energéticas para os geradores hidrelétricos são introduzidas no curto prazo, assegurando que o objetivo do médio prazo será satisfeito. Uma desvantagem desta abordagem, é a falta de flexibilidade nas decisões que as empresas podem tomar no curto prazo, uma vez que rígidas metas de geração são impostas aos geradores hidroelétricos (RENESES et al., 2006).

A coordenação dual baseia-se na informação dual do médio prazo, na qual valorizações marginais dos recursos obtidos no médio prazo são inseridos como penalizações na função objetivo do modelo de curto prazo. No caso de um recurso limitado no futuro, um novo termo não positivo é inserido na função objetivo, penalizando sua utilização. No caso de um recurso em abundância no futuro, um termo não negativo é inserido na função objetivo, considerando um bônus para a sua utilização. Nota-se que a abordagem dual é mais flexível que a primal, uma vez que é possível tomar diferentes decisões de como utilizar os recursos, de acordo com a situação atual do mercado. Uma desvantagem da coordenação dual é a falta de robustez, uma vez que uma pequena mudança na programação do médio prazo pode levar a mudanças significativas na operação de curto prazo (RENESES et al., 2006).

Assim, segundo (RENESES et al., 2006), uma maneira de flexibilizar as decisões das empresas e garantir o cumprimento do objetivo do médio prazo, é combinar as principais vantagens das abordagens primal e dual. Nesta estratégia de coordenação primal-dual, a valorização marginal dos recursos é incluída, mas o desvio em relação aos resultados do médio prazo é limitado pela coordenação primal, a qual é inserida no problema de curto prazo considerando uma relaxação nos níveis de produção obtidos no médio prazo.

## 5.4 Formulação

Um modelo de leilão multiperíodo para mercados de energia *pool*, que inclui as restrições associadas a transmissão, as restrições intertemporais para geradores termoelétricos e a coordenação entre o curto e médio prazo para geradores hidroelétricos, é formulado a seguir para todo período  $t$  do horizonte de mercado.

### 5.4.1 A Função Objetivo

O objetivo do OM é maximizar a função de bem estar social, a qual é definida como a soma dos excedentes de produção e de consumo. Para leilões multiperíodo, o bem estar social é definido como o somatório das funções de bem estar social de todos os períodos do horizonte de mercado. Termos adicionais podem ser incluídos para considerar o custo fixo de operação e os custos de parada ou arranque de cada gerador. Assim, a função objetivo a ser maximizada poder ser expressa por 5.1:

$$\begin{aligned} \text{FBES} \left( p_{D_{im}}^{(t)}, p_{G_{jn}}^{(t)}, u_j, y_j, z_j \right) = & \sum_{t \in T} \sum_{i \in D} \sum_{m=1}^{B_{D_i}^{(t)}} \lambda_{D_{im}}^{(t)} p_{D_{im}}^{(t)} - \sum_{t \in T} \sum_{j \in G} \sum_{n=1}^{B_{G_j}^{(t)}} \lambda_{G_{jn}}^{(t)} p_{G_{jn}}^{(t)} + \\ & - \sum_{t \in T} \sum_{j \in G} \left( u_j^{(t)} C_j^0 + y_j^{(t)} C_j^{su} + z_j^{(t)} C_j^{sd} \right) \end{aligned} \quad (5.1)$$

Na equação 5.1, o primeiro termo está relacionado aos lances de compra de energia, enquanto o segundo termo está relacionado às ofertas de venda de energia. O terceiro termo inclui o custo fixo de produção e os custos de parada e de partida dos geradores.

### 5.4.2 As Restrições de Rede

As equações (5.2), (5.3) e (5.4) representam o conjunto de restrições de rede relacionadas a cada nó  $k$  do sistema de transmissão, durante cada período  $t$  do horizonte de mercado.

$$p_{GK_k}^{(t)} - p_{DK_k}^{(t)} = \sum_{l \in \Omega_k(t)} f_{kl}(\theta_{kl}^{(t)}), \quad \forall k \in B, \forall t \in T, \quad (5.2)$$

$$f_{kl}(\theta_{kl}^{(t)}) = \frac{p_{kl}(\theta_{kl}^{(t)})}{2} - B_{kl} \theta_{kl}^{(t)}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, t \in T, \quad (5.3)$$

$$-F_{kl}^{\max} \leq f_{kl}(\theta_{kl}^{(t)}) \leq F_{kl}^{\max}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, t \in T, \quad (5.4)$$

em que:

$$p_{DI_i}^{(t)} = \sum_{m=1}^{B_{D_i}^{(t)}} p_{D_{im}}^{(t)}, \quad \forall i \in D, \forall t \in T,$$

$$p_{DK_k}^{(t)} = \sum_{i \in D_k^{(t)}} p_{D_i}^{(t)}, \quad \forall k \in B, \forall t \in T,$$

$$\begin{aligned}
 p_{GJ_j}^{(t)} &= \sum_{n=1}^{B_{G_j}^{(t)}} p_{G_{j_n}}^{(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T, \\
 p_{GK_k}^{(t)} &= \sum_{j \in G_k^{(t)}} p_{G_j}^{(t)}, \quad \forall k \in B, \forall t \in T, \\
 p_{kl} \left( \theta_{kl}^{(t)} \right) &= G_{kl} \left[ \theta_{kl}^{(t)} \right]^2, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, t \in T.
 \end{aligned} \tag{5.5}$$

O conjunto de restrições (5.2) impõe o balanço de potência ativa para cada nó  $k$  do sistema e para cada período  $t$  do horizonte de mercado. As restrições (5.3) representam os fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão, enquanto o conjunto de restrições (5.4) impõe limites para o fluxo de potência para cada linha  $kl$  e período  $t$ .

A representação das perdas de potência através da equação (5.5) torna não linear o modelo de leilão, o qual é complexo de ser compreendido e implementado. Além disso, o modelo de leilão não linear é não convexo, e por isso possui vários pontos de máximo, o que é inviável, do ponto de vista da transparência do mercado competitivo, conforme já discutido no Capítulo 3.

Assim, neste capítulo, adota-se a técnica proposta por MOTTO et al. (2002), a qual se mostrou uma boa aproximação no Capítulo 4, a fim de tornar linear as restrições não lineares do modelo de leilão, e permitir a formulação do mesmo como um problema de otimização linear inteira-mista, o qual sua solução é considerada mais transparente.

A representação linear da função de perdas (5.5) é feita através da expressão (5.6):

$$p_{kl} \left( \theta_{kl}^{(t)} \right) = G_{kl} \sum_{\mathfrak{b}=1}^{\mathfrak{B}} \alpha_{kl}^{(\mathfrak{b})} \delta_{kl}^{(\mathfrak{b},t)}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, \forall t \in T, \tag{5.6}$$

em que:

$$\begin{aligned}
 \alpha_{kl}^{(\mathfrak{b})} &= (2\mathfrak{b} - 1) \Delta\delta, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, \forall \mathfrak{b} = 1, \dots, \mathfrak{B}, \\
 0 \leq \delta_{kl}^{(\mathfrak{b},t)} &\leq \Delta\delta, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, \forall \mathfrak{b} = 1, \dots, \mathfrak{B}, \forall t \in T,
 \end{aligned} \tag{5.7}$$

e o conjunto de restrições (5.7) e (5.8) deve ser introduzido na formulação do problema de leilão multiperíodo.

$$\delta_{kl}^{+(t)} + \delta_{kl}^{-(t)} = \sum_{\mathfrak{b}=1}^{\mathfrak{B}} \delta_{kl}^{(\mathfrak{b},t)}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, \forall t \in T \tag{5.7}$$

$$\delta_{kl}^{+(t)} - \delta_{kl}^{-(t)} = \theta_{kl}^{(t)}, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, \forall t \in T, \quad (5.8)$$

em que:

$$\delta_{kl}^{+(t)} \geq 0, \quad \delta_{kl}^{-(t)} \geq 0, \quad \forall k \in B, \forall l \in \Omega_k^{(t)}, \forall t \in T.$$

### 5.4.3 As Restrições Termoelétricas

As restrições relacionadas à geração termoelétrica envolvem restrições de limites de geração, restrições de rampas de partida, subida, descida e parada, restrições de mínimo tempo de operação e de desligamento e restrições lógicas envolvendo os estados ligado/desligado das variáveis inteiras definidas. Este conjunto de restrições termoelétricas apresentados a seguir foram retiradas do modelo proposto em ARROYO & CONEJO (2002), o qual representa as restrições técnicas, relacionadas aos geradores termoelétricos, de forma mais precisa, quando comparada a outras representações propostas na literatura.

#### 5.4.3.1 Os Limites de Geração

As restrições de limite de geração são dadas por (5.9) e (5.10):

$$u_j^{(t)} P_{G_j}^{\max(t)} \leq p_{G_j}^{(t)} \leq \bar{p}_j^{(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T, \quad (5.9)$$

$$0 \leq p_{G_{jn}}^{(t)} \leq P_{G_{jn}}^{\max(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T, \forall n = 1, \dots, B_{G_j}^{(t)}, \quad (5.10)$$

em que:

$$p_{G_j}^{(t)} = \sum_{n=1}^{B_{G_j}^{(t)}} p_{G_{jn}}^{(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T.$$

O conjunto de restrições (5.9) estabelece limites de produção para cada unidade geradora  $j$  e para cada período  $t$ . Uma nova variável,  $\bar{p}_j^{(t)}$ , é utilizada para representar a máxima potência disponível da unidade  $j$  no período  $t$ , a qual leva em conta os limites de rampa na geração disponível. O conjunto de restrições (5.10) representa o limite da potência de saída dos blocos de oferta.

