

Tiago Gomes Cabana

**Novo Método de Construção da Curva
Cota-Preço para Companhias Geradoras do
tipo *Price-Maker* via Modelos de
Otimização**

Bauru - SP

Junho de 2019

Tiago Gomes Cabana

**Novo Método de Construção da Curva Cota-Preço
para Companhias Geradoras do tipo *Price-Maker*
via Modelos de Otimização**

Dissertação de Mestrado

Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"

Faculdade de Engenharia de Bauru

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Bauru - SP

Junho de 2019

Cabana, Tiago Gomes.

Novo método de construção da curva cota-preço para companhias geradoras do tipo price-maker via modelos de otimização / Tiago Gomes Cabana, 2019
178 p. : il.

Orientador: Leonardo Nepomuceno

Dissertação (Mestrado)-Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2019

1. Curva cota-preço. 2. Mercados de eletricidade. 3. Modelos de autoprodução. 4. Cálculo de ofertas estratégicas. 5. Planejamento da geração de curto-prazo. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE TIAGO GOMES CABANA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA.

Aos 04 dias do mês de junho do ano de 2019, às 09:00 horas, no(a) Anfiteatro da Seção Técnica de Pós-graduação da FEB, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof^a. Dr^a. EDILAINÉ MARTINS SOLER do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru - UNESP, Prof. Dr. GELSON DA CRUZ JUNIOR do(a) Escola de Engenharia Elétrica e de Computação / Universidade Federal de Goiás, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de TIAGO GOMES CABANA, intitulada **NOVO MÉTODO DE CONSTRUÇÃO DA CURVA COTA-PREÇO PARA COMPANHIAS GERADORAS DO TIPO PRICE-MAKER VIA MODELOS DE OTIMIZAÇÃO**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.


Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO


Prof^a. Dr^a. EDILAINÉ MARTINS SOLER


Prof. Dr. GELSON DA CRUZ JUNIOR

*Dedico à Maria Santíssima, a Sede da Sabedoria, aquela pela qual através de suas mãos
me consagrei à Jesus, o Verbo Encarnado.*

Totus Tuus Mariae

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus primeiramente, o Criador que mesmo sem eu ser merecedor me ama de forma incomensurável.

À minha família, meus pais Mauro Cabana e Francisca Tereza Gomes Cabana e meu irmão Mateus Gomes Cabana, que estiveram comigo durante todos os dias de minha vida, a aos demais familiares, que mesmo de forma menor, também se fizeram presentes.

Ao professor Leonardo Nepomuceno, que além de ser orientador foi fundamental da minha escolha à carreira acadêmica.

Aos amigos que conheci na pós graduação, carinhosamente apelidados de “coxinhas do mestrado”, que entre estudos e comidas nos ajudamos mutuamente para alcançarmos as metas do mestrado.

Aos demais colegas do laboratório, principalmente Augusto e Gabriela, dos quais tem contribuição fundamental à pesquisa que desenvolvi.

Aos meus amigos, principalmente aos que conheci no CTI e na caminhada dentro da Igreja, que ano após ano não simplesmente permaneceram comigo, mas fortaleceram os laços que a muito tempo foram criados.

À Faculdade de Engenharia de Bauru, com todos os seus professores, técnicos e demais funcionários que me permitiram a chegar à essa importante etapa.

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - Brasil.

*“Quem procura a Verdade,
consciente ou inconscientemente,
procura a Deus.”
(Santa Edith Stein)*

RESUMO

A curva cota-preço, também conhecida como curva de demanda residual, modela a relação entre o preço de equilíbrio de mercado com a cota que é despachada em leilões de energia por uma companhia geradora do tipo *price-maker*. No método tradicional de construção, esta curva é obtida por meio da subtração das curvas de demanda agregada e geração agregada. Este trabalho propõe um novo método de construção dessa curva por meio de um problema de otimização, baseado em procedimentos de equilíbrio de mercado, de modo que é possível incluir em sua modelagem aspectos físicos e operativos das usinas de geração e restrições referentes a rede de transmissão. Para verificar a qualidade da curva cota-preço, construída através do método proposto, este trabalho também propõe uma metodologia de comparação entre diferentes abordagens de construção de curvas cota-preço. Foram realizados testes numéricos com um sistema de 24 barras, com 12 unidades geradores termelétricas e 17 unidades de demandas em um período de 24 horas, utilizando curvas cota-preço construídas pelo método proposto e o pelo método tradicional, de modo a determinar qual curva cota-preço que efetivamente produz maiores lucros à empresa.

Palavras-chave: Curva Cota-Preço. Mercados de Eletricidades. Modelos de Autoprodução. Cálculo de Ofertas Estratégicas. Planejamento da Geração de Curto Prazo.

ABSTRACT

The price-quota curve, also known as residual demand curve, models the relationship between the market clearing prices and the quota which is dispatched by a price-maker generating company in the energy auction. In the traditional method, this curve is obtained by subtraction of the consumption bid curve and production offer curve. This work proposes a new method for building this curve by means of an optimization problem, based on market equilibrium procedures, so that it is possible to include in its modeling physical and operational aspects of power plants and constraints regarding the transmission network. In order to verify the quality of the proposed price-quota curve, this work also proposes a methodology for comparing and evaluating different approaches of construction for such curves. We perform tests in a 24-bus system with 12 thermoelectric generating units and 17 demand units in a 24-hour period, using price-quota curves built by the proposed method and also by the traditional method, in order to determine which price-quota curve effectively produces higher profits to the company.

Keywords: Price-Quota Curve, Electricity Markets, Self-scheduling Model. Strategic Offering Problem, Short-term Generation Planning.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Curvas de Geração Agregada (Vermelho) e Demanda Agregada (Verde).	37
Figura 3.1 – Curvas demanda agregada (verde) e geração agregada (vermelho) sem as ofertas da companhia 1.	49
Figura 3.2 – Curvas demanda agregada (verde) e geração agregada (vermelho) sem as ofertas da companhia 1 com os eixos invertidos.	50
Figura 3.3 – Curva demanda residual sem a inversão de eixos (preço <i>versus</i> potência).	50
Figura 3.4 – Curva de demanda residual final (potência <i>versus</i> preço).	51
Figura 3.5 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada (vermelho) com a companhia 1 variando suas ofertas.	54
Figura 3.6 – Curva cota-preço elaborada pelo processo de simulação de leilão.	55
Figura 3.7 – Comparação da curva cota-preço elaborada por simulação, em azul, e a curva de demanda residual tradicional, em vermelho.	56
Figura 3.8 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada, com a companhia <i>price-maker</i> ofertando nenhum bloco.	71
Figura 3.9 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada, com a companhia <i>price-maker</i> ofertando 50MW a preço nulo.	71
Figura 3.10 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada, com a companhia <i>price-maker</i> ofertando mais 30MW a preço nulo.	72
Figura 3.11 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada, com a companhia <i>price-maker</i> ofertando mais 40MW a preço 0\$/MW.	73
Figura 3.12 – Curva de demanda residual final.	73
Figura 4.1 – Diagrama esquemático da metodologia de comparação das curvas cota-preço.	76
Figura 4.2 – Área da curva cota-preço que abrange as estratégias de ofertas para o leilão.	77
Figura 5.1 – Esquema de Linearização da curva cota-preço. Adaptado de Torre et al. (2002).	83
Figura 6.1 – Comparação das curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (preto) para o sistema puramente econômico da hora 1.	91
Figura C.1 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para a hora 1 no sistema puramente econômico.	123
Figura C.2 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para a hora 1 no sistema termelétrico.	124
Figura C.3 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para a hora 1 considerando as restrições de rede de transmissão.	125

Figura C.4–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para a hora 1 no sistema termelétrico com restrições de transmissão.	126
Figura C.5–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 1 a 6 no sistema puramente econômico.	127
Figura C.6–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 7 a 12 no sistema puramente econômico.	128
Figura C.7–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 13 a 18 no sistema puramente econômico.	129
Figura C.8–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 19 a 24 no sistema puramente econômico.	130
Figura C.9–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 1 a 6 no sistema termelétrico.	131
Figura C.10–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 7 a 12 no sistema termelétrico.	132
Figura C.11–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 13 a 18 no sistema termelétrico.	133
Figura C.12–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 19 a 24 no sistema termelétrico.	134
Figura C.13–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 1 a 6 no sistema considerando as restrições de rede de transmissão.	135
Figura C.14–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 7 a 12 no sistema considerando as restrições de rede de transmissão.	136
Figura C.15–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 13 a 18 no sistema considerando as restrições de rede de transmissão.	137
Figura C.16–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 19 a 24 no sistema considerando as restrições de rede de transmissão.	138
Figura C.17–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 1 a 6 no sistema termelétrico com restrições de rede de transmissão.	139
Figura C.18–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 7 a 12 no sistema termelétrico com restrições de rede de transmissão.	140
Figura C.19–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 13 a 18 no sistema termelétrico com restrições de rede de transmissão.	141

Figura C.20–Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 19 a 24 no sistema termelétrico com restrições de rede de transmissão. 142

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Exemplos de blocos de ofertas para a construção da curva de geração agregada.	36
Tabela 2.2 – Exemplos de blocos de lances para a construção da curva de demanda agregada.	37
Tabela 3.1 – Blocos ofertados e aceitos pela companhia 1 no exemplo ilustrativo para a construção da curva cota-preço.	53
Tabela 3.2 – Exemplo de blocos ofertas das unidades $i0$ da companhia <i>price-maker</i> para a construção da matriz de blocos.	58
Tabela 3.3 – Matriz de Blocos de acordo com as ofertas da Tabela 3.2.	59
Tabela 3.4 – Exemplo de blocos ofertas das unidades da companhia <i>price-maker</i> para a construção da matriz de blocos.	59
Tabela 3.5 – Matriz de Blocos de acordo com as ofertas da Tabela 3.2.	60
Tabela 6.1 – Quantidade de restrições de cada modelo e instâncias.	94
Tabela 6.2 – Quantidade de variáveis de cada modelo e instâncias, entre parênteses, a quantidade de variáveis binárias.	95
Tabela 6.3 – Tempo computacional para resolução dos modelos e instâncias.	95
Tabela 6.4 – Resultados de lucros e geração no sistema puramente econômico.	96
Tabela 6.5 – Resultados de lucros e geração no sistema termelétrico.	97
Tabela 6.6 – Resultados de lucros e geração no sistema com as restrições de transmissão.	97
Tabela 6.7 – Resultados de lucros e geração no sistema termelétrico com as restrições de transmissão.	98
Tabela A.1 – Potência dos Blocos de Ofertas das Unidades Geradoras em MWh.	111
Tabela A.2 – Preço dos Blocos de Ofertas das Unidades Geradoras em \$/MWh.	111
Tabela A.3 – Potência dos Blocos de Lances das Unidades Consumidoras em MWh.	112
Tabela A.4 – Preço dos Blocos de Lances das Unidades Consumidoras em \$/MWh.	118
Tabela B.1 – Mapeamento de unidades geradoras e demandas nas barras.	119
Tabela B.2 – Dados das linhas de transmissão.	120
Tabela B.3 – Coeficientes utilizados para linearização das perdas.	120
Tabela D.1 – Dados das unidades termelétricas referentes a potência.	144
Tabela D.2 – Dados das unidades termelétricas referentes aos custos.	144
Tabela E.1 – Situação 1: CCPO de 28 passos aplicada em um leilão puramente econômico.	146
Tabela E.2 – Situação 2: CCPO de 56 passos aplicada em um leilão puramente econômico.	147
Tabela E.3 – Situação 3: CCPO de 112 passos aplicada em um leilão puramente econômico.	148

Tabela E.4–Situação 4: CDRT aplicada em um leilão puramente econômico.	149
Tabela E.5–Situação 5: CCPO de 28 passos aplicada em um leilão termelétrico. . .	150
Tabela E.6–Situação 6: CCPO de 56 passos aplicada em um leilão termelétrico. . .	151
Tabela E.7–Situação 7: CCPO de 112 passos aplicada em um leilão termelétrico. .	152
Tabela E.8–Situação 8: CDRT aplicada em um leilão termelétrico.	153
Tabela E.9–Situação 9: CCPO de 28 passos aplicada em um leilão considerando as restrições de transmissão.	154
Tabela E.10–Situação 10: CCPO de 56 passos aplicada em um leilão considerando as restrições de transmissão.	155
Tabela E.11–Situação 11: CCPO de 112 passos aplicada em um leilão considerando as restrições de transmissão.	156
Tabela E.12–Situação 12: CDRT aplicada em um leilão considerando as restrições de transmissão.	157
Tabela E.13–Situação 13: CCPO de 28 passos aplicada em um leilão termelétrico considerando as restrições de transmissão.	158
Tabela E.14–Situação 14: CCPO de 56 passos aplicada em um leilão termelétrico considerando as restrições de transmissão.	159
Tabela E.15–Situação 15: CCPO de 112 passos aplicada em um leilão termelétrico considerando as restrições de transmissão.	160
Tabela E.16–Situação 16: CDRT aplicada em um leilão termelétrico considerando as restrições de transmissão.	161
Tabela E.17–Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão com restrições de trans- missão utilizando a CCPO28 rede.	161
Tabela E.18–Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão com restrições de trans- missão utilizando a CCPO56 rede.	163
Tabela E.19–Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão com restrições de trans- missão utilizando a CCPO112 rede.	166
Tabela E.20–Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão com restrições de trans- missão utilizando a CDRT.	168
Tabela E.21–Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e com as restrições de transmissão utilizando a CCPO28 termo-rede.	170
Tabela E.22–Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e com as restrições de transmissão utilizando a CCPO56 termo-rede.	172
Tabela E.23–Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e com as restrições de transmissão utilizando a CCPO112 termo-rede.	174

Tabela E.24–Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e com as restrições de transmissão utilizando a CDRT.	176
--	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

OIS	Operador Independente do Sistema
OM	Operador de Mercado
PEM	Problema de Equilíbrio de Mercado
COE	Cálculo de Ofertas Estratégicas
AP	Autoprodução
CDRT	Curva Demanda Residual Tradicional
CCPO	Curva Cota Preço construída por Otimização
PEM-CP	Procedimento de Equilíbrio de Mercado para a construção de curvas Cota-Preço
CCPO28	Curva Cota Preço construída por Otimização com 28 passos
CCPO56	Curva Cota Preço construída por Otimização com 56 passos
CCPO112	Curva Cota Preço construída por Otimização com 112 passos

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
2	PEM - PROCEDIMENTO DE EQUILÍBRIO DE MERCADO	33
2.1	Introdução	33
2.2	Nomenclatura	33
2.3	Modelo de PEM Puramente Econômico	35
2.4	Modelo de PEM para Sistemas Termelétricos	39
2.5	Modelo de PEM Considerando Restrições de Rede de Transmissão	42
3	ESTIMATIVAS DE PREÇOS DE EQUILÍBRIO DE MERCADO	45
3.1	Introdução	45
3.2	Nomenclatura	46
3.3	Construção da Curva Demanda Residual Tradicional	48
3.4	Construção da Curva Cota-Preço por Otimização	51
3.4.1	Exemplo Gráfico Ilustrativo	52
3.4.2	Matriz de ordenação dos blocos ofertados pela companhia <i>price-maker</i>	57
3.4.3	Construção da Curva Cota-Preço por Otimização Apenas Com Restrições Econômicas	60
3.4.4	Construção da Curva Cota-Preço por Otimização Considerando as Restrições das Unidades Termelétricas	62
3.4.5	Construção da Curva Cota-Preço por Otimização Considerando as Restrições de Transmissão	66
3.5	Relação entre a Curva Demanda Residual Tradicional e a Curva Cota-Preço construída por Otimização	68
3.5.1	Relação entre as curvas CDRT e CCPO	68
4	METODOLOGIA DE COMPARAÇÃO DE CURVAS COTA-PREÇO	75
5	MODELO DE AUTOPRODUÇÃO	81
5.1	Introdução	81
5.2	Nomenclatura	81
5.3	Autoprodução - Puramente Econômico	83
5.4	Autoprodução - Termelétrico	85

6	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS	89
6.1	Introdução	89
6.2	Estudo de Caso	89
6.3	Dados Numéricos	93
6.4	Resultados e Discussões	95
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	101
7.1	Conclusões	101
7.2	Trabalhos Futuros	103
7.3	Trabalhos Publicados durante o Mestrado	103
	REFERÊNCIAS	105
	APÊNDICES	109
	APÊNDICE A – DADOS DE OFERTAS E LANCES INICIAIS	111
	APÊNDICE B – DADOS DE TRANSMISSÃO	119
	APÊNDICE C – CURVAS COTA-PREÇO POR OTIMIZAÇÃO E CURVA DEMANDA RESIDUAL TRADICIONAL	121
C.1	CCPO e CDRT na hora 1 nos 4 sistemas	123
C.2	CCPO e CDRT para o sistema puramente econômico	127
C.3	CCPO e CDRT para o sistema termelétrico	131
C.4	CCPO e CDRT para o sistema considerando as restrições de rede	135
C.5	CCPO e CDRT para o sistema termelétrico considerando as restrições de rede	139
	APÊNDICE D – DADOS DAS UNIDADES TERMELÉTRICAS UTILIZADOS NO ESTUDO DE CASO	143
D.1	Nomenclatura	143
	APÊNDICE E – RESULTADOS: PREÇOS DE EQUILÍBRIO E GERAÇÕES HORÁRIOS	145

1 INTRODUÇÃO

No início da década de 90, a comercialização de energia elétrica, em vários países do mundo, passou por uma transição de um ambiente regulado para um ambiente de mercado competitivo. No ambiente regulado, a tomada de decisão de geração (despacho) é feita pelo Operador do Sistema (OS), cujo objetivo consiste na minimização dos custos de produção com o atendimento das restrições de segurança e confiabilidade do sistema (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002; CONEJO; CARRI6N; MORALES, 2010).

O ambiente de mercado é caracterizado por leilões de energia, em que as companhias geradoras fornecem blocos de ofertas de venda de energia, e os consumidores fornecem blocos de lances de compra de energia. As ofertas e os lances envolvem quantidades (MWh) e preços (\$/MWh) de energia vendida e comprada, respectivamente. O Operador de Mercado (OM) recebe as ofertas e os lances e por meio do Procedimento de Equilíbrio de Mercado (PEM), calcula o preço de equilíbrio e os valores aceitos dos blocos de ofertas e lances (despacho de geração e consumo). O modelo de PEM tem como objetivo a maximização do bem comum, sujeito às restrições físicas e operacionais do sistema. A confiabilidade do sistema e a sua gestão técnica são tarefas do Operador Independente do Sistema (OIS) (CONEJO; CARRI6N; MORALES, 2010), apesar de as restrições associadas à confiabilidade e à segurança do sistema estarem representadas no modelo de PEM.

Os leilões de energia ocorrem para diferentes mercados, os quais envolvem horizontes de tempo distintos. No curto prazo, geralmente destacam-se os mercados do dia seguinte, o mercado de ajustes e o mercado de balanço, ou de tempo real. No mercado do dia seguinte são realizados leilões para cada uma das 24 horas do dia seguinte. O mercado de ajustes é similar ao mercado do dia seguinte, porém com um horizonte de tempo menor. O mercado de balanço, ou de tempo real é utilizado para suprir as potências que não foram efetivamente despachadas, por falhas em equipamentos, por exemplo. Neste mercado, é importante a participação de fontes renováveis como a solar e eólica, as quais possuem intermitências que podem ser naturalmente compensadas neste mercado. Para o médio e longo prazos existem ainda os chamados mercados de futuros onde a energia é comercializada em um horizonte de tempo maior. Por fim, em um ambiente de mercados ainda é possível que consumidores e geradores estabeleçam contratos bilaterais, nos quais a energia é comercializada fora do chamado mercado organizado (CONEJO; CARRI6N; MORALES, 2010).

Em relação ao mercado de curto prazo, os PEMs podem ou não levar em conta os aspectos físicos e operativos dos sistema, como restrições de transmissão, restrições intertemporais tais como rampas de tomada e alívio de carga, tempo mínimo de operação e

desligamento para as unidades termelétricas e restrições referentes ao volume de reservatório e balanço hídrico, para as usinas hidrelétricas (KARDAKOS; SIMOGLU; BAKIRTZIS, 2013). Quando essas restrições são levadas em conta, temos o chamado mercado do tipo *pool*, todavia se tais restrições não são levadas em conta diretamente no modelo, mas são consideradas *a posteriori*, temos o mercado do tipo *power exchange*.

No ambiente de mercados, as companhias geradoras podem ser classificadas em dois tipos básicos, em relação a capacidade de alterar o preço de equilíbrio de acordo com o seu poder de mercado. Aquelas companhias que possuem esta capacidade são denominadas de *price-makers* e aquelas que não possuem esta capacidade são denominadas *price-takers* (STEEGER; BARROSO; REBENNACK, 2014). Ambos os tipos de companhia, bem como os consumidores, possuem como objetivo a maximização de suas receitas líquidas, sendo que ambos utilizam problemas de otimização específicos para alcançar este objetivo. No caso das companhias geradoras, dois problemas de otimização têm sido investigados para a maximização de seus lucros: o problema de Autoprodução (AP) e o problema de Cálculo de Ofertas Estratégicas (COE). O problema de AP consiste em determinar os despachos de geração das unidades da companhia que levariam esta ao maior lucro nos leilões de energia (TORRE et al., 2002). Já o problema de COE consiste na determinação das ofertas (quantidade e preço) de energia que levariam a empresa à geração determinada no modelo de AP. No caso dos consumidores, têm sido propostos também na literatura modelos para o Cálculo de Lances Estratégicos (CLE), que corresponde aos lances que devem produzir maior lucros para as companhias no mercado.

No caso da companhia geradora, foco desta dissertação, é possível ainda agregar os problemas de AP e COE em um único modelo, em que sua solução fornece as ofertas que maximizam os lucros da companhia. Em geral, este modelo é descrito por meio de um problema de otimização bi-nível, em que o nível superior corresponde ao problema de maximização de lucros da companhia e o problema de nível inferior é um modelo de PEM. Os problemas de otimização bi-nível são geralmente de difícil solução computacional. Uma das técnicas de solução envolve a reformulação do problema em um único nível. Uma das formas consiste na substituição do problema de nível inferior por suas correspondentes condições de Karush-Khun-Tucker (KKT). Entretanto, isso só é possível quando o problema de nível inferior é convexo (LUO; PANG; RALPH, 1996). O problema resultante da substituição do problema de nível inferior por suas respectivas condições de KKT possui apenas um nível, e é denominado de Problema Matemático com Restrições de Equilíbrio (MPEC, do inglês *Mathematical Problem with Equilibrium Constraints*) (BAILLO et al., 2004; TORRE; CONTRERAS; CONEJO, 2004; BARROSO et al., 2006; DAI; QIAO, 2015). As restrições de equilíbrio, as quais dificultam a solução numérica dos MPECs, são as restrições de folga complementar (restrições de complementaridade) associadas ao problema de nível inferior, que aparecem naturalmente no MPEC advindas das condições de KKT do nível inferior. O modelo de COE, formulado por meio de um modelo de otimização bi-nível, possui a

facilidade de agregar dois problemas em um único modelo de otimização. Entretanto, este modelo encontra algumas dificuldades de resolução como a presença de restrições de complementaridade, as quais necessitam de técnicas específicas para sua resolução (GABRIEL et al., 2013; SIDDIQUI; GABRIEL, 2013). Outra questão é a necessidade de se escrever o problema de nível inferior (PEM) sempre como um problema convexo, o que limita as restrições possíveis de serem representadas neste problema.

Verifica-se uma dinâmica entre o problema de PEM, utilizado pelo OM para calcular os preços e despachos de equilíbrio e os problemas de COE, utilizados pelas companhias geradoras para maximizar seus lucros. No PEM, as ofertas das companhias (calculadas por meio de um modelo de COE) são informações de entrada necessárias à maximização do bem comum, sujeito às restrições físicas e operativas do sistema. Já no COE, os preços de equilíbrios (calculados por meio de um modelo de PEM) e as ofertas das demais companhias são informações de entrada necessárias à maximização do lucro (o qual depende dos preços de equilíbrio) sujeito às restrições das unidades de uma companhia geradora. Assim, nota-se uma interdependência de informações que leva a uma certa “circularidade”, dificultando a solução dos problemas de COE de cada companhia. Assim, quando uma companhia geradora busca resolver um problema de COE, ela possui informações incertas sobre o preço de equilíbrio, o qual ainda não foi calculado pelo PEM, e ainda sobre as decisões (ofertas) das demais companhias no mercado. Para tratar essas incertezas, a companhia precisa utilizar alguma estratégia, como por exemplo considerar um valor estimado dos preços de equilíbrio (BISANOVIC; HAJRO; DLAKIC, 2008; CONEJO et al., 2002) ou considerar os preços de equilíbrio como uma variável estocástica e trabalhar com possíveis cenários de preços (RENANI; EHSAN; SHAHIDEHPOUR, 2017; VATANI; AMJADY; ZAREIPOUR, 2013). As incertezas sobre as decisões das outras companhias também podem ser tratadas com técnicas semelhantes.

Uma abordagem que permite o tratamento destas incertezas, a qual tem sido utilizada por companhias do tipo *price-maker*, consiste no cálculo da curva cota-preço, também denominada de demanda residual. Conforme já destacado, as companhias do tipo *price-maker* possuem poder de mercado e são capazes de alterar o preço de equilíbrio de acordo com a sua oferta de produção no leilão. Assim, dependendo do valor despachado por esta companhia no leilão (cota), a curva cota-preço estima o preço de equilíbrio de mercado, independentemente das ofertas das demais companhias (TORRE et al., 2002). Desse modo, as incertezas associadas às ofertas das demais companhias e aos preços de equilíbrio são intrinsecamente representadas na curva cota-preço. Logo, se uma companhia *price-maker* possui a sua curva cota-preço, ela pode resolver seu problema de COE, calculando suas ofertas no leilão, independentemente das ofertas das demais companhias e dos preços de equilíbrio calculados no PEM. É importante destacar que a curva cota-preço fornece uma estimativa para os preços de equilíbrio de mercado para cada cota que a companhia despache no leilão. Ou seja, os preços de equilíbrio efetivos que ocorrerão posteriormente

no PEM do dia seguinte podem ser diferentes daqueles estimados pela curva. A precisão de uma curva cota-preço está relacionada a sua capacidade de representar todas estas incertezas.

O método tradicional utilizado para a construção da curva cota-preço consiste na subtração das curvas de geração agregada e de demanda agregada. A geração (demanda) agregada corresponde à agregação das ofertas (lances) de todas as companhias (consumidores) em uma única curva. Este método, baseado na subtração das curvas será descrito em mais detalhes posteriormente neste trabalho. É importante destacar, porém que este método não permite a incorporação de informações importantes associadas às restrições dos sistemas de geração e transmissão. Assim, há uma tendência de que o método não estime de forma tão precisa os preços de equilíbrio do dia seguinte. Ainda assim, este método tem sido o mais utilizado na literatura para o cálculo da curva cota-preço.

Este trabalho propõe um novo método para a construção da curva cota-preço, para companhias geradoras do tipo *price-maker* no mercado *pool* do dia seguinte, via modelo de otimização. Como neste método, a curva cota-preço é construída por meio de um problema de otimização, o método proposto permite incluir na modelagem aspectos físicos e operacionais relacionados aos sistemas de geração e transmissão, os quais são geralmente desconsiderados nos métodos tradicionais.

Além disso, também é proposto uma metodologia de comparação que permite avaliar a qualidade e precisão das curvas cota-preço em mercados do dia seguinte. Esta metodologia consiste em utilizar as curvas cota-preço calculadas por diferentes métodos como informações de entrada para problemas de AP e/ou COE, dos quais suas soluções apresentam as ofertas estratégicas para cada curva de entrada fornecida. As ofertas obtidas para cada curva de entrada são utilizadas como informações de entrada em um modelo de PEM, o qual sua solução fornece os valores efetivamente despachados de geração e os preços de equilíbrios “reais” no mercado do dia seguinte. A avaliação da qualidade de cada curva é feita comparando-se os valores reais e estimados de preços e lucros obtidos por cada curva cota-preço, permitindo identificar a melhor curva para a companhia.

Por meio desta metodologia, a curva cota-preço construída, conforme método proposto, é comparada com a curva obtida por meio do método tradicional. A curva construída pelo método tradicional será chamada de Curva de Demanda Residual Tradicional (CDRT), enquanto que a curva construída pelo método proposto neste trabalho será chamada de Curva Cota-Preço por Otimização (CCPO). Esta nomenclatura deve ficar mais clara na medida em que o processo de construção das curvas for detalhado.

Esta dissertação de mestrado está estruturada conforme descrito a seguir. O Capítulo 2 apresenta os conceitos relacionados ao modelo de PEM. O Capítulo 3 apresenta a abordagem tradicional de construção da CDRT e o método de construção da CCPO por meio de um problema de otimização baseado em modelo de PEM. O Capítulo 4

apresenta a metodologia de comparação por meio da qual são comparadas as curvas CDRT e CCPO proposta. O Capítulo 5 apresenta o modelo de AP que é utilizado no contexto da metodologia de comparação de modo que as curvas CDRT e CCPO possam ser analisadas. O Capítulo 6 apresenta o estudo de caso em que as curvas são comparadas, uma análise computacional, resultados e discussões. Por fim, o Capítulo 7 apresenta as principais conclusões desta dissertação e os trabalhos futuros.

2 PEM - PROCEDIMENTO DE EQUILÍBRIO DE MERCADO

2.1 Introdução

Os modelos de Procedimentos de Equilíbrio de Mercado (PEM) são utilizados pelos Operadores de Mercados (OM) a fim de processar as ofertas das companhias geradoras e os lances dos consumidores, de modo a estabelecer os valores efetivamente gerados por cada companhia e consumidos por cada consumidor. Companhias geradoras que forneçam ofertas muito altas podem não vender sua energia no mercado, enquanto que consumidores que fornecem lances muito baixos também podem não ter seu consumo atendido. Nas seções a seguir, os modelos de PEM utilizados pelo OM para decidir os despachos de geração e consumo são detalhados.

Na Seção 2.2 a seguir, a nomenclatura utilizada nestes modelos é descrita. Na Seção 2.3 é descrito um modelo de PEM puramente econômico em que apenas as restrições operativas dos sistemas de geração e transmissão são desprezadas. Na Seção 2.4, descreve-se um modelo de PEM mais detalhado em que, além das restrições puramente econômicas, são introduzidas ainda restrições físicas e operacionais relacionadas às unidades geradoras do tipo termelétrica, somente. Na Seção 2.5 são descritos dois modelos de PEM, em que o primeiro considera as restrições econômicas do leilão e as restrições referentes a rede de transmissão, e o segundo modelo de PEM, que além de considerar as mesmas restrições do primeiro, também considera os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas.

Nos modelos apresentados, deixa-se explícito o domínio das variáveis somente quando estas forem do tipo inteiro/binário. Todas as demais variáveis, quando não explicitado, são variáveis reais.