### 5.4.3.2 A Máxima Potência Disponível e os Limites de Rampa

As restrições de máxima potência disponível e de limites de rampa são definidas de (5.11) a (5.13):

$$\bar{p}_j^{(t)} \leq P_{G_j}^{\min(t)} \left( u_j^{(t)} - z_j^{(t+1)} \right) + z_j^{(t+1)} SD_j, \quad \forall j \in G, \forall t \in T, \quad (5.11)$$

$$\bar{p}_j^{(t)} \leq p_{G_j}^{(t-1)} + RU_j u_j^{(t-1)} + SU_j y_j^{(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T, \quad (5.12)$$

$$p_{G_j}^{(t-1)} - p_{G_j}^{(t)} \leq RD_j u_j^{(t)} + SD_j z_j^{(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T, \quad (5.13)$$

em que:

$$P_{G_j}^{\min(t)} = P_{G_{j1}}^{\max(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T,$$

$$P_{G_j}^{\max(t)} = \sum_{n=1}^{B_{G_j}} P_{G_{jn}}^{\max(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T.$$

As restrições (5.11) e (5.12) estabelecem valores máximos para a potência disponível  $\bar{p}_j(t)$  para cada unidade  $j$  e cada período  $t$ , levando em conta a capacidade atual da unidade, os limites de rampa de partida e parada, e os limites de rampa de subida e descida. O conjunto de restrições (5.13) impõe limites de rampa de descida, bem como o limites para as rampas de parada.

### 5.4.3.3 O Mínimo Tempo de Operação

As restrições de mínimo tempo de operação são dadas de (5.14) a (5.16):

$$\sum_{t=1}^{T_j^{on}} [1 - u_j^{(t)}] = 0, \quad \forall j \in G, \quad (5.14)$$

$$\sum_{w=t}^{t+UT_j-1} u_j^{(w)} \geq UT_j y_j^{(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t = T_j^{on} + 1, \dots, NT - UT_j + 1, \quad (5.15)$$

$$\sum_{w=t}^{NT} \left( u_j^{(w)} - y_j^{(t)} \right) \geq 0, \quad \forall j \in G, \forall t = NT - UT_j + 2, \dots, NT, \quad (5.16)$$

em que:

$$T_j^{on} = \text{Min}\{NT, [UT_j - U_j^0]V_j^0\}, \quad \forall j \in G.$$

O conjunto de restrições (5.14) está relacionado ao estado inicial das unidades.  $T_j^{on}$  é

o número de períodos os quais a unidade  $j$  deve permanecer ligada no início do horizonte de mercado atual, a fim de completar o tempo mínimo em operação  $UT_j$ , uma vez que este não tenha sido completado no dia anterior. As restrições (5.15) são utilizadas para os períodos seguintes a  $T_j^{on}$ , e garantem que o mínimo tempo  $UT_j$  será satisfeito durante o horizonte de mercado (dia atual). Finalmente, o conjunto de restrições (5.16) é necessário para as situações em que o mínimo tempo  $UT_j$  não pode ser cumprido integralmente no dia atual.

#### 5.4.3.4 O Mínimo Tempo de Desligamento

As restrições de mínimo tempo de desligamento são análogas às restrições de mínimo tempo de operação, e são dadas de (5.17) a (5.19):

$$\sum_{t=1}^{T_j^{off}} u_j^{(t)} = 0, \quad \forall j \in G, \quad (5.17)$$

$$\sum_{w=t}^{t+DT_j-1} (1 - u_j^{(w)}) \geq DT_j z_j^{(t)}, \quad \forall j \in G, \forall t = T_j^{off} + 1, \dots, NT - DT_j + 1, \quad (5.18)$$

$$\sum_{w=t}^{NT} (1 - u_j^{(w)} - z_j^{(t)}) \geq 0, \quad \forall j \in G, \forall t = NT - DT_j + 2, \dots, NT, \quad (5.19)$$

em que:

$$T_j^{off} = \text{Min}\{NT, [DT_j - S_j^0][1 - V_j^0]\}, \quad \forall j \in G.$$

#### 5.4.3.5 As Restrições Lógicas

As restrições lógicas envolvendo os estados ligado/desligado das variáveis inteiras são descritas em (5.20) e (5.21):

$$y_j^{(t)} - z_j^{(t)} = u_j^{(t)} - u_j^{(t-1)}, \quad \forall j \in G, \forall t \in T, \quad (5.20)$$

$$y_j^{(t)} + z_j^{(t)} \leq 1, \quad \forall j \in G, \forall t \in T. \quad (5.21)$$



#### 5.4.4 O Limite de Potência da Demanda

A restrição de demanda é dada por (5.22) e estabelece limite para a potência consumida em cada bloco  $m$ , para cada demanda  $i$  e período  $t$  do horizonte de mercado.

$$0 \leq p_{D_{im}}^{(t)} \leq P_{D_{im}}^{\max(t)}, \quad \forall i \in D, \forall m \in B_{Di}^{(t)}, \forall t \in T. \quad (5.22)$$

#### 5.4.5 A Coordenação entre o Curto e o Médio Prazo

Nesta seção são apresentadas a formulação matemática das estratégias de coordenação entre o curto e o médio prazo primal, dual e primal-dual.

##### 5.4.5.1 Coordenação Primal

A coordenação primal entre o curto e o médio prazo é realizada inserindo a restrição (5.23) na formulação do modelo de leilão. Esta restrição estabelece uma meta energética para a produção de energia das unidades de geração hidroelétricas, as quais possuem recursos de uso limitado ou escasso no médio prazo. Observa-se que as limitações deste recurso escasso do médio prazo são traduzidas, no curto prazo, por restrições envolvendo metas energéticas para as usinas hidroelétricas. Essas metas são obtidas no planejamento da produção de médio prazo.

$$\sum_{t \in T} \sum_{n=1}^{B_{G_j}} p_{G_{jn}}^{(t)} = M_j, \quad \forall j \in G^H. \quad (5.23)$$

##### 5.4.5.2 Coordenação Dual

O modelo de leilão com coordenação dual é formulado inserindo dois novos termos na função objetivo:

$$\mu_j \sum_{t \in T} \sum_{n=1}^{B_{G_j}^{(t)}} p_{G_{jn}}^{(t)} + \pi_j \sum_{t \in T} \sum_{n=1}^{B_{G_j}^{(t)}} p_{G_{jn}}^{(t)}, \quad \forall j \in G^H, \quad (5.24)$$

em que  $\mu_j$  e  $\pi_j$  representam os valores duais obtidos no médio prazo.

O primeiro termo consiste em um incentivo para os geradores hidroelétricos que no médio prazo possuem recursos para aumentar sua produção, enquanto o segundo termo representa uma penalização para os geradores hidroelétricos que no médio prazo apresentam recursos limitados.

### 5.4.5.3 Coordenação Primal-Dual

A coordenação primal-dual consiste em combinar as coordenações primal e dual. Desta forma, os dois novos termos, representados pela expressão 5.24, são inseridos na função objetivo do modelo de leilão, e uma relaxação é imposta à equação (5.23), obtendo-se a equação (5.25),

$$M_j - \kappa_j \leq \sum_{t \in T} \sum_{n=1}^{B_{G_j}^{(t)}} p_{G_{jn}}^{(t)} \leq M_j + \kappa_j, \quad \forall j \in G^H, \quad (5.25)$$

em que  $\kappa_j$  representa uma flexibilização nas metas estabelecidas pela coordenação primal, a qual é inserida na formulação do modelo.

## 5.5 Resultados Numéricos

Nesta seção são apresentados os resultados dos testes computacionais numéricos com o modelo de leilão multiperíodo com representação da transmissão e da coordenação entre o curto e médio prazo, proposto na Seção 5.4. Os resultados numéricos foram obtidos com base no sistema 24 barras IEEE RTS-1996, apresentado na Figura 3.1 do Capítulo 3, em um horizonte de mercado de 24 horas. Os dados reais deste sistema encontram-se no Anexo A e maiores informações podem ser obtidas em WASHINGTON (2014). Para resolver o problema de leilão multiperíodo foi utilizado o pacote de otimização IBM ILOG CPLEX *Optimization Studio* 12.6, em um computador Dell Intel Core i7 com 8-GB RAM.

Para elevar o potencial de geração hidroelétrico do sistema teste, alguns ajustes foram realizados. Os geradores termoelétricos 1, 2, 5, 6 (20 MW), 3, 4, 7 e 8 (76 MW) foram substituídos por geradores hidroelétricos, cuja capacidade de produção é de 50 MW, e os geradores 22 e 23 (400 MW) foram substituídos por geradores hidroelétricos de capacidade de 400 MW. O potencial de geração termoelétrico do sistema é dado pelos geradores 9, 10, 11 (100 MW), 12, 13, 14 (197 MW), 15, 16, 17, 18, 19 (12 MW), 20, 21, 30, 31 (155 MW) e 32 (350 MW). Assim, o potencial total de geração hidroelétrico do sistema é de 1200 MW e o potencial termoelétrico total é de 1921 MW.

A capacidade das linhas de transmissão 14-16 e 16-17 foram reduzidas, respectivamente, para 200 MW e 300 MW, a fim de gerar congestionamentos no sistema de transmissão. Os custos dos geradores fixo, de partida e de parada são considerados nulos. Os

preços ofertados pelos geradores hidroelétricos, respectivamente para os blocos 1, 2, 3 e 4, foram: \$4,96, \$5,12, \$5,34 e \$5,63.

A fim de se obter períodos com picos de consumo durante o horizonte de mercado, os lances de compra das demandas 9, 10, 11, 14 e 15 sofreram um aumento de 10% e os lances das demandas 6, 7, 8, 9, 16, 17, 18, 19, 20, 22 e 23 sofreram um aumento de 24%. A demanda 5 teve seus lances de compra reduzidos em 5%. O tamanho dos blocos solicitados pelas demandas também foram alterados. As demandas 2 e 3 tiveram o tamanho de seus blocos reduzidos em 10% e 15%, respectivamente. Os blocos das demandas 5, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 22, 23 e 24 foram reduzidos em 20%. As demandas 7, 9, 18 e 19 tiveram seus blocos acrescidos em 10%, 20%, 40% e 50%, respectivamente. Os demais lances e blocos foram mantidas conforme apresentado no Anexo A.

Inicialmente, os testes com o referido modelo e sistema, foram realizados para um caso base, que desconsidera a coordenação entre o curto e médio prazo, a fim de fixar um referencial de comparação para os casos que consideram a coordenação. Posteriormente, os testes foram realizados para os modelos de leilão multiperíodo com coordenação entre o curto e médio prazo: caso primal, o qual considera a coordenação primal; caso dual, o qual considera a coordenação dual; e caso PD, o qual considera a coordenação primal-dual.

Na Figura 5.1 é apresentada a geração total para cada um dos 24 períodos do horizonte de mercado do caso base, que corresponde à soma da demanda total e da perda total em cada período. Podemos observar que os períodos 8, 18 e 19 apresentam os maiores consumos de energia, enquanto o período 5 apresenta o menor consumo.

A introdução da coordenação entre o curto e o médio prazo no modelo de leilão multiperíodo implica na redução da geração hidroelétrica, e conseqüentemente no aumento da geração termoelétrica. A coordenação primal é realizada introduzindo no modelo de leilão rígidas metas energéticas para os geradores hidroelétricos, obtidas na programação de médio prazo, as quais devem ser atendidas durante o horizonte de mercado. Neste trabalho, as metas impostas foram: 10,80 MW aos geradores 1 a 8, 48 MW aos geradores 22 e 23 e 6 MW aos geradores 25 a 29, o que corresponde a 50%, 90% e 50%, respectivamente, da capacidade diária total de cada um destes geradores.

A coordenação dual foi realizada inserindo um termo na função objetivo que penaliza os geradores hidroelétricos cujos recursos estão comprometidos no médio prazo. Assim, neste trabalho, os valores duais adotados foram: 20,85 (\$/MWh) para os geradores 1 a 4,

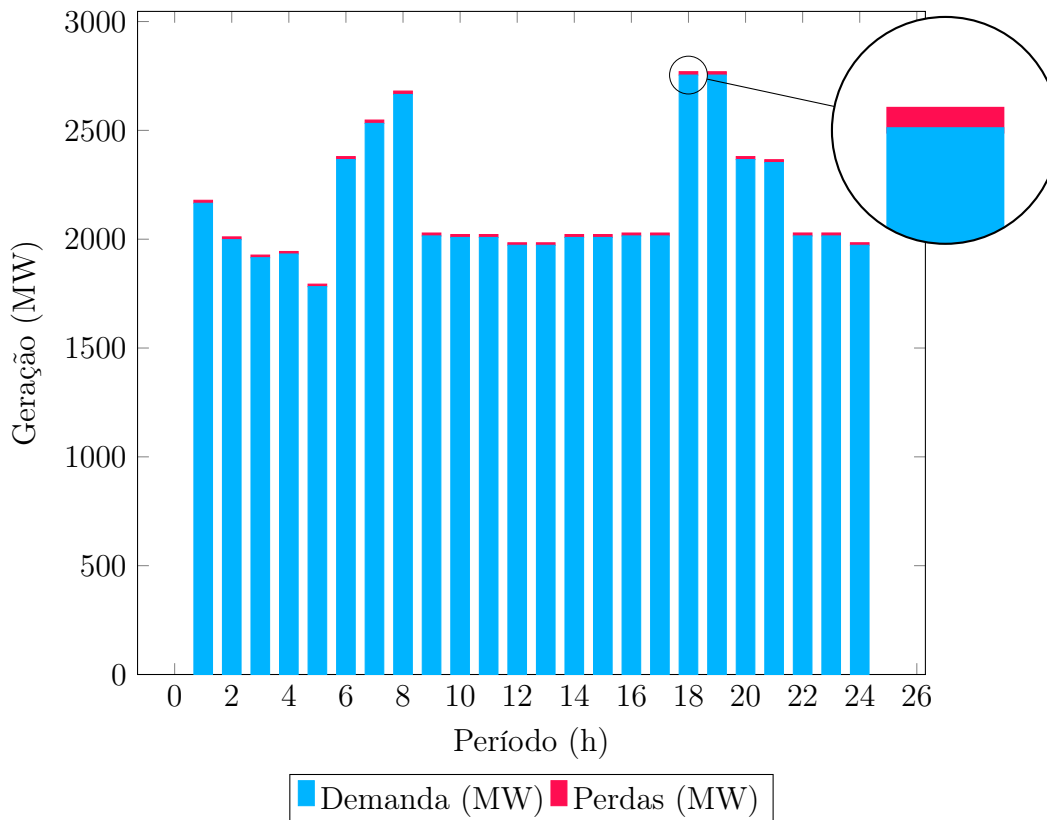


Figura 5.1: Geração total para cada período do horizonte de mercado-Caso base

20, 90 (\$/MWh) para os geradores 5 a 8, 5, 31 (\$/MWh) e 5, 24 (\$/MWh), respectivamente para os geradores 22 e 23, e 5, 26 (\$/MWh) para os geradores 24 a 29. A coordenação primal-dual combina as coordenações primal e dual. Assim, metas de geração relaxadas são introduzidas na formulação do modelo de leilão, e termos de penalização são inseridos na função objetivo. As penalidades adotadas neste caso foram as mesmas da coordenação dual, e os intervalos de geração impostos foram: 10, 8 – 12 (MW) para os geradores 1 a 8, 38, 5 – 57, 6 (MW) para os geradores 22 e 23, e 4, 8 – 7, 2 (MW) para os geradores 24 a 29.

Os resultados obtidos através da solução do caso base e dos casos que consideram a coordenação primal, dual e primal-dual, em relação as cargas em cada um dos períodos do horizonte de mercado são apresentadas na Tabela 5.4. Nota-se que ao introduzir a coordenação entre o curto e o médio prazo na formulação do modelo de leilão, a demanda sofre algumas variações, uma vez que as cargas são inelásticas, isto é, não são consideradas fixas. Uma vez que a demanda é sensível ao preço da energia, esta pode optar por comprar mais ou menos energia no mercado *pool*, e, se necessário, obter energia no mercado

CAPÍTULO 5. MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO COM REPRESENTAÇÃO  
DA TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

---

bilateral.

Tabela 5.4: Variação da demanda durante o horizonte de mercado em cada um dos casos de estudo

Período	Base	Demanda (MW)		
		Primal	Dual	PD
1	2165,72	2165,80	2166,39	2165,93
2	1998,89	1918,98	1960,60	1959,19
3	1915,50	1835,54	1866,24	1867,53
4	1932,26	1851,98	1892,62	1890,51
5	1782,29	1507,45	1533,80	1533,86
6	2366,03	2365,52	2366,10	2365,75
7	2532,27	2532,26	2532,37	2532,37
8	2665,47	2665,47	2665,47	2665,47
9	2015,36	2015,43	2015,37	2015,91
10	2008,70	2015,43	2015,37	2015,91
11	2008,70	2015,44	2015,37	2015,91
12	1972,22	1935,22	1975,71	1956,60
13	1972,22	1935,20	1975,71	1956,60
14	2008,70	2015,44	2015,37	2015,91
15	2008,70	2015,44	2015,37	2015,91
16	2015,36	2015,43	2015,37	2015,91
17	2015,36	2015,43	2015,37	2015,91
18	2754,40	3032,93	2946,76	2946,76
19	2754,58	3145,31	2969,15	2969,15
20	2366,03	2365,13	2366,01	2365,80
21	2352,92	2285,39	2311,80	2330,12
22	2015,28	2014,59	2015,88	2015,68
23	2015,28	2014,59	2015,88	2015,68
24	1972,13	1934,59	1945,89	1965,68
TOTAL	51614,40	51614,00	51614,00	51614,00

As perdas em cada período do horizonte de mercado e para cada um dos casos de estudo encontram-se na Tabela 5.5. Assim como a demanda, as perdas também sofrem algumas variações nos modelos com coordenação em relação ao caso base. Isto ocorre em virtude das variações ocorridas nas potências demandadas, que implicam em alterações nos fluxos de potência nas linhas de transmissão, e, conseqüentemente, em alterações nas perdas de potência ativa nas linhas.

Na Figura 5.2 é apresentada a participação hidroelétrica e termoelétrica no despacho da geração em cada um dos períodos do horizonte de mercado, para cada um dos casos de estudo. A participação hidroelétrica é maior no caso base, onde a coordenação é desconsiderada, e, portanto, por possuir custo de geração inferior, os geradores hidroelétricos operam em sua capacidade máxima.