2.2 Nomenclatura

Conjuntos:

- T Períodos;
- I Unidades geradoras;
- D Unidades de demanda;
- M Blocos de ofertas das unidades geradoras;

- N Blocos de lances das unidades de demanda;
- Λ Linhas de transmissão;
- MG Mapeamento do conjunto de unidades geradoras no conjunto de barras do sistema;
- MD Mapeamento do conjunto de unidades de demanda no conjunto de barras do sistema;
- K Barras do sistema;
- P Blocos utilizados para linearização das perdas nas linhas de transmissão;

Parâmetros

- $\lambda_{t,i,m}^G$ Preço do bloco m do gerador i no período t ;
- $\lambda_{t,d,n}^D$ Preço do bloco n da demanda d no período t ;
- $PG_{t,i,m}^{MAX}$ Potência máxima gerada do bloco m do gerador i no período t ;
- $PD_{t,d,n}^{MAX}$ Potência máxima consumida do bloco n da demanda d no período t ;
- $PGT_{t,i}^{\min}$ Potência mínima gerada do gerador i no período t ;
- $PGT_{t,i}^{\max}$ Potência máxima gerada do gerador i no período t ;
- CB_i Oferta de custo fixo do gerador i ;
- SUB_i Oferta de custo de partida do gerador i ;
- SDB_i Oferta de custo de parada do gerador i ;
- SD_i Rampa de parada do gerador i ;
- SU_i Rampa de partida do gerador i ;
- RD_i Rampa de alívio de carga do gerador i ;
- RU_i Rampa de tomada de carga do gerador i ;
- UT_i Mínimo tempo que o gerador i deve permanecer ligado;
- DT_i Mínimo tempo que o gerador i deve permanecer desligado;
- $GINI_i$ Número de períodos que o gerador i deve permanecer ligado no início do horizonte para respeitar seu número mínimo de períodos ligado;
- $FINI_i$ Número de períodos que o gerador i deve permanecer desligado no início do horizonte para respeitar seu número mínimo de períodos desligado;

$G_{k,l}$	Condutância da linha kl ;
$B_{k,l}$	Susceptância da linha kl ;
α_p	Coefficiente angular do segmento p , utilizado para linearização das perdas nas linhas de transmissão;
θ_p^{\max}	Amplitude máxima do bloco angular de tensão p , utilizado para linearização das perdas nas linhas de transmissão;
P^{base}	Potência base do sistema;
$F_{k,l}^{\max}$	Fluxo de potência máximo na linha kl ;

Variáveis

$pg_{t,i,m}$	Potência gerada do bloco m do gerador i no período t ;
$pd_{t,d,n}$	Potência consumida do bloco n da demanda d no período t ;
$pgt_{t,i}$	Potência total gerada pelo gerador i no período t ;
$pdt_{t,d}$	Potência total demanda pelo consumidor d no período t ;
$v_{t,i}$	Variável binária que indica se a unidade i está ligada no período t ;
$z_{t,i}$	Variável binária que indica se a unidade i teve a ação de desligar no período t ;
$y_{t,i}$	Variável binária que indica se a unidade i teve a ação de ligar no período t ;
$\theta_{t,k}$	Ângulo de tensão na barra k no período t ;
$\theta_{t,k,l}^{abs}, \theta_{t,k,l}^+, \theta_{t,k,l}^-$	Variáveis auxiliares utilizadas para linearização das perdas na linha de transmissão kl no período t ;
$\theta_{t,k,l,p}^B$	Variável auxiliar referente ao bloco p utilizada para linearização das perdas na linha de transmissão kl no período t ;
$f_{t,k,l}$	Fluxo de potência na linha kl ;

2.3 Modelo de PEM Puramente Econômico

O modelo de PEM puramente econômico tem por objetivo a maximização do bem comum, de modo a determinar o ponto de equilíbrio de mercado (envolvendo preços e despachos de geração e consumo no equilíbrio) levando em consideração somente as

restrições econômicas do mercado. O ponto de equilíbrio de mercado, associado a um PEM puramente econômico, também pode ser obtido de forma gráfica, pela intersecção (cruzamento) das curvas de geração e demanda agregada.

Para ilustrar a construção da curva de geração agregada, é conveniente utilizar um exemplo numérico. Para isso, sejam os blocos ofertados mostrados na Tabela 2.1 em que cada bloco é representado por um par quantidade (potência em MW) e preço (em \$/MW) ofertados. No exemplo mostrado, cada gerador oferta três blocos com diferentes preços e quantidades. De modo didático, consideramos que cada gerador pertence a uma companhia diferente.

Tabela 2.1 – Exemplos de blocos de ofertas para a construção da curva de geração agregada.

Ofertas dos Geradores			
	Potência(MW)/Preço(\$/MW)		
Gerador 1	50/19	30/21	20/25
Gerador 2	50/25	25/28	10/30
Gerador 3	20/20	10/25	30/29

Para construir a curva de geração agregada (potência *versus* preço), é necessário ordenar os blocos de todos os geradores em ordem crescente de preços. Para iniciar a construção da curva, que está mostrada em vermelho na Figura 2.1, o bloco com preço mais barato, dado pelo par (50 MW/ 19\$/MW), corresponde ao primeiro passo da curva. Assim sendo, os primeiros 50 MW são vendidos a 19\$/MW, conforme mostrado na Figura 2.1. O segundo passo começa com o valor da potência total ofertado no primeiro bloco (i.e. 50 MW) e termina com a inserção do próximo bloco mais barato, dado pelo par (20 MW/ 20\$/MW). Com a inserção deste bloco, os próximos 20 MW são vendidos a 20\$/MW, o que corresponde ao segundo trecho da curva em vermelho mostrada na Figura 2.1. Esse processo é repetido até a inserção do último bloco (CONEJO; BARINGO, 2017), que corresponde à oferta mais cara fornecida pelas companhias, que no nosso exemplo corresponde ao par (10 MW/ 30\$/MW).

A curva de demanda agregada (potência *versus* preço) é construída de modo análogo, a partir da ordenação dos blocos de lances fornecidos pelos consumidores, porém em ordem decrescente de preço (CONEJO; BARINGO, 2017). A Tabela 2.2 apresenta os blocos de lances de um único consumidor, e a Figura 2.1 apresenta a curva de demanda agregada associada, em verde.

Considerou-se apenas um consumidor para facilitar o exemplo, mas uma quantidade qualquer de consumidores pode ser considerada em situações práticas. A curva de geração agregada, em vermelho, com preços crescentes com a geração, reflete o desejo das companhias geradoras, que desejam aumentar seus preços à medida que sua produção aumenta. Por outro lado, a curva de demanda agregada, em verde, com preços decrescentes

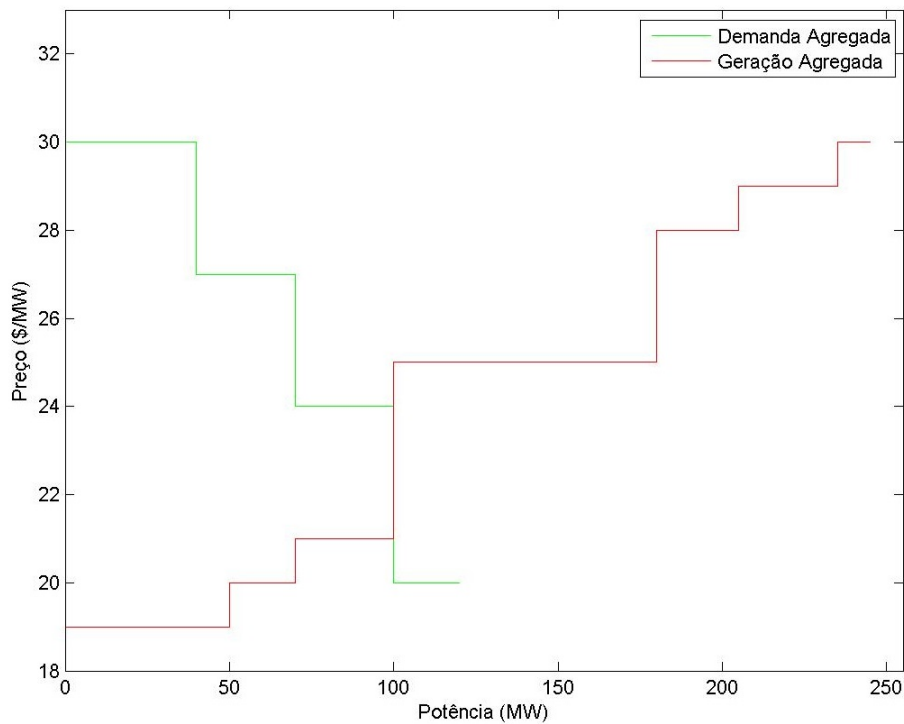


Figura 2.1 – Curvas de Geração Agregada (Vermelho) e Demanda Agregada (Verde).

com o consumo, reflete o desejo dos consumidores, os quais desejam que os preços sejam sempre menores quanto maior for o seu consumo.

Tabela 2.2 – Exemplos de blocos de lances para a construção da curva de demanda agregada.

Lances da Demanda				
Potência(MW)/Preço(\$/MW)				
Demanda 1	40/30	30/27	30/24	20/20

O cruzamento das curvas de geração e demanda agregada mostrado na Figura 2.1 é o ponto de equilíbrio de mercado, o qual define o preço de equilíbrio de mercado (em inglês *market clearing price*), preço no qual toda a energia será comercializada no mercado, neste exemplo este preço é de 21\$/MW, e a potência de equilíbrio (em inglês *market clearing quantity*), que é o ponto em que a geração iguala a demanda (balanço de potência). No exemplo apresentado, a potência de equilíbrio é de 100 MW. Através do gráfico é possível observar que todos os blocos à esquerda do ponto de equilíbrio foram aceitos no mercado, pois as companhias geradoras estavam dispostas a gerar energia por um valor menor do que foi comercializado, e os consumidores estavam dispostos a pagar um valor maior pela energia do que o preço de equilíbrio obtido. Isso não ocorre com os blocos que estão à direita do ponto de equilíbrio, por isso, estes blocos não são aceitos.

Ao realizar o cruzamento das curvas de geração agregada e demanda agregada

pode ocorrer destas curvas se sobreporem, seja uma faixa de preço (curvas sobrepostas na vertical) ou em uma faixa de potência (curvas sobrepostas na horizontal). A Figura 2.1 apresenta este fenômeno, no caso as curvas se sobrepõem em uma faixa de preço. Quando as curvas se sobrepõem em uma faixa de preço, o preço de equilíbrio escolhido é o menor preço, no caso da Figura 2.1, a faixa é entre 21\$/MW e 24\$/MW e o preço de equilíbrio é 21\$/MW. Quando as curvas se sobrepõem em uma faixa de potência, a potência de equilíbrio será a maior. Matematicamente, isto ocorre quando no modelo do PEM é encontrada uma solução degenerada.

Mostra-se em Conejo, Carrión e Morales (2010) que ponto de equilíbrio, encontrado através do processo de cruzamento das curvas de geração e demanda agregada, pode ser obtido de forma alternativa por meio da solução do problema de otimização, o PEM. Este problema é matematicamente descrito em (2.1)-(2.6).

$$\max \sum_{t \in T} \left(\sum_{d \in D} \sum_{n \in N} \lambda_{t,d,n}^D p d_{t,d,n} - \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \lambda_{t,i,m}^G p g_{t,i,m} \right) \quad (2.1)$$

sujeito a:

$$0 \leq p g_{t,i,m} \leq P G_{t,i,m}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall m \in M, \quad (2.2)$$

$$0 \leq p d_{t,d,n} \leq P D_{t,d,n}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D; \forall n \in N, \quad (2.3)$$

$$p g_{t,i} = \sum_{m \in M} p g_{t,i,m}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (2.4)$$

$$p d_{t,d} = \sum_{n \in N} p d_{t,d,n}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D, \quad (2.5)$$

$$\sum_{i \in I} p g_{t,i} = \sum_{d \in D} p d_{t,d}, \quad \forall t \in T. \quad (\alpha_t) \quad (2.6)$$

A função objetivo (2.1) consiste na maximização da função de bem comum (do inglês, *social welfare*), a qual representa a maximização de toda a área à esquerda do ponto de equilíbrio entre as curvas de geração agregada e demanda agregada da Figura 2.1. Esta área representa uma região em que tanto os geradores quanto os consumidores estão satisfeitos com os preços de mercado.

As restrições (2.2) e (2.3) determinam a potência máxima aceita no leilão para cada bloco m ofertado por cada unidade geradora i , e também para cada bloco n , ofertado por cada consumidor d , em cada período de tempo t . Assim, estas restrições definem os tamanhos dos blocos ofertados no leilão por geradores e consumidores em cada período.

As restrições (2.4) e (2.5) definem a potência total gerada $p g_{t,i}$ por cada unidade geradora i e a potência total demandada $p d_{t,d}$ por cada demanda d , em cada período t .

Por fim, a restrição (2.6) consiste no balanço de potência, que estabelece que a somatória da geração de todas unidades geradoras deve igualar a somatória de toda a

potência demanda pelos consumidores em cada período. O valor do somatório das potências, geradas ou consumidas, em cada período t corresponde à potência de equilíbrio neste período, e a variável dual associada a esta restrição, α_t , define o preço de equilíbrio de mercado em cada período t .

2.4 Modelo de PEM para Sistemas Termelétricos

O cruzamento das curvas de geração agregada e demanda agregada, realizado conforme discutido na seção anterior, fornece o ponto de equilíbrio para situações em que apenas as restrições econômicas do leilão de energia são consideradas (restrições (2.2)-(2.6)). Ou seja, este ponto de equilíbrio considera restrições exclusivamente associadas aos blocos de ofertas e lances das unidades geradoras e demandas. Assim sendo, os limites físicos e operativos das unidades geradoras não são levados em consideração. Para considerar as restrições físicas e operativas das unidades termelétricas é necessário acrescentar determinadas restrições ao modelo (2.1)-(2.6) que representem aspectos de operação e limites destas unidades. Esta seção apresenta as principais restrições que têm sido utilizadas em modelos de PEM para a representação de aspectos físicos e operacionais de unidades termelétricas, conforme descrito em [Arroyo e Conejo \(2002\)](#).

Inicialmente, é importante considerar, na função objetivo, os custos fixos, de partida e parada das unidades, conforme mostrado em (2.7):

$$\max \sum_{t \in T} \left(\sum_{d \in D} \sum_{n \in N} \lambda_{t,d,n}^D p d_{t,d,n} - \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \lambda_{t,i,m}^G p g_{t,i,m} - \sum_{i \in I} C B_i v_{t,i} + S U B_i y_{t,i} + S D B_i z_{t,i} \right). \quad (2.7)$$

A parcela $C B_i v_{t,i}$, acrescentada à função objetivo anterior, calcula o custo fixo que cada usina tem enquanto está ligada. As parcelas $S U B_i y_{t,i}$ e $S D B_i z_{t,i}$ referem-se aos custos de partida e parada, respectivamente de cada unidade. Na formulação destes termos são utilizadas três variáveis binárias, $v_{t,i}$, que representa o estado de operação (ligado ou desligado) no início do período t , $y_{t,i}$, que representa a ação de partir uma unidade no início do período t , e $z_{t,i}$, que representa a ação de desligar uma unidade no início do período t . É importante destacar que ao acrescentar estes custos na formulação da função objetivo de (2.1), os pontos de equilíbrio encontrados pelo modelo em cada período t não coincidem mais com os cruzamentos das curvas de geração agregada e demanda agregada. Entretanto, esta função é mais representativa que a função objetivo (2.1), pois inclui termos importantes relacionados aos custos de geração de unidades termelétricas.

Os limites de geração das unidades termelétricas, não representados no modelo de PEM puramente econômico, são apresentados nas restrições (2.8)-(2.9). Os limites mínimos correspondem à potência mínima que a unidade precisa gerar em determinadas

condições operativas, caso a mesma seja acionada, e os limites máximos estão associados à capacidade de geração das unidades.

$$pgt_{t,i} \geq PGT_{t,i}^{\min} v_{t,i}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (2.8)$$

$$pgt_{t,i} \leq PGT_{t,i}^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I. \quad (2.9)$$

Vale ressaltar que a restrição de geração mínima utiliza a variável binária $v_{t,i}$. Se a unidade está ligada ($v_{t,i} = 1$) este limite deve ser obedecido. Entretanto, caso a unidade esteja desligada ($v_{t,i} = 0$) o valor de $pgt_{t,i}$ será nulo. Já para a restrição (2.9), não se utiliza esta variável binária, apesar de a restrição ser análoga à anterior. Isto ocorre pois esta variável binária estará associada a potência máxima nas restrições de tomada e alívio de carga, as quais serão posteriormente descritas.

Além disso, as unidades termelétricas possuem outras restrições físicas associadas aos tempos de aquecimento/resfriamento das caldeiras, os quais limitam o aumento ou a diminuição da produção de energia entre períodos consecutivos. Assim, a potência que pode ser gerada no período posterior é limitada uma taxa de variação (rampa) que pode envolver aumentos ou reduções na potência no próximo período. São definidos valores para as rampas de partida (SU_i), parada (SD_i), tomada (RU_i) e alívio (RD_i) de cargas para cada unidade i . Essas restrições são apresentadas em (2.10)–(2.12).

$$pgt_{t,i} \leq PGT_{t,i}^{\max} (v_{t,i} - z_{t+1,i}) + z_{t+1,i} SD_i, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (2.10)$$

$$pgt_{t,i} \leq pgt_{t-1,i} + RU_i v_{t-1,i} + SU_i y_{t,i}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (2.11)$$

$$pgt_{t-1,i} - pgt_{t,i} \leq RD_i v_{t,i} + SD_i z_{t,i}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I. \quad (2.12)$$

A restrição (2.10) representa a rampa de parada das unidades. A restrição (2.11) representa as rampas de subida (tomada de carga) e partida. Por fim, a restrição (2.12) representa a rampa de descida (alívio de carga) das unidades termelétricas. Por mais que se possa imaginar que a rampa de partida seja um tipo de rampa de subida, as unidades conseguem alcançar um valor maior de variação de potência quando já estão operando do que quando estão desligadas. Dessa forma, é importante fazer a distinção entre esses dois tipos de rampas. Raciocínio análogo pode ser feito para as rampas de descida e parada. As restrições envolvendo mais de um período de tempo são denominadas de restrições intertemporais. Elas acoplam a solução do problema no tempo, tornando-o um problema de otimização dinâmico.

É importante ainda considerar as restrições operacionais associadas ao mínimo tempo que a unidade precisa permanecer em operação se for ligada ou mínimo tempo que esta deve permanecer desativada se for desligada. Por envolverem mais de um período de tempo, estas restrições também compõem as chamadas restrições intertemporais. Sua formulação foi inicialmente proposta em [Arroyo e Conejo \(2002\)](#), sendo também utilizada

neste trabalho. Estas restrições são descritas em (2.13)-(2.18):

$$\sum_{t=1}^{GINI_i} (1 - v_{t,i}) = 0, \quad \forall i \in I, \quad (2.13)$$

$$\sum_{x=t}^{t+UT_i-1} v_{x,i} \geq UT_i y_{t,i}, \quad \forall i \in I; \forall t = GINI_i + 1, \dots, T - UT_i + 1, \quad (2.14)$$

$$\sum_{x=t}^T (v_{x,i} - y_{t,i}) \geq 0, \quad \forall i \in I; \forall t = T - UT_i + 2, \dots, T. \quad (2.15)$$

As restrições (2.13)-(2.15) se referem ao mínimo tempo que as unidades devem permanecer ligadas caso aconteça a ação de ligar. Vale ressaltar que essas restrições levam em conta se a ação de ligar aconteceu no dia atual ou no dia anterior, de modo que se a unidade partiu no dia anterior e a mesma não cumpriu o mínimo tempo ligado até o final do dia, esta unidade necessita terminar de cumprir esse período no início do dia atual, no caso, seguinte a sua partida.

De modo análogo as restrições (2.16)-(2.18) se referem ao mínimo tempo que as unidades devem permanecer desligadas caso aconteça a ação de desligar. Da mesma maneira, essas restrições também levam em conta se ação de desligar aconteceu no dia atual ou no dia anterior.

$$\sum_{t=1}^{FINI_i} v_{t,i} = 0, \quad \forall i \in I, \quad (2.16)$$

$$\sum_{x=t}^{t+DT_i-1} (1 - v_{x,i}) \geq DT_i z_{t,i}, \quad \forall i \in I; \forall t = FINI_i + 1, \dots, T - DT_i + 1, \quad (2.17)$$

$$\sum_{x=t}^T (1 - v_{x,i} - z_{t,i}) \geq 0, \quad \forall i \in I; \forall t = T - DT_i + 2, \dots, T. \quad (2.18)$$

Por fim, é importante introduzir algumas restrições lógicas, conforme é apresentado a seguir:

$$y_{t,i} - z_{t,i} = v_{t,i} - v_{t-1,i}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (2.19)$$

$$y_{t,i} + z_{t,i} \leq 1, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (2.20)$$

$$y_{t,i}, v_{t,i}, z_{t,i} \in \{0, 1\}, \quad \forall t \in T, \forall i \in I. \quad (2.21)$$

As restrições (2.19)-(2.21) são restrições de lógica de *status*, que impedem que ocorra uma ação ilógica sobre a unidade, como por exemplo sofrer a ação de ligar e desligar no mesmo período.

Assim o modelo para o PEM para unidades termelétricas é apresentado em (2.22):

$$\text{Maximizar (2.7)} \quad (2.22a)$$

sujeito a:

$$(2.2) - (2.6), \quad (2.22b)$$

$$(2.8) - (2.21). \quad (2.22c)$$

2.5 Modelo de PEM Considerando Restrições de Rede de Transmissão

O modelo (2.22) apresenta apenas as restrições físicas e operativas das unidades de geração termelétrica, entretanto um outro importante fator a ser considerado no PEM são as restrições referentes à rede de transmissão, pois elas modelam o congestionamento das linhas devido ao limite de fluxo de potência e as perdas de transmissão. Além disso, essas restrições permitem o mercado operar com preços nodais, não mais um preço único para todo o sistema. Modelos de PEM que consideram as restrições referentes à rede de transmissão são apresentados em [Motto et al. \(2002\)](#), [Pereira et al. \(2017\)](#) e [Bregadioli et al. \(2016\)](#).

Para o mercado operar com preços nodais, a restrição de balanço de potência (2.6) deve ser substituída pela restrição (2.23) em que o balanço de potência é feito também para cada barra:

$$\sum_{i:(i,k) \in MG} pgt_{t,i} - \sum_{d:(d,k) \in MD} pdt_{t,d} - \sum_{k:(k,l) \in \Lambda} f_{t,k,l} = 0, \quad \forall t \in T; \forall k \in \Lambda. \quad (\alpha_{t,k}) \quad (2.23)$$

O balanço de potência descrito na restrição (2.23) estabelece que toda a potência gerada em um barra k deve igualar a potência demandada somada aos fluxos de potências nas linhas ($f_{t,k,l}$) diretamente conectadas à barra k . Os fluxos de potência nas linhas de transmissão são geralmente formulados por meio de expressões não lineares. Em [Motto et al. \(2002\)](#), os autores descrevem uma técnica de linearização dos fluxos de potência que é também utilizada neste trabalho. A expressão para o fluxo de potência linearizado, descrita em (2.24), é dada por:

$$f_{t,k,l} = P^{base} \left(0, 5.G_{k,l} \cdot \sum_{p \in P} \alpha_p \cdot \theta_{t,k,l,p}^B - B_{k,l} (\theta_{t,k} - \theta_{t,l}) \right), \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda. \quad (2.24)$$

O fluxo de potência apresentado na restrição (2.24) considera as perdas nas linhas de transmissão de forma linearizada. No processo de linearização das perdas apresentado em [Motto et al. \(2002\)](#) é necessário acrescentar na modelagem destas perdas, as restrições (2.25)-(2.30).

$$\sum_{p \in P} \theta_{t,k,l,p}^B = \theta_{t,k,l}^{abs}, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \quad (2.25)$$

$$\theta_{t,k,l}^{abs} = \theta_{t,k,l}^+ + \theta_{t,k,l}^-, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \quad (2.26)$$

$$\theta_{t,k} - \theta_{t,l} = \theta_{t,k,l}^+ - \theta_{t,k,l}^-, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \quad (2.27)$$

$$\theta_{t,k,l,p}^B \leq \theta_p^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda; \forall p \in P. \quad (2.28)$$

$$\theta_{t,k,l}^{abs}, \theta_{t,k,l}^+, \theta_{t,k,l}^- \geq 0, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \quad (2.29)$$

$$\theta_{t,k,l,p}^B \geq 0, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda; \forall p \in P. \quad (2.30)$$

Por fim, as restrições (2.31) e (2.32) definem os limites de fluxos de potência em cada linha. A restrição (2.33) define que a barra 1 será a barra *slack*, em que o gerador será responsável por gerar as perdas do sistema.

$$f_{t,k,l} \leq F_{k,l}^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall (k,l) \in \Lambda, \quad (2.31)$$

$$f_{t,k,l} \geq -F_{k,l}^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall (k,l) \in \Lambda, \quad (2.32)$$

$$\theta_{t,1} = 0, \quad \forall t \in T. \quad (2.33)$$

Assim sendo, o modelo para PEM, considerando as restrições econômicas do leilão e as restrições referentes à rede de transmissão é apresentado em (2.34) :

$$\text{Maximizar (2.1)} \quad (2.34a)$$

sujeito a:

$$(2.2) - (2.5), \quad (2.34b)$$

$$(2.23) - (2.33). \quad (2.34c)$$

Finalmente, o modelo de PEM para unidades termelétricas considerando as restrições de rede de transmissão são apresentados em (2.35):

$$\text{Maximizar (2.7)} \quad (2.35a)$$

sujeito a:

$$(2.2) - (2.5), \quad (2.35b)$$

$$(2.8) - (2.21), \quad (2.35c)$$

$$(2.23) - (2.33). \quad (2.35d)$$

Conforme será discutido em capítulos posteriores, o modelo de PEM é fundamental para a definição da curva cota-preço proposta nesta dissertação. Além disso, este modelo também é parte importante da metodologia de avaliação de curvas cota-preço também proposta neste trabalho, a qual deve permitir que a curva cota-preço proposta seja comparada à curva de demanda residual tradicional, tipicamente utilizada por companhias do tipo *price-maker* em mercados de energia do dia seguinte. O Capítulo 3, a seguir, apresenta a estimação dos preços de equilíbrio de acordo com a cota da companhia *price-maker* através da curva de demanda residual tradicional, na Seção 3.3, e da curva cota-preço por otimização, na Seção 3.4.

3 ESTIMATIVAS DE PREÇOS DE EQUILÍBRIO DE MERCADO

3.1 Introdução

Como dito anteriormente, as curvas cota-preço, também conhecidas como curvas de demanda residual, fornecem uma estimativa para o preço de equilíbrio de mercado para cada cota da companhia despachada no leilão. É uma estimativa, pois por mais que estas curvas levem em consideração a ação das outras companhias geradoras e das demandas, é impossível prever com exatidão quais serão as suas ofertas e lances no leilão do dia seguinte.

Além disso, esta curva é uma ferramenta que permite ao Operador de Mercado (OM) avaliar o poder de mercado das companhias. As companhias que não possuem poder de mercado, denominadas de companhias do tipo *price-taker*, possuem como curva cota-preço apenas uma reta em que o preço é constante, significando que o preço de equilíbrio simplesmente não é afetado pela cota que esta companhia despacha no leilão. Já as companhias *price-maker*, que possuem poder de mercado, possuem uma curva linear decrescente (TORRE et al., 2002). Quanto maior a inclinação desta curva, maior o poder de mercado da companhia *price-maker* (XU; BALDICK, 2007). Como a curva cota-preço fornece uma estimativa para o preço de equilíbrio de mercado, ela é uma ferramenta também muito útil para as companhias *price-maker* em seus processos de tomada de decisão, em especial no Cálculo de Ofertas Estratégicas (COE) desta companhia. Entretanto, em um mercado com um número maior de companhias do tipo *price-maker*, o poder de previsão do preço de equilíbrio por meio desta curva pode ser deteriorado (CONEJO et al., 2002).

Este capítulo apresenta duas abordagens de obtenção dessas curvas, sendo que a primeira abordagem é referente a construção da Curva de Demanda Residual Tradicional (CDRT), que é obtida através da subtração das curvas de demanda e geração agregada, e a segunda abordagem é referente a Curva Cota-Preço por Otimização (CCPO), proposta neste trabalho, em que a curva é obtida utilizando modelos de otimização baseados no PEM. Na Seção 3.2 é apresentado a nomenclatura utilizada nos modelos de otimização deste capítulo. Na Seção 3.3 é descrito o processo de construção da CDRT. Na Seção 3.4 é apresentado o processo de construção da CCPO proposto neste trabalho. Por fim na Seção 3.5 é apresentado a relação matemática existente entre a CDRT e a CCPO.

Da mesma forma que no capítulo anterior, nos modelos apresentados apenas será deixado explícito o domínio das variáveis quando estas forem do tipo inteiro/binário, de modo que as demais variáveis, quando não explicitado, são variáveis reais.

3.2 Nomenclatura

Conjuntos:

T	Períodos;
I	Unidades geradoras;
$I0$	Unidades geradoras da companhia <i>price-maker</i>
D	Consumidores;
M	Blocos de ofertas das unidades geradoras pertencentes as outras companhias;
$M0$	Blocos de ofertas das unidades geradoras pertencentes a companhia <i>price-maker</i> ;
N	Blocos de lances dos consumidores.
NB	Número de blocos ofertados no leilão pela companhia <i>price-maker</i> ;
Λ	Linhas de transmissão;
MG	Mapeamento do conjunto de unidades geradoras no conjunto de barras do sistema;
MD	Mapeamento do conjunto de unidades de demanda no conjunto de barras do sistema;
K	Barras do sistema;
P	Blocos utilizados para linearização das perdas nas linhas de transmissão;

Parâmetros:

$\lambda_{t,i,m}^G, \lambda_{t,i0,m0}^{G0}$	Preço do bloco $m/m0$ do gerador $i/i0$ no período t ;
$\lambda_{t,d,n}^D$	Preço do bloco n da demanda d no período t ;
$MB_{t,i0,nb}$	Matriz que relaciona o número de blocos ofertados pela unidade $i0$ com o número de ofertas nb da companhia <i>price-maker</i> no período t do leilão;
$PG_{t,i,m}^{MAX}, PG_{t,i0,m0}^{MAX}$	Potência máxima gerada do bloco $m/m0$ do gerador $i/i0$ no período t ;
$PD_{t,d,n}^{MAX}$	Potência máxima consumida do bloco n da demanda d no período t ;
$PGT_{t,i}^{\max}, PGT_{t,i0}^{\max}$	Potência máxima do gerador $i/i0$ no período t ;
$PGT_{t,i}^{\min}, PGT_{t,i0}^{\min}$	Potência mínima do gerador $i/i0$ no período t ;
CB_i, CB_{i0}	Oferta de custo fixo do gerador $i/i0$;

SUB_i, SUB_{i0}	Oferta de custo de partida do gerador $i/i0$;
SDB_i, SDB_{i0}	Oferta de custo de parada do gerador $i/i0$;
SD_i, SD_{i0}	Rampa de parada do gerador $i/i0$;
SU_i, SU_{i0}	Rampa de partida do gerador $i/i0$;
RD_i, RD_{i0}	Rampa de alívio de carga do gerador $i/i0$;
RU_i, RU_{i0}	Rampa de tomada de carga do gerador $i/i0$;
UT_i, UT_{i0}	Mínimo tempo que o gerador $i/i0$ deve permanecer ligado;
DT_i, DT_{i0}	Mínimo tempo que o gerador $i/i0$ deve permanecer desligado;
$GINI_i, GINI_{i0}$	Número de períodos que o gerador $i/i0$ deve permanecer ligado no início do horizonte para respeitar seu número mínimo de períodos ligado;
$FINI_i, FINI_{i0}$	Número de períodos que o gerador $i/i0$ deve permanecer desligado no início do horizonte para respeitar seu número mínimo de períodos desligado;
$G_{k,l}$	Condutância da linha kl ;
$B_{k,l}$	Susceptância da linha kl ;
α_p	Coefficiente angular do segmento p , utilizado para linearização das perdas nas linhas de transmissão;
θ_p^{\max}	Amplitude máxima do bloco angular de tensão p , utilizado para linearização das perdas nas linhas de transmissão;
P^{base}	Potência base do sistema;
$F_{k,l}^{\max}$	Fluxo de potência máximo na linha kl ;

Variáveis:

$pg_{t,i,m,nb}, pg_{t,i0,m0,nb}$	Potência gerada do bloco $m/m0$ do gerador $i/i0$ no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$pd_{t,d,n,nb}$	Potência consumida do bloco n da demanda d no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$pgt_{t,i,nb}, pgt_{t,i0,nb}$	Potência total gerada pelo gerador $i/i0$ no período t com nb blocos ofertados pela companhia;

$pdt_{t,d,nb}$	Potência total consumida pela demanda d no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$pgtTot_{t,nb}$	Potência total gerada pela companhia <i>price-maker</i> no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$v_{t,i,nb}, v0_{t,i0,nb}$	Variável binária que indica se a unidade $i/i0$ está ligada no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$z_{t,i,nb}, z0_{t,i0,nb}$	Variável binária que indica se a unidade $i/i0$ teve a ação de desligar no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$y_{t,i,nb}, y0_{t,i0,nb}$	Variável binária que indica se a unidade $i/i0$ teve a ação de ligar no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$\theta_{t,k,nb}$	Ângulo de tensão na barra k no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$\theta_{t,k,l,nb}^{abs}, \theta_{t,k,l,nb}^+, \theta_{t,k,l,nb}^-$	Variáveis auxiliares utilizadas para linearização das perdas na linha de transmissão kl no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$\theta_{t,k,l,p,nb}^B$	Variável referente ao bloco p utilizada para linearização das perdas na linha de transmissão kl no período t com nb blocos ofertados pela companhia;
$f_{t,k,l,nb}$	Fluxo de potência na linha kl com nb blocos ofertados pela companhia;

3.3 Construção da Curva Demanda Residual Tradicional

A CDRT é construída por meio da subtração das curvas de demanda agregada e geração agregada, com a ressalva de que esta última deve ser construída sem as ofertas da companhia para a qual se deseja levantar a curva de demanda residual (GONZÁLEZ et al., 2017). Para ilustrar a construção da curva de demanda residual, serão utilizados os dados já apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.2 como exemplo. Supõe-se ainda neste exemplo que cada gerador pertence a uma companhia geradora e que se deseja construir a CDRT da companhia 1 (primeiro gerador). Conforme dito anteriormente, primeiramente são construídas as curvas de demanda agregada e a geração agregada, sendo que a curva de geração agregada deve excluir as ofertas da companhia 1. Estas curvas são apresentadas na Figura 3.1.