Entre os casos que consideram a coordenação do curto e médio prazo, podemos observar que a coordenação primal, por ser mais robusta, apresenta a maior participação termoelétrica, enquanto a coordenação dual, por ser mais flexível, apresenta a menor participação termoelétrica. A coordenação primal-dual, por combinar ambas as estratégias

## CAPÍTULO 5. MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

---

Tabela 5.5: Variação das perdas durante o horizonte de mercado em cada um dos casos de estudo

Período	Base	Perdas (MW)		
		Primal	Dual	PD
1	13,82	13,93	12,19	12,86
2	12,63	12,91	11,11	12,21
3	12,04	12,55	10,46	11,19
4	11,53	12,93	10,04	10,28
5	11,55	11,11	9,33	9,25
6	13,52	14,21	12,55	13,03
7	15,39	14,86	15,02	14,25
8	15,58	15,29	15,58	15,15
9	13,38	13,32	12,02	11,84
10	13,38	13,21	12,02	11,84
11	13,38	13,19	12,02	11,83
12	11,50	14,02	11,85	11,92
13	11,50	14,66	11,85	11,92
14	13,38	13,19	12,02	11,84
15	13,38	13,19	12,02	11,82
16	13,38	13,32	12,02	11,84
17	13,38	13,32	12,02	11,84
18	15,60	17,78	16,88	16,88
19	15,42	18,69	17,05	17,05
20	13,52	15,08	12,65	12,71
21	13,29	14,82	12,65	13,33
22	13,54	15,75	11,24	12,40
23	13,54	15,75	11,24	12,40
24	11,67	15,75	11,24	12,37
TOTAL	319,26	342,88	297,10	302,07

de coordenação, apresenta participação termoeétrica intermediária à coordenação primal e à coordenação dual. Isto pode ser melhor observado na Figura 5.3.

Na Figura 5.4 é apresentada a variação dos preços nodais mínimo e máximo para cada intervalo do horizonte de mercado e para cada caso teste considerado. O caso base, por desconsiderar a coordenação com o médio prazo e, conseqüentemente, apresentar uma maior participação hidroelétrica no despacho da geração, apresenta custos nodais mais baixos, quando comparados aos custos apresentados pelos casos que consideram a coordenação entre o curto e médio prazo. Esta variação também pode ser observada na Figura 5.5, a qual apresenta a variação dos preços nodais mínimo e máximo para cada barra do sistema e para cada caso teste considerado.

Dentre os casos que envolvem a coordenação com o médio prazo, podemos observar que a coordenação primal, por estabelecer rígidas metas a serem cumpridas pelos geradores hidroelétricos, apresenta os maiores preços nodais. A coordenação dual por sua vez, conforme já citado anteriormente, devido a sua maior flexibilidade, apresenta a menor complementação termoeétrica dentre os casos de coordenação, e, por isto, apresentam os menores preços nodais. Novamente, a coordenação primal-dual apresenta preços nodais

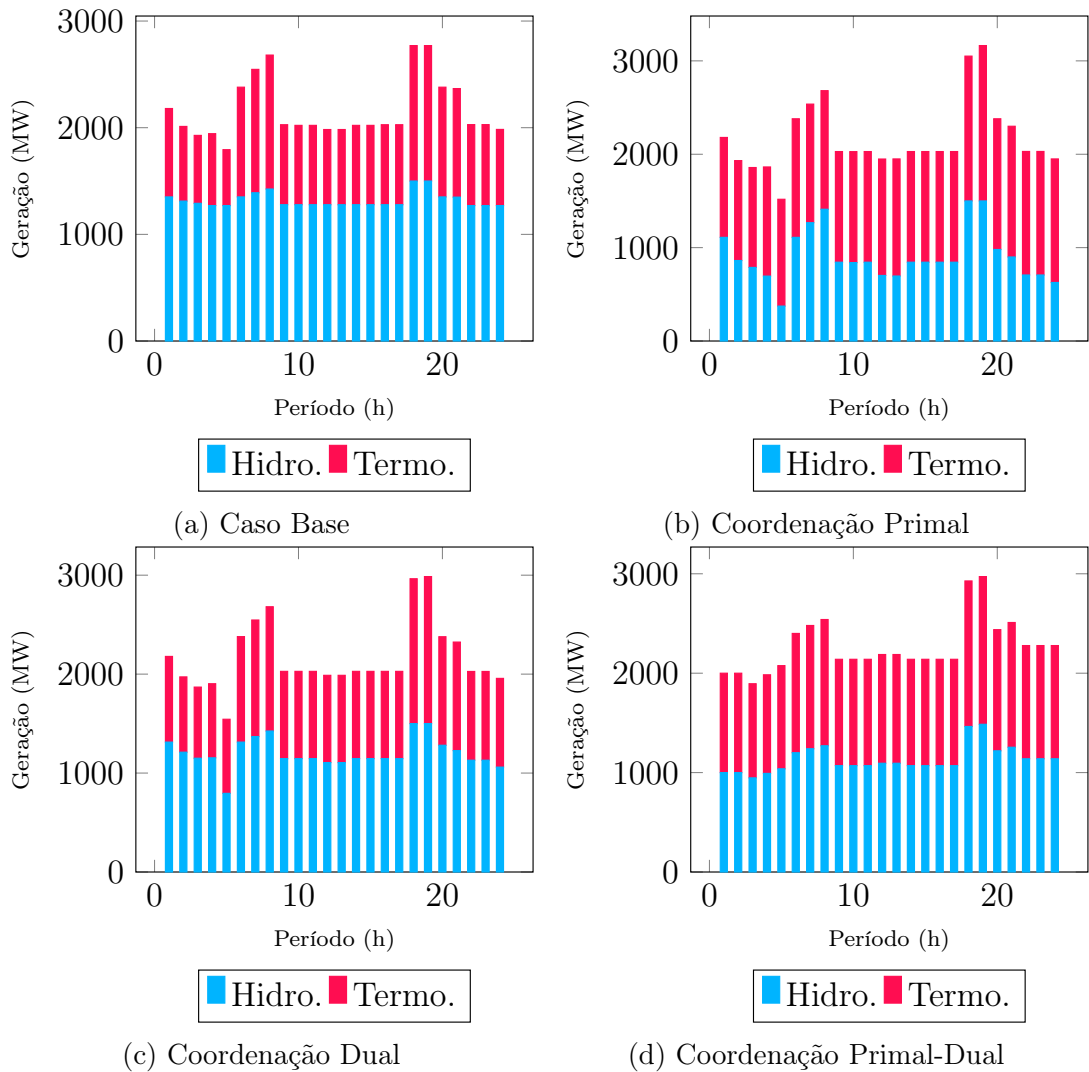


Figura 5.2: Participação hidroelétrica e termoelétrica em cada período do horizonte do mercado intermediários aos preços obtidos pelo modelo primal e pelo modelo dual.

Observando a Figura 5.6, podemos observar que durante o horizonte de mercado, nos períodos em que ocorrem os maiores consumos de energia, os preços tornam-se mais elevados, enquanto que os menores preços são observados nos períodos em que o consumo de energia é mais baixo. Analisando os preços em relação as barras do sistema, nota-se que os congestionamentos nas linhas de transmissão 14-16 e 16-17 divide o sistema em duas regiões: uma com energia mais cara e outra com energia mais barata.

A Tabela 5.6 apresenta o valor da função objetivo, o número de restrições, variáveis binárias e variáveis totais, bem como o número de iterações e o tempo computacional de convergência para o caso base e para cada um dos modelos de leilão com coordenação. Nota-se que o número de variáveis é o mesmo no quatro casos, enquanto o número de

CAPÍTULO 5. MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO COM REPRESENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

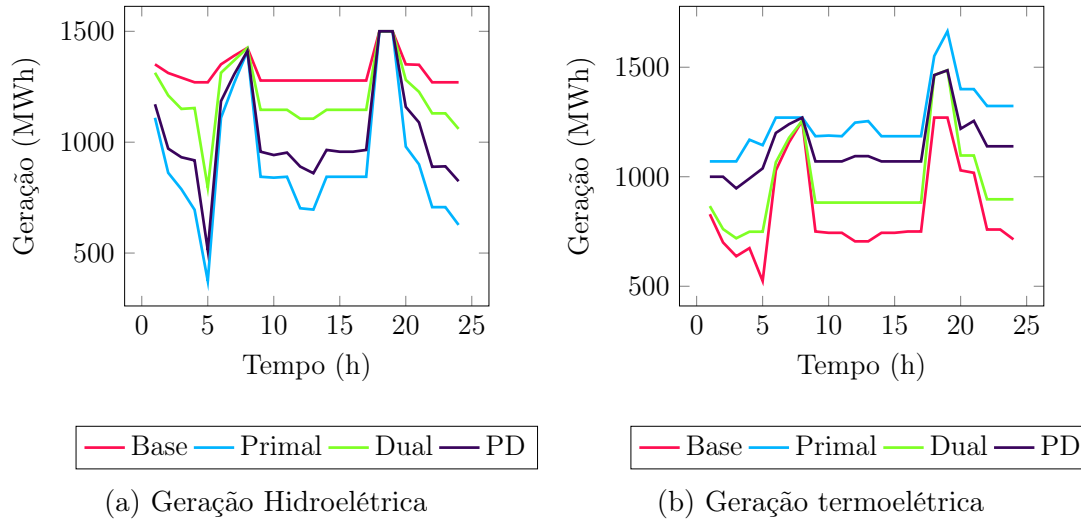


Figura 5.3: Participação hidroelétrica e termoeétrica em relação ao tempo

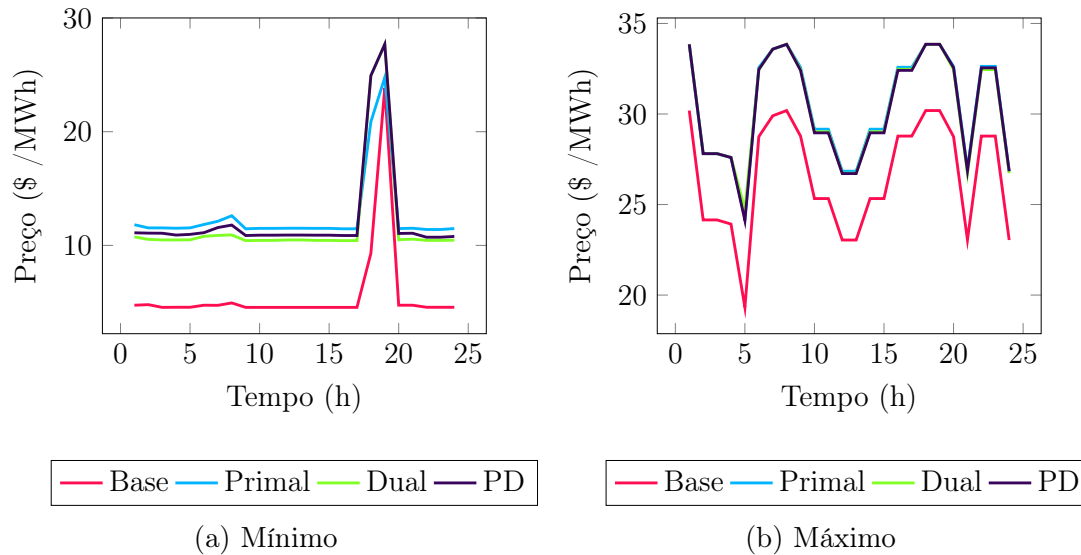


Figura 5.4: Variação do preço nodal mínimo e máximo por intervalo de tempo

Tabela 5.6: Função objetivo, número de restrições, variáveis totais, variáveis binárias, iterações e tempo computacional para cada um dos modelos de leilão

	Base	Primal	Dual	PD
F.O. (\$)	869043,97	801393,80	563368,22	559378,67
Restrições	39617	39634	39618	39634
Var. Binárias	2304	2304	2304	2304
Var. Totais	52446	52446	52446	52446
Iterações	67325	1578	376	745
Tempo Comp. (s)	06 : 56	09 : 91	07 : 96	08 : 64

restrições aumenta nos casos primal e primal-dual, em virtude da inserção de metas energéticas aos geradores hidroelétricos. O número de iterações difere-se significativamente



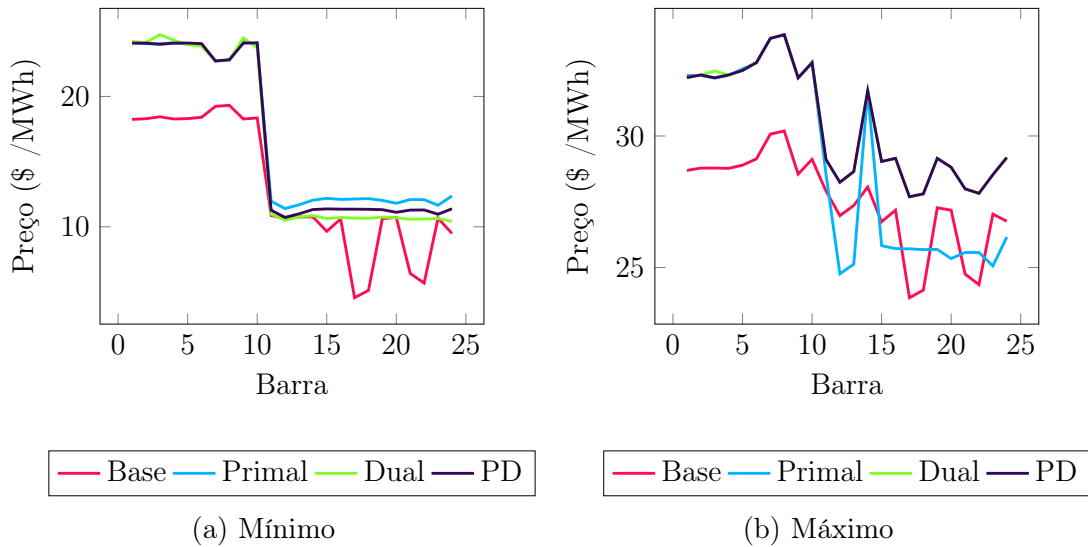


Figura 5.5: Variação do preço nodal mínimo e máximo por barra

de um caso para outro, sendo que o caso base, em que a produção dos geradores hidroe-létricos está livre, é o que apresenta o maior número de iterações. Em termos de tempo computacional, todos os modelos apresentam um baixo custo computacional. Por fim, nota-se que, para a função objetivo, os casos base e primal apresentam os maiores valores, enquanto os casos dual e primal-dual apresentam os menores valores. Isto ocorre devido a penalização inserida na função objetivo na abordagem dual.

Ressalta-se aqui, que o objetivo deste capítulo não é eleger uma estratégia de coordenação mais eficiente. O objetivo deste capítulo é mostrar que os resultados obtidos pelos modelos leilão para sistemas hidrotérmicos que consideram a coordenação entre o curto e médio prazo, diferem significativamente dos resultados obtidos pelo modelo que desconsidera esta coordenação.

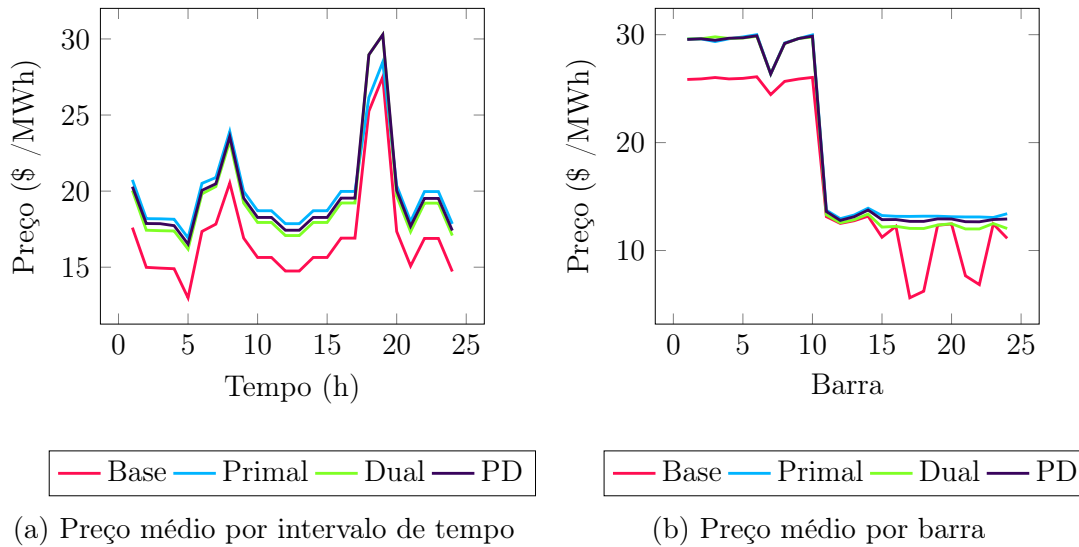


Figura 5.6: Variação do preço médio nodal por intervalo de tempo e por barra

## 5.6 Conclusões

Os modelos de leilão de energia multiperíodo propostos na literatura são formulados com base em sistemas elétricos cuja principal fonte de produção de energia são as usinas termoeletricas. Contudo, em sistemas hidrotérmicos, alguns aspectos relacionados aos geradores hidroelétricos precisam ser considerados.

Em sistemas hidrotérmicos, há a necessidade de realizar a coordenação entre o curto e o médio prazo, uma vez que a disponibilidade de combustível de geração está relacionada aos níveis de água armazenada.

O custo das usinas hidroelétricas é inferior ao custo das usinas termoeletricas, por isto, em sistemas hidrotérmicos, a geração termoeletrica é acionada apenas para complementar a geração hidroelétrica. Uma vez que o risco de *déficit* futuro de recursos hídricos não é considerado, as usinas hidroelétricas tendem a operar em sua capacidade máxima.

Se a decisão no presente for operar as usinas hidroelétricas em sua potência máxima, sem se preocupar com o armazenamento de recursos hídricos, podem não ocorrer as chuvas esperadas e a complementação térmica ser acionada em alto nível, elevando o preço da energia. Porém, se a decisão for armazenar a maior parte da água no presente, e vier a ocorrer vazões elevadas no futuro, boa parte da água terá de ser vertida, e isto representa desperdício de energia armazenada.

A decisão de quanto utilizar dos recursos hidroelétricos disponíveis no presente, de modo a assegurar a menor complementação termoeletrica no presente e no futuro, deve

ser tomada pela OIS com base no planejamento de médio prazo, o qual deve ser coordenado com o curto prazo. Neste capítulo foram apresentadas três abordagens para coordenar o planejamento da geração de curto e médio prazo.