A CDRT é obtida pela subtração das curvas de demanda e geração agregadas (GONZÁLEZ et al., 2017). Entretanto esta subtração deve ser feita em termos da potência gerada, e não do preço, de modo a expressar o resíduo de demanda, isto, é a demanda que ainda está disponível para o mercado. Para que a subtração seja feita em termos

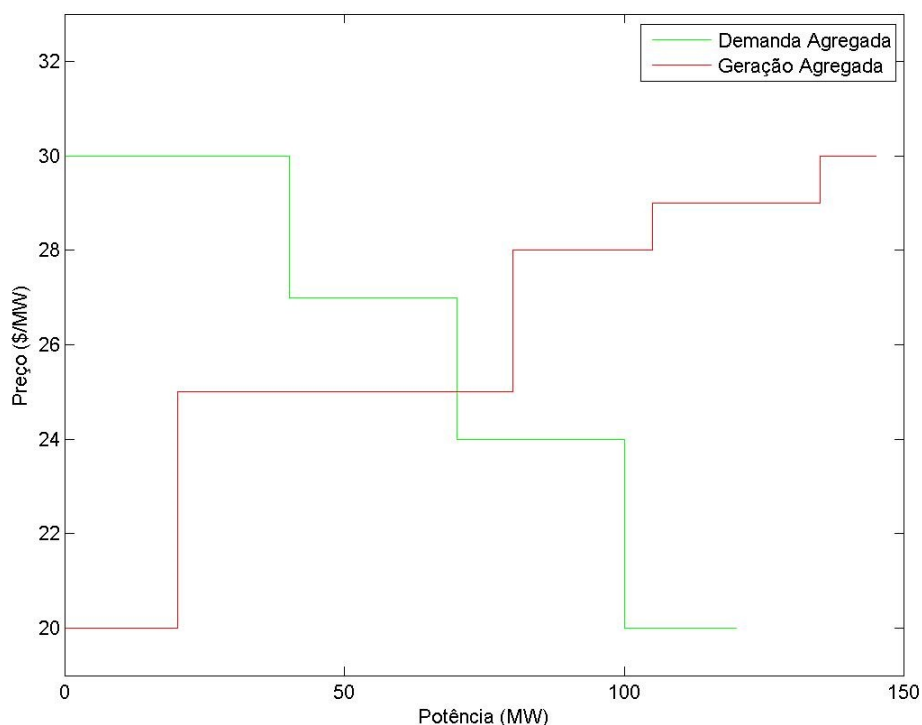


Figura 3.1 – Curvas demanda agregada (verde) e geração agregada (vermelho) sem as ofertas da companhia 1.

de potência é necessário que, após a construção das curvas, os eixos sejam invertidos, resultando em uma curva do tipo preço *versus* potência, conforme mostrado na Figura 3.2.

Com os eixos invertidos, é possível então fazer a subtração entre as curvas de demanda e geração agregada, resultando na demanda residual. Por fim, após a subtração das curvas, os eixos devem ser invertidos novamente, para que se tenha a curva de preço em função da potência. As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam a CDRT, sem a inversão e com a inversão de eixos, respectivamente.

A nomenclatura utilizada para a curva de demanda residual é justamente porque esta curva se refere ao resíduo de demanda, isto é, a demanda que “sobra” para a companhia *price-maker* para a qual a CDRT está sendo calculada (no exemplo, a companhia 1).

A curva de demanda residual mostra uma estimativa para o preço de equilíbrio de mercado, entretanto o primeiro ponto desta curva poderia ser considerado como “real” (GONZÁLEZ et al., 2017). A Figura 3.1 apresenta o cruzamento das curvas de demanda agregada e geração agregada sem as ofertas da companhia *price-maker*, para a qual se está construindo a curva de demanda residual. Conforme já discutido, este ponto de equilíbrio também pode ser calculado por meio da solução de um PEM puramente econômico, em que a companhia 1 não participa do leilão.

A partir do cruzamento das curvas mostradas na Figura 3.1, é possível identificar o

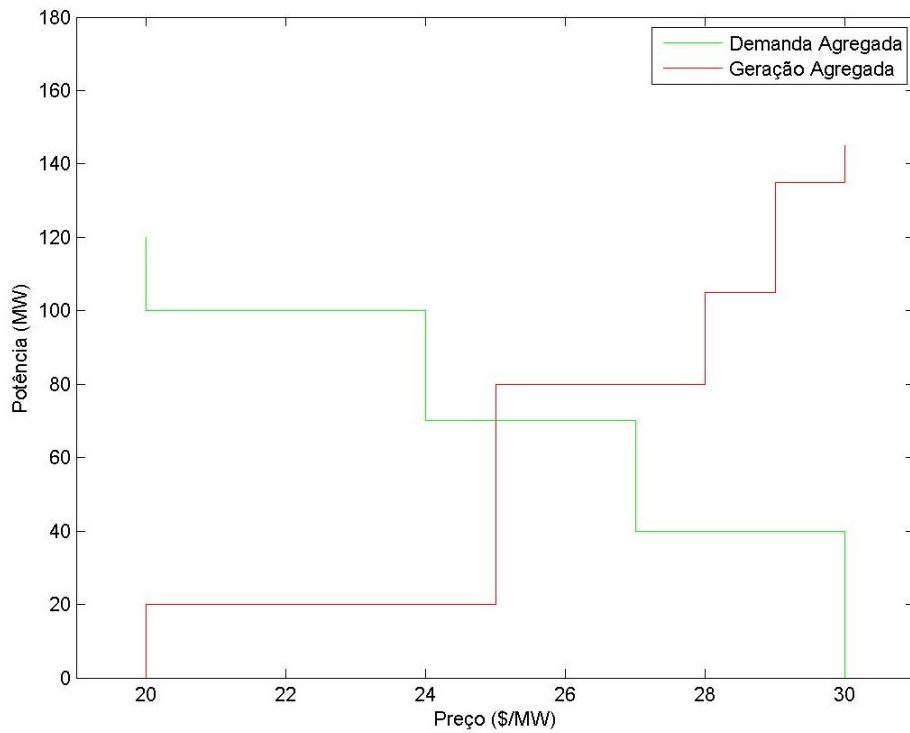


Figura 3.2 – Curvas demanda agregada (verde) e geração agregada (vermelho) sem as ofertas da companhia 1 com os eixos invertidos.

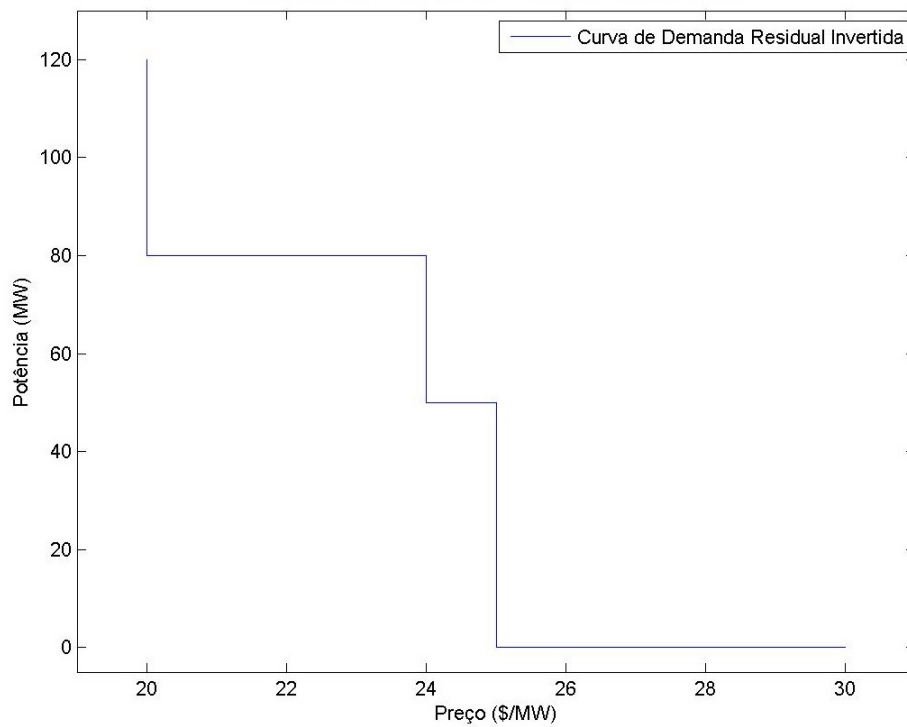


Figura 3.3 – Curva demanda residual sem a inversão de eixos (preço *versus* potência).

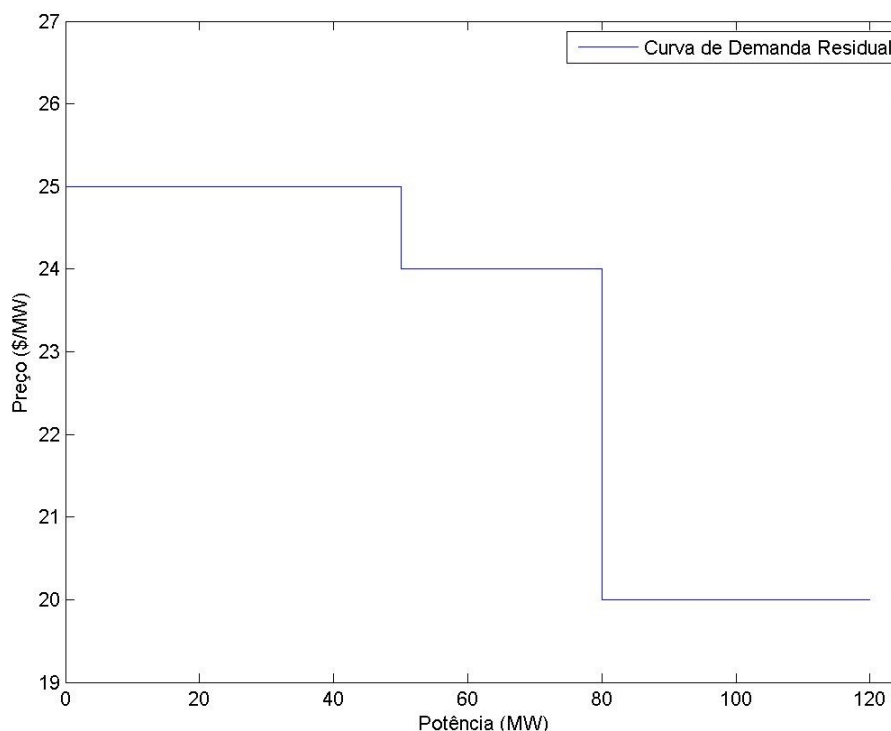


Figura 3.4 – Curva de demanda residual final (potência *versus* preço).

preço de equilíbrio do sistema, que, para o exemplo utilizado, é de 25\$/MW. Desta forma, em um leilão onde a companhia *price-maker* (companhia 1, para a qual a CDRT está sendo calculada) não participa do leilão, ou seja possui uma cota de potência nula, o preço de equilíbrio será de 25\$/MW. O primeiro ponto da CDRT apresentada na Figura 3.4 também mostra que a estimativa do preço de equilíbrio quando a companhia tem cota nula no mercado é justamente 25\$/MW.

Partindo da constatação de que um ponto da CDRT pode ser encontrado por meio de um PEM, este trabalho propõe um novo método de construção de curva cota-preço em que cada ponto desta curva é obtido por meio de um problema de otimização baseado em um modelo de PEM. Para que as cotas da companhia *price-maker* sejam gradualmente aumentadas, cada solução do PEM é realizada com número maior de blocos ofertados pela companhia, partindo de nenhum bloco ofertado até o número total de blocos ofertados pela companhia no mercado. A Seção 3.4 apresenta a construção da CCPO proposta neste trabalho por meio dos processos de otimização do PEM em que as cotas são gradativamente aumentadas.

3.4 Construção da Curva Cota-Preço por Otimização

Na Seção 3.3, na qual foi apresentada a construção da CDRT, foi possível verificar que mesmo que esta curva especifique estimativas para os preços de equilíbrio para cada

cota da companhia *price maker* que é aceita no mercado, o ponto em que a cota ofertada pela companhia *price maker* é nula pode ser considerado um ponto “real”, pois ele pode ser encontrado por meio da solução de um PEM em que a companhia *price-maker* não participa do leilão.

Nesta seção, propõe-se um novo método de construção da curva cota-preço via modelo de otimização, baseado em modelos de PEM. O modelo de construção é simular a resolução de suscetivos PEMs, em que a cada leilão a cota ofertada da companhia *price-maker* é progressivamente aumentada, para representar o aumento de sua participação no leilão de energia. Esse aumento é feito de forma discreta, aumentando-se gradativamente o número de blocos ofertados por esta companhia no leilão, partindo de uma oferta em que nenhum bloco é ofertado, até a oferta em que todos os blocos são ofertados. A cada solução de um PEM, é registrado um par ordenado com os valores do preço de equilíbrio de mercado e a potência aceita pela companhia no leilão. A inserção destes pares ordenados em um gráfico de preço *versus* potência resulta na CCPO proposta neste trabalho.

Na Subseção 3.4.1, utiliza-se o exemplo anterior, já usado para a construção da CDRT, também para descrever, em mais detalhes, a construção do CCPO. Na Subseção 3.4.2, discute-se a situação mais geral em que uma companhia possui mais de uma unidade geradora. Neste caso, mostra-se a necessidade da utilização de uma matriz para a ordenação dos blocos de ofertas das diferentes unidades da companhia em ordem crescente, já que a CCPO precisa ser construída para uma companhia, e não para as unidades. Na Subseção 3.4.3 o modelo para a construção da CCPO considerando apenas as restrições econômicas é apresentado, enquanto que na Subseção 3.4.4, o modelo para a construção da CCPO é generalizado para incluir as restrições associadas às unidades de geração termelétrica e por fim, na Subseção 3.4.5 são acrescentadas as restrições referentes a transmissão ao modelo para a construção da CCPO.

3.4.1 Exemplo Gráfico Ilustrativo

O processo de construção da CCPO proposta pode ser melhor entendido por meio de um exemplo ilustrativo simples. Para isso, serão utilizadas as ofertas já apresentadas no Capítulo 2, nas Tabelas 2.1 e 2.2, para ilustrar a construção da CCPO pela proposta de forma gráfica. Neste exemplo, a companhia 1, representada apenas pelo Gerador 1, é a companhia *price-maker* cuja CCPO se pretende construir.

Inicialmente, realiza-se um leilão em que não se considera a participação da companhia 1, ou seja quando a oferta desta companhia no leilão é nula. O modelo de PEM utilizado para resolver este leilão é descrito em (2.1)-(2.6). O preço de equilíbrio encontrado na solução do PEM representa o preço quando a companhia 1 não possui cota aceita no mercado. O ponto de equilíbrio encontrado por meio deste procedimento é o mesmo obtido para a curva de demanda residual construída pelo método tradicional. Deste procedimento,

registra-se o par ordenado dado pelo preço de equilíbrio e o valor nulo de cota ofertado.

A seguir, realiza-se um segundo leilão em que a companhia 1 oferta apenas o seu primeiro bloco, ou seja, o bloco com menor preço ofertado, já que os blocos ofertados pela companhia já estão ordenados do menor para o maior preço. Novamente, deste leilão registra-se o par ordenado dado pelo preço de equilíbrio e o valor da potência aceita pela companhia no leilão. Este par ordenado corresponde ao segundo trecho na CCPO. Este processo se repete sucessivamente com a companhia ofertando 2 e 3 blocos, respectivamente.

A Figura 3.5 apresenta as curvas de geração agregada (vermelho) e demanda agregada (verde) para os quatro leilões realizados (em que a companhia 1 oferta sucessivamente de 0 a 3 blocos), com os respectivos preços de equilíbrio dados pelo ponto de interseção dessas curvas. A Tabela 3.1 apresenta os pares ordenados registrados em cada leilão, envolvendo o preço de equilíbrio e a cota aceita da companhia nestes quatro leilões. A CCPO calculada a partir desta tabela é apresentada na Figura 3.6 e a Figura 3.7 apresenta a comparação da CDRT, construída através do método tradicional apresentado na Seção 3.3, e a CCPO, construída por meio dos procedimentos de equilíbrio de mercado mostrados na Figura 3.5.

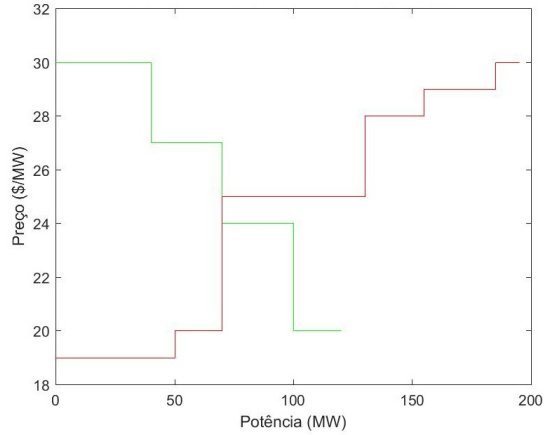
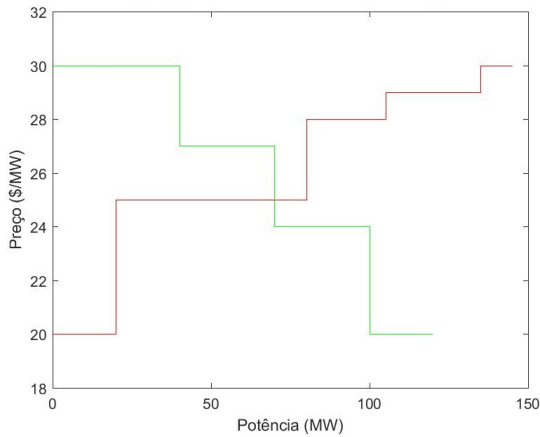
Tabela 3.1 – Blocos ofertados e aceitos pela companhia 1 no exemplo ilustrativo para a construção da curva cota-preço.

PEM	Blocos Ofertados	Preço de Equilíbrio	Cota Aceita da Companhia
1º	0	25 \$/MW	0 MW
2º	1	24 \$/MW	50 MW
3º	2	21 \$/MW	80 MW
4º	3	21 \$/MW	80 MW

É importante destacar que os dados de entrada utilizados na construção das curvas CDRT e CCPO são os mesmos, quais sejam: as ofertas das outras companhias e os lances da demanda fornecidos em leilões anteriores. Entretanto, nota-se na Figura 3.7 que as curvas não são idênticas, mesmo que até a potência de 80 MW as curvas se coincidam. Esta semelhança entre curvas não ocorre sempre, como será apresentado nos resultados do estudo de caso deste trabalho. A CCPO proposta possui uma informação adicional que permite que esta seja mais precisa na estimação dos preços de equilíbrio de mercado: as ofertas da própria companhia são consideradas. Desse modo, não se trabalha mais com o conceito de resíduo de demanda, uma vez que os dados das próprias ofertas da companhia 1 são conhecidos. Assim, a CCPO proposta modela de forma mais precisa os preços de equilíbrio, já que as ofertas da companhia 1 são utilizadas na construção da CCPO, o que não ocorre na construção da CDRT.

No exemplo descrito, a construção das curvas foi realizada de forma gráfica. Entretanto, conforme já discutido, as curvas cota-preço podem ser também obtidas por meio

- (a) Solução gráfica do leilão em que a companhia 1 não faz oferta. (b) Solução gráfica do leilão em que a companhia 1 oferta somente 1 bloco.



- (c) Solução gráfica do leilão em que a companhia 1 oferta 2 blocos. (d) Solução gráfica do leilão em que a companhia 1 oferta 3 blocos.

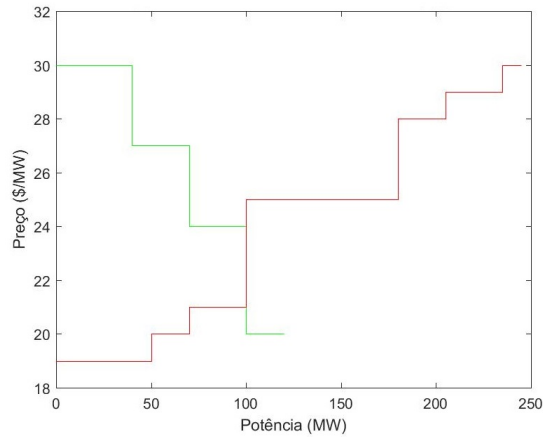
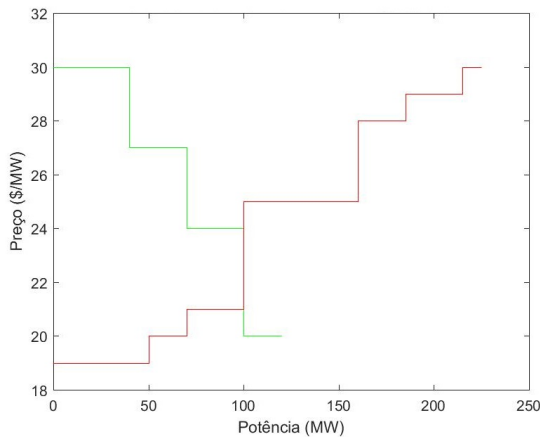


Figura 3.5 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada (vermelho) com a companhia 1 variando suas ofertas.

da solução de problemas de otimização baseados em modelos de PEM. Assim, o processo de construção da curva cota-preço pode ser descrito através de um modelo matemático de otimização, e não mais como o resíduo da subtração das curvas de geração agregada e demanda agregada. A construção da CCPO por meio de um problema de otimização abre novas possibilidades para a representação, nesta curva, de várias restrições que afetam diretamente os preços de equilíbrio, mas que não podem ser consideradas diretamente na construção da CDRT, tais como: restrições intertemporais, várias restrições associadas ao sistema de transmissão, restrições de mínimo lucro das companhias, etc. Em [González et al. \(2017\)](#), os autores definem a representação destas restrições na curva de demanda residual como sendo uma tarefa complicada, de forma que descrevem heurísticas complexas para introduzir na CDRT a representação de restrições de congestionamentos na transmissão e mínima margem de lucro para as companhias geradoras.

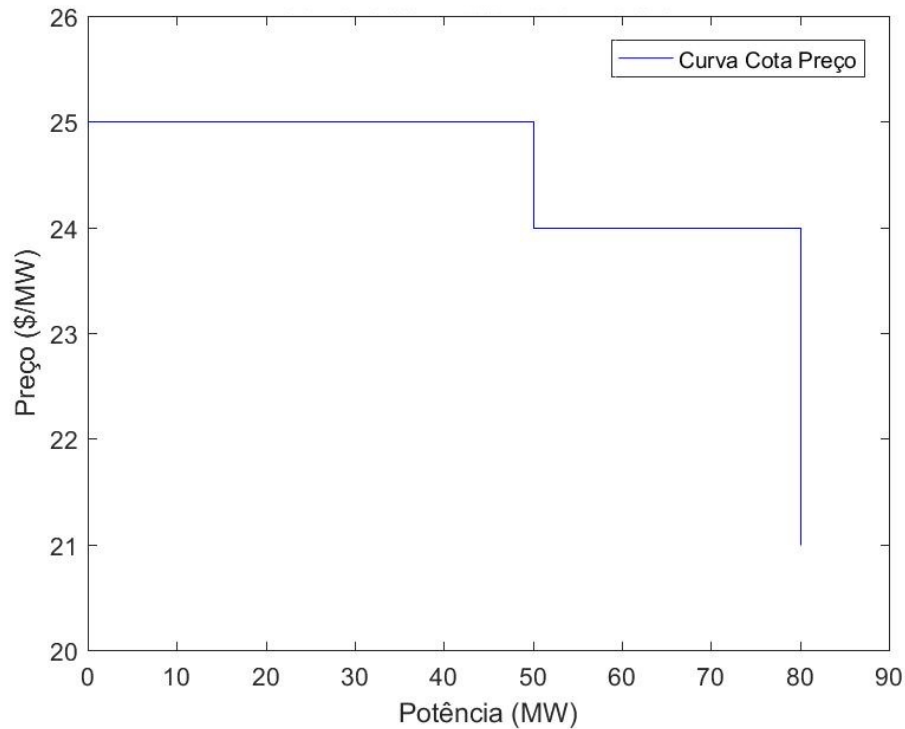


Figura 3.6 – Curva cota-preço elaborada pelo processo de simulação de leilão.

Uma das vantagens da CCPO proposta, é que estas e outras restrições podem ser diretamente incorporadas no problema de otimização baseado em PEM utilizado na abordagem proposta, sem a necessidade de correções ou heurísticas *a posteriori*. Assim, o modelo proposto tende a ser uma ferramenta mais transparente e mais precisa para o cálculo da curva cota-preço.

O modelo de PEM utilizado na abordagem proposta é baseado no modelo utilizado pelo OM para o fechamento de mercados do dia seguinte, que foi descrito em (2.1)-(2.6), na Seção 2. Todavia, é necessário introduzir algumas alterações neste modelo de PEM de modo a refletir as alterações sucessivas nos blocos de ofertas da companhia *price-maker* no leilão. Como as ofertas das outras companhias se mantêm constantes e apenas as ofertas da companhia *price-maker* se alteram, é necessário trabalhar separadamente, tanto as variáveis quanto as constantes que se refiram as unidades da companhia *price-maker* cuja CCPO se deseja construir. O modelo de PEM aqui proposto para construção da CCPO é definido como Procedimento de Equilíbrio de Mercado para construção da curva Cota-Preço (PEM-CP) e é apresentado em (3.1)-(3.9).

Ademais, na formulação proposta neste trabalho o modelo de PEM-CP depende do número de blocos nb ofertados pela companhia *price-maker* no leilão, visto que o conjunto de blocos $M0$ ofertados por cada unidade geradora pertencente à companhia *price-maker* varia com o número de blocos nb que a companhia como um todo está ofertando. Assim,

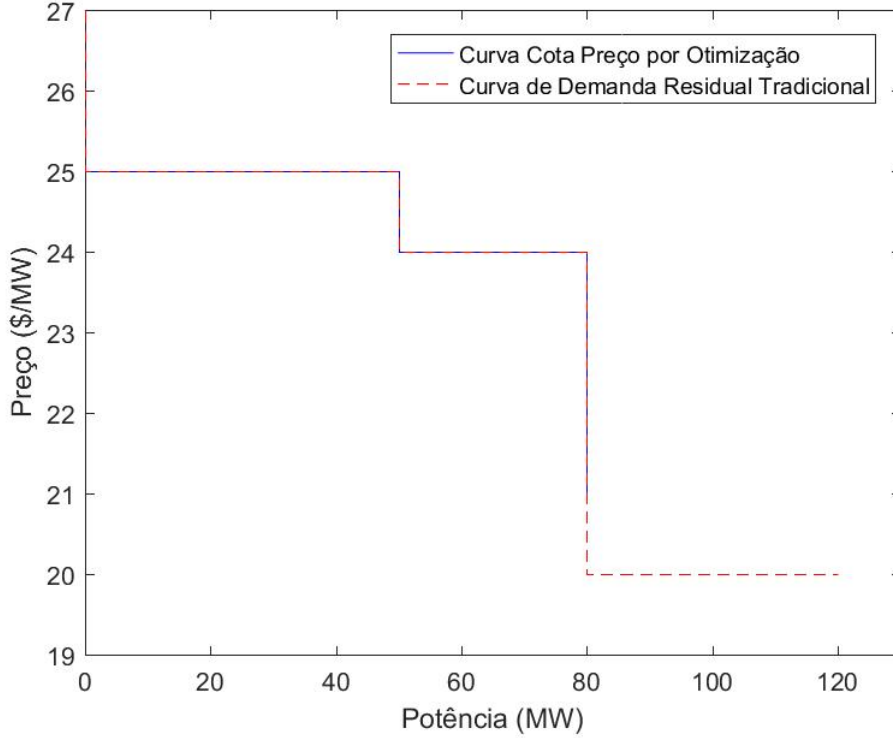


Figura 3.7 – Comparação da curva cota-preço elaborada por simulação, em azul, e a curva de demanda residual tradicional, em vermelho.

este conjunto de blocos é parametrizado em nb da forma $M0(nb)$, o que resulta em um modelo também parametrizado do tipo PEM-CP(nb). O termo $M0(nb)$, aparece na função objetivo (3.1) e nas restrições (3.3), (3.6) e (3.8). Assim sendo, pode-se definir um conjunto de problemas PEM-CP(nb), os quais são sucessivamente resolvidos de forma independente para valores específicos de nb (variando de zero até o número total de blocos ofertados pela companhia NB). Nota-se que as variáveis e restrições envolvidas no PEM-CP(nb) se alteram dependendo do valor de nb utilizado.

$$\max \sum_{t \in T} \left(\sum_{d \in D} \sum_{n \in N} \lambda_{t,d,n}^D p d_{t,d,n} - \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \lambda_{t,i,m}^G p g_{t,i,m} - \sum_{i0 \in I0} \sum_{m0 \in M0(nb)} \lambda_{t,i0,m0}^{G0} p g0_{t,i0,m0} \right) \quad (3.1)$$

sujeito a:

$$p g_{t,i,m} \leq P G_{t,i,m}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall m \in M, \quad (3.2)$$

$$p g0_{t,i0,m0} \leq P G0_{t,i0,m0}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall i0 \in I0; \forall m0 \in M0(nb), \quad (3.3)$$

$$p d_{t,d,n} \leq P D_{t,d,n}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D; \forall n \in N, \quad (3.4)$$

$$p g_{t,i} = \sum_{m \in M} p g_{t,i,m}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (3.5)$$

$$p g0_{t,i0} = \sum_{m0 \in M0(nb)} p g0_{t,i0,m0}, \quad \forall t \in T; \forall i0 \in I0, \quad (3.6)$$

$$pdt_{t,d} = \sum_{n \in N} pd_{t,d,n}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D, \quad (3.7)$$

$$\sum_{i0 \in I0} \sum_{m0 \in M0(nb)} pg0_{t,i0,m0} + \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} pg_{t,i,m} = \sum_{d \in D} \sum_{n \in N} pd_{t,d,n}, \quad \forall t \in T, \quad (\alpha_t) \quad (3.8)$$

$$pgtTot_t = \sum_{i0 \in I0} pgt0_{t,i0}, \quad \forall t \in T. \quad (3.9)$$

Como todas as variáveis e restrições parametrizadas são separáveis, isto é, não existe nenhuma relação entre os valores destas restrições e variáveis para diferentes valores de nb (nb e $nb - 1$, por exemplo), pode-se resolver todos os problemas parametrizados como um único problema de otimização PEM-CP (sem a parametrização, já que todos os conjuntos de ofertas são considerados ao mesmo tempo). Assim, resolver o problema geral PEM-CP, que envolve todos os blocos ao mesmo tempo, é equivalente a resolver NB problemas separados de PEM-CP(nb) individualmente, de modo que para o modelo de construção da CCPO utiliza-se um novo índice nb associado a cada uma das variáveis e restrições do problema PEM-CP .