A primeira delas, denominada de coordenação primal, consiste em inserir no modelo de curto prazo, rígidas metas energéticas a serem cumpridas durante o horizonte de mercado. A abordagem dual por sua vez, apresenta maior flexibilidade, por incluir na função objetivo termos que incentivam ou penalizam a geração de uma unidade, de acordo com a sua disponibilidade de recursos no médio prazo. Uma terceira abordagem, denominada de coordenação primal-dual, combina as duas abordagens.

Os resultados mostram que os modelos de leilão que consideram a coordenação entre o curto e médio prazo resultam em soluções que diferem-se significativamente da solução obtida pelo modelo de leilão que desconsidera a coordenação, em especial, no que diz respeito aos preços nodais.

Os resultados para os casos que envolvem a coordenação entre o curto e o médio prazo evidenciam que a medida que a participação termoelétrica é aumentada, os preços nodais também aumentam. Desta maneira, a não consideração das coordenação entre o curto e o médio prazo nos modelos de leilão, além de poder gerar *déficits* futuros de água, não representa de forma real os custos de energia. Portanto, faz-se necessário a introdução da coordenação entre o curto e médio prazo nos modelos de leilão de energia multiperíodo para sistemas hidrotérmicos.



## Considerações Finais e Trabalhos Futuros

Neste trabalho um breve histórico do processo de implantação dos mercados de energia é apresentado no Capítulo 2. O ambiente de comercialização de energia centralizado, verticalizado, fortemente regulado pelo Estado e baseado na economia de escala, após a implantação dos mercado de energia, é substituído pelo ambiente competitivo e regulado pelas forças de mercado.

A comercialização de energia no ambiente competitivo é feita através do mercado *pool* ou através de contratos bilaterais. No mercado *pool*, agentes consumidores e geradores ofertam lances de compra e venda de energia, os quais são avaliados pelo operador de mercado, que utilizando uma ferramenta de leilão, busca um ponto de equilíbrio entre os interesses dos agentes de mercado e decide quais lances serão aceitos. Neste ambiente, o operador independente do sistema é o responsável por zelar pela segurança e confiabilidade do sistema, dando uma atenção especial à ocorrência de congestionamentos nas linhas de transmissão.

Nos contratos bilaterais, agentes consumidores e geradores negociam a energia entre si, e celebram contratos sob mútuo acordo. Neste ambiente, a comercialização de energia é realizada sem a participação do operador de mercado. Contudo, o despacho da geração está sujeito à aprovação do operador independente do sistema, de modo a garantir um despacho factível do ponto de vista operacional e técnico do sistema.

Os modelos de leilão de energia mais simples, denominados leilão monopériodo, são realizados de forma individualizada para cada período do horizonte de mercado e desconsideram as restrições intertemporais, bem como a representação da transmissão.

A necessidade de representação da transmissão em modelos de leilão é discutida no

Capítulo 3 deste trabalho. Os resultados numéricos, deste capítulo, mostram que procedimentos *ex post* para considerar os congestionamentos e as perdas nas linhas de transmissão produzem soluções que se distanciam da solução do modelo de fluxo de potência ótimo, que inclui a representação da transmissão em sua formulação inicial.

Os modelos de leilão de energia que incluem a representação da transmissão, são formulados matematicamente como problemas de otimização não linear, os quais são complexos de serem resolvidos e inviáveis do ponto de vista da transparência que deve existir nos mercados de energia. Assim, comumente são adotadas técnicas de linearização, a fim de tornar linear os aspectos de não linearidade associados à transmissão.

No Capítulo 4 deste trabalho, duas técnicas de aproximação linear por partes são exploradas. Os resultados numéricos, apresentados neste capítulo, mostram que tanto a técnica ALP quanto a ALDP produzem uma boa aproximação para as perdas não lineares nas linhas de transmissão. Contudo, conforme já discutido, a técnica ALDP pode subestimar as perdas do sistema e colocar em risco a segurança e confiabilidade do mesmo. Por este motivo, neste trabalho, adotamos a técnica de aproximação linear por partes ALP, proposta em MOTTO et al. (2002), para realizar o tratamento linear das perdas na transmissão no modelo de leilão.

Um modelo de leilão de energia mais complexo, denominado modelo de leilão multiperíodo, que introduz em sua formulação as restrições intertemporais, as quais incluem os limites de taxa de rampa de partida, de parada, de aumento e de diminuição da geração, com representação da transmissão é apresentado no Capítulo 5. Neste modelo, as restrições associadas aos geradores termoelétricos e a transmissão são representadas de forma precisa.

Os modelos de leilão de energia multiperíodo propostos na literatura são formulados com base em sistemas predominantemente termoelétricos e alguns aspectos relacionados aos geradores hidroelétricos são desprezados. Ao contrário dos sistemas termoelétricos, em sistemas predominantemente hidroelétricos, a disponibilidade de geração está relacionada à quantidade de água armazenada. A decisão de quanto utilizar de água no presente, a fim de assegurar a menor complementação térmica no presente e no futuro, e consequentemente o menor custo da energia, deve ser tomada pelo operador de sistema, com base no planejamento de médio prazo.

Os resultados, apresentados no Capítulo 5, mostram que os modelos de leilão que con-

sideram a coordenação entre o curto e o médio prazo resultam em soluções que diferem-se significativamente da solução obtida pelo modelo de leilão que desconsidera a coordenação (caso base), em especial, no que diz respeito aos preços nodais.

Os resultados para os casos que envolvem a coordenação entre o curto e o médio prazo evidenciam que a medida que a participação termoelétrica é aumentada, os preços nodais também aumentam. Desta maneira, a não consideração das coordenação entre o curto e o médio prazo nos modelos de leilão, além de poder gerar *déficits* futuros de água, não representa de forma real os custos de energia. Portanto, faz-se necessário a introdução da coordenação entre o curto e o médio prazo nos modelos de leilão de energia multiperíodo para sistemas hidrotérmicos.

Coloca-se como proposta de trabalhos futuros, a realização de testes numéricos computacionais com o modelo de leilão multiperíodo com coordenação entre o curto e médio prazo, cujos custos fixo, de parada e de partida dos geradores sejam não nulos e a introdução de novas restrições associadas aos geradores hidroelétricos, as quais tornariam o modelo de leilão ainda mais próximo da realidade.





## Trabalhos Publicados

1. BREGADIOLI, G. F. ; GONÇALVES, E. ; SILVA, D. N. ; NEPOMUCENO, L. ; BAPTISTA, E. C. ; BALBO, A. R. (2014). Um estudo de caso sobre a influência da transmissão em modelos de leilão de mercados de energia. Anais do 20º Congresso Brasileiro de Automática;
2. BREGADIOLI, G. F. ; PEREIRA, A. C. ; BAPTISTA, E. C. ; NEPOMUCENO, L. ; BALBO, A. R. (2014). A eficiência de técnicas de aproximação linear de funções aplicadas ao problema de despacho econômico. Anais do XXI SIMPEP;
3. BREGADIOLI, G. F. ; BAPTISTA, E. C. ; NEPOMUCENO, L. (2014). Estudo de caso envolvendo o atendimento de metas energéticas para geradores hidrelétricos em um modelo de leilão de energia monopérido do dia seguinte. Anais IV Seminário de Pós Graduação em Engenharia Elétrica;
4. BREGADIOLI, G. F. ; BAPTISTA, E. C. ; NEPOMUCENO, L. (2014). Diferentes estratégias para determinação da matriz hessiana e do parâmetro de barreira e o problema de fluxo de potência ótimo. Anais do XXXV Congresso Nacional de Matemática Aplicada e Computacional;
5. TEIXEIRA, M. G. ; BAPTISTA, E. C. ; BREGADIOLI, G. F. (2014). Investigação da viabilidade da utilização do KNITRO na resolução de problemas de otimização não lineares. Anais 1ª fase do XXXVI CIC;
6. BREGADIOLI, G. F. ; GONÇALVES, E. ; BAPTISTA, E. C. ; BALBO, A. R. ; SOLER, E. M. ; NEPOMUCENO, L. (2013). Um estudo da convergência de

- métodos primais-duais não lineares. Anais do CMAC Sudeste 2013;
7. BREGADIOLI, G. F. ; BAPTISTA, E. C. (2013). Uma investigação da influência do uso de matrizes hessianas exatas e aproximadas na solução do problema de FPO. Anais III Seminário de Pós Graduação em Engenharia Elétrica;
  8. BREGADIOLI, G. F. ; BAPTISTA, E. C. ; GONÇALVES, E. (2013). A Eficiência dos métodos primais duais na solução do problema de fluxo de potência ótimo. Anais do XXXV CIC;
  9. BREGADIOLI, G. F. ; BAPTISTA, E. C. ; GONÇALVES, E. (2013). Uma investigação de métodos mistos de otimização não linear. Caderno de resumos XXV Semana de Licenciatura em Matemática.

# Bibliografia

- ABRADEE (2014). Setor elétrico. [www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor](http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor). [Online; acessado em: 21-Outubro-2014].
- ALMEIDA, J. A. J. (2008). *P & D no Setor Elétrico Brasileiro: Um Estudo de Caso na Companhia Hidro Elétrica de São Francisco*. Dissertação de mestrado, Programa de Pós Graduação em Economia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife.
- ANEEL (2008). *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*. 3ª Edição.
- ARCE, A., OHISHI, T., & SOARES, S. (2002). Optimal dispatch of generating units of the Itaipú hydroelectric plant. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 154–158).
- ARROYO, J. M. & CONEJO, A. J. (2002). Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1225–1231).
- BASTOS, A. S. (2007). *Evolução dos marcos regulatórios do mercado de energia elétrica no brasil, uma análise crítica*. Monografia. Universidade Federal de Itajubá, Instituto de Recursos Naturais.
- B.E. (1977). *Energia Elétrica no Brasil: da primeira lâmpada à ELETROBRÁS*. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército.
- BLANCO, R. F., ARROYO, J. M., & ALGUACIL, N. (2012). A unified bilevel programming framework for price-based market clearing under marginal pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 517–525).
- CABRAL, L. M. M., CACHAPUZ, P. B. B., & LAMARÃO, S. T. N. (1988). *Panorama do*

- Setor de Energia Elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil.
- CAISO (2014). California Electricity Market. [www.caiso.com](http://www.caiso.com). [Online; acessado em: 30-Novembro-2014].
- CARAMANIS, M. C., BOHN, R. E., & SCHWEPPE, F. C. (1982). Optimal spot pricing: Practice and theory. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101(9), 3234–3245.
- CCEE (2014). Comercialização de energia elétrica no brasil. [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br). [Online; acessado em: 8-janeiro-2015].
- COMERC (2015). ComercEnergia-Comercializadora de Energia. <http://www.comerc.com.br/>. [Online; acessado em: 21-Abril-2015].
- CONEJO, A. J., ALGUACIL, N., & RUIZ, G. F. (2003a). Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent network. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1353–1358).
- CONEJO, A. J., CARRIÓN, M., & MORALES, J. M. (2010). *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*.
- CONEJO, A. J., GALIANA, F. D., ARROYO, J. M., GARCÍA-BERTRAND, R., CHUA, C. W., & HUNEAULT, M. (2003b). Economic inefficiencies and cross-subsidies in an auction-based electricity pool. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), 221–228.
- CONEJO, A. J., GALIANA, F. D., & KOCKAR, I. (2001). Z-bus loss allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 105–110).
- CPFL (2015a). CPFL Brasil Comercializadora de Energia. <http://www.cpfl.com.br/unidades-de-negocios/comercializacao/Paginas/default.aspx>. [Online; acessado em: 21-Abril-2015].
- CPFL (2015b). CPFL Distribuidora de Energia. <http://www.cpfl.com.br/unidades-de-negocios/distribuicao/Paginas/default.aspx>. [Online; acessado em: 21-Abril-2015].

- CRESPO, J. M., USAOLA, J., & FERNÁNDEZ, J. L. (2007). Optimal security-constrained power scheduling by benders decomposition. *Electric Power Systems Research*, (77), 739–753.
- ENCINA, A. S. A., SOARES, S., OHISHI, T., & CICOGNA, M. A. (2008). Unit commitment of hydro dominated systems. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, (pp. 1–7).
- ENERGISA (2015). Comercializadora Energisa. <http://comercializadora.grupoenergisa.com.br/paginas/home.aspx>. [Online; acessado em: 21-Abril-2015].
- ENERGY, T. (2015). Trade Energy Comercializadora de Energia. <http://www.tradeenergy.com.br/>. [Online; acessado em: 21-Abril-2015].
- FERREIRA, C. K. L. (2000). Privatização do setor elétrico nacional. [www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta\\_Expressa/Setor/Energia\\_Eletrica/200002\\_6.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Publicacoes/Consulta_Expressa/Setor/Energia_Eletrica/200002_6.html). "[Online; acessado em: 8-janeiro-2015]",.
- GALIANA, F. D., CONEJO, A. J., & KOCKAR, I. (2002). Incremental transmission loss allocation under poll dispatch. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 26–33).
- GALIANA, F. D. & ILLIC, M. (1998). A mathematical framework for the analysis and management of power transactions under open access. *IEEE Transactions on Power Systems*, 13, 681–687.
- GARCÍA-BERTRAND, R., CONEJO, A. J., & GABRIEL, S. (2006). Electricity market near-equilibrium under locational marginal pricing and minimum profit conditions. *European Journal of Operational Research*, (174), 457–479.
- GARDNER, J., Hobbs, W., Lee, F. N., Leslie, D., Streiffert, D., & Todd, D. (1995). Chronological stochastic simulation of medium- and long-term optimal operation using a multilevel hierarchical model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(5), 1879–1889.
- GOMES, A. C. S., ABARCA, C. D. G., FARIA, E. A. S. T., & de O. FERNANDES, H. H. (2002). *BNDES 50 ano - Histórias Setoriais*, chapter O Setor Elétrico. BNDE.

- GOMES, M. H. R. (2007). *Novos Mecanismos de Mercado de Energia Eléctrica e de Serviços Auxiliares em Sistemas Eléctricos*. Tese de doutorado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.
- GONÇALVES, P. J. M. (2012). Análise estatística dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2011. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.
- GONZÁLEZ, J. J. & BASAGOITI, P. (1999). Incremental transmission loss allocation under pool dispatch. In *Proc. IEEE 21st Int. Conf. Power Industry Computer Application* (pp. 245–252). Santa Clara - CA.
- GONZÁLEZ, J. J. & BASAGOITI, P. (1999). Spanish power exchange market and information system. design concepts, and operatign experience. *Proc. IEEE 21st Int. Conf. Power Industry Computer Application*, (pp. 245–252).
- HANDKE, J., Handschin, E., Linke, K., & Sanders, H.-H. (1994). Coordination of long- and short-term generation planning in thermal power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(2), 803–809.
- HANDSCHIN, E. & SLOMSKI, H. (1990). Unit commitment in thermal power systems with long-term energy constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4), 1470–1477.
- HAO, S., ANGELIDIS, G. A., SINGH, H., & PAPALEXOPOULOS, A. (1998). Consumer payment minimization in power pool auctions. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 989–991).
- HELLER, J. L. (1996). *Catch - 22*. Scribner, reprint edition.
- HYMAN, L., ILIC, M., GALIANA, F., & FINK, L. (2000). *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*. Massachusetts: Kluwer Academics Publisher, 2 edition.
- IESO (2014a). Ontario Electricity Market. [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca). [Online; acessado em: 30-Novembro-2014].
- IESO (2014b). Overview of the IESO-Administered Markets. [www.ieso.ca](http://www.ieso.ca).

- JOHANNESEN, A., GJELVISK, A., FOSSO, O. B., & FLATABO, N. (1991). Optimal short-term hydro scheduling including security constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 576–583).
- LEE, F. N., LIAO, J., & BREIPOHL, A. M. (1994). Coordination of so emission allowance trading, energy and spinning reserve transactions, and consumption of take-or-pay fuels. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(3), 1243–1252.
- LINO, P., BARROSO, L. A., PEREIRA, M. V. F., KELMAN, R., & FAMPA, M. H. C. (2003). Bid-based dispatch of hydrothermal systems in competitive markets. *Annals of Operations Research*, (pp. 81–97).
- LUH, P. B., BLANKSON, W. E., CHEN, Y., YAN, J. H., STERN, G. A., CHANG, S., & ZHAO, F. (2006). Payment cost minimization auction for deregulated electricity markets using surrogate optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 568–578).
- MARTÍN, P. S. (1998). *Mejoras en lá Eficacia Computacional de Modelos Prabilísticos de Explotación Generación/Red a Medio Prazo*. Tese de doutorado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia y Sistemas, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- MAS-CALELL, A., WHINSTON, M. D., & GREEN, J. R. (1995). *Microeconomic Theory*. Oxford, U. K.: Oxford Univ. Press.
- MIBEL (2014). Mercado Ibérico de Electricidade. [www.mibel.com](http://www.mibel.com). [Online; acessado em: 30-Novembro-2014].
- M.M.E. (2001). *Projeto RESEB-COM - Sumário Executivo das Sugestões*. Secretaria de Energia-Departamento Nacional de Política Energética.
- MONTICELLI, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo: Edgard Blücher.
- MOTTO, A. L., GALIANA, F. D., CONEJO, A. J., & ARROYO, J. M. (2002). Network-constrained multiperiod auction for pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 646–653).

- NEPOMUCENO, L. (2014). *Modelos de Leilão Multiperíodo em Mercados de Energia do Dia Seguinte de Sistemas Hidrotérmicos*. Tese de livre-docência, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho".
- NYISO (2014). New York Electricity Market. [www.nyiso.com](http://www.nyiso.com). [Online; acessado em: 30-Novembro-2014].
- OLIVEIRA, A. R. L., FILHO, S. S., & NEPOMUCENO, L. (2003). Optimal active power dispatch combining network flow and interior point approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1235–1240).
- ONS (2014). Operador Nacional do Sistema. <http://www.ons.org.br/>. [Online; acessado em: 30-Janeiro-2015].
- ONS (2015a). Agentes de Distribuição. [http://www.ons.org.br/institucional/agentes\\_distribuicao.aspx](http://www.ons.org.br/institucional/agentes_distribuicao.aspx). [Online; acessado em: 21-Abril-2015].
- ONS (2015b). Agentes de Transmissão. [http://www.ons.org.br/institucional/agentes\\_transmissao.aspx](http://www.ons.org.br/institucional/agentes_transmissao.aspx). [Online; acessado em: 21-Abril-2015].
- PEREIRA, M. V. F. & PINTO, L. M. V. G. (1982a). A decomposition approach to the dispatch of hydrothermal systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 3851–3860).
- PEREIRA, M. V. F. & PINTO, L. M. V. G. (1982b). A decomposition approach to the economic dispatch of hydrothermal systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 3851–3860).
- PEREIRA, M. V. F. & PINTO, L. M. V. G. (1983). Application of decomposition techniques to the mid- and short-term scheduling of hydrothermal systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(11), 3611–3618.
- PJM (2014). PJM Electricity Market. [www.pjm.com](http://www.pjm.com). [Online; acessado em: 30-Novembro-2014].
- REGO, E. E. (2007). Usinas hidrelétricas "botox": Aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia. Dissertação de mestrado, Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia-PIPGE, Universidade de São Paulo-USP.