Antes de apresentar o modelo da construção da CCPO, é importante considerar uma situação mais geral, em que cada companhia pode ter mais de uma unidade geradora. Nestes casos, a ordenação das ofertas em ordem crescente de preços das unidades de cada companhia necessita de uma representação através de uma matriz de ordenação, conforme descrito na seção a seguir.

3.4.2 Matriz de ordenação dos blocos ofertados pela companhia *price-maker*

No exemplo anterior, utilizado para detalhar os processos de construção da CDRT e da CCPO proposta, cada companhia geradora possuía apenas uma unidade geradora. Entretanto, em uma situação geral cada companhia pode possuir mais de uma unidade geradora. Os termos *price-maker* e *price-taker* se referem às companhias geradoras e não às unidades geradoras, já que o poder de mercado é obviamente exercido por uma companhia, e não por suas unidades. Por outro lado, os modelos de PEM são formulados de forma que as unidades geradoras façam ofertas no leilão, e não as companhias geradoras. Isto porque as restrições do modelo de PEM estão associadas às unidades, e não às companhias. Como a construção das curvas cota-preço envolvem a utilização de ofertas em ordem crescentes de preços, é necessário estabelecer uma forma de ordenar os diferentes conjuntos de blocos de ofertas das diferentes unidades da companhia *price-maker*. Desta forma, este trabalho propõe uma matriz de ordenação de blocos a serem ofertados, que indica quais blocos cada unidade deve ofertar de acordo com a quantidade de total de blocos ofertados pela companhia geradora.

Assim, os conjuntos de blocos ofertados pela companhia *price-maker* devem ser

ordenados por preços ascendentes. Isto implica que os blocos escolhidos de forma sequencial podem vir de diferentes unidades da companhia, e podem não levar em conta uma ordenação interna para as unidades. Para exemplificar, sejam as ofertas fornecidas por uma companhia *price-maker* conforme mostrado na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Exemplo de blocos ofertas das unidades $i0$ da companhia *price-maker* para a construção da matriz de blocos.

Ofertas das Unidade da Companhia				
Potência(MW)/Preço(\$/MW)				
Unidade 1	50/19	30/20	20/21	30/22
Unidade 2	40/24	36/25	32/28	24/30
Unidade 3	42/23	36/26	30/27	22/29

Nota-se que a unidade 1 possui o bloco de menor preço, com valor de 19\$/MW. Os três menores preços subsequentes (20, 21 e 22\$/MW) também pertencem à unidade 1. O preço mais barato, a seguir, vem da unidade 3 (e não da unidade 2), a 23\$/MW, após o bloco mais barato a seguir é de 24\$/MW, da unidade 2, e assim por diante. Assim, para a formulação do modelo de PEM-CP parametrizado, considerando que $nb = 1$ é a situação em que a companhia não oferta blocos, para oferta de número 2 ($nb = 2$) da companhia, ou seja, o problema PEM-CP(2), é considerado somente a primeira oferta da unidade 1 da companhia, e nenhuma oferta para as demais unidades. Já para o PEM-CP(3), correspondendo a oferta de número 3 da companhia, seriam consideradas as duas primeiras ofertas da unidade 1 e ofertas nulas para as demais unidades. Para um problema genérico PEM-CP(nb), correspondendo oferta de número nb da companhia, optou-se por definir a matriz $MB_{t,i0,nb}$, que estabelece para cada período t do leilão, o número de blocos ofertados por cada unidade $i0$ da companhia *price-maker* na oferta de número nb da companhia; para todo $i0 \in I0$, em que $I0$ é o número total de unidades da companhia.

Para facilitar a compreensão da construção desta matriz, utiliza-se o exemplo das ofertas mostradas na Tabela 3.2. Para este exemplo, a companhia geradora possui 3 unidades geradoras, $i0 = 3$, e cada unidade oferta 4 blocos, desta forma o número total de ofertas da companhia é $NB = 13$, pois são 12 situações com as unidades ofertando blocos e mais a situação em que todas as unidades ofertam blocos nulos. Nota-se da Tabela 3.2 que os quatro primeiros blocos de ofertas vem exclusivamente na unidade $i0 = 1$, pois são os 4 primeiros mais baratos, sendo que as demais unidades ofertam valores nulos. Isto é mostrado nas 5 primeiras colunas da matriz $MB_{t,i0,nb}$ dada na Tabela 3.3. Na oferta de número 6, as 4 ofertas da unidade 1 são inseridas e também 1 oferta da unidade 3 (mais barata, na sequência). Já para a oferta de número 9 da companhia, por exemplo, a unidade 1 oferta 4 blocos, a unidade 2 oferta 2 blocos e a unidade 3 oferta 2 blocos. A matriz é assim preenchida até que a oferta de número 13 da companhia, em que todas as ofertas de todas as unidades são inseridas. Vale ressaltar que, neste exemplo descreve-se

a construção da matriz para apenas um período de tempo. Se forem consideradas as 24 horas do dia seguinte, a matriz $MB_{t,i0,nb}$ teria dimensões $24 \times 3 \times 13$.

Tabela 3.3 – Matriz de Blocos de acordo com as ofertas da Tabela 3.2.

nb	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Unidade 1	0	1	2	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Unidade 2	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2	3	3	4
Unidade 3	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	3	4	4

Com o auxílio da matriz de ordenação de blocos de ofertas $MB_{t,i0,nb}$, é possível construir os problemas parametrizados PEM-CP(nb) para cada número nb de blocos ofertados pela companhia. No exemplo anterior, a construção da CCPO envolveria a solução de 13 problemas de PEM-CP(nb), com $nb = 1, \dots, 13$, envolvendo portanto, a solução de 13 problemas de leilão. Em cada problema, o conjunto de ofertas da companhia vai aumentando para incorporar mais ofertas das unidades, até que todas as ofertas de todas as unidades são fornecidas.

Também é possível pensar em uma situação em que a companhia, decide ofertar frações de cada bloco a cada processo de otimização de PEM-CP. Por exemplo, a companhia pode optar por ofertar a metade dos blocos de cada unidade por vez. Nesse caso, para o exemplo anterior, seria necessário reconstruir a matriz $MB_{t,i0,nb}$, que passaria a ter dimensão 3×25 , incluindo-se a situação de oferta nula. Assim, para este caso, seria necessária a solução de 25 problemas de PEM-CP, ou seja, seriam resolvidos 25 problemas de leilão. Desta forma, a construção da CCPO também envolveria 25 passos, o que aumentaria seu nível de discretização. Quanto maior o número de passos adotados para a construção da curva mais precisa deve ser a estimação dos preços de equilíbrio fornecidos por esta curva.

A Tabela 3.4 a seguir, apresenta a situação em que a companhia oferta metade de cada bloco por vez.

Tabela 3.4 – Exemplo de blocos ofertas das unidades da companhia *price-maker* para a construção da matriz de blocos.

Ofertas das Unidade da Companhia								
Potência(MW)/Preço(\$/MW)								
Unidade 1	25/19	25/19	15/20	15/20	10/21	10/21	15/22	15/22
Unidade 2	20/24	20/24	18/25	18/25	16/28	16/28	12/30	12/30
Unidade 3	21/23	21/23	18/26	18/26	15/27	15/27	11/29	11/29

Ao analisarmos a Tabela 3.4, podemos observar que a união dos dois primeiros blocos da unidade 1 é exatamente o primeiro bloco ofertado pela unidade 1 da Tabela 3.2, pois o preço se mantém. Ao construir a CCPO, considerando que todos os blocos foram aceitos, com o exemplo da primeira situação, teríamos o primeiro ponto com a cota da companhia sendo 0 W e o segundo ponto com a cota da companhia com 50 MW.

Utilizando o segundo exemplo, a CCPO teria o mesmo primeiro ponto com 0 W, o segundo ponto com 25 MW e o terceiro ponto 50 MW, sendo que este último é igual ao segundo ponto da curva levantada pelo primeiro exemplo. Dessa forma, ao dividir os blocos é possível encontrar novos pontos intermediários na CCPO. A matriz de ordenação dos blocos referentes a esta segunda situação é mostrada na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Matriz de Blocos de acordo com as ofertas da Tabela 3.2.

<i>nb</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Unidade 1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	8	8	8	8
Unidade 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
Unidade 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	2
<i>nb</i>	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Unidade 1	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Unidade 2	3	4	4	4	4	4	5	6	6	6	7	8	
Unidade 3	2	2	3	4	5	6	6	6	7	8	8	8	

Nas seções a seguir, são descritos os modelos de PEM-CP utilizados na construção da CCPO proposta. Na Subseção 3.4.3 este modelo é formulado apenas com as restrições econômicas. Na Subseção 3.4.4 um modelo mais geral é proposto, em que são levadas em conta também as restrições físicas e operativas de unidades termelétricas. Na Subseção 3.4.5 são apresentados os modelos em que são consideradas as restrições referentes a transmissão.

3.4.3 Construção da Curva Cota-Preço por Otimização Apenas Com Restrições Econômicas

Conforme já descrito, a construção da CCPO proposta tem como base a solução de um conjunto de problemas de procedimentos de equilíbrio de mercado (PEM) para o cálculo dos preços de equilíbrio e potências despachadas em cada leilão. Entretanto, é necessário alterar o modelo de PEM utilizado pelo OM para que este possa ser utilizado para a construção da CCPO. O modelo resultante destas alterações é denominado de Procedimento de Equilíbrio de Mercado para a construção de curvas Cota-Preço (PEM-CP), o qual é descrito nesta seção, somente com restrições econômicas.

O modelo (3.10)-(3.18) descreve o modelo PEM-CP levando em conta apenas os aspectos econômicos. A função objetivo (3.10) é semelhante à função objetivo do problema de PEM (2.1), que consiste na maximização do bem comum, porém um termo adicional associado à companhia *price-maker* é acrescentado:

$$\max \sum_{t \in T} \sum_{nb \in NB} \sum_{d \in D} \sum_{n \in N} \lambda_{t,d,n}^D p d_{t,d,n,nb} - \quad (3.10)$$

$$\sum_{t \in T} \sum_{nb \in NB} \left(\sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \lambda_{t,i,m}^G p g_{t,i,m,nb} + \sum_{i0 \in I0} \sum_{m0 \in MB_{t,i0,nb}} \lambda_{t,i0,m0}^{G0} p g_{t,i0,m0,nb} \right).$$

Existem duas diferenças básicas entre as funções objetivo descritas em (2.1) e (3.10). A primeira diferença é o acréscimo do termo $\sum_{i0 \in I0} \sum_{m0 \in MB_{t,i0,nb}} \lambda_{t,i0,m0}^{G0} pg0_{t,i0,m0,nb}$. Este termo se refere ao custo dos blocos ofertados por cada unidade $i0$ da companhia *price-maker*. Nesta função objetivo, é possível observar que o número de blocos $m0$ varia de acordo com a quantidade determinada pela matriz $MB_{t,i0,nb}$. A partir do número do bloco nb ofertado pela companhia *price-maker* no leilão, esta matriz define a quantidade de blocos ofertados para cada unidade $i0$ em cada período de tempo t .

A segunda diferença, consiste no acréscimo de mais um somatório para todo $nb \in NB$ também nos termos associados à função de bem comum. Como dito anteriormente, todas as restrições do modelo PEM utilizado pelo OM são parametrizadas no número de blocos nb ofertado pela companhia. Todavia, optou-se por não formular os problemas parametrizados PEM-CP(nb), mas por formular um problema de PEM-CP equivalente em que a função objetivo e todas as restrições dos NB problemas de PEM-CP(nb) são incluídas em um problema único, que inclui todas as NB ofertas da companhia no mercado. Conforme já comentado, isso pode ser feito pois os problemas PEM-CP(nb) são separáveis em relação ao parâmetro nb . Desta forma, ao ser resolvido o PEM-CP proposto, todas as NB situações de ofertas são calculadas de uma única vez, permitindo assim também obter a CCPO pela solução de um único problema de otimização.

Quando o somatório em $nb \in NB$ é acrescentado ao problema de PEM-CP, tem-se o mesmo resultado que resolver NB leilões e, por fim, somar todos valores encontrados para a função objetivo em todos esses problemas. Nota-se ainda que as variáveis do problema de PEM anterior utilizado pelo OM foram alteradas, de modo a inserir um índice adicional nb em cada variável. Essa notação permite identificar os valores de cada variável de otimização para cada número de ofertas nb fornecido pela companhia no leilão.

Para a formulação das restrições do problema de PEM-CP foi adotado o mesmo raciocínio, incluindo-se o índice adicional nb nas variáveis do problema. A seguir, são apresentadas as restrições do PEM-CP que analogamente ao que foi discutido para a função objetivo, são semelhantes ao modelo de PEM apresentado na Seção 2.

$$pg_{t,i,m,nb} \leq PG_{t,i,m}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall m \in M; \forall nb \in NB, \quad (3.11)$$

$$pg0_{t,i0,m0,nb} \leq PG0_{t,i0,m0}^{MAX} \quad \forall t \in T; \forall i0 \in I0; \forall m0 \in MB_{t,i0,nb}; \forall nb \in NB, \quad (3.12)$$

$$pd_{t,d,n,nb} \leq PD_{t,d,n}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D; \forall n \in N; \forall nb \in NB, \quad (3.13)$$

$$pgt_{t,i,nb} = \sum_{m \in M} pg_{t,i,m,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall nb \in NB, \quad (3.14)$$

$$pgt0_{t,i0,nb} = \sum_{m0 \in MB_{t,i0,nb}} pg0_{t,i0,m0,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i0 \in I0; \forall nb \in NB, \quad (3.15)$$

$$pdt_{t,d,nb} = \sum_{n \in N} pd_{t,d,n,nb}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D; \forall nb \in NB, \quad (3.16)$$

$$\sum_{i0 \in I0} \sum_{m0 \in MB_{t,i0,nb}} pgt0_{t,i0,m0,nb} + \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} pgt_{t,i,m,nb} = \sum_{d \in D} \sum_{n \in N} pd_{t,d,n,nb},$$

$$\forall t \in T, \forall nb \in NB, \quad (\alpha_{t,nb}) \quad (3.17)$$

$$pgtTot_{t,nb} = \sum_{i0 \in I0} pgt0_{t,i0,nb}, \quad \forall t \in T; \forall nb \in NB. \quad (3.18)$$

As restrições (3.11)-(3.13) apresentam, respectivamente, o limite de geração de cada bloco para as unidades das outras companhias e para as unidades geradoras da companhia *price-maker*, e o limite do bloco de consumo de potência para as demandas.

As restrições (3.14) - (3.16) representam a potência total gerada pelas unidades das outras companhias ($pgt_{t,i,nb}$), a potência total gerada pelas unidades da companhia que esta sendo estudada ($pgt0_{t,i0,nb}$) e a potência total consumida pela demanda ($pd_{t,d,nb}$), respectivamente.

A restrição (3.17) se refere ao balanço de potência, que implica que a somatória da geração das unidades pertencentes a companhia geradora e das demais unidades deve igualar a demanda. Além disso, a variável dual desta restrição, $\alpha_{t,nb}$ é o preço de equilíbrio do sistema em cada período t e para cada número de blocos nb ofertado pela companhia *price-maker*.

Por fim, a restrição (3.18) representa a produção total da companhia *price-maker* para a qual é construída a CCPO. Dessa forma, para cada período t e para cada número de blocos ofertados nb encontramos um par ordenado dado pela cota da companhia $pgtTot_{t,nb}$ recebida no leilão e o preço de equilíbrio $\alpha_{t,nb}$. Cada par ordenado define um ponto na construção da CCPO.

Conforme já comentado, a diferença fundamental entra a CDRT e a CCPO proposta é que esta última tem potencial para considerar outras restrições operativas de forma direta no modelo de otimização PEM-CP. Assim, restrições físicas e operativas das unidades termelétricas, que aparecem no PEM termelétrico apresentado na seção 2.4 também podem ser facilmente inseridas. Na subseção a seguir, o modelo de PEM-CP é alterado de modo a inserir as restrições de unidades termelétricas.

3.4.4 Construção da Curva Cota-Preço por Otimização Considerando as Restrições das Unidades Termelétricas

O modelo de PEM-CP descrito nesta seção leva em conta as restrições de unidades termelétricas, e é semelhante ao PEM utilizado pelo OM descrito em (2.22). Contudo, no modelo descrito aqui as restrições físicas e operativas das unidades termelétricas da companhia *price-maker* são formuladas separadamente e se utiliza o novo índice nb associada a cada uma das variáveis e restrições do problema.

A função objetivo descrita em (3.10) é substituída pela função (3.19), para incluir aspectos da produção de unidades termelétricas. Assim, é necessário levar em conta os custos fixos, além dos custos de partida e parada das unidades. As restrições econômicas dadas em (3.11)-(3.18) permanecem no modelo, porém novas restrições associadas às unidades termelétricas dadas e (3.20)-(3.45) são acrescentadas.

$$\begin{aligned}
& \max \sum_{t \in T} \sum_{nb \in NB} \sum_{d \in D} \sum_{n \in N} \lambda_{t,d,n}^D p d_{t,d,n,nb} \\
& - \sum_{t \in T} \sum_{nb \in NB} \left(\sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \lambda_{t,i,m}^G p g_{t,i,m,nb} + \sum_{i0 \in I0} \sum_{m0 \in MB_{t,i0,nb}} \lambda_{t,i0,m0}^{G0} p g_{t,i0,m0,nb} \right) \\
& - \sum_{t \in T} \sum_{nb \in NB} \left(\sum_{i \in I} C B_i v_{t,i,nb} + S U B_i y_{t,i,nb} + S D B_i z_{t,i,nb} \right) \\
& - \sum_{t \in T} \sum_{nb \in NB} \left(\sum_{i0 \in I0} C B_{i0} v_{t,i0,nb} + S U B_{i0} y_{t,i0,nb} + S D B_{i0} z_{t,i0,nb} \right).
\end{aligned} \tag{3.19}$$

Da mesma forma que a função (2.7), a função objetivo (3.19) acrescenta os termos associados aos custos das unidades termelétricas. As parcelas $C B_i v_{t,i}$, $S U B_i y_{t,i}$ e $S D B_i z_{t,i}$ representam, respectivamente, os custos fixos de operação, os custos de partida e de parada, de cada unidade i pertencente às demais companhias. Já os termos $C B_{i0} v_{t,i0,nb}$, $S U B_{i0} y_{t,i0,nb}$ e $S D B_{i0} z_{t,i0,nb}$, explicitam os mesmo termos, só que associados a cada unidade $i0$ da companhia *price-maker*, cuja CCPO se deseja construir.

As restrições (3.20)-(3.23) são semelhantes as restrições (2.8) e (2.9) e se referem aos limites de geração:

$$p g t_{t,i,nb} \geq P G T_{t,i}^{\min} v_{t,i,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall nb \in NB, \tag{3.20}$$

$$p g t_{t,i,nb} \leq P G T_{t,i}^{\max}, \quad \forall t \in T, \forall i \in I; \forall nb \in NB, \tag{3.21}$$

$$p g t_{t,i0,nb} \geq P G T_{t,i0}^{\min} v_{t,i0,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i0 \in I0; \forall nb \in NB, \tag{3.22}$$

$$p g t_{t,i0,nb} \leq P G T_{t,i0}^{\max}, \quad \forall t \in T, \forall i0 \in I0; \forall nb \in NB. \tag{3.23}$$

As restrições (3.20)-(3.21) se referem às potências mínima e máxima geradas, respectivamente, pelas unidades das demais companhias geradoras, enquanto que as restrições (3.22)-(3.23) se referem aos limites das unidades da companhia *price-maker*.

As restrições referentes às rampas de partida e parada, tomada e alívio de carga são apresentadas em (3.24)-(3.29):

$$p g t_{t,i,nb} \leq P G T_{t,i}^{\max} (v_{t,i,nb} - z_{t+1,i,nb}) + z_{t+1,i,nb} S D_i, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall nb \in NB, \tag{3.24}$$

$$p g t_{t,i,nb} \leq p g t_{t-1,i,nb} + R U_i v_{t-1,i,nb} + S U_i y_{t,i,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall nb \in NB, \tag{3.25}$$

$$p g t_{t-1,i,nb} - p g t_{t,i,nb} \leq R D_i v_{t,i,nb} + S D_i z_{t,i,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall nb \in NB, \tag{3.26}$$

$$pgt0_{t,i0,nb} \leq PGT0_{t,i0}^{\max} (v0_{t,i0,nb} - z0_{t+1,i0,nb}) + z0_{t+1,i0,nb}SD0_{i0}, \quad \forall t \in T; \forall i0 \in I0; \forall nb \in NB, \quad (3.27)$$

$$pgt0_{t,i0,nb} \leq pgt0_{t-1,i0,nb} + RU0_{i0}v_{t-1,i0,nb} + SU0_{i0}y0_{t,i0,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i0 \in I0; \forall nb \in NB, \quad (3.28)$$

$$pgt0_{t-1,i0,nb} - pgt0_{t,i0,nb} \leq RD0_{i0}v0_{t,i0,nb} + SD0_{i0}z0_{t,i0,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i0 \in I0; \forall nb \in NB. \quad (3.29)$$

As restrições (3.24)-(3.26) se referem, respectivamente, as rampas de parada, partida, tomada e alívio carga das unidades pertencentes às demais companhias, enquanto as restrições (3.27) - (3.29), se referem às rampas das unidades da companhia *price-maker*.

As restrições (3.30)-(3.41) se referem aos mínimos tempos de operação e tempos de inatividade:

$$\sum_{t=1}^{GINI_i} (1 - v_{t,i,nb}) = 0, \quad \forall i = 1, \dots, I; \forall nb = 1, \dots, NB, \quad (3.30)$$

$$\sum_{x=t}^{t+UT_i-1} v_{x,i,nb} \geq UT_i y_{t,i,nb}, \quad \forall i = 1, \dots, I; \forall nb = 1, \dots, NB; \\ \forall t = GINI_i + 1, \dots, T - UT_i + 1, \quad (3.31)$$

$$\sum_{x=t}^T (v_{x,i,nb} - y_{t,i,nb}) \geq 0, \quad \forall i = 1, \dots, I, \forall nb = 1, \dots, NB, \\ \forall t = T - UT_i + 2, \dots, T, \quad (3.32)$$

$$\sum_{t=1}^{FINI_i} v_{t,i,nb} = 0, \quad \forall i = 1, \dots, I; \forall nb = 1, \dots, NB, \quad (3.33)$$

$$\sum_{x=t}^{t+DT_i-1} (1 - v_{x,i,nb}) \geq DT_i z_{t,i,nb}, \quad \forall i = 1, \dots, I; \forall nb = 1, \dots, NB; \\ \forall t = FINI_i + 1, \dots, T - DT_i + 1, \quad (3.34)$$

$$\sum_{x=t}^T (1 - v_{x,i,nb} - z_{t,i,nb}) \geq 0, \quad \forall i = 1, \dots, I; \forall nb = 1, \dots, NB; \\ \forall t = T - DT_i + 2, \dots, T, \quad (3.35)$$

$$\sum_{t=1}^{GINI0_i} (1 - v0_{t,i0,nb}) = 0, \quad \forall i0 = 1, \dots, I0; \forall nb = 1, \dots, NB, \quad (3.36)$$

$$\sum_{x=t}^{t+UT0_{i0}-1} v0_{x,i0,nb} \geq UT0_{i0} y0_{t,i0,nb}, \quad \forall i0 = 1, \dots, I0; \forall nb = 1, \dots, NB; \\ \forall t = GINI0_{i0} + 1, \dots, T - UT0_{i0} + 1, \quad (3.37)$$

$$\sum_{x=t}^T (v0_{x,i0,nb} - y0_{t,i0,nb}) \geq 0, \quad \forall i0 = 1, \dots, I0; \forall nb = 1, \dots, NB; \\ \forall t = T - UT0_{i0} + 2, \dots, T, \quad (3.38)$$

$$\sum_{t=1}^{FINI_{i0}} v_{0_{t,i0,nb}} = 0, \quad \forall i_0 = 1, \dots, I_0; \forall nb = 1, \dots, NB, \quad (3.39)$$

$$\sum_{x=t}^{t+DT_{i0}-1} (1 - v_{0_{x,i0,nb}}) \geq DT_{i0} z_{0_{t,i0,nb}}, \quad \forall i_0 = 1, \dots, I_0; \forall nb = 1, \dots, NB; \\ \forall t = FINI_{i0} + 1, \dots, T - DT_{i0} + 1 \quad (3.40)$$

$$\sum_{x=t}^T (1 - v_{0_{x,i0,nb}} - z_{0_{t,i0,nb}}) \geq 0, \quad \forall i_0 = 1, \dots, I_0; \forall nb = 1, \dots, NB; \\ \forall t = T - DT_{i0} + 2, \dots, T. \quad (3.41)$$

Os mínimos tempos de operação e inatividade das unidades pertencentes às demais companhias são descritos, respectivamente, por meio das restrições (3.30)-(3.32) e (3.33)-(3.35). De modo análogo, as restrições de mínimo de tempo de operação e inatividade referentes às unidades da companhia *price-maker* são apresentadas por (3.36)-(3.41).

As restrições lógicas, referentes aos estados operativos das unidades termelétricas da companhia *price-maker* e demais companhias, e as restrições referentes ao domínio das variáveis são apresentadas em (3.42)-(3.47):

$$y_{t,i,nb} - z_{t,i,nb} = v_{t,i,nb} - v_{t-1,i,nb}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall nb \in NB, \quad (3.42)$$

$$y_{t,i,nb} + z_{t,i,nb} \leq 1, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall nb \in NB, \quad (3.43)$$

$$y_{0_{t,i0,nb}} - z_{0_{t,i0,nb}} = v_{0_{t,i0,nb}} - v_{0_{t-1,i0,nb}}, \quad \forall t \in T; \forall i_0 \in I_0; \forall nb \in NB, \quad (3.44)$$

$$y_{0_{t,i0,nb}} + z_{0_{t,i0,nb}} \leq 1, \quad \forall t \in T; \forall i_0 \in I_0; \forall nb \in NB \quad (3.45)$$

$$y_{t,i,nb}, v_{t,i,nb}, z_{t,i,nb} \in \{0, 1\}, \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall nb \in NB, \quad (3.46)$$

$$y_{0_{t,i0,nb}}, v_{0_{t,i0,nb}}, z_{0_{t,i0,nb}} \in \{0, 1\}, \quad \forall t \in T, \forall i_0 \in I_0, \forall nb \in NB. \quad (3.47)$$

As restrições lógicas (3.42)-(3.45) são inseridas para que não ocorram ações ilógicas, tais como ligar e desligar uma unidade no mesmo período. Essa lógica deve ser obviamente observada tanto para as unidades da companhia *price-maker* quanto para as demais companhias.

Finalmente, o modelo de construção proposto neste trabalho da CCPO, que leva em conta os aspectos físicos e operativos de unidades termelétricas é apresentado em (3.48):

$$\text{Maximizar (3.19)} \quad (3.48a)$$

sujeito a:

$$(3.11) - (3.18), \quad (3.48b)$$

$$(3.20) - (3.47). \quad (3.48c)$$

A subsecção a seguir, o modelo de PEM-CP é alterado de modo a acrescentar as restrições referentes a rede de transmissão.

3.4.5 Construção da Curva Cota-Preço por Otimização Considerando as Restrições de Transmissão

Na Seção 2.5 é apresentado o PEM em que são consideradas as restrições referentes a rede de transmissão. Estas restrições são importantes para considerar o limite físico de transmissão de energia e as perdas na transmissão. Um segundo ponto importante ao acrescentar a representação do sistema de transmissão consiste na mudança de um preço único de equilíbrio para todo o sistema para um preço de equilíbrio nodal.

De forma semelhante ao PEM, essas restrições são adicionados ao modelo de PEM-CP, entretanto existe uma alteração referente a restrição do balanço de potência, pelo fato de que, mesmo que o mercado seja organizado com preços de equilíbrios nodais, a curva cota-preço, por definição, apresenta a tendência do preço de equilíbrio do sistema de acordo com a cota. Desta forma, para que sejam adicionadas ao modelo de PEM-CP, são necessárias alterações nas restrições de transmissão em mercado de preços nodais descritas na Seção 2.5.

Inicialmente, utilizando o modelo (3.10)-(3.18), em que são consideradas apenas as restrições econômicas referentes ao leilão, a restrição (3.17) deve ser substituída pela restrição (3.49) a seguir:

$$\sum_{i:(i,k) \in MG} pgt_{t,i,nb} - \sum_{d:(d,k) \in MD} pdt_{t,d,nb} - \sum_{k:(k,l) \in \Lambda} f_{t,k,l,nb} = 0, \quad \forall t \in T; \forall k \in \Lambda, \forall nb \in NB. \quad (\alpha_{t,k,nb}) \quad (3.49)$$

No balanço de potência apresentando na restrição (3.49) toda a potência gerada deve ser igual a potência demandada somado ao fluxo de potência. Vale ressaltar que a variável dual $\alpha_{t,k,nb}$ apresenta o preço de equilíbrio para cada barra k de acordo com o número de blocos nb ofertado pela companhia. Desta forma, cada valor de $pgt_{t,i,nb}$ encontrado na restrição (3.17) é associado a k preços nodais. Por outro lado, como a CCPO deve apresentar um preço de equilíbrio do sistema único, em função da cota da companhia, é necessária uma simplificação na restrição (3.49) de modo que os preços de equilíbrio sejam sistêmicos, ao invés de nodais.

Em Xu e Baldick (2007) é apresentada uma simplificação, em que a restrição de balanço de potência não é mais calculada para toda barra $k \in K$ mas é feito um somatório para toda barra $k \in K$. Desta forma a restrição (3.49) é substituída por (3.50):

$$\sum_{k \in K} \left(\sum_{i:(i,k) \in MG} pgt_{t,i,nb} - \sum_{d:(d,k) \in MD} pdt_{t,d,nb} - \sum_{k:(k,l) \in \Lambda} f_{t,k,l,nb} = 0 \right), \quad \forall t \in T; \forall nb \in NB. \quad (\alpha_{t,nb}) \quad (3.50)$$

A restrição que apresenta o fluxo de potência com as perdas linearizadas é dada

por (3.51):

$$f_{t,k,l,nb} = P^{base}(0, 5.G_{k,l} \cdot \sum_{p \in P} \alpha_p \cdot \theta_{t,k,l,p,nb}^B - B_{k,l}(\theta_{t,k,nb} - \theta_{t,l,nb})),$$

$$\forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \forall nb \in NB. \quad (3.51)$$

Por fim, as demais restrições já apresentadas na Seção 2.5, necessárias para o processo de linearização das perdas, são apresentadas em (3.52)-(3.57). As restrições (3.58) e (3.59) apresentam os limites de fluxos de potências nas linhas e a restrição (3.60) define a barra 1 como sendo a barra *slack*.

$$\sum_{p \in P} \theta_{t,k,l,p,nb}^B = \theta_{t,k,l,nb}^{abs}, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \forall nb \in NB, \quad (3.52)$$

$$\theta_{t,k,l,nb}^{abs} = \theta_{t,k,l,nb}^+ + \theta_{t,k,l,nb}^-, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \forall nb \in NB, \quad (3.53)$$

$$\theta_{t,k,nb} - \theta_{t,l,nb} = \theta_{t,k,l,nb}^+ - \theta_{t,k,l,nb}^-, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \forall nb \in NB, \quad (3.54)$$

$$\theta_{t,k,l,p,nb}^B \leq \theta_p^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda; \forall p \in P, \forall nb \in NB, \quad (3.55)$$

$$\theta_{t,k,l}^{abs}, \theta_{t,k,l}^+, \theta_{t,k,l}^- \geq 0, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \quad (3.56)$$

$$\theta_{t,k,l,p}^B \geq 0, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda; \forall p \in P, \quad (3.57)$$

$$f_{t,k,l,nb} \leq F_{k,l}^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \forall nb \in NB, \quad (3.58)$$

$$f_{t,k,l,nb} \geq -F_{k,l}^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall (k, l) \in \Lambda, \forall nb \in NB, \quad (3.59)$$

$$\theta_{t,1,nb} = 0, \quad \forall t \in T, \forall nb \in NB. \quad (3.60)$$

Desta forma, o modelo da construção da CCPO considerando as restrições econômicas do leilão e as restrições referentes à rede de transmissão é apresentado em (3.61) :

$$\text{Maximizar (3.10)} \quad (3.61a)$$

sujeito a:

$$(3.11) - (3.16), \quad (3.61b)$$

$$(3.18), \quad (3.61c)$$

$$(3.50) - (3.60). \quad (3.61d)$$

Enfim, o modelo de construção da CCPO para unidades termelétricas considerando as restrições de rede de transmissão são apresentados em (3.62):

$$\text{Maximizar (3.19)} \quad (3.62a)$$

sujeito a:

$$(3.11) - (3.16), \quad (3.62b)$$

$$(3.18), \quad (3.62c)$$

$$(3.20) - (3.45), \quad (3.62d)$$

$$(3.50) - (3.60). \quad (3.62e)$$

A Seção 3.5 a seguir apresenta uma comparação teórica entre a CDRT e a CCPO construída pelo modelo de PEM-CP descrito em (3.48), de modo a identificar situações em que a CCPO proposta se torna idêntica à CDRT.

3.5 Relação entre a Curva Demanda Residual Tradicional e a Curva Cota-Preço construída por Otimização

Como já dito anteriormente, a curva que modela a relação entre o preço de equilíbrio de mercado em relação à cota aceita no mercado pode ser chamada de curva de demanda residual ou curva cota-preço. A partir da abordagem tradicional de construção da curva é possível entender a nomenclatura da curva de demanda residual, pois ao realizarmos a subtração entre a curva de demanda agregada e a curva de geração agregada, apresentamos a demanda que “sobra”, isto é o resíduo, que a companhia *price-maker* poderia gerar.

Este trabalho propõe um modelo de construção desta curva, através de um processo otimização baseado em PEM, o que faz perder o sentido na nomenclatura de demanda residual, pois a curva obtida não representa mais o resíduo da demanda, mas simplesmente a relação entre o preço de equilíbrio de mercado e a cota aceita da companhia *price-maker* encontrado através do PEM. Este é o motivo pelo qual neste trabalho, a curva construída pelo método de subtração de curvas é denominada de Curva Demanda Residual Tradicional (CDRT), enquanto que a curva elaborada pela solução de problemas de otimização baseados em PEM é referida por Curva Cota-Preço por Otimização (CCPO). Na Seção 3.5.1 descreve-se a comparação entre as curvas CDRT e CCPO.

3.5.1 Relação entre as curvas CDRT e CCPO

É possível estabelecer uma relação matemática entre as curvas CDRT e CCPO. Para tanto, o modelo de PEM puramente econômico (2.1)-(2.6), é reescrito conforme mostrado em (3.63)-(3.68):

$$\max \sum_{t \in T} \left(\sum_{d \in D} \sum_{n \in N} \lambda_{t,d,n}^D p d_{t,d,n} - \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \lambda_{t,i,m}^G p g_{t,i,m} \right) \quad (3.63)$$

sujeito a:

$$p g_{t,i,m} \leq P G_{t,i,m}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall m \in M, \quad (3.64)$$

$$p d_{t,d,n} \leq P D_{t,d,n}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D; \forall n \in N, \quad (3.65)$$

$$p g_{t,i} = \sum_{m \in M} p g_{t,i,m}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (3.66)$$

$$p d_{t,d} = \sum_{n \in N} p d_{t,d,n}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D, \quad (3.67)$$

$$\sum_{d \in D} pdt_{t,d} - \sum_{i \in I} pgt_{t,i} = 0, \quad \forall t \in T. \quad (\alpha_t) \quad (3.68)$$

Partindo de uma situação inicial, em que a companhia *price-maker*, cuja curva cota-preço se deseja levantar, não está participando do leilão, o PEM (3.63)-(3.68) define a potência despachada e consumida por todos os participantes do leilão. Como as unidades da companhia *price-maker* não participam, sua potência gerada será nula, isto é $pgt_{0,t,i} = 0$.

Ao observamos a restrição (3.68), é possível estabelecer uma relação com o processo de construção da CDRT, pois esta restrição já apresenta a subtração da demanda pela geração. Na CDRT, esta subtração apresenta o resíduo de demanda para geração da companhia. Nesta situação inicial, em que a companhia não participa, esta subtração é nula e representa o primeiro ponto, tanto da CDRT como CCPO, conforme já comentado anteriormente.

É possível estabelecer uma análise de sensibilidade para o problema em relação à restrição de balanço de potência. Para tanto, os termos de geração e demanda são reordenados e (3.68) o valor nulo é perturbado por meio de uma variável ε , como mostrado em (3.69).

$$\sum_{i \in I} pgt_{t,i} - \sum_{d \in D} pdt_{t,d} = \varepsilon, \quad \forall t \in T. \quad (\alpha_t) \quad (3.69)$$

De acordo com Xu e Baldick (2007), a curva de demanda residual é caracterizada pelo *locus* do ponto de equilíbrio de mercado obtido a cada mudança do valor da potência gerada pela companhia. Ao observamos a equação (3.69), e partindo deste último conceito e da ideia utilizada na construção da CDRT, podemos assumir que a variável ε se refere a potência total gerada pela companhia *price-maker* ($pgt_{0,t}$). Desta forma, para cada variação de ε ou, de forma equivalente, para cada valor de potência gerada pela companhia *price-maker*, obtém-se um preço de equilíbrio α_t . Se ocorrerem variações infinitesimais na geração da companhia *price-maker*, é possível construir a curva de demanda residual de forma contínua, e não discreta, como mostrado no capítulo anterior.

Sem perda de generalidade, pode-se reescrever o problema (3.63)-(3.68) alterando a restrição (3.68), para representar a construção da curva de demanda residual, pensando que agora a companhia *price-maker* participa do leilão, com apenas uma unidade geradora, ofertando apenas um único bloco, e que este bloco não possui limite de geração. Deste modo, a potência gerada do bloco será igual à potência gerada pela companhia, e esta potência é o resíduo da demanda, não gerada pelas outras companhias.

$$\max_{t \in T} \sum \left(\sum_{d \in D} \sum_{n \in N} \lambda_{t,d,n}^D pd_{t,d,n} - \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \lambda_{t,i,m}^G pgt_{t,i,m} \right) \quad (3.70)$$

sujeito a:

$$pgt_{t,i,m} \leq PG_{t,i,m}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I; \forall m \in M \quad (3.71)$$

$$pdt_{t,d,n} \leq PD_{t,d,n}^{MAX}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D; \forall n \in N \quad (3.72)$$

$$pgt_{t,i} = \sum_{m \in M} pgt_{t,i,m}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I \quad (3.73)$$

$$pdt_{t,d} = \sum_{n \in N} pdt_{t,d,n}, \quad \forall t \in T; \forall d \in D \quad (3.74)$$

$$\sum_{i \in I} pgt_{t,i} - \sum_{d \in D} pdt_{t,d} = pgt0_t. \quad \forall t \in T \quad (\alpha_t) \quad (3.75)$$

O problema (3.70) - (3.75) apresenta a construção da CDRT, porém ainda não representa um PEM pois é necessário levar em conta na função objetivo a potência gerada pelo bloco da unidade da companhia ($pgt0_t$) e seu respectivo preço (λ_t^{G0}), sendo necessário alterar a função (3.70) por (3.76).

$$\max \sum_{t \in T} \left(\sum_{d \in D} \sum_{n \in N} \lambda_{t,d,n}^D pdt_{t,d,n} - \sum_{i \in I} \sum_{m \in M} \lambda_{t,i,m}^G pgt_{t,i,m} - \lambda_t^{G0} pgt0_t \right) \quad (3.76)$$

Entretanto, o acréscimo da parcela $\lambda_t^{G0} pgt0_t$ não pode alterar o valor da função objetivo, pois (3.70) deve ser igual a (3.76). Para que isso ocorra, o valor da oferta fornecida pela companhia *price-maker* no leilão λ_t^{G0} deve ser nulo para toda a geração da companhia.

Pode-se dizer para este caso que a curva CDRT é um caso específico da curva CCPO. Em uma situação, em que a companhia *price-maker* oferta infinitos blocos, com tamanhos infinitesimais de potência, todos a preço nulo, a curva CCPO será exatamente igual à curva CDRT. É possível chegar a esta conclusão analisando as curvas de geração agregada, demanda agregada e demanda residual apresentadas na Seção 3.3 para o exemplo utilizado naquela seção.

A Figura 3.9 é a mesma apresentada na Seção 3.3, em que são apresentadas as curvas de geração agregada e demanda agregada, a partir das ofertas e lances apresentados nas Tabelas 2.1 e 2.2. A curva de geração agregada foi levantada sem os lances da companhia 1 (*price-maker*), aquela para a qual se está levantando a curva. Dessa forma, se as unidades geradoras e os consumidores mantiverem as mesmas ofertas e lances, podemos afirmar que o preço de equilíbrio será de 25\$/MW, para uma cota nula da companhia 1.

Caso a companhia comece a fazer ofertas de blocos a preço nulo, toda a curva de geração agregada irá se deslocar para a direita, de modo que o preço de equilíbrio se mantém em 25\$/MW, até que toda a curva tenha se deslocado 50 MW, isto é, até que a somatória das ofertas dos blocos da companhia seja 50 MW. Neste ponto, o preço de equilíbrio decai para 24\$/MW. Esta situação é apresentada na Figura 3.9.

Mantendo-se a estratégia da companhia ofertar apenas blocos a preço nulo, a curva de geração continuará se deslocando para a direita e o preço de equilíbrio se manterá em

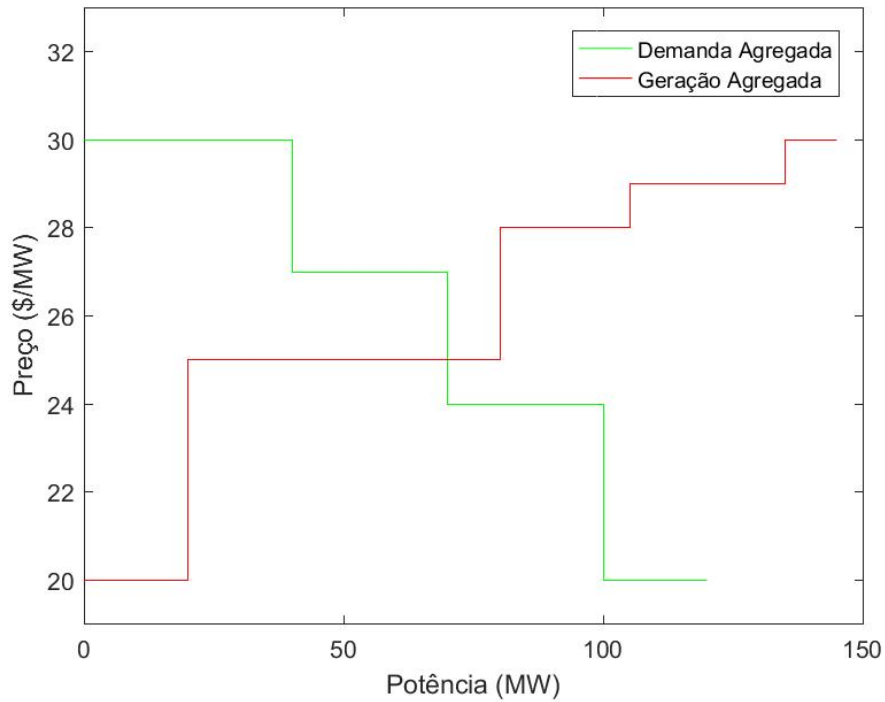


Figura 3.8 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada, com a companhia *price-maker* ofertando nenhum bloco.

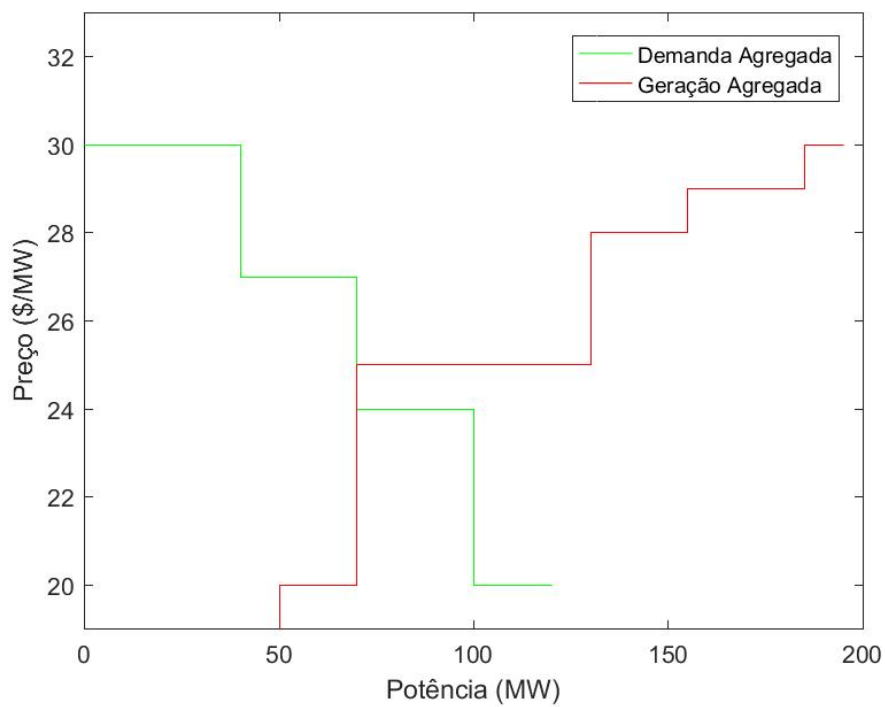


Figura 3.9 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada, com a companhia *price-maker* ofertando 50MW a preço nulo.

24\$/MW, até a companhia 1 ofertar mais 30 MW. Neste ponto, o preço de equilíbrio decai para 20\$/MW, situação apresentada na Figura 3.10.

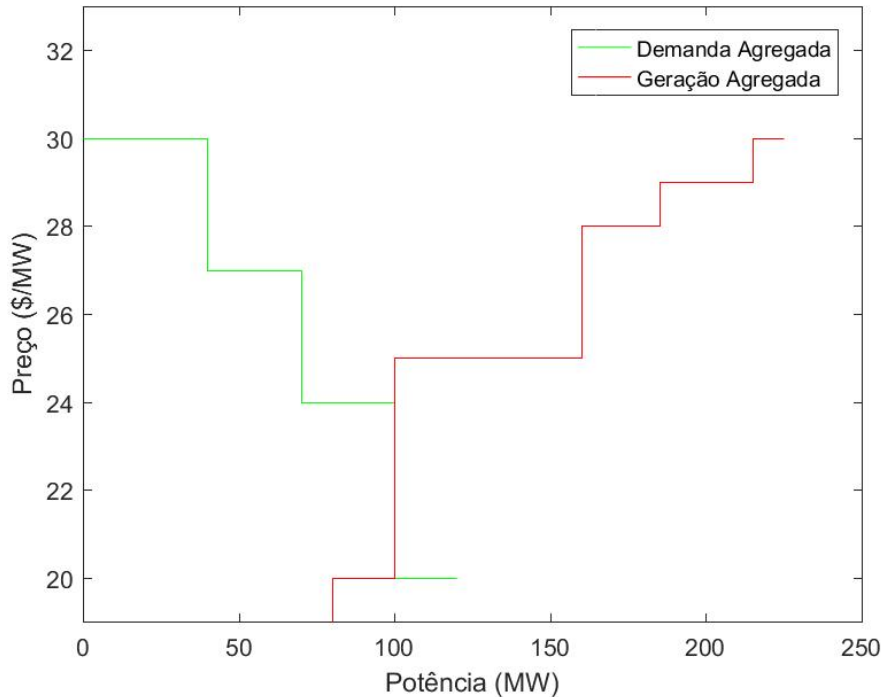


Figura 3.10 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada, com a companhia *price-maker* ofertando mais 30MW a preço nulo.

Analisando esta figura é possível verificar que a companhia 1 ainda pode ofertar blocos com um total de 40 MW a preço nulo, que o preço de equilíbrio se manterá em 20\$/MW. A partir deste ponto, entretanto, qualquer oferta da companhia com o preço nulo fará com que o preço de equilíbrio seja nulo também, pois todos os lances da demanda somam 120 MW, e a companhia já teria ofertado os 120 MW. Esta última situação é apresentada na Figura 3.11.

A partir desta análise é possível construir a curva cota-preço que é apresentada na Figura 3.12. Vale ressaltar que esta curva é exatamente igual à curva apresentada na Figura 3.4, que foi construída utilizando o processo de subtração das curvas de demanda agregada e geração agregada para a construção da CDRT.

Através dos métodos de construção é possível observar duas vantagens da CCPO em relação a CDRT. A primeira é capaz de levar em conta, de forma direta em seu modelo de otimização, as restrições físicas e operativas das unidades. Já a CDRT, que calcula a curva por meio da subtração simples das curvas de demanda agregada e geração agregada não permite que tais restrições sejam levadas em conta. A segunda vantagem da CCPO é que ao analisar que a CDRT como sendo um caso específico da CCPO, seria necessário considerar que as ofertas da companhia para o leilão sejam todas feitas a preço

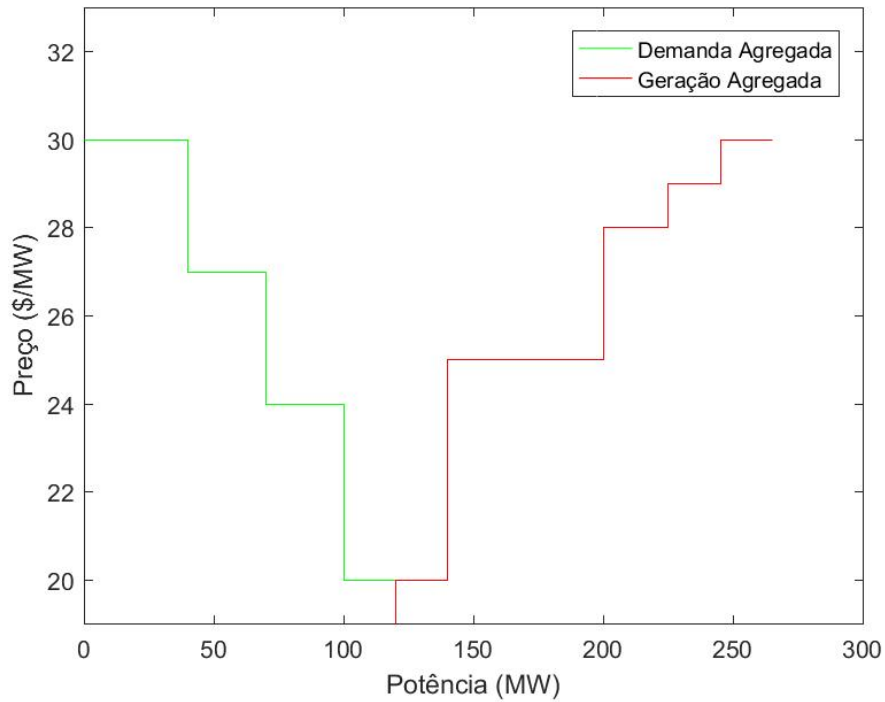


Figura 3.11 – Curvas de demanda agregada (verde) e geração agregada, com a companhia *price-maker* ofertando mais 40MW a preço 0\$/MW.

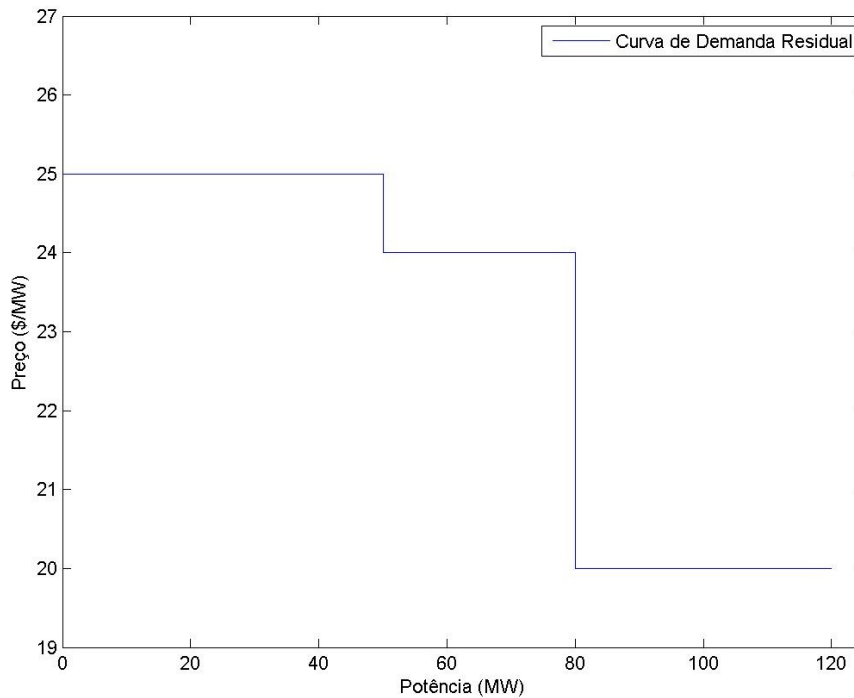


Figura 3.12 – Curva de demanda residual final.

nulo, o que não acontece necessariamente na prática, principalmente quando a companhia *price-maker* possui unidades termelétricas que apresentam um custo de combustível para

a sua produção. Assim, a CDRT parece não levar em conta esses custos, o que a torna menos precisa que a CCPO.

O Capítulo 4 a seguir apresenta a metodologia de comparação entre curvas cota-preço, que será utilizado no estudo de caso deste trabalho para a comparação da CCPO e a da CDRT.

4 METODOLOGIA DE COMPARAÇÃO DE CURVAS COTA-PREÇO

Para fazer a comparação entre a curva CCPO proposta e a curva CDRT, é necessário estabelecer uma metodologia que permita avaliar qual curva fornece a melhor estimativa para os preços de equilíbrio de mercado e para os lucros que a companhia *price-maker* possa ter no mercado do dia seguinte. Neste capítulo, propõe-se uma metodologia para este fim.

A ideia geral desta metodologia consiste em utilizar as curvas da forma como elas são efetivamente utilizadas pelas companhias nos mercados do dia seguinte. Na prática, as curvas são fornecidas como dados de entrada para o modelo de Cálculo de Ofertas Estratégicas (COE) da companhia, o qual calcula as ofertas desta companhia no mercado. A qualidade destas ofertas calculadas é avaliada, na metodologia proposta, também como ocorre em situações práticas destes mercados, ou seja, as ofertas estratégicas são submetidas ao OM, o qual calcula os preços de equilíbrio e ofertas “reais” aceitas no mercado. Comparando-se os preços de equilíbrio estimados pelas curvas e os preços “reais” calculados, pode-se avaliar a qualidade das curvas cota-preço. A Figura 4.1 apresenta um diagrama esquemático da metodologia de comparação proposta.

Os detalhes desta metodologia são descritos a seguir. Inicialmente, as curvas CDRT e CCPO são construídas, conforme descrito nas Seções 3.3 e 3.4 do Capítulo 3. Para a construção destas curvas supõe-se que estão disponíveis as mesmas informações de blocos de ofertas de todas as companhias geradoras bem como os blocos de lances dos consumidores. Conforme já comentado, a construção da curva CCPO leva em conta também as informações dos blocos da própria companhia *price-maker*, as quais ela também pode retirar do mesmo leilão que retirou as informações dos blocos das outras companhias.

Conforme mostrado na Figura 4.1, ambas as curvas são utilizadas como informações de entrada em um modelo de autoprodução (AP). Na abordagem utilizada nesta dissertação, o cálculo de ofertas estratégicas (COE) é realizado em duas etapas, por meio de um modelo de AP, que calcula a produção ótima da companhia com a curva cota-preço da companhia sendo fornecida, e por uma heurística que estabelece as ofertas necessária para que esta produção ótima seja atingida.

O modelo de AP tem como objetivo a maximização do lucro da companhia *price-maker*, sujeito às restrições econômicas e operativas das unidades desta companhia. Este modelo calcula a produção ótima de cada unidade geradora da companhia que deve ser idealmente despachada para a maximização dos lucros. O modelo de AP é apresentado

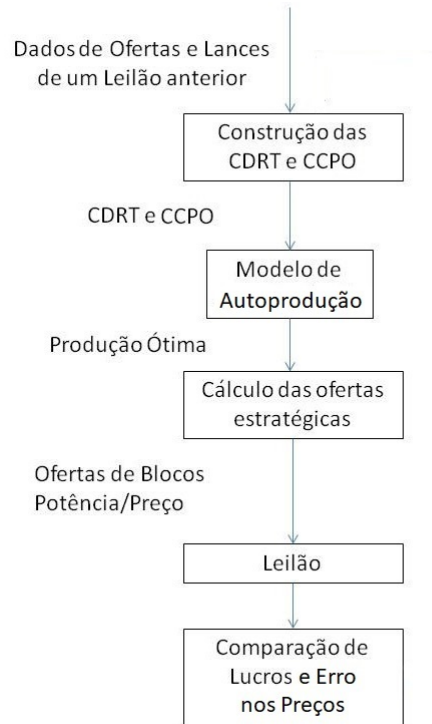


Figura 4.1 – Diagrama esquemático da metodologia de comparação das curvas cota-preço.

no Capítulo 5 e é baseado em Torre et al. (2002), podendo levar em conta também os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas.

Com os valores encontrados pelo modelo de AP é possível então calcular as ofertas que a companhia deverá ofertar no leilão. De acordo com Xu e Baldick (2007), após encontrar o melhor ponto de operação da curva cota-preço, isto é, a cota da companhia relacionada ao preço de equilíbrio esperado, uma estratégia para a definição dos blocos ofertados pela companhia seria construir a curva de geração agregada apenas com os blocos da própria companhia, de modo que esta intercepte o ponto na curva cota-preço definido pelo modelo de AP.

Utilizamos como exemplo a curva da Figura 4.2 para detalhar o cálculo dos blocos ofertados segundo Xu e Baldick (2007). Supondo que o modelo de autoprodução definiu que a cota que maximizaria a receita líquida da companhia é 60 MW e de acordo com a curva cota-preço isto resultaria em um preço de equilíbrio de 24\$/MW. Quaisquer conjuntos de blocos de ofertas que ao serem somados resultem em uma cota de 60 MW e tenham preços abaixo ou iguais à 24\$/MW, podem ser utilizados. Entretanto, é necessário que pelo menos um bloco tenha o preço de 24\$/MW para que se intercepte a curva neste preço de equilíbrio. Pela análise da Figura 4.2, seria construir qualquer curva de geração agregada com os blocos da companhia dentro da área sombreada, desde que o último ponto correspondesse ao ponto “A”.

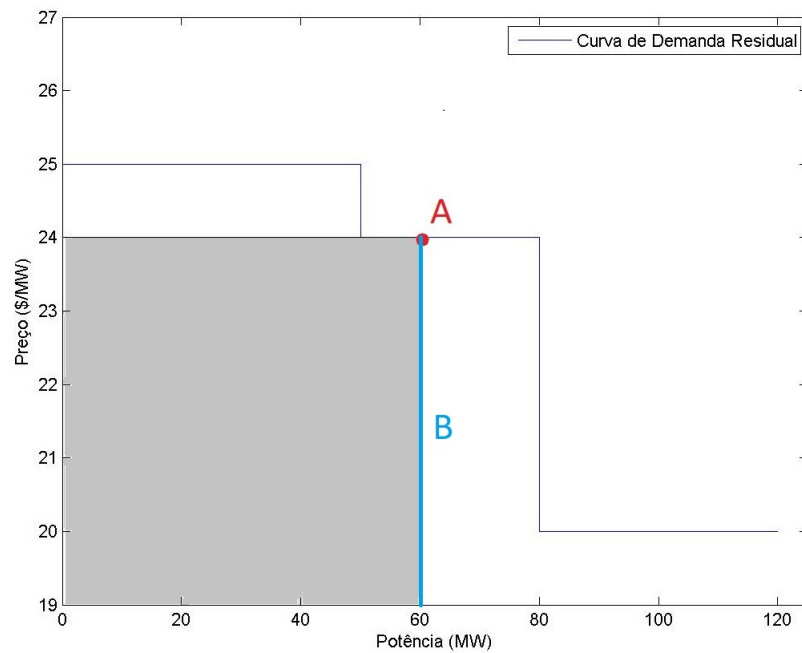


Figura 4.2 – Área da curva cota-preço que abrange as estratégias de ofertas para o leilão.

Neste trabalho, utiliza-se uma heurística semelhante àquela descrita em [Xu e Baldick \(2007\)](#), a qual é apresentada a seguir. Por definição, a curva cota-preço apresenta a relação do preço de equilíbrio de mercado de acordo com a cota da companhia aceita no leilão. Por esta definição, e utilizando o exemplo anterior, suponha-se que o modelo de AP defina que o melhor ponto de geração ótima é novamente o valor de 60 MW com preço de equilíbrio tendendo a 24\$/MW. Assim, na heurística aqui adotada, quaisquer conjuntos de blocos, uma vez que a somatória das potências dos blocos seja 60 MW resultaria em um preço de equilíbrio de 24\$/MW, desde de que nenhum bloco tenha preço ofertado acima de 24\$/MW, pois este não seria aceito no leilão. Para esta heurística, na Figura 4.2, seria como construir qualquer curva de geração agregada com os blocos da companhia dentro da área sombreada, contando que o último ponto interceptasse a reta “B”.

Desta forma, a heurística utilizada neste trabalho para o cálculo das ofertas estratégicas consiste na escolha de um conjunto de blocos cuja somatória das potências seja igual ao valor de produção ótima (calculado pelo modelo de AP), e cujos preços sejam menores ou iguais ao preço de equilíbrio de mercado quando esta produção ótima é ofertada. Entretanto, na heurística proposta não é necessário que um dos blocos tenha o preço exato do preço de equilíbrio calculado pelo modelo de AP.

Como para a construção de ambas as curvas, CCPO e CDRT, são necessários dados de leilões anteriores, sendo que esta última não utilize as ofertas da própria companhia para a construção da curva apenas das demais companhias, optou-se por utilizar as ofertas próprias dadas em leilões anteriores como base das ofertas da companhia para o dia

seguinte.

O modelo de AP calcula o despacho que cada unidade da companhia deve ter para alcançar este melhor lucro, e como existem restrições de limites de geração associadas as unidades neste modelo, sendo a geração mínima como o valor de potência do primeiro bloco e a geração máxima sendo como a somatória da potência de todos os blocos, o valor de despacho encontrado pelo modelo sempre será possível de ser alcançado com a somatória dos blocos já ofertados em um leilão anterior.

Tomando novamente como exemplo a situação da Figura 4.2, em que a produção ótima é de 60 MW. Suponha que a companhia 1 possui 3 unidades geradoras, e o modelo de AP tenha definido que a primeira unidade deve gerar um total de 30 MW, a segunda unidade um total de 20 MW e a última deve gerar os 10 MW restantes. A heurística utilizada é baseada nas informações de ofertas fornecidas em leilões anteriores das unidades. Para a primeira unidade, por exemplo, são escolhidos os blocos que possuem menor preço, até que a somatória das potências dos blocos seja de 30 MW. Desta forma, se em leilões anteriores ela ofertou 4 blocos, e a somatória de potência dos dois primeiros blocos mais baratos é de 25MW, esta unidade ofertaria os dois primeiros blocos completos, e apenas 5MW do próximo bloco. O preço ofertado em cada bloco seria o mesmo utilizado nos leilões anteriores. O mesmo deve acontecer com as ofertas das unidades 2 e 3.