- Relatório Técnico (2001). *Manual de Referência – Modelo NEWAVE*. Rio de Janeiro.
- RENAUD, A. (1993). Daily generation management at electricité de france: From planning toward real time. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 38(7), 1080–1093.
- RENESES, J., Centeno, E., & Barquín, J. (2006). Coordination between medium-term generation planning and short-term operation in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1), 43–52.
- SANTOS, T. N. & DINIZ, A. L. (2011). A dynamic piecewise linear model for dc transmission losses in optimal scheduling problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2).
- SARAIVA, J. P., da SILVA, J. L. P. P., & de LEÃO, M. T. P. (2002). *Mercados de Electricidade-Regulação e Tarifação de Uso das Redes*. FEUP, 1 edition.
- SCHWEPPE, F. C., CARAMANIS, M. C., TABORS, R. D., & BOHN, R. E. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston, MA: Kluwer.
- SOARES, S. & SALMAZO, C. T. (1997). Minimum loss predispatch model for hydroelectric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1220–1228).
- SOARES FILHO, S. (1987). Planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos. *SBA: Controle de Automação*, 1(2), 122–131.
- STOFT, S. (2002). Power system economics: Designing markets for electricity. *Piscataway, NJ: John Wiley and Sons*.
- TAVARES, M. C. (1972). *Da Substituição de Importações ao Capitalismo Financeiro*. Rio de Janeiro, Zahar Editores.
- University of Washington (2014). Power system test case archive. [www.ee.washington.edu/research/pstca/rts/pg\\_tcards.htm](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/rts/pg_tcards.htm). [Online; acessado 14-Novembro-2014].
- WASHINGTON, U. (2014). Sistema *Reliability Test System* (RTS) - 1979. [www.ee.washington.edu/research/pstca/rts/pg\\_tcards.htm](http://www.ee.washington.edu/research/pstca/rts/pg_tcards.htm). [Online; acessado em: 30-Novembro-2014].

## BIBLIOGRAFIA

---

Yeh, W. G. (1985). Reservoir management and operation models, a state-of-the-art review. *Water Resources Research*, 21, 869–883.

ZHAO, F., LUH, P. B., YAN, J. H., STERN, G. A., & CHANG, S. C. (2008). Payment cost minimization auction for deregulated electricity markets with transmission capacity constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2).

## Dados do Sistema IEEE 24 Barras RTS-1996

Tabela A.1: Preço (\$ /MWh) e saída de potência máxima (MW) dos blocos de geração

	Bloco 1		Bloco 2		Bloco 3		Bloco 4	
Gerador $j$	$P_{G_{j1}}^{\max}$	$\lambda_{G_{j1}}$	$P_{G_{j2}}^{\max}$	$\lambda_{G_{j2}}$	$P_{G_{j3}}^{\max}$	$\lambda_{G_{j3}}$	$P_{G_{j4}}^{\max}$	$\lambda_{G_{j4}}$
1,2	15,8	29,58	0,2	30,42	3,8	42,82	0,2	43,28
3,4	15,2	11,46	22,8	11,96	22,8	13,89	15,2	15,97
5,6	15,8	29,58	0,2	30,42	3,8	42,82	0,2	43,28
7,8	15,2	11,46	22,8	11,96	22,8	13,89	15,2	15,97
9-11	25,0	18,60	25,0	20,03	30,0	21,67	20,0	22,72
12-14	68,95	19,20	49,25	20,32	39,4	21,22	39,4	22,13
15-19	2,4	23,41	3,6	23,78	3,6	26,84	2,4	30,40
20,21	54,25	9,92	38,75	10,25	31,0	10,68	31,0	11,26
22,23	100,0	5,31	100,0	5,38	120,0	5,53	80,0	5,66
24-29	50,0	0,00						
30,31	54,25	9,92	38,75	10,25	31,0	10,68	31,0	11,26
32	140,0	10,08	87,5	10,66	52,5	11,09	70,0	11,72

Tabela A.2: Preço (\$ /MWh) e entrada de potência máxima (MW) dos blocos de demanda

Demanda $i$	Bloco 1		Bloco 2		Bloco 3	
	$P_{D_{i1}}^{\max}$	$\lambda_{D_{i1}}$	$P_{D_{i2}}^{\max}$	$\lambda_{D_{i2}}$	$P_{D_{i3}}^{\max}$	$\lambda_{D_{i3}}$
1	104,4	22,80	7,20	20,73	7,20	18,65
2	93,68	22,81	6,46	20,74	6,46	18,66
3	174,0	22,56	12,0	20,51	12,0	18,46
4	71,54	23,33	4,93	21,21	4,93	19,08
5	68,64	23,20	4,73	21,09	4,73	18,98
6	131,48	23,30	9,06	21,18	9,06	19,06
7	120,84	23,83	8,33	21,67	8,33	19,50
8	165,3	24,15	11,4	21,96	11,4	19,76
9	169,18	22,84	11,66	20,76	11,66	18,68
10	188,50	22,94	13,0	20,85	13,0	18,76
11,12						
13	256,18	22,42	17,66	20,38	17,66	18,34
14	187,54	22,45	12,93	20,41	12,93	18,36
15	306,44	21,69	21,13	19,72	21,13	17,74
16	96,68	21,74	6,66	19,77	6,66	17,79
17						
18	321,90	21,24	22,2	19,31	22,2	17,37
19	174,98	21,83	12,06	19,85	12,06	17,86
20	123,74	21,74	8,53	19,76	8,53	17,79
21-24						

Tabela A.3: Dados de linha

Linha	Barra Origem	Barra Destino	R(p.u.)	X(p.u.)	Limite Fluxo (MW)
A1	101	102	0,003	0,014	175
A2	101	103	0,055	0,211	175
A3	101	105	0,022	0,085	175
A4	102	104	0,033	0,127	175
A5	102	106	0,05	0,192	175
A6	103	109	0,031	0,119	175
A7	103	124	0,084	0	510
A8	104	109	0,027	0,104	175
A9	105	110	0,023	0,088	175
A10	106	110	0,014	0,061	175
A11	107	108	0,016	0,061	175
A121	108	109	0,165	0,045	208
A132	108	110	0,165	0,045	208
A14	109	111	0,084	0	510
A15	109	112	0,084	0	510
A16	110	111	0,084	0	510
A17	110	112	0,084	0	510
A18	111	113	0,006	0,048	500
A19	111	114	0,005	0,042	500
A20	112	113	0,006	0,048	500
A21	112	123	0,012	0,097	500
A22	113	123	0,011	0,087	500
A23	114	116	0,005	0,059	500
A24	115	116	0,002	0,017	500
A251	115	121	0,049	0,103	600
A252	115	121	0,049	0,103	600
A26	115	124	0,007	0,052	500
A27	116	117	0,003	0,026	500
A28	116	119	0,003	0,023	500
A29	117	118	0,002	0,014	500
A30	117	122	0,014	0,105	500
A311	118	121	0,026	0,055	600
A312	118	121	0,026	0,055	600
A321	119	120	0,04	0,083	600
A322	119	120	0,04	0,083	600
A331	120	123	0,022	0,046	600
A332	120	123	0,022	0,046	600
A34	121	122	0,009	0,068	500

Tabela A.4: Preço de redespacho dos geradores

Gerador $j$	$R_j^{up}$ (\$ /MWh)	$R_j^{up}$ (\$ /MWh)
1,2	$\infty$	$\infty$
3,4	15,97	15,97
5,6	$\infty$	$\infty$
7,8	15,97	15,97
9-11	22,72	22,72
12-14	22,13	22,13
15-19	$\infty$	$\infty$
20,21	11,26	11,26
22,23	5,66	5,66
24-29	$\infty$	$\infty$
30,31	11,26	11,26
32	13,00	13,00

Tabela A.5: Limites de rampa de partida, parada, acréscimo e decréscimo de geração

Gerador $j$	$RD_j, RU_j, SD_j, SU_j$ (MW/h)
1-8	10000
9-11	420
12-14	180
15-19	60
20,21	180
22-29	10000
30,31	180
32	240

Tabela A.6: Mínimo tempo desligado e ligado para cada gerador

Gerador	$DT_j$ (h)	$UT_j$ (h)
1-8	0	0
9-11	8	8
12-14	10	12
15-19	2	4
20,21	8	8
22-29	0	0
30,31	8	8
32	24	24

Tabela A.7: Número de períodos que cada gerador deve permanecer ligado ou desligado no início do horizonte de mercado

Gerador	$T_j^{\text{on}}$ (h)	$T_j^{\text{off}}$ (h)
1-8	0	0
9	2	0
10	0	3
11	0	5
12	0	0
13	0	2
14	0	7
15-32	0	0