Definidas os blocos de ofertas calculados em duas etapas, por meio do modelo de AP e da heurística proposta, o próximo passo na metodologia mostrada na Figura 4.1 consiste em submeter essas ofertas estratégicas a um modelo de leilão do OM. No modelo de leilão, as ofertas de venda das demais companhias geradoras e os lances de compra dos consumidores são os mesmos que foram utilizados para a construção das curvas. A partir da solução fornecida pelo leilão, são feitos dois tipos principais de análises, envolvendo os resultados fornecidos pelas curvas que estão sendo comparadas. Avalia-se a curva que forneceu o maior lucro e aquela que apresentou maior fidelidade em relação aos valores estimados. A primeira análise consiste simplesmente em avaliar com qual das curvas a companhia alcançou melhor receita líquida, afinal o objetivo das companhias geradoras é a maximização dos seus lucros. A segunda análise, que consiste em calcular o erro entre os preços de equilíbrios estimados por cada curva cota-preço calculados na produção ótima dada pelo AP, e os preços “reais”, efetivamente calculados pelo modelo de leilão do OM. A curva mais eficiente será aquela que gera o maior lucro para a companhia e que possui um erro menor de estimação dos preços de equilíbrio de mercado.

A metodologia é aplicada para quatro situações típicas descritas a seguir. Na primeira situação, considera-se um mercado que é fechado levando-se em conta apenas os aspectos econômicos do leilão, de modo que a CCPO é construída utilizando o modelo apresentado em (3.10)-(3.18) e o modelo de autoprodução também apenas considera os aspectos econômicos. A CDRT, por ser construída através de uma subtração de curvas,

sempre leva em conta apenas esses aspectos econômicos. As ofertas levantadas por ambas as curvas são aplicadas também em um PEM puramente econômico, apresentado em (2.1)-(2.6).

Na segunda situação, considera-se um mercado que é fechado levando-se em conta, além dos aspectos econômicos, os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas. Assim, o modelo utilizado para a construção da CCPO é apresentado em (3.48) e o modelo de AP também irá levar em conta esses aspectos das unidades termelétricas. A CDRT, entretanto, é a mesma utilizada na situação anterior, porém esta curva é utilizada como informação de entrada para um modelo de AP que leva em conta as restrições termelétricas. De modo equivalente, as ofertas encontradas pelas duas curvas são utilizadas como informação de entrada para o PEM termelétrico, apresentado na (2.22).

Na terceira situação, considera-se um mercado que é fechado levando em conta os aspectos econômicos do leilão e as restrições referentes a rede de transmissão. Desta forma a CCPO é construída através do modelo (3.61) e a CDRT é mesma das situações anteriores, pois só é capaz de levar em conta as restrições econômicas do leilão. Ambas as curvas são utilizadas como informação de entrada em um modelo de AP, que leva em conta apenas as restrições econômicas pois os modelos de AP, descritos atualmente na literatura, não levam em conta as restrições referentes a rede de transmissão. Com isso, as ofertas calculadas através do modelo de AP são aplicada em um PEM que leva em conta as restrições referente a rede de transmissão, apresentado em (2.34).

Por fim, a última situação considera uma situação em que o mercado é fechado considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e as restrições referentes a rede de transmissão. A CDRT é a mesma das situações anteriores e a CCPO é construída com o modelo (3.62), que leva em conta os restrições das unidades termelétricas e as restrições de rede de transmissão. Da mesmas forma que na segunda situação, essas curvas são utilizadas como dados de entras em um modelo de AP que leva em conta as restrições físicas e operativas das usinas termelétricas e as ofertas calculadas são aplicadas no PEM termelétrico que considera a rede de transmissão, apresentado em (2.35).

No Capítulo 5, a seguir, são apresentados os modelos de AP utilizados neste trabalho, os quais são formulados com e sem a representação dos aspectos físicos e operacionais das unidades termelétricas.

5 MODELO DE AUTOPRODUÇÃO

5.1 Introdução

Conforme discutido, os modelos de Autoprodução (AP) têm uma função importante na metodologia de avaliação de curvas cota-preço proposta nesta dissertação e descrita no Capítulo 4. Para uma melhor compreensão desta metodologia, é descrito matematicamente neste capítulo os modelos de AP utilizados. Dois modelos básicos são descritos: o modelo de AP puramente econômico, descrito na Seção 5.3, em que somente as restrições econômicas são consideradas; o modelo de AP termelétrico, descrito na Seção 5.4, em que as restrições físicas e operacionais de unidades termelétricas são também inseridas. Atualmente na literatura não existem modelos de AP em que são consideradas as restrições referentes a rede de transmissão. A nomenclatura utilizada na descrição de ambos os modelos é fornecida na Seção 5.2 a seguir.

Em todos os modelos apresentados apenas será deixado explícito o domínio das variáveis quando estas forem do tipo inteira/binária, de modo que todas as demais variáveis, quando não explicitado, são variáveis reais.

5.2 Nomenclatura

Conjuntos:

T	Períodos;
S	Blocos de discretização da curva cota-preço;
I	Unidades geradoras;

Parâmetros:

$Q_{t,s}^{\min}$	Valor de cota mínima do bloco de discretização s no período t da curva cota-preço, dado por $Q_{t,s}^{\min} = \sum_{i=1}^{S-1} B_{t,i}^{\max}$;
$B_{t,s}^{\max}$	Valor de cota do bloco de discretização s no período t da curva cota-preço;
$\lambda_{t,s}$	Preço associado bloco de discretização s no período t da curva cota-preço;
$P_{GT_{t,i}}^{\min}$	Potência mínima gerada pelo gerador i no período t ;

$PGT_{t,i}^{\max}$	Potência máxima gerada pelo gerador i no período t ;
UC_i	Custo de partida do gerador i ;
DC_i	Custo de parada do gerador i ;
$A0_i, A1_i, A2_i$	Coefficientes da curva de custo do gerador i ;
SD_i	Rampa de parada do gerador i ;
SU_i	Rampa de partida do gerador i ;
RD_i	Rampa de alívio de carga do gerador i ;
RU_i	Rampa de tomada de carga do gerador i ;
UT_i	Mínimo tempo que o gerador i deve permanecer ligado;
DT_i	Mínimo tempo que o gerador i deve permanecer desligado;
$GINI_i$	Número de períodos que o gerador i deve permanecer ligado no início do horizonte para respeitar seu número mínimo de períodos ligado;
$FINI_i$	Número de períodos que o gerador i deve permanecer desligado no início do horizonte para respeitar seu número mínimo de períodos desligado;

Variáveis:

$pgt_{t,i}$	Potência gerada pela usina i no período t ;
q_t	Cota de geração da companhia no período t ;
$u_{t,s}$	Variável binária que define qual passo s da curva cota-preço está ativo no período t ;
$b_{t,s}$	Variável que representa o valor fracionário do bloco de discretização s no período t ;
$v_{t,i}$	Variável binária que indica se a unidade i está ligada no período t ;
$z_{t,i}$	Variável binária que indica se a unidade i teve a ação de desligar no período t ;
$y_{t,i}$	Variável binária que indica se a unidade i teve a ação de ligar no período t ;

Funções

$c_{t,i}(pgt_{t,i})$	Custo de geração da usina termelétrica i em função de sua potência de saída;
----------------------	--

5.3 Autoprodução - Puramente Econômico

Os modelos de AP têm por função objetivo a maximização do lucro das companhias geradoras no mercado do dia seguinte. O lucro da companhia é dado pela multiplicação entre a produção de suas unidades pelo preço de venda da energia (preço de equilíbrio de mercado) menos os custos de produção. Entretanto, conforme já visto, as companhias *price-maker* têm a capacidade de alterar o preço de equilíbrio de mercado. Assim, é necessário utilizar uma formulação em que o preço de equilíbrio seja representado por meio de uma curva cota-preço da companhia. A curva cota-preço modela justamente a relação entre o preço de equilíbrio de mercado e a cota ofertada pela companhia no leilão, representando assim o poder de mercado da companhia.

Os modelos de AP apresentados neste trabalho são baseados em Torre et al. (2002), os quais são formulados por problemas de programação linear inteira-mista. A principal informação de entrada destes modelos é a curva cota-preço, que permite que as decisões tomadas pela companhia *price-maker* sejam independentes das ofertas e lances dos demais agentes do sistema. A curva cota-preço permite ainda que tais decisões sejam tomadas independentemente dos preços de equilíbrios de mercado, os quais são estimados pela curva. Como os modelos de AP são formulados por meio de problemas de programação linear inteira-mista, é necessário representar a curva cota-preço por funções lineares por partes. A Figura 5.1 apresenta a estrutura de uma curva cota-preço, e os parâmetros utilizados para descreve-la através de funções lineares.

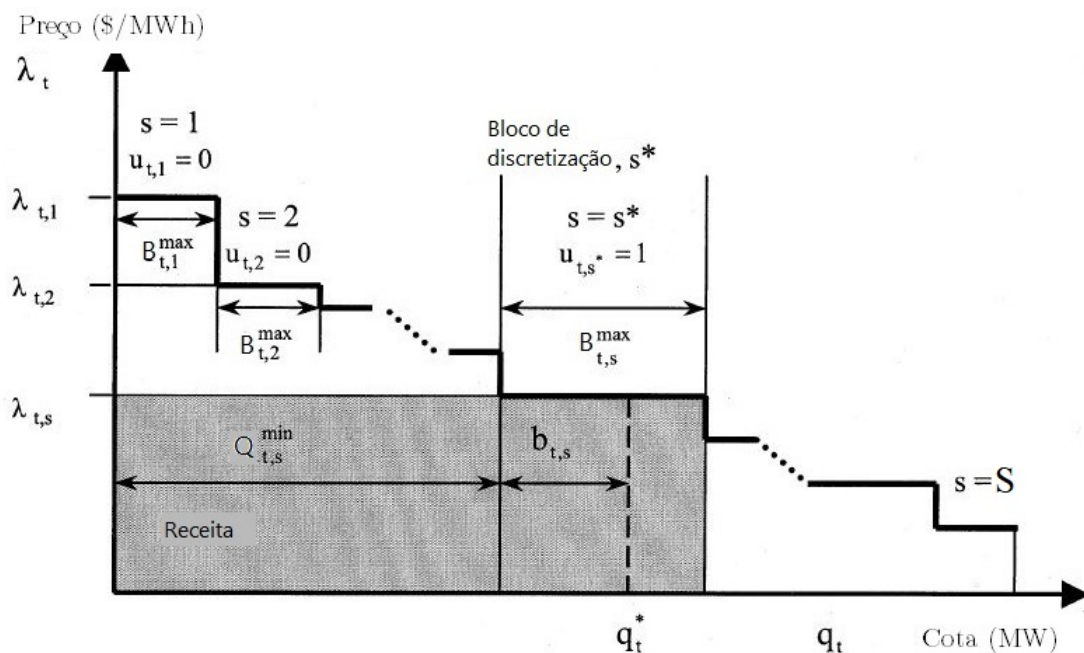


Figura 5.1 – Esquema de Linearização da curva cota-preço. Adaptado de Torre et al. (2002).

Para a representação inteira-mista da curva descrita na Figura 5.1, são adotados s passos da curva, com $s = 1, \dots, S$ em que S é o número de discretizações da curva no período t . Os valores de preço de equilíbrio de mercado $\lambda_{t,s}$, bem como das constantes $Q_{t,s}^{\min}$ e $B_{t,s}^{\max}$ para cada período t e passo de discretização s são previamente obtidos quando a curva cota-preço é calculada. Adota-se também a variável binária $u_{t,s}$, que assume o valor unitário somente para o passo s correspondente ao valor da cota q_t associada. Cada passo de discretização s da curva cota-preço está associado a um valor de potência $Q_{t,s}^{\min}$ e um preço de equilíbrio $\lambda_{t,s}$, sendo que cada passo tem como por tamanho $B_{t,s}^{\max}$, que é o valor máximo que a variável $b_{t,s}$ pode assumir. O valor de $b_{t,s}$ deve estar na faixa entre 0 e o valor de $u_{t,s}B_{t,s}^{\max}$, assumindo valor nulo quando $u_{t,s} = 0$.

A partir da formulação inteira mista para a curva cota-preço, o modelo de AP puramente econômico é descrito conforme (5.1)-(5.8):

$$\max \sum_{t \in T} \left[\sum_{s \in S} \lambda_{t,s} (b_{t,s} + u_{t,s} Q_{t,s}^{\min}) - \sum_{i \in I} c_{t,i} (pgt_{t,i}) \right] \quad (5.1)$$

sujeito a:

$$q_t = \sum_{i \in I} pgt_{t,i}, \quad \forall t \in T, \quad (5.2)$$

$$q_t = \sum_{s \in S} (b_{t,s} + u_{t,s} Q_{t,s}^{\min}), \quad \forall t \in T, \quad (5.3)$$

$$0 \leq b_{t,s} \leq u_{t,s} B_{t,s}^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall s \in S, \quad (5.4)$$

$$\sum_{s \in S} u_{t,s} = 1, \quad \forall t \in T, \quad (5.5)$$

$$pgt_{t,i} \leq PGT_{t,i}^{\max} v_{t,i}, \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \quad (5.6)$$

$$u_{t,s} \in \{0, 1\}, \quad \forall t \in T; \forall s \in S. \quad (5.7)$$

$$v_{t,i} \in \{0, 1\}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I. \quad (5.8)$$

A função objetivo (5.1) é dada pela maximização dos lucros da companhia, em que o primeiro termo representa o valor obtido com a venda da energia no mercado (preço de mercado $\lambda_{t,s}$ vezes a cota da companhia no mercado) e o segundo termo representa os custos de produção da energia ($c_{t,i} (pgt_{t,i})$). A cota da companhia, definida na restrição (5.2) como a somatória das gerações de todas as unidades da companhia, é também representada pela soma $b_{t,s} + u_{t,s} Q_{t,s}^{\min}$, conforme restrição (5.3). Esta soma corresponde à área sombreada da Figura 5.1. O modelo de AP deve calcular o melhor passo s da curva que maximize os lucros da companhia em cada período t , definindo também os valores ótimos para a cota q_t^* e o preço de equilíbrio de mercado.

Como dito na seção 4, a metodologia de avaliação das curvas cota-preço proposta neste trabalho é aqui aplicada para dois tipos de mercados distintos. No primeiro, o mercado leva em conta somente os aspectos econômicos do leilão. Já no segundo, os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas são também introduzidos. O modelo

de AP puramente econômico aqui descrito considera somente os custos de combustível das unidades, desprezando os custos de partida e parada destas unidades. Isto foi feito por razões de compatibilidade entre o modelos de AP aqui descrito e o modelo de PEM puramente econômico, descrito no Capítulo 2.

A função custo de combustíveis para o modelo AP puramente econômico é geralmente representada por uma função quadrática da geração (GRAINGER, 1994), conforme mostrado em 5.9:

$$c_{t,i}(pgt_{t,i}) = A0_i v_{t,i} + A1_i pgt_{t,i} + A2_i pgt_{t,i}^2, \quad (5.9)$$

em que os termos $A0_i$, $A1_i$, $A2_i$ são os coeficientes da curva de custo de combustíveis. O coeficiente $A0_i$ é multiplicado pela variável $v_{t,i}$, pois representa o custo fixo de operação, de modo que se a mesma não estiver ligada ($v_{t,i} = 0$), não haverá custo fixo de produção.

O modelo de autoprodução define o melhor ponto para se trabalhar, que na Figura 5.1 é apresentado como o ponto q_t^* , o qual se encontra no passo $s = s^*$. Esse valor de cota pode ser observado como a soma do valor de $b_{t,s} + Q_{t,s}^{\min}$. Como dito anteriormente a cota pode ser definida por esses dois valores, entretanto é necessário determinar qual passo s da curva está sendo analisado.

A variável binária $u_{t,s}$ tem como propósito justamente definir qual bloco está “ativo” no processo de discretização. A restrição (5.5) impõe que apenas um bloco pode assumir valor unitário, todos os demais serão nulos. Desta forma para todos os passos de $s = s^*$, o valor de $u_{t,s}$ será nulo. Conseqüentemente as multiplicações $u_{t,s} Q_{t,s}^{\min}$ e $u_{t,s} B_{t,s}^{\max}$ também serão nula, de modo que as restrições (5.3) e (5.4) só resultarão um valor para potência diferente de zero justamente no passo $s = s^*$, sendo que este valor será a cota da companhia para a hora t .

Por fim, a restrição 5.6 apresenta o limite máximo de geração de cada unidade. Esta restrição é importante principalmente para que a variável $v_{t,i}$ assuma a lógica de *status* da usina, ligada ou desligada. Caso a usina i esteja ativa, de acordo com a restrição (5.6), a variável binária $v_{t,i}$ necessita assumir valor “1”. No caso da usina estar desligada, como a função objetivo (5.1) busca maximizar a receita líquida, conseqüentemente irá minimizar os custos, fazendo com que a variável $v_{t,i}$ assuma 0.

Na Seção 5.4, a seguir, apresenta-se o modelo de AP que leva em conta as restrições físicas e operativas das unidades termelétricas.

5.4 Autoprodução - Termelétrico

O modelo de AP termelétrico descrito nesta seção possui a mesma função objetivo (5.1), e as restrições (5.2)-(5.7), porém são introduzidos neste modelo restrições adicionais relacionadas à operação das unidades termelétricas. Além disso, a função custo do modelo

incorpora os custos de partida e parada, além dos custos com combustíveis, conforme mostrado em (5.10):

$$c_{t,i}(pgt_{t,i}) = A0_i v_{t,i} + A1_i pgt_{t,i} + A2_i pgt_{t,i}^2 + UC_i y_{t,i} + DC_i z_{t,i}. \quad (5.10)$$

Da mesma forma que a função de custo de combustíveis (5.9), a função descrita em (5.10) é também uma função quadrática, que modela a relação de custo de combustível com a potência de saída das unidades. Entretanto esta função acrescenta os termos $UC_i y_{t,i}$ e $DC_i z_{t,i}$ que se referem, respectivamente, aos custos de partida e parada da usina termelétrica.

As demais restrições do modelo de autoprodução termelétrico, (5.11)-(5.24), são as mesmas descritas nas restrições (2.8)-(2.21) do modelo de PEM de unidades termelétricas, e são reescritas a seguir, por facilidade:

$$pgt_{t,i} \geq PGT_{t,i}^{\min} v_{t,i}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (5.11)$$

$$pgt_{t,i} \leq PGT_{t,i}^{\max}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (5.12)$$

$$pgt_{t,i} \leq PGT_{t,i}^{\max} (v_{t,i} - z_{t+1,i}) + z_{t+1,i} SD_i, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (5.13)$$

$$pgt_{t,i} \leq pgt_{t-1,i} + RU_i v_{t-1,i} + SU_i y_{t,i}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (5.14)$$

$$pgt_{t-1,i} - pgt_{t,i} \leq RD_i v_{t,i} + SD_i z_{t,i}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I. \quad (5.15)$$

As restrições (5.11)-(5.12), se referem aos limites mínimos e máximo de geração das unidades termelétricas, enquanto que as restrições (5.13)-(5.15) se referem as rampas de partida, parada, tomada e alívio de carga.

$$\sum_{t=1}^{GINI_i} (1 - v_{t,i}) = 0, \quad \forall i \in I, \quad (5.16)$$

$$\sum_{x=t}^{t+UT_i-1} v_{x,i} \geq UT_i y_{t,i}, \quad \forall i \in I; \forall t = GINI_i + 1, \dots, T - UT_i + 1, \quad (5.17)$$

$$\sum_{x=t}^T (v_{x,i} - y_{t,i}) \geq 0, \quad \forall i \in I; \forall t = T - UT_i + 2, \dots, T, \quad (5.18)$$

$$\sum_{t=1}^{FINI_i} v_{t,i} = 0, \quad \forall i \in I, \quad (5.19)$$

$$\sum_{x=t}^{t+DT_i-1} (1 - v_{x,i}) \geq DT_i z_{t,i}, \quad \forall i \in I; \forall t = FINI_i + 1, \dots, T - DT_i + 1, \quad (5.20)$$

$$\sum_{x=t}^T (1 - v_{x,i} - z_{t,i}) \geq 0, \quad \forall i \in I; \forall t = T - DT_i + 2, \dots, T. \quad (5.21)$$

As restrições (5.16)-(5.21) modelam o mínimo tempo de atividade ou inatividade

das unidades, caso aconteça de partir ou parar alguma unidade.

$$y_{t,i} - z_{t,i} = v_{t,i} - v_{t-1,i}, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (5.22)$$

$$y_{t,i} + z_{t,i} \leq 1, \quad \forall t \in T; \forall i \in I, \quad (5.23)$$

$$y_{t,i}, v_{t,i}, z_{t,i} \in \{0, 1\}, \quad \forall t \in T, \forall i \in I. \quad (5.24)$$

As restrições (5.22)-(5.24) modelam a lógica de *status* das unidades, para que não aconteçam ações ilógicas, como partida e parada de uma unidade no mesmo período.

Assim, o modelo de AP termelétrico final é apresentado em (5.25):

$$\text{Maximizar (5.1)} \quad (5.25a)$$

sujeito a:

$$(5.2) - (5.7), \quad (5.25b)$$

$$(5.11) - (5.24). \quad (5.25c)$$

No Capítulo 6, a seguir, é apresentado um estudo de caso em que são utilizados os passos do diagrama esquemático da Figura 4.1, bem como uma análise computacional, os resultados desta dissertação e suas discussões.

6 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

6.1 Introdução

O objetivo das companhias geradoras é maximização de suas receitas líquidas. Para tanto, existem diversas estratégias para o problema do Cálculo de Ofertas Estratégicas (COE), sendo uma delas a utilização das curvas cota-preço. Atualmente a Curva de Demanda Residual Tradicional (CDRT), é obtida por uma abordagem que leva em conta apenas os aspectos econômicos do sistema. Este trabalho apresenta uma estratégia para obtenção da Curva Cota-Preço por Otimização (CCPO), de modo que em sua abordagem de construção é possível levar em conta outros aspectos, como por exemplo aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e as restrições referentes à rede de transmissão.

Este capítulo, visa através de um estudo de caso, utilizando a metodologia de comparação das curvas apresentado no Capítulo 4, realizar uma análise entre as curvas CDRT e CCPO, verificando qual delas melhor estima o preço de equilíbrio de mercado, auxiliando as companhias geradoras *price-maker* em seus objetivos de maximização de lucros. A Seção 6.2 apresenta o sistema utilizado e os dados do estudo de caso, a Seção 6.3 apresenta os dados computacionais do problema e a Seção 6.4 apresenta os resultados da comparação.

6.2 Estudo de Caso

Para a comparação entre as curvas CCPO e CDRT é utilizada a metodologia apresentada no Capítulo 4 para um sistema de 24 barras com 12 unidades geradoras, sendo 7 delas pertencentes à companhia *price-maker* cuja curva cota-preço se pretende levantar, 17 consumidores em um período de 24 horas. Para a construção das curvas CDRT e CCPO são necessários dados iniciais de ofertas das unidades geradoras e lances dos consumidores de um leilão anterior. Esses dados foram baseados em sistema descrito em Conejo, Carrión e Morales (2010) e são apresentados nas Tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4 que estão presentes no Apêndice A. Os dados referentes à rede de transmissão e constantes para a linearização das perdas foram retirados de Conejo, Carrión e Morales (2010) e Pereira (2017) e são apresentados no Apêndice B.

Foram levantados quatro tipos de curvas cota-preço por otimização, de acordo com modelos descritos no Capítulo 3. A primeira, que leva em conta apenas os aspectos econômicos do leilão, foi construída utilizando o modelo (3.10)-(3.18) apresentado na Seção

3.4. A segunda, que leva em conta também os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas, foi construída utilizando o modelo apresentado em (3.48). A terceira, que leva em conta os aspectos econômicos e as restrições referentes a rede de transmissão, foi construída utilizando o modelo apresentado em (3.61). A última curva leva em conta os aspectos econômicos do leilão, os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e as restrições referentes a rede de transmissão, sendo construída com o modelo apresentado em (3.62). Por facilidade, denomina-se neste trabalho a primeira curva de CCPO puramente econômica, a segunda curva de CCPO termelétrica, a terceira de CCPO rede e a última curva de CCPO termo-rede.

Como a companhia geradora para a qual se levanta a curva cota-preço possui 7 unidades geradoras e cada unidade oferta 4 blocos, inicialmente as curvas foram levantadas com 28 passos (CCPO28). Utilizando a estratégia apresentada na Seção 3.4 de aumentar o número de blocos ofertados no modelo de construção da curva cota-preço para melhor discretizá-la, foram levantadas também as curvas cota-preço com 56 passos (CCPO56) e 112 passos (CCPO112).

A CDRT não possui um número fixo de passos em todos os períodos. O maior número de passos encontrado para CDRT neste estudo de caso foi de 73 passos. Como a CDRT é calculada apenas pela subtração das curvas de demanda e geração agregada ela leva em conta apenas os aspectos econômicos, não sendo possível fazer distinção da curva para um sistema puramente econômico e um sistema termelétrico. O Apêndice C apresenta as curvas CCPO puramente econômica, CCPO termelétrica, CCPO rede, CCPO termo-rede e CDRT, para todos estes casos.

A Figura 6.1 apresenta uma comparação entre as curvas CCPO puramente econômica de 28 passos em azul, 56 passos em vermelho, 112 passos em verde e a CDRT em preto para o período 1. No Apêndice C, a Figura C.1 apresenta estas curvas de modo ampliada.

De acordo com a metodologia apresentada no Capítulo 4, as curvas CCPO e CDRT são utilizadas como informação de entrada no modelo de autoprodução (AP), apresentado no Capítulo 5, que calcula a produção ótima. A partir de uma estratégia para cálculo das ofertas estratégicas, são escolhidos os blocos que são ofertados no modelo de leilão. Tanto o modelo de AP como o modelo de PEM podem levar em conta os aspectos econômicos e também os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas. Todavia, apenas os modelos de PEM levam em conta as restrições referentes à rede de transmissão, sendo que não existe na literatura atual modelos de AP que levem em conta a transmissão. Dessa forma, é necessário manter uma coerência entre esses modelos, de modo que ao se utilizar o modelo de leilão que considera apenas os aspectos econômicos, o modelo de AP escolhido também deve considerar apenas os aspectos econômicos. Os dados referentes às unidades termelétricas utilizados nos modelos de PEM, AP e construção da CCPO termelétrica são

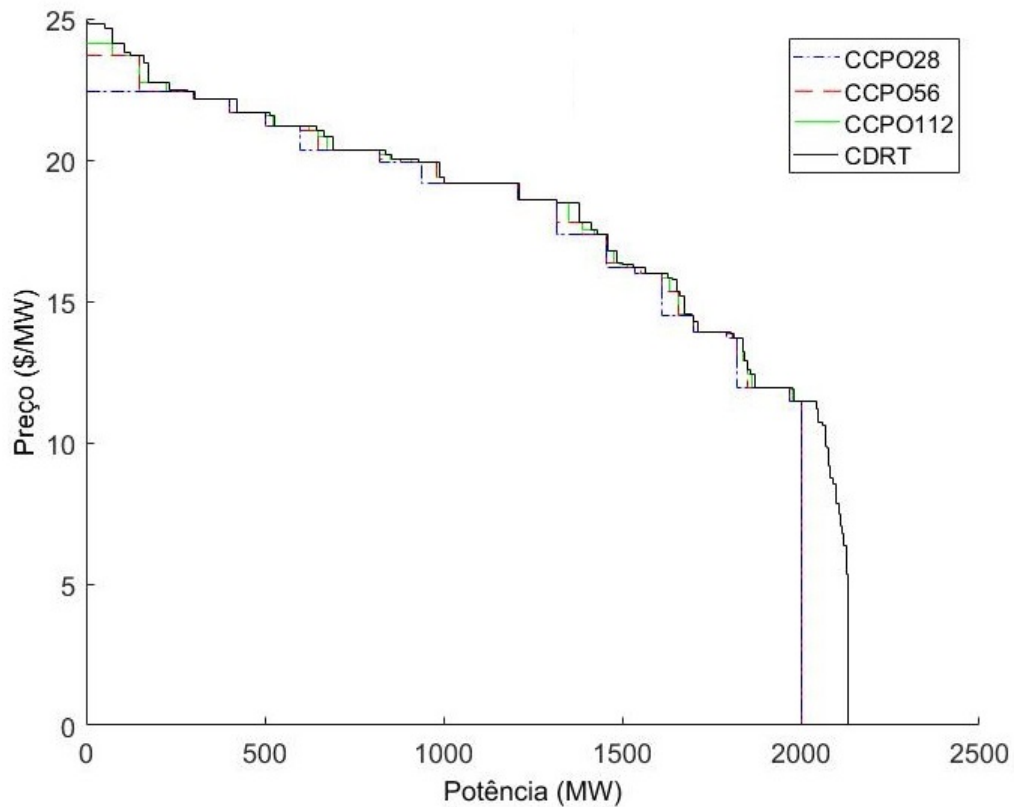


Figura 6.1 – Comparação das curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (preto) para o sistema puramente econômico da hora 1.

mostrados no Apêndice D.

Por simplicidade, denomina-se: leilão puramente econômico, o leilão em que o OM utiliza o modelo de PEM (2.1)-(2.6), em que são considerados somente os aspectos econômicos; leilão termelétrico, o leilão em que o OM utiliza o modelo de PEM (2.22), em que são considerados as restrições físicas e operativas das unidades termelétricas e os aspectos econômicos; leilão com transmissão, o leilão em que o OM utiliza o modelo de PEM (2.34), em que são considerados os aspectos econômicos e as restrições referentes a rede de transmissão; e por fim leilão termelétrico com transmissão, o leilão em que o OM utiliza o modelo de PEM (2.35), em que são considerados além dos aspectos econômicos, as restrições referentes as unidades termelétricas e a rede de transmissão. A nomenclatura referente aos modelos de AP já foi apresentada na Seção 5.1.

Este trabalho utiliza 16 situações para fazer a análise das curvas CCPO e CDRT, as quais são enumeradas a seguir:

1. A CCPO28 puramente econômica é utilizada como informação de entrada em modelo de AP puramente econômico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão puramente econômico.

2. A CCPO56 puramente econômica é utilizada como informação de entrada em modelo de AP puramente econômico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão puramente econômico.
3. A CCPO112 puramente econômica é utilizada como informação de entrada em modelo de AP puramente econômico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão puramente econômico.
4. A CDRT é utilizada como informação de entrada em modelo de AP puramente econômico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão puramente econômico.
5. A CCPO28 termelétrica é utilizada como informação de entrada em modelo de AP termelétrico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão termelétrico.
6. A CCPO56 termelétrica é utilizada como informação de entrada em modelo de AP termelétrico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão termelétrico.
7. A CCPO112 termelétrica é utilizada como informação de entrada em modelo de AP termelétrico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão termelétrico.
8. A CDRT é utilizada como informação de entrada em modelo de AP termelétrico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão termelétrico.
9. A CCPO28 rede é utilizada como informação de entrada em modelo de AP puramente econômico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão com transmissão.
10. A CCPO56 rede é utilizada como informação de entrada em modelo de AP puramente econômico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão com transmissão.
11. A CCPO112 rede é utilizada como informação de entrada em modelo de AP puramente econômico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão com transmissão.
12. A CDRT é utilizada como informação de entrada em modelo de AP puramente econômico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão com transmissão.
13. A CCPO28 rede-termo é utilizada como informação de entrada em modelo de AP termelétrico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão termelétrico com transmissão.
14. A CCPO56 rede-termo é utilizada como informação de entrada em modelo de AP termelétrico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão termelétrico com transmissão.

15. A CCPO112 rede-termo é utilizada como informação de entrada em modelo de AP termelétrico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão termelétrico com transmissão.
16. A CDRT é utilizada como informação de entrada em modelo de AP termelétrico para calcular as ofertas que são submetidas em um leilão termelétrico com transmissão.

Nota-se que para as situações de 1-4 todos os modelos utilizados no processo de cálculo de ofertas estratégicas, os quais envolvem as etapas de obtenção da curva cota-preço (modelo CCPO ou CDRT), o cálculo da autoprodução (modelo de AP), o cálculo das ofertas estratégicas (COE), bem como a simulação destas ofertas no modelo de leilão (PEM), consideram restrições puramente econômicas. Por facilidade de expressão, denomina-se este processo de sistema puramente econômico. De forma análoga definem-se os sistemas: i) Sistema termelétrico, envolvendo as situações 5-8, em que as restrições associadas às unidades termelétricas são adicionalmente inseridas nos modelos; ii) Sistema com as restrição de transmissão, envolvendo as situações 9-12, em que tais restrições são adicionalmente inseridas nos modelos e iii) Sistema termelétrico com restrições de transmissão, envolvendo as situações 13-16, em que tanto as restrições associadas às unidades termelétricas quanto às associadas à transmissão são adicionalmente inseridas nos modelos.

A partir desses 16 casos, serão avaliados os seguintes aspectos: a influência na maior discretização da CCPO; os erros encontrados entre os valores obtidos no modelo de AP e os resultados obtidos no leilão para o preço de equilíbrio e a geração da companhia estimados; por fim o lucro obtido no leilão pelas curvas. Os resultados são apresentados na Seção 6.4. A seguir, na Seção 6.3 são apresentados os dados numéricos desse estudo de caso.

6.3 Dados Numéricos

Os modelos apresentados neste trabalho são formulados através de programação linear inteira mista. Para tanto, foi escolhido para resolução dos mesmos o *software* IBM ILOG-CPLEX *Optimization Studio*, versão 12.6.0.0, para resolução dos problemas de otimização linear inteira mista. Como a construção da CDRT é realizada através de um processo de subtração de curvas e não através de um modelo de otimização, foi utilizado o *software* Matlab versão R2010b para sua construção. A construção da curva da CDRT e a resolução dos modelos de construção das curvas CCPO, modelos de AP e modelos de PEM foram executadas em um computador com processador Intel Core I7 de 3.60 GHz com 16 GB de memória RAM.

As três primeiras linhas das Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3 se referem às instâncias do modelo de construção da CCPO de 28, 56 e 112 passos, considerando as restrições econômicas do leilão (Econômico), os aspectos físicos e operativos das usinas termelétricas (Térmico), restrições de transmissão (Rede) e considerando as restrições das unidades termelétricas e as restrições de transmissão (Termo-Rede). As linhas seguintes se referem às instâncias do modelo de AP, apenas com restrições econômicas, quando utilizadas as curvas CCPO econômico e CCPO rede, e quando o modelo de AP considera os aspectos físicos e operativos das usinas termelétricas, sendo neste casos as curvas CCPO térmico e CCPO termo-rede são utilizadas como entrada. Por fim, as últimas quatro linhas das tabelas são referentes as instâncias do modelo do PEM, considerando as restrições econômicas do leilão, as restrições das usinas térmicas, as restrições de transmissão e por fim as restrições das usinas termelétricas com as restrições de transmissão. As Tabelas 6.1 e 6.2 apresentam, respectivamente, a quantidade de restrições e a quantidade de variáveis de cada modelo e suas instâncias.

Tabela 6.1 – Quantidade de restrições de cada modelo e instâncias.

Modelo	Curva	Econômico	Térmico	Rede	Termo-Rede
Construção da Curva	CCPO28	92568	166518	613872	687822
	CCPO56	201072	346422	1225704	1371054
	CCPO112	474504	762654	2505792	2793942
AP	CCPO28	5136	6296	5136	6296
	CCPO56	9840	11000	9840	11000
	CCPO112	19248	20408	19248	20408
	CDRT	12696	13856	12696	13856
Leilão	CCPO28	3828	6090	22356	24618
	CCPO56	3828	6090	22356	24618
	CCPO112	3828	6090	22356	24618
	CDRT	3828	6090	22356	24618

O número de restrições e o número de variáveis, nos modelos de leilão, não se alteram conforme a curva CCPO foi discretizada em mais passos ou quando foi utilizada a CDRT, pois a única mudança entre essas situações são os valores das ofertas da companhia *price-maker*. Além disso, a Tabela 6.2 apresenta, entre parênteses, a quantidade de variáveis binárias, dentro do número total de variáveis apresentadas.

A Tabela 6.3 apresenta os tempos computacionais de resolução para modelos testados neste trabalho. Vale ressaltar que exceto o modelo de construção da curva CCPO de 112 passos com restrições das unidades termelétricas e restrições referentes a rede de transmissão, todos os modelos foram resolvidos com o *gap* de tolerância de programação linear inteira mista sendo nulo, isto é, foram obtidos as soluções ótimas para as instâncias. Na instância que houve a exceção, indicada na Tabela 6.3, por causa da dimensão do problema, acabou-se excedendo o limite de capacidade da memória RAM (16 GB). Como

Tabela 6.2 – Quantidade de variáveis de cada modelo e instâncias, entre parenteses, a quantidade de variáveis binárias.

Modelo	Curva	Econômico	Térmico	Rede	Termo-Rede
Construção da Curva	CCPO28	91873	116929(25056)	534529	559585(25056)
	CCPO56	199705	248953(49248)	1069753	1119001(49248)
	CCPO112	471793	569425(97632)	2196625	2294258(97632)
AP	CCPO28	4417(840)	4753(1176)	4417(840)	4753(1176)
	CCPO56	8449(1512)	8785(1848)	8449(1512)	8785(1848)
	CCPO112	16513(2856)	16849(3192)	16513(2856)	16849(3192)
	CDRT	10897(1920)	11233(2256)	10897(1920)	11233(2256)
Leilão	CCPO28	3517	4381(864)	18781	19645(864)
	CCPO56	3517	4381(864)	18781	19645(864)
	CCPO112	3517	4381(864)	18781	19645(864)
	CDRT	3517	4381(864)	18781	19645(864)

já dito na Seção 3.4.1, os problemas são separáveis em relação ao número de blocos nb ofertados pela companhia. Desta forma utilizou-se como estratégia dividir o problema em 2, sendo a primeira parte com nb variando de 0 a 56, e a segunda parte nb variando de 57 a 112. A primeira parte foi resolvida com o valor de gap nulo, enquanto que a segunda parte foi resolvido com um gap de 0,01%. Os valores apresentados para as quantidades de restrições, quantidade de variáveis e tempo de resolução desta instância nas Tabelas 6.1, 6.2 e 6.3 se referem a somatória dos valores de cada parte do problema que foi dividida em dois.

Tabela 6.3 – Tempo computacional para resolução dos modelos e instâncias.

Modelo	Curva	Econômico	Térmico	Rede	Termo-Rede
Construção da Curva	CCPO28	3seg23	17s50	1min32s41	8min11s55
	CCPO56	7s56	43s22	2min47s29	21min25s95
	CCPO112	16s18	6min10s37	5min35s07	27min38s32*
AP	CCPO28	0s84	9s95	0s94	9s86
	CCPO56	0s90	15s23	0s84	15s44
	CCPO112	1s63	17s32	4s02	44s32
	CDRT	1s29	4s51	1s29	4s51
Leilão	CCPO28	0s33	0s55	3s47	7s55
	CCPO56	0s29	0s49	04s37	8s37
	CCPO112	0s27	0s62	6s47	14s33
	CDRT	0s29	0s52	8s06	8s28

6.4 Resultados e Discussões

Os resultados relativos às 16 situações descritas na Seção 6.2 são divididos em 4 tabelas, de modo que a Tabela 6.4 apresenta os resultados das situações 1 a 4, referentes

ao sistema puramente econômico, a Tabela 6.5 apresenta os resultados das situações 5 a 8, referente ao sistema que considera as restrições físicas e operativas das usinas termelétricas, a Tabela 6.6 apresenta os resultados das situações 9 a 12, referentes ao sistema que considera as restrições referentes a transmissão e por fim a Tabela 6.7 apresenta os resultados das situações 13 a 16, referentes ao sistema que considera as restrições das unidades termelétricas e das restrições de transmissão.

Em cada uma dessas tabelas são apresentados, para as curvas CCPO28, CCPO56, CCPO112 e CDRT, os valores de lucros estimados pela companhia geradora, que são os valores da função objetivo do modelo de AP, os valores de lucros obtidos no leilão e o erro entre este lucro estimado e o lucro real obtido. Também é apresentado o valor da geração diária total da companhia e o erro relativo entre este valor de geração e o valor esperado de geração, apresentado pelo modelo de AP. Por fim também é apresentado o valor de erro relativo do preço de equilíbrio, isto é, o erro entre o preço estimado pelas curvas CCPO e CDRT e o efetivamente obtido no leilão. Os valores de geração horária, tanto os estimados pelo modelo de AP quanto os obtidos pelo modelo de PEM, e os valores de preço de equilíbrio, tanto os estimados pelas curvas cota-preço, determinados pelo modelo de AP, quanto os valores reais obtidos no leilão, são apresentados no Apêndice E.

Tabela 6.4 – Resultados de lucros e geração no sistema puramente econômico.

	CCPO 28	CCPO 56	CCPO 112	CDRT
Lucro Estimado (\$)	610391.34	612260.62	614034.83	616727.74
Lucro Obtido (\$)	610391.46	612260.59	614034.16	612115.13
Erro de Lucros	0.00%	0.00%	0.00%	0.75%
Geração Total (MW)	42325.51	41936.66	42363.35	42019.67
Erro de Geração	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Erro de Preço	0.00%	0.00%	0.00%	0.83%
Bem Comum (\$)	942251.08	937993.52	941084.07	936032.61
Geração Outros (MW)	7296.00	7462.92	7325.84	7446.00
Lucro Outros (\$)	99412.00	103277.38	100781.09	102794.67
Demanda (MW)	49621.51	49399.58	49689.19	49465.67
Gastos Demanda (\$)	908516.62	913167.72	913678.31	912910.82

O primeiro ponto a ser analisado é o lucro da companhia geradora. Em todos os sistemas apresentados, nas quatro tabelas, é possível observar que quando a companhia utilizou a CCPO112 obteve o maior lucro. Ao compararmos os lucros da CCPO112 com a CDRT, no sistema puramente econômico a diferença é de \$1919,03 (0,31%), no sistema termelétrico esta diferença aumenta para \$16313,44 (2,57%). Ao analisarmos os sistemas em que é considerada a rede de transmissão, essa diferença cai para \$930,47 (0,16%), sem considerar as restrições das unidades termelétricas, e para \$10963,89 (1,91%) no sistema considerando as restrições das unidades termelétrica.

Além disso, é possível observar que conforme a CCPO é discretizada em mais passos

Tabela 6.5 – Resultados de lucros e geração no sistema termelétrico.

	CCPO 28	CCPO 56	CCPO 112	CDRT
Lucro Estimado (\$)	623660.34	629781.89	633140.44	616904.77
Lucro Obtido (\$)	623661.39	629781.96	633140.72	616827.28
Erro de Lucros	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%
Geração Total (MW)	40108.82	39662.13	39639.27	42019.68
Erro de Geração	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Erro de Preço	0.00%	0.00%	0.00%	0.79%
Bem Comum (\$)	888799.94	884034.37	883606.79	909539.85
Geração Outros (MW)	7113.60	7113.60	7113.60	7296.00
Lucro Outros (\$)	106660.87	109060.04	109610.28	101403.20
Demanda (MW)	47222.42	46775.73	46752.87	49315.68
Gastos Demanda (\$)	917189.12	923751.39	927376.77	915423.26

Tabela 6.6 – Resultados de lucros e geração no sistema com as restrições de transmissão.

	CCPO 28	CCPO 56	CCPO 112	CDRT
Lucro Estimado (\$)	610391.34	612260.62	614034.83	616727.74
Lucro Obtido (\$)	547927.66	546492.10	548695.44	547764.97
Erro de Lucros	11.40%	12.03%	11.91%	12.59%
Geração Total (MW)	42325.51	41936.66	42363.35	42019.67
Erro de Geração	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Erro de Preço	4.66%	4.79%	4.89%	5.25%
Bem Comum (\$)	916328.14	912420.77	915479.90	913318.02
Geração Outros (MW)	9207.70	9410.37	9136.30	9390.67
Lucro Outros (\$)	100359.43	102924.04	100371.48	102694.77
Demanda (MW)	50207.26	50057.87	50195.14	50127.54
Gastos Demanda (\$)	894808.76	896019.29	895097.71	897460.78

a companhia obtém um lucro maior, com exceção do sistema apresentado na Tabela 6.6. O lucro da companhia utilizando a CCPO28 cai de \$547927,66 para \$546492,10 ao utilizar a CCPO56, diminuindo o lucro em \$1435,56. Entretanto com ao discretizar com 112 passos o lucro volta a aumentar. Este comportamento será melhor discutido posteriormente.

Ainda em relação aos lucros, é feita uma análise do erro relativo de lucros, entre o lucro realmente obtido e o lucro estimado pelo modelo de AP. Nos sistemas sem considerar a transmissão, a CCPO teve erro nulo, o que não acontece com a CDRT, que no primeiro caso teve erro de 0,75% e no sistema termelétrico o erro foi de 0,01%, de maneira que a CCPO teve desempenho melhor que a CDRT. Nos dois sistemas em que são considerados a transmissão, com todas as curvas a companhia tem erro próximo de 10%, de modo que não é possível fazer uma relação direta entre o tipo de curva e o erro de preço, pois na Tabela 6.6 a CCPO28 possuiu o menor erro (11,40%) e na Tabela 6.7 a CDRT possuiu o menor erro (9,70%), contudo esses valores de erros são muito altos.

Tabela 6.7 – Resultados de lucros e geração no sistema termelétrico com as restrições de transmissão.

	CCPO 28	CCPO 56	CCPO 112	CDRT
Lucro Estimado (\$)	623660.34	629781.89	633013.69	616904.77
Lucro Obtido (\$)	567668.52	571468.41	573325.64	562361.75
Erro de Lucros	9.86%	10.20%	10.41%	9.70%
Geração Total (MW)	40108.82	39662.13	39480.27	42019.68
Erro de Geração	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Erro de Preço	4.31%	4.24%	4.34%	4.83%
Bem Comum (\$)	863318.44	859132.46	857313.31	882781.59
Geração Outros (MW)	9670.89	9743.34	9829.60	8845.08
Lucro Outros (\$)	109400.93	111898.31	112487.98	102979.18
Demanda (MW)	48573.09	48216.65	48142.34	49554.32
Gastos Demanda (\$)	924276.37	930204.32	933194.43	905766.02

O segundo ponto a ser analisado é a potência gerada da companhia geradora. Nesta seção é apresentado o valor de potência gerada diária pela companhia e a média de erros diários entre a potência estimada e a potência real despachada, enquanto que os valores de geração horária para cada um dos sistemas são apresentados no Apêndice E. Em todas as situações apresentadas, nas 4 tabelas para os 4 tipos de curvas, houve um erro de geração nulo, isto é, a potência que a companhia geradora almejava gerar foi a potência despachada no leilão, mostrando assim que a estratégia de preços na escolha dos blocos foi eficiente. A análise da geração pode ser dividida em dois grupos, o primeiro se refere aos sistemas em que não são consideradas as restrições das unidades termelétricas, Tabelas 6.4 e 6.6, e o segundo grupo referente aos sistemas em que são consideradas as restrições físicas e operativas das unidades termelétricas, Tabelas 6.5 e 6.7.

No primeiro grupo não é possível fazer uma relação entre a potência gerada da companhia e a escolha de curva utilizada, seja CCPO ou CDRT, sendo que ao utilizar a CCPO56 a companhia decide gerar menos do que ao usar a CDRT, e ao utilizar esta última, a companhia decide gerar menos que ao utilizar as curvas CCPO28 e CCPO112. Já ao analisarmos o segundo grupo, considerando as restrições das unidades termelétricas, todas as vezes que a companhia decidiu utilizar a CCPO, ela decide gerar menos do que ao usar a CDRT. Inclusive, é possível observar que conforme foi discretizado a curva com mais passos a companhia decidiu gerar menos e isto ainda resultou em um lucro maior. Como esse fenômeno não ocorre também nos sistemas do primeiro grupo analisado é impossível definir uma regra geral que relacione a geração com o lucro. A única afirmação válida é que pelo fato da companhia geradora ser do tipo *price-maker*, é mais eficiente para esta ter o conhecimento do poder de mercado, pois não necessariamente ter uma geração maior resultará em um lucro maior, algo que ocorre com as companhias do tipo *price-taker*.

A última análise a ser feita em associação à companhia geradora, envolve o erro

entre o preço estimado pela curva cota-preço e o preço obtido no leilão. Os valores dos preços horários, tanto estimados quanto obtidos, são apresentados no Apêndice E, enquanto nesta seção é apresentado apenas o valor da média dos erros horários de preço. Para facilitar esta análise, também será dividido os resultados em dois grupos, em que o primeiro grupo se refere aos sistemas em que não são consideradas as restrições de transmissão, Tabelas 6.4 e 6.5, e o segundo grupo se refere aos sistemas em que são consideradas as restrições de transmissão, Tabelas 6.6 e 6.7.

Uma primeira análise feita é que em todos os casos apresentados, sempre a CCPO apresenta erros menores de preços comparados a CDRT. No primeiro grupo, em que os sistemas não consideram as restrições referentes a transmissão, os erros relativos de preços foram extramente baixos, sendo que para a CCPO foram nulos, tanto para o sistema puramente econômico, quanto para o sistema termelétrico, sendo que quando a companhia utiliza a CDRT sempre houve um erro. Esses erros tão baixos são resultados de que as ofertas das demais companhias e os lances da demanda utilizados no leilão foram os mesmos para a construção das curvas, o que configuraria uma situação “ideal”. Em uma situação prática, seria impossível prever com exatidão o comportamento e a estratégia dos demais participantes do leilão.

No segundo grupo analisado, mesmo para esta situação ideal, os erros de estimação de preços são maiores, variando de 4.24% a 5.25%. Mesmo assim, nos dois sistemas apresentados nas Tabelas 6.6 e 6.7, os erros da CCPO são sempre menores que os da CDRT. Nas Tabelas E.9 a E.16 do Apêndice E são apresentados os erros horários de preços nos sistemas em que são considerados a rede de transmissão. Entretanto nesses sistemas, não existe apenas um preço único, mas sim um preço nodal para cada hora, desta forma esse valor de erro horário é a média dos erros relativos de cada um dos 24 preços nodais com o preço esperado pelas curvas CCPO e CDRT. Deste modo, é possível constatar que a CCPO teve um desempenho melhor que a CDRT em relação aos erros relativos de preços, contudo a simplificação, apresentada na restrição 3.50, para reduzir todos os preços nodais em um único preço para todo o sistema, permite que a CCPO considere em sua formulação as restrições referentes a rede de transmissão mas acaba acarretando erros em relação a estimação de preços de equilíbrio, fazendo assim a curva perder um pouco de sua fidelidade em previsão. Além disso, o fato do modelo de AP não considerar as restrições referentes a transmissão, também acaba ocasionado um aumento nos erros entre o preço de equilíbrio estimado e o preço determinado pelo PEM.

A partir dos resultados apresentados também é possível fazer uma análise referente ao objetivo do OM, que é o bem comum, comparando este valor com os lucros da companhias ao utilizar cada tipo de curva. É possível observar que nos sistemas em que são considerados os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas, em que os resultados são apresentados nas Tabelas 6.5 e 6.7, conforme a companhia alcança uma

lucro maior o valor de bem comum diminui. Contudo o mesmo não ocorre com os sistemas puramente econômico e o sistema considerando as restrições de transmissão, desta forma não é possível fazer uma relação direta entre o valor de bem comum e o lucro da companhia *price-maker*.

Também é feita uma comparação entre o comportamento das demais companhias geradoras em relação a companhia para a qual se levanta a curva. De modo geral, é possível observar que conforme a geração da companhia *price-maker* aumenta, a geração das demais companhias diminui. A maior exceção ocorre no sistema termelétrico, apresentada na Tabela 6.5, em que a geração das demais companhias se mantém a mesma quando a companhia *price-maker* utiliza a CCPO28, CCPO56 e CCPO112. Esse comportamento geral ocorre pelo fato de as companhias *price-taker* não possuírem poder de mercado, e sua geração ser em torno de cinco vezes menor que a geração da companhia *price-maker*, de modo que quando esta decide gerar menos, existe uma demanda remanescente maior a ser gerada pelas companhias geradoras *price-taker*, sendo que a relação oposta também é válida, quando a companhia do tipo *price-maker* decide gerar mais, as companhias do tipo *price-taker* irão gerar menos.

O lucro das companhias geradoras do tipo *price-taker* é diretamente proporcional a sua geração, sendo possível observar nas 4 tabelas, pois não possuem poder de mercado e como analisado anteriormente é possível fazer uma relação entre a geração das companhias *price-maker* com a geração das companhias *price-taker*. Desta forma é errônea qualquer associação entre o lucro da companhia *price-taker* com o lucro das companhias *price-maker*, pois esta última utiliza do poder de mercado para aumentar seus lucros, não do aumento de geração. Como observado anteriormente que nos sistemas termelétricos, apresentados nas Tabelas 6.5 e 6.7, o lucro da companhia *price-maker* aumentava sendo que o valor de sua geração diminuía, nestas situações o lucro das companhias *price-taker* também aumentava. Todavia nas situações das Tabelas 6.4 e 6.6 não é possível fazer relações entre os lucros das companhias.

A última análise a ser feita diz respeito às unidades consumidoras. De um modo geral, como pode ser observado nas tabelas, o valor da potência demandada aumenta conforme a geração da companhia *price-maker* aumenta, sendo que o oposto também é válido. Isto ocorre pois a maior parte da potência demandada é suprida pela geração da companhia *price-maker*. De modo semelhante, é possível observar que conforme o lucro da companhia *price-maker* aumenta, os gastos das demandas também aumentam, com algumas exceções mostradas na Tabela 6.6. Por exemplo, o lucro obtido pela companhia *price-maker* quando a curva CCPO56 é utilizada é de \$546492,10 sendo que este lucro aumenta para \$548695,44 quando a curva CCPO28 é utilizada. Por outro lado, os gastos da demanda diminuem de \$896019,29 na primeira situação para \$895097,71.

O Capítulo 7 a seguir, apresenta as conclusões deste trabalho.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

Esta dissertação propõe uma nova estratégia para construção da curva cota-preço através de um modelo de otimização, baseado no Procedimento de Equilíbrio de Mercado (PEM), aqui denominada de Curva Cota-Preço por Otimização (CCPO), para companhias geradoras *price-maker* no mercado do tipo *pool* do dia seguinte. O trabalho compara a CCPO com a Curva de Demanda Residual Tradicional (CDRT), obtida pelo método convencional de subtração das curvas de demanda e geração agregada, através de uma metodologia de comparação também aqui proposta.

Pela fato da CCPO ser obtida através de um modelo de otimização, é possível incluir as características técnico-operativas das usinas de geração e das linhas de transmissão, enquanto que a CDRT considera apenas os aspectos econômicos do leilão. Dessa forma, é possível concluir que a abordagem proposta apresenta melhor representatividade em relação ao método convencional, sobretudo para situações em que se incluem as restrições de geração e transmissão, conforme os resultados obtidos na Seção 6.4. Ressalta-se que neste trabalho foram consideradas apenas as restrições associadas à geração termelétrica. Todavia, o modelo pode ser expandido para incluir outros tipos de geração.

Como descrito na Seção 3.5, mostrou-se que é possível configurar a curva CDRT como um caso particular da CCPO, no qual a companhia utiliza infinitos blocos, com valores de potência infinitesimais e preços ofertados nulos. Como a CCPO é construída através de um modelo de otimização, é possível supor que para as companhias geradoras nem sempre é útil fazer ofertas com preço zero, principalmente quando a mesma possui custos de geração.

O modelo de otimização para construção da CCPO permite, além de considerar aspectos da geração e da transmissão como já dito anteriormente, discretizar a curva em um número determinado de passos. No estudo de caso desta dissertação, a CCPO foi discretizada em 28, 56 e 112 passos, sendo nomeadas respectivamente em CCPO28, CCPO56 e CCPO112, verificando-se que o aumento do número de passos na discretização melhora a representatividade da CCPO.

Através da metodologia proposta neste trabalho foi possível analisar o comportamento da companhia geradora *price-maker*, bem como dos demais participantes do mercado, quando esta utiliza as curvas CCPO28, CCPO56, CCPO112 e CDRT em quatro

modelos de PEM diferentes, dos quais são considerados os aspectos: puramente econômicos do leilão; físicos e operativas das unidades termelétricas; da rede de transmissão; e por fim os aspectos físico e operativos das unidades termelétricas e a rede de transmissão. Desta forma, com quatro curvas e quatro tipo de leilões foram analisadas 16 situações possíveis.

Os principais resultados analisados foram os lucros obtidos pela companhia *price-maker* e o erro relativo entre o preço de equilíbrio esperado pela curva e o preço determinado pelo PEM, que caracteriza a fidelidade de representação da curva cota-preço.

Ao observar os lucros da companhia *price-maker*, verifica-se que o lucro obtido pela CCPO foi superior em praticamente todos os casos, sendo que para o caso em que o PEM considera as restrições das unidades termelétricas e da rede de transmissão, a diferença de lucro obtido pela companhia ao utilizar a CCPO112 e a CDRT foi de \$10963,89 (1,91%).

Além disso, ao analisar a fidelidade de representação do preço de equilíbrio de acordo com a cota aceita, a CCPO apresentou erros relativos de preço menores em relação a CDRT, sendo que nos casos sem a representação da rede de transmissão, o erro da CCPO foi nulo, enquanto que para a CDRT foi próximo de 1%. Nos casos em que são considerados as restrições referentes à transmissão, o erro do preço de equilíbrio ficou em torno de 5% para todas as curvas, com a CCPO apresentando menores erros em todos os casos.

Esses baixos erros devem-se ao fato de as informações relacionadas às ofertas das outras companhias e os lances das demandas serem considerados conhecidos, isto é, foram os mesmos utilizados para a construção das curvas, o que representa uma situação perfeita (ideal), contudo irreal na prática. Como a CCPO é elaborada através de um modelo de otimização, é possível representar as incertezas das ofertas das outras companhias e dos lances das demandas, utilizando métodos estocásticos para resolução, algo que não é diretamente possível de se realizar na CDRT, pois a mesma é construída apenas com o processo de subtração de curvas de demanda e geração agregada.

Nos casos em que são consideradas as restrições de transmissão o erro é maior, pelo fato de os modelos de Autoprodução (AP), utilizados na metodologia de comparação, não considerarem os aspectos da transmissão, e que a simplificação apresentada por [Xu e Baldick \(2007\)](#) para converter os preços nodais em um preço de equilíbrio único acarretam erros adicionais. Uma possível solução é a elaboração de um modelo de AP que considere as restrições de transmissão, de modo que seja possível utilizar como informação de entrada não apenas uma única curva cota-preço com um preço único para o sistema, mas curvas cota-preço nodais, com preços também nodais.

7.2 Trabalhos Futuros

Possibilidades de trabalhos futuros incluem em acrescentar ao modelo de construção das CCPO as restrições das usinas hidrelétricas, incertezas associadas às ofertas das outras companhias geradoras e aos lances da demanda, além de considerar os reajustes de receitas para considerar a mínima receita das companhias.

Além disso, outra possibilidade é a elaboração de um modelo de AP, em que as curvas cota-preço são utilizadas como informações de entrada, no qual sejam consideradas as restrições referentes à transmissão.

7.3 Trabalhos Publicados durante o Mestrado

Artigos em Revistas/Periódicos

- CABANA, T. G.; NEPOMUCENO, L. Modelos de auto-produção multi-período de companhias price-makers em mercados de energia do tipo pool. *C.Q.D - Revista Eletrônica Paulista de Matemática*, Bauru, v.10, p.241-250, dez.2017. Edição Ermac.

Trabalhos completos publicados em anais de congressos

- CABANA, T. G.; NEPOMUCENO, L. Novo Método De Construção Da Curva Cota-Preço Para Companhias Price-Makers No Mercado Do Dia Seguinte. In: 13th IEEE International Conference on Industry Applications, 13., 2018, São Paulo. *Anais... INDUSCON 2018*
- CABANA, T. G.; NEPOMUCENO, L. . Model for the self-scheduling of a hydrothermal company in a pool-based electricity market. In: XII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, 2017, Mar del Plata. Proceedings and Book of Abstracts of the 12th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2017, 2017.
- CABANA, T. G.; NEPOMUCENO, L. . Modelos de auto-produção multi-período de companhias price-makers em mercados de energia do tipo pool. In: Encontro Regional de Matemática Aplicada e Computacional, 2017, Bauru. Modelos de auto-produção multi-período de companhias price-makers em mercados de energia do tipo pool, 2017.

Resumos expandidos publicados em anais de congressos

- CABANA, T. G.; NEPOMUCENO, L. . Método de Construção da Curva Cota-Preço Aplicada ao Modelo de Autoprodução para Problemas de Leilão de Energia. In: VIII

Seminário da Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2018, Bauru. Anais do VIII Seminário da Pós-graduação em Engenharia Elétrica (2018), 2018.

- CABANA, T. G.; PORCEL, D. Z. ; NEPOMUCENO, L. . Algoritmo de evolução diferencial em resolução do problema de despacho econômico de usinas termelétricas. In: XXIV SIMPEP - Simpósio de Engenharia de Produção, 2017, Bauru. ANAIS DO XXIV SIMPEP, 2017.

Resumos publicados em anais de congressos

- CABANA, T. G.; NEPOMUCENO, L. . Modelo de Auto-Produção de companhias geradoras price-makers de matriz hidrotérmica em mercados pool de energia. In: VII Seminário da Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2017, Bauru. VII Seminário da Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2017.
- CABANA, T. G.; NEPOMUCENO, L. . Modelo de auto-produção de companhias geradoras do tipo price-makers em sistemas hidrotérmicos em mercados pool de energia. In: V Mostra Científica, 2017, Santa Maria - RS. V Mostra Científica - ENUR, 2017.

REFERÊNCIAS

- ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1225–1231, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- BAILLO, A. et al. Optimal offering strategies for generation companies operating in electricity spot markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, p. 745–753, maio 2004. ISSN 0885-8950. Citado na página 28.
- BARROSO, L. A. et al. Nash equilibrium in strategic bidding: a binary expansion approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 2, p. 629–638, maio 2006. ISSN 0885-8950. Citado na página 28.
- BISANOVIC, S.; HAJRO, M.; DLAKIC, M. Hydrothermal self-scheduling problem in a day-ahead electricity market. *Electric Power Systems Research*, v. 78, n. 9, p. 1579–1596, set. 2008. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608000394>>. Citado na página 29.
- BREGADIOLI, G. F. et al. Medium-term coordination in a network-constrained multi-period auction model for day-ahead markets of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 82, p. 474–483, nov. 2016. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151630477X>>. Citado na página 42.
- CONEJO, A. J. et al. Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1265–1272, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado na página 29.
- CONEJO, A. J.; BARINGO, L. *Power System Operations*. 1st ed. 2018 edition. ed. New York, NY: Springer, 2017. ISBN 978-3-319-69406-1. Citado na página 36.
- CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J. M. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. Boston, MA: Springer US, 2010. v. 153. (International Series in Operations Research & Management Science, v. 153). ISBN 978-1-4419-7420-4 978-1-4419-7421-1. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-1-4419-7421-1>>. Citado 4 vezes nas páginas 27, 38, 89 e 144.
- CONEJO, A. J. et al. Optimal response of an oligopolistic generating company to a competitive pool-based electric power market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 2, p. 424–430, maio 2002. ISSN 0885-8950. Citado na página 45.
- DAI, T.; QIAO, W. Optimal Bidding Strategy of a Strategic Wind Power Producer in the Short-Term Market. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 3, p. 707–719, jul. 2015. ISSN 1949-3029. Citado na página 28.
- GABRIEL, S. A. et al. *Complementarity Modeling in Energy Markets*. New York, NY: Springer New York, 2013. v. 180. (International Series in Operations Research & Management Science, v. 180). ISBN 978-1-4419-6122-8 978-1-4419-6123-5. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-1-4419-6123-5>>. Citado na página 29.

GONZÁLEZ, J. P. et al. Residual Demand Curves for Modeling the Effect of Complex Offering Conditions on Day-Ahead Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 1, p. 50–61, jan. 2017. ISSN 0885-8950. Citado 3 vezes nas páginas 48, 49 e 54.

GRAINGER. *Power System Analysis*. 1st edition edition. ed. New York: McGraw-Hill Science/Engineerin, 1994. ISBN 978-0-07-058515-7. Citado na página 85.

KARDAKOS, E. G.; SIMOGLU, C. K.; BAKIRTZIS, A. G. Short-Term Electricity Market Simulation for Pool-Based Multi-Period Auctions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 2526–2535, ago. 2013. ISSN 0885-8950. Citado na página 28.

LIU, G.; ZHU, Y. L.; JIANG, W. Wind-thermal dynamic economic emission dispatch with a hybrid multi-objective algorithm based on wind speed statistical analysis. *Transmission Distribution IET Generation*, v. 12, n. 17, p. 3972–3984, 2018. ISSN 1751-8687. Citado na página 144.

LUO, Z.-Q.; PANG, J.-S.; RALPH, D. *Mathematical Programs with Equilibrium Constraints*. Cambridge ; New York: Cambridge University Press, 1996. ISBN 978-0-521-57290-3. Citado na página 28.

MALIK, A. S.; CORY, B. J. Impact of DSM on energy production cost and start-up and shut-down costs of thermal units. In: *1997 Fourth International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-97. (Conf. Publ. No. 450)*. [S.l.: s.n.], 1997. v. 2, p. 650–655 vol.2. Citado na página 144.

MOTTO, A. L. et al. Network-constrained multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 3, p. 646–653, ago. 2002. ISSN 0885-8950. Citado na página 42.

PEREIRA, A. C. *Procedimento de Equilíbrio de Mercados de Energia e Reserva com Restrições de Segurança em Sistemas Hidrotérmicos*. 2017. 125 p. Citado 2 vezes nas páginas 89 e 120.

PEREIRA, A. C. et al. Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Markets of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 6, p. 4501–4514, nov. 2017. ISSN 0885-8950. Citado na página 42.

RENANI, Y. K.; EHSAN, M.; SHAHIDEHPOUR, M. Day-Ahead Self-Scheduling of a Transmission-Constrained GenCo With Variable Generation Units Using the Incomplete Market Information. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 8, n. 3, p. 1260–1268, jul. 2017. ISSN 1949-3029. Citado na página 29.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. 1st edition. ed. New York: Wiley-IEEE Press, 2002. ISBN 978-0-471-44337-7. Citado na página 27.

SIDDIQUI, S.; GABRIEL, S. A. An SOS1-Based Approach for Solving MPECs with a Natural Gas Market Application. *Networks and Spatial Economics*, v. 13, n. 2, p. 205–227, jun. 2013. ISSN 1572-9427. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11067-012-9178-y>>. Citado na página 29.

- STEEGER, G.; BARROSO, L. A.; REBENNACK, S. Optimal Bidding Strategies for Hydro-Electric Producers: A Literature Survey. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 4, p. 1758–1766, jul. 2014. ISSN 0885-8950. Citado na página 28.
- TORRE, S. d. l. et al. Price maker self-scheduling in a pool-based electricity market: a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1037–1042, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 6 vezes nas páginas 15, 28, 29, 45, 76 e 83.
- TORRE, S. d. l.; CONTRERAS, J.; CONEJO, A. J. Finding multiperiod Nash equilibria in pool-based electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, p. 643–651, fev. 2004. ISSN 0885-8950. Citado na página 28.
- VATANI, B.; AMJADY, N.; ZAREIPOUR, H. Stochastic self-scheduling of generation companies in day-ahead multi-auction electricity markets considering uncertainty of units and electricity market prices. *Transmission Distribution IET Generation*, v. 7, n. 7, p. 735–744, jul. 2013. ISSN 1751-8687. Citado na página 29.
- XU, L.; BALDICK, R. Transmission-Constrained Residual Demand Derivative in Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 4, p. 1563–1573, nov. 2007. ISSN 0885-8950. Citado 6 vezes nas páginas 45, 66, 69, 76, 77 e 102.

Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DE OFERTAS E LANCES INICIAIS

Para o estudo de caso apresentado na Seção 6.2, foi utilizado um sistema com 12 unidades geradores, sendo que as unidades 6 a 12 são pertencentes a companhia *price-maker* que se deseja construir a curva cota-preço, e 17 unidades de demanda para um período de 24 horas. Decidiu-se que as 12 unidades geradoras deveriam manter os mesmos blocos ofertados para as 24 horas. As potências e os preços dos blocos ofertados são apresentados, respectivamente, nas Tabelas A.1 e A.2.

Tabela A.1 – Potência dos Blocos de Ofertas das Unidades Geradoras em MWh.

Unidade	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	11.46	11.96	13.89	15.97
2	11.46	11.96	13.89	15.97
3	18.60	20.03	21.67	22.72
4	19.20	20.32	21.22	22.13
5	23.41	23.78	26.84	30.40
6	9.92	10.25	10.68	11.26
7	9.92	10.25	10.68	11.26
8	5.31	5.38	5.53	5.66
9	5.31	5.38	5.53	5.66
10	0.00	0.00	0.00	0.00
11	9.92	10.25	10.68	11.26
12	10.08	10.66	11.09	11.72

Tabela A.2 – Preço dos Blocos de Ofertas das Unidades Geradoras em \$/MWh.

Unidade	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	30.40	45.60	45.60	30.40
2	30.40	45.60	45.60	30.40
3	75.00	75.00	90.00	60.00
4	206.85	147.75	118.20	118.20
5	12.00	18.00	18.00	12.00
6	54.25	38.75	31.00	31.00
7	54.25	38.75	31.00	31.00
8	100.00	100.00	120.00	80.00
9	100.00	100.00	120.00	80.00
10	300.00	0.00	0.00	0.00
11	108.50	77.50	62.00	62.00
12	140.00	87.50	52.50	70.00

Entretanto para os lances das demandas foi necessário fazer uma alteração. Como

a demanda varia de maneira horária, decidiu-se que a potência dos blocos de lances seria diferente a cada hora, porém o preço dos blocos seria o mesmo para as 24 horas. As potências dos blocos de lances são apresentados na Tabela A.3 e os preços dos blocos são apresentados na Tabela A.4.

Tabela A.3 – Potência dos Blocos de Lances das Unidades Consumidoras em MWh.

Blocos	1	2	3	4	1	2	3	4
Unidade	Hora 1				Hora 2			
1	48.59	20.24	8.10	4.05	45.69	19.04	7.61	3.81
2	43.47	18.11	7.25	3.62	40.88	17.03	6.81	3.41
3	80.55	33.56	13.43	6.71	75.74	31.56	12.62	6.31
4	33.24	13.85	5.54	2.77	31.26	13.02	5.21	2.60
5	31.97	13.32	5.33	2.66	30.06	12.52	5.01	2.50
6	61.37	25.57	10.23	5.11	57.71	24.05	9.62	4.81
7	56.26	23.44	9.38	4.69	52.90	22.04	8.82	4.41
8	76.72	31.97	12.79	6.39	72.14	30.06	12.02	6.01
9	77.99	32.50	13.00	6.50	73.34	30.56	12.22	6.11
10	86.94	36.23	14.49	7.25	81.75	34.06	13.63	6.81
11	118.91	49.55	19.82	9.91	111.81	46.59	18.64	9.32
12	86.94	36.23	14.49	7.25	81.75	34.06	13.63	6.81
13	141.92	59.14	23.65	11.83	133.45	55.60	22.24	11.12
14	44.75	18.65	7.46	3.73	42.08	17.53	7.01	3.51
15	149.60	62.33	24.93	12.47	140.67	58.61	23.44	11.72
16	81.83	34.10	13.64	6.82	76.95	32.06	12.82	6.41
17	57.54	23.97	9.59	4.79	54.10	22.54	9.02	4.51
Unidade	Hora 3				Hora 4			
1	43.51	18.13	7.25	3.63	42.79	17.83	7.13	3.57
2	38.93	16.22	6.49	3.24	38.28	15.95	6.38	3.19
3	72.14	30.06	12.02	6.01	70.93	29.56	11.82	5.91
4	29.77	12.40	4.96	2.48	29.27	12.20	4.88	2.44
5	28.63	11.93	4.77	2.39	28.15	11.73	4.69	2.35
6	54.96	22.90	9.16	4.58	54.04	22.52	9.01	4.50
7	50.38	20.99	8.40	4.20	49.54	20.64	8.26	4.13
8	68.70	28.63	11.45	5.73	67.56	28.15	11.26	5.63
9	69.85	29.10	11.64	5.82	68.68	28.62	11.45	5.72
10	77.86	32.44	12.98	6.49	76.56	31.90	12.76	6.38
11	106.49	44.37	17.75	8.87	104.71	43.63	17.45	8.73
12	77.86	32.44	12.98	6.49	76.56	31.90	12.76	6.38

13	127.10	52.96	21.18	10.59	124.98	52.07	20.83	10.41
14	40.08	16.70	6.68	3.34	39.41	16.42	6.57	3.28
15	133.97	55.82	22.33	11.16	131.73	54.89	21.96	10.98
16	73.28	30.53	12.21	6.11	72.06	30.02	12.01	6.00
17	51.53	21.47	8.59	4.29	50.67	21.11	8.44	4.22
Unidade	Hora 5				Hora 6			
1	42.79	17.83	7.13	3.57	43.51	18.13	7.25	3.63
2	38.28	15.95	6.38	3.19	38.93	16.22	6.49	3.24
3	70.93	29.56	11.82	5.91	72.14	30.06	12.02	6.01
4	29.27	12.20	4.88	2.44	29.77	12.40	4.96	2.48
5	28.15	11.73	4.69	2.35	28.63	11.93	4.77	2.39
6	54.04	22.52	9.01	4.50	54.96	22.90	9.16	4.58
7	49.54	20.64	8.26	4.13	50.38	20.99	8.40	4.20
8	67.56	28.15	11.26	5.63	68.70	28.63	11.45	5.73
9	68.68	28.62	11.45	5.72	69.85	29.10	11.64	5.82
10	76.56	31.90	12.76	6.38	77.86	32.44	12.98	6.49
11	104.71	43.63	17.45	8.73	106.49	44.37	17.75	8.87
12	76.56	31.90	12.76	6.38	77.86	32.44	12.98	6.49
13	124.98	52.07	20.83	10.41	127.10	52.96	21.18	10.59
14	39.41	16.42	6.57	3.28	40.08	16.70	6.68	3.34
15	131.73	54.89	21.96	10.98	133.97	55.82	22.33	11.16
16	72.06	30.02	12.01	6.00	73.28	30.53	12.21	6.11
17	50.67	21.11	8.44	4.22	51.53	21.47	8.59	4.29
Unidade	Hora 7				Hora 8			
1	53.66	22.36	8.94	4.47	62.37	25.99	10.39	5.20
2	48.01	20.01	8.00	4.00	55.80	23.25	9.30	4.65
3	88.97	37.07	14.83	7.41	103.39	43.08	17.23	8.62
4	36.72	15.30	6.12	3.06	42.67	17.78	7.11	3.56
5	35.30	14.71	5.88	2.94	41.03	17.10	6.84	3.42
6	67.78	28.24	11.30	5.65	78.78	32.82	13.13	6.56
7	62.14	25.89	10.36	5.18	72.21	30.09	12.04	6.02
8	84.73	35.30	14.12	7.06	98.47	41.03	16.41	8.21
9	86.14	35.89	14.36	7.18	100.11	41.71	16.69	8.34
10	96.03	40.01	16.00	8.00	111.60	46.50	18.60	9.30
11	131.33	54.72	21.89	10.94	152.63	63.60	25.44	12.72
12	96.03	40.01	16.00	8.00	111.60	46.50	18.60	9.30
13	156.75	65.31	26.13	13.06	182.17	75.91	30.36	15.18
14	49.43	20.59	8.24	4.12	57.44	23.93	9.57	4.79
15	165.23	68.84	27.54	13.77	192.02	80.01	32.00	16.00

16	90.38	37.66	15.06	7.53	105.04	43.77	17.51	8.75
17	63.55	26.48	10.59	5.30	73.85	30.77	12.31	6.15
Unidade	Hora 9				Hora 10			
1	68.89	28.70	11.48	5.74	69.62	29.01	11.60	5.80
2	61.64	25.68	10.27	5.14	62.29	25.95	10.38	5.19
3	114.22	47.59	19.04	9.52	115.42	48.09	19.24	9.62
4	47.14	19.64	7.86	3.93	47.63	19.85	7.94	3.97
5	45.32	18.88	7.55	3.78	45.80	19.08	7.63	3.82
6	87.02	36.26	14.50	7.25	87.94	36.64	14.66	7.33
7	79.77	33.24	13.29	6.65	80.61	33.59	13.43	6.72
8	108.78	45.32	18.13	9.06	109.92	45.80	18.32	9.16
9	110.59	46.08	18.43	9.22	111.75	46.56	18.63	9.31
10	123.28	51.37	20.55	10.27	124.58	51.91	20.76	10.38
11	168.60	70.25	28.10	14.05	170.38	70.99	28.40	14.20
12	123.28	51.37	20.55	10.27	124.58	51.91	20.76	10.38
13	201.24	83.85	33.54	16.77	203.35	84.73	33.89	16.95
14	63.45	26.44	10.58	5.29	64.12	26.72	10.69	5.34
15	212.11	88.38	35.35	17.68	214.35	89.31	35.72	17.86
16	116.03	48.35	19.34	9.67	117.25	48.85	19.54	9.77
17	81.58	33.99	13.60	6.80	82.44	34.35	13.74	6.87
Unidade	Hora 11				Hora 12			
1	69.62	29.01	11.60	5.80	68.89	28.70	11.48	5.74
2	62.29	25.95	10.38	5.19	61.64	25.68	10.27	5.14
3	115.42	48.09	19.24	9.62	114.22	47.59	19.04	9.52
4	47.63	19.85	7.94	3.97	47.14	19.64	7.86	3.93
5	45.80	19.08	7.63	3.82	45.32	18.88	7.55	3.78
6	87.94	36.64	14.66	7.33	87.02	36.26	14.50	7.25
7	80.61	33.59	13.43	6.72	79.77	33.24	13.29	6.65
8	109.92	45.80	18.32	9.16	108.78	45.32	18.13	9.06
9	111.75	46.56	18.63	9.31	110.59	46.08	18.43	9.22
10	124.58	51.91	20.76	10.38	123.28	51.37	20.55	10.27
11	170.38	70.99	28.40	14.20	168.60	70.25	28.10	14.05
12	124.58	51.91	20.76	10.38	123.28	51.37	20.55	10.27
13	203.35	84.73	33.89	16.95	201.24	83.85	33.54	16.77
14	64.12	26.72	10.69	5.34	63.45	26.44	10.58	5.29
15	214.35	89.31	35.72	17.86	212.11	88.38	35.35	17.68
16	117.25	48.85	19.54	9.77	116.03	48.35	19.34	9.67
17	82.44	34.35	13.74	6.87	81.58	33.99	13.60	6.80

Unidade	Hora 13				Hora 14			
1	68.89	28.70	11.48	5.74	68.89	28.70	11.48	5.74
2	61.64	25.68	10.27	5.14	61.64	25.68	10.27	5.14
3	114.22	47.59	19.04	9.52	114.22	47.59	19.04	9.52
4	47.14	19.64	7.86	3.93	47.14	19.64	7.86	3.93
5	45.32	18.88	7.55	3.78	45.32	18.88	7.55	3.78
6	87.02	36.26	14.50	7.25	87.02	36.26	14.50	7.25
7	79.77	33.24	13.29	6.65	79.77	33.24	13.29	6.65
8	108.78	45.32	18.13	9.06	108.78	45.32	18.13	9.06
9	110.59	46.08	18.43	9.22	110.59	46.08	18.43	9.22
10	123.28	51.37	20.55	10.27	123.28	51.37	20.55	10.27
11	168.60	70.25	28.10	14.05	168.60	70.25	28.10	14.05
12	123.28	51.37	20.55	10.27	123.28	51.37	20.55	10.27
13	201.24	83.85	33.54	16.77	201.24	83.85	33.54	16.77
14	63.45	26.44	10.58	5.29	63.45	26.44	10.58	5.29
15	212.11	88.38	35.35	17.68	212.11	88.38	35.35	17.68
16	116.03	48.35	19.34	9.67	116.03	48.35	19.34	9.67
17	81.58	33.99	13.60	6.80	81.58	33.99	13.60	6.80
Unidade	Hora 15				Hora 16			
1	67.44	28.10	11.24	5.62	67.44	28.10	11.24	5.62
2	60.34	25.14	10.06	5.03	60.34	25.14	10.06	5.03
3	111.81	46.59	18.64	9.32	111.81	46.59	18.64	9.32
4	46.14	19.23	7.69	3.85	46.14	19.23	7.69	3.85
5	44.37	18.49	7.39	3.70	44.37	18.49	7.39	3.70
6	85.19	35.50	14.20	7.10	85.19	35.50	14.20	7.10
7	78.09	32.54	13.02	6.51	78.09	32.54	13.02	6.51
8	106.49	44.37	17.75	8.87	106.49	44.37	17.75	8.87
9	108.26	45.11	18.04	9.02	108.26	45.11	18.04	9.02
10	120.68	50.29	20.11	10.06	120.68	50.29	20.11	10.06
11	165.05	68.77	27.51	13.75	165.05	68.77	27.51	13.75
12	120.68	50.29	20.11	10.06	120.68	50.29	20.11	10.06
13	197.00	82.08	32.83	16.42	197.00	82.08	32.83	16.42
14	62.12	25.88	10.35	5.18	62.12	25.88	10.35	5.18
15	207.65	86.52	34.61	17.30	207.65	86.52	34.61	17.30
16	113.59	47.33	18.93	9.47	113.59	47.33	18.93	9.47
17	79.86	33.28	13.31	6.66	79.86	33.28	13.31	6.66
Unidade	Hora 17				Hora 18			
1	71.79	29.91	11.97	5.98	72.52	30.22	12.09	6.04

2	64.24	26.76	10.71	5.35	64.88	27.04	10.81	5.41
3	119.02	49.59	19.84	9.92	120.23	50.09	20.04	10.02
4	49.12	20.47	8.19	4.09	49.62	20.67	8.27	4.13
5	47.23	19.68	7.87	3.94	47.71	19.88	7.95	3.98
6	90.69	37.79	15.11	7.56	91.60	38.17	15.27	7.63
7	83.13	34.64	13.85	6.93	83.97	34.99	13.99	7.00
8	113.36	47.23	18.89	9.45	114.50	47.71	19.08	9.54
9	115.25	48.02	19.21	9.60	116.41	48.50	19.40	9.70
10	128.47	53.53	21.41	10.71	129.77	54.07	21.63	10.81
11	175.70	73.21	29.28	14.64	177.48	73.95	29.58	14.79
12	128.47	53.53	21.41	10.71	129.77	54.07	21.63	10.81
13	209.71	87.38	34.95	17.48	211.83	88.26	35.30	17.65
14	66.12	27.55	11.02	5.51	66.79	27.83	11.13	5.57
15	221.05	92.10	36.84	18.42	223.28	93.03	37.21	18.61
16	120.91	50.38	20.15	10.08	122.14	50.89	20.36	10.18
17	85.02	35.42	14.17	7.08	85.88	35.78	14.31	7.16
Unidade	Hora 19				Hora 20			
1	72.52	30.22	12.09	6.04	69.62	29.01	11.60	5.80
2	64.88	27.04	10.81	5.41	62.29	25.95	10.38	5.19
3	120.23	50.09	20.04	10.02	115.42	48.09	19.24	9.62
4	49.62	20.67	8.27	4.13	47.63	19.85	7.94	3.97
5	47.71	19.88	7.95	3.98	45.80	19.08	7.63	3.82
6	91.60	38.17	15.27	7.63	87.94	36.64	14.66	7.33
7	83.97	34.99	13.99	7.00	80.61	33.59	13.43	6.72
8	114.50	47.71	19.08	9.54	109.92	45.80	18.32	9.16
9	116.41	48.50	19.40	9.70	111.75	46.56	18.63	9.31
10	129.77	54.07	21.63	10.81	124.58	51.91	20.76	10.38
11	177.48	73.95	29.58	14.79	170.38	70.99	28.40	14.20
12	129.77	54.07	21.63	10.81	124.58	51.91	20.76	10.38
13	211.83	88.26	35.30	17.65	203.35	84.73	33.89	16.95
14	66.79	27.83	11.13	5.57	64.12	26.72	10.69	5.34
15	223.28	93.03	37.21	18.61	214.35	89.31	35.72	17.86
16	122.14	50.89	20.36	10.18	117.25	48.85	19.54	9.77
17	85.88	35.78	14.31	7.16	82.44	34.35	13.74	6.87
Unidade	Hora 21				Hora 22			
1	65.99	27.50	11.00	5.50	60.19	25.08	10.03	5.02
2	59.04	24.60	9.84	4.92	53.85	22.44	8.98	4.49
3	109.41	45.59	18.23	9.12	99.79	41.58	16.63	8.32
4	45.15	18.81	7.53	3.76	41.18	17.16	6.86	3.43

5	43.42	18.09	7.24	3.62	39.60	16.50	6.60	3.30
6	83.36	34.73	13.89	6.95	76.03	31.68	12.67	6.34
7	76.41	31.84	12.74	6.37	69.69	29.04	11.62	5.81
8	104.20	43.42	17.37	8.68	95.04	39.60	15.84	7.92
9	105.93	44.14	17.66	8.83	96.62	40.26	16.10	8.05
10	118.09	49.20	19.68	9.84	107.71	44.88	17.95	8.98
11	161.50	67.29	26.92	13.46	147.31	61.38	24.55	12.28
12	118.09	49.20	19.68	9.84	107.71	44.88	17.95	8.98
13	192.76	80.32	32.13	16.06	175.82	73.26	29.30	14.65
14	60.78	25.33	10.13	5.07	55.44	23.10	9.24	4.62
15	203.18	84.66	33.86	16.93	185.32	77.22	30.89	15.44
16	111.14	46.31	18.52	9.26	101.37	42.24	16.90	8.45
17	78.15	32.56	13.02	6.51	71.28	29.70	11.88	5.94
Unidade	Hora 23				Hora 24			
1	52.94	22.06	8.82	4.41	45.69	19.04	7.61	3.81
2	47.37	19.74	7.89	3.95	40.88	17.03	6.81	3.41
3	87.77	36.57	14.63	7.31	75.74	31.56	12.62	6.31
4	36.22	15.09	6.04	3.02	31.26	13.02	5.21	2.60
5	34.83	14.51	5.80	2.90	30.06	12.52	5.01	2.50
6	66.87	27.86	11.14	5.57	57.71	24.05	9.62	4.81
7	61.30	25.54	10.22	5.11	52.90	22.04	8.82	4.41
8	83.59	34.83	13.93	6.97	72.14	30.06	12.02	6.01
9	84.98	35.41	14.16	7.08	73.34	30.56	12.22	6.11
10	94.73	39.47	15.79	7.89	81.75	34.06	13.63	6.81
11	129.56	53.98	21.59	10.80	111.81	46.59	18.64	9.32
12	94.73	39.47	15.79	7.89	81.75	34.06	13.63	6.81
13	154.63	64.43	25.77	12.89	133.45	55.60	22.24	11.12
14	48.76	20.32	8.13	4.06	42.08	17.53	7.01	3.51
15	162.99	67.91	27.17	13.58	140.67	58.61	23.44	11.72
16	89.16	37.15	14.86	7.43	76.95	32.06	12.82	6.41
17	62.69	26.12	10.45	5.22	54.10	22.54	9.02	4.51

Tabela A.4 – Preço dos Blocos de Lances das Unidades Consumidoras em \$/MWh.

Unidade	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	24.80	21.05	12.88	09.85
2	29.55	20.20	14.50	05.37
3	27.22	16.21	15.78	11.90
4	24.10	21.55	13.23	08.55
5	29.75	19.40	16.30	06.76
6	27.31	16.32	15.18	11.22
7	26.80	22.40	15.35	09.80
8	28.62	18.57	14.27	08.55
9	25.93	17.35	12.40	09.19
10	30.40	23.70	16.38	10.60
11	28.37	22.49	14.55	07.85
12	25.15	17.79	15.85	06.38
13	30.25	19.90	13.70	10.74
14	26.70	24.65	12.58	07.50
15	31.57	18.50	16.78	11.94
16	27.35	24.88	17.50	08.75
17	32.20	20.85	13.85	07.03

APÊNDICE B – DADOS DE TRANSMISSÃO

Na Seção 6.2 foi apresentado um estudo de caso em um sistema de 24 barras com 12 unidades geradoras e 17 unidades de demanda. A Tabela B.1 apresenta o mapeamento de unidades geradoras e unidades de demanda em cada barra e a Tabela B.2 apresenta os dados de condutância, susceptância e a capacidade de fluxo de potência de cada linha de transmissão. O valor de P^{base} utilizado no sistema foi de 100.

Tabela B.1 – Mapeamento de unidades geradoras e demandas nas barras.

Barra	Gerador	Demanda
1	1	1
2	2	2
3	*	3
4	*	4
5	*	5
6	*	6
7	3	7
8	*	8
9	*	9
10	*	10
11	*	*
12	*	*
13	4	11
14	*	12
15	5 6	13
16	7	14
17	*	*
18	8	15
19	*	16
20	*	17
21	9	*
22	10	*
23	11 12	*
24	*	*

Tabela B.2 – Dados das linhas de transmissão.

Nó inicial	Nó final	Condutância pu	Susceptância pu	Capacidade MVA
1	2	13,5038	-65,7184	175
1	3	1,0226	-4,1889	175
1	5	2,5257	-10,4127	175
2	4	1,6944	-6,9623	175
2	6	1,1230	-4,6042	175
3	9	1,8112	-7,4261	175
3	24	0,2833	-11,8980	400
4	9	2,0690	-5,5057	175
5	10	2,4560	-10,0373	175
6	10	3,2425	-14,8692	175
7	8	3,5500	-14,4363	175
8	9	1,3072	-5,3564	175
8	10	1,3072	-5,3564	175
9	11	0,2833	-11,8980	400
9	12	0,2833	-11,8980	400
10	11	0,2833	-11,8980	400
10	12	0,2833	-11,8980	400
11	13	2,4820	-20,1866	500
11	14	2,7177	-23,1552	500
12	13	2,4820	-20,1866	500
12	23	1,2187	-10,0038	500
13	23	1,3862	-11,1397	500
14	16	1,4071	-16,7166	500
15	16	6,6702	-57,3639	500
15	21	9,1462	-37,9567	1000
15	24	2,4584	-18,5783	500
16	17	4,2815	-37,5344	500
16	19	5,3903	-42,044	500
17	18	9,5928	-68,5884	500
17	22	1,2044	-9,1968	500
18	21	16,3720	-72,0367	1000
19	20	11,4393	-46,4435	1000
20	23	22,3148	-83,3085	1000
21	22	1,8482	-14,2105	500

Por fim a Tabela B.3 apresenta os coeficientes utilizados para linearização das perdas na linha de transmissão, sendo que os dados foram retirados de [Pereira \(2017\)](#).

Tabela B.3 – Coeficientes utilizados para linearização das perdas.

α_p	0.0484	0.1728	0.3219	0.4728	0.6354
θ_p^{\max}	0.0484	0.0762	0.0725	0.0786	0.0834

APÊNDICE C – CURVAS COTA-PREÇO POR OTIMIZAÇÃO E CURVA DEMANDA RESIDUAL TRADICIONAL

Neste apêndice são apresentadas todas as curvas as CCPO e CDRT construídas neste trabalho. Na Seção [C.1](#) são apresentadas as curvas CCPO e CDRT, de forma ampliada, para a hora 1 nos sistemas puramente econômico, termelétrico, considerando a rede de transmissão e termelétrico com a rede de transmissão, de modo que a CCPO de 28 passos é representada em azul, a CCPO de 56 passos é representada em vermelho, a CCPO de 112 passos é representada em verde e por último a CDRT é representada em preto. As curvas das demais horas são apresentadas nas Seções [C.2](#), para o sistema puramente econômicos, Seção [C.3](#), para o sistema termelétrico, Seção [C.4](#), para o sistema considerando as restrições de rede de transmissão, e na Seção [C.5](#) para o sistema termelétrico considerando as restrições de rede de transmissão.

C.1 CCPO e CDRT na hora 1 nos 4 sistemas

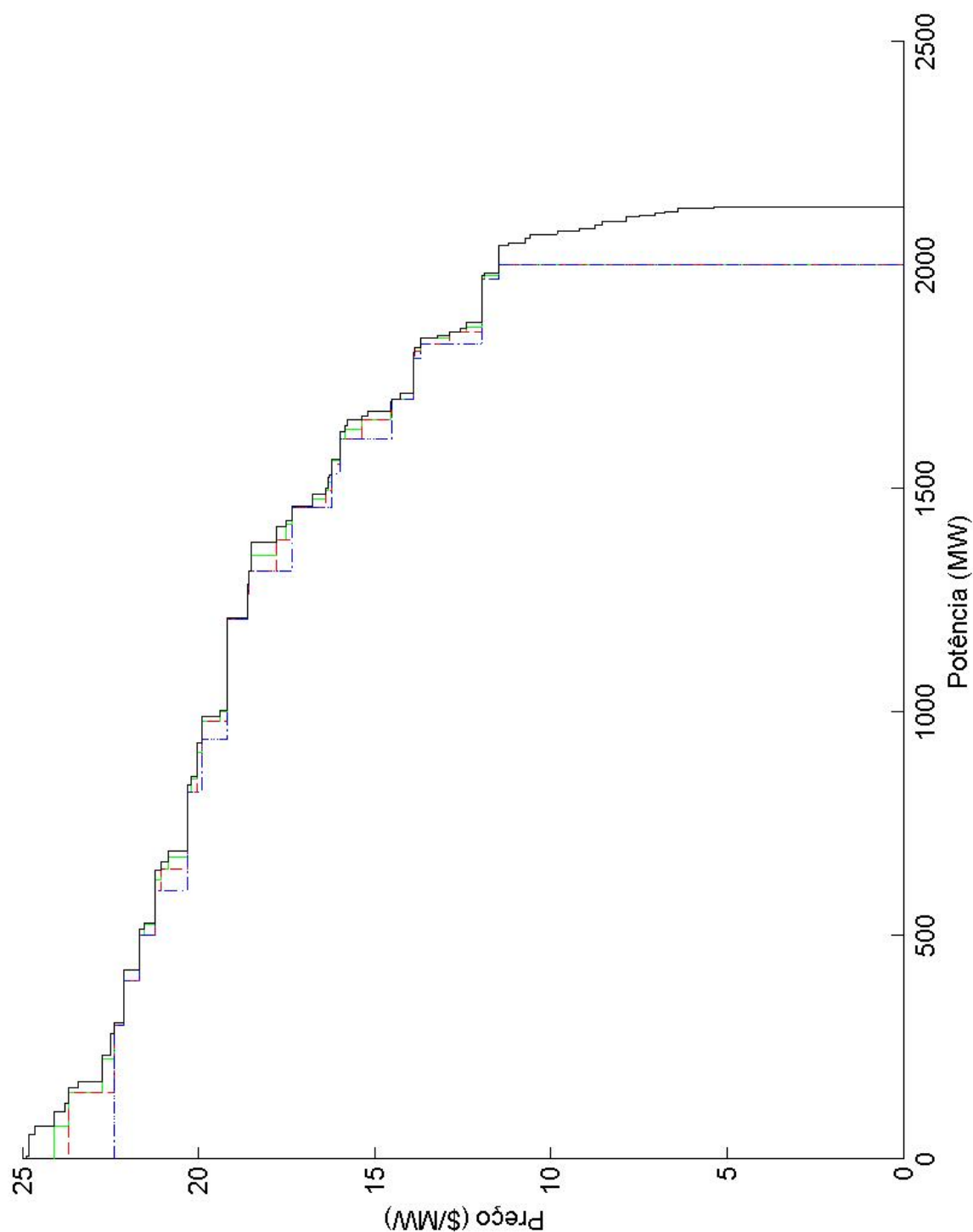


Figura C.1 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para a hora 1 no sistema puramente econômico.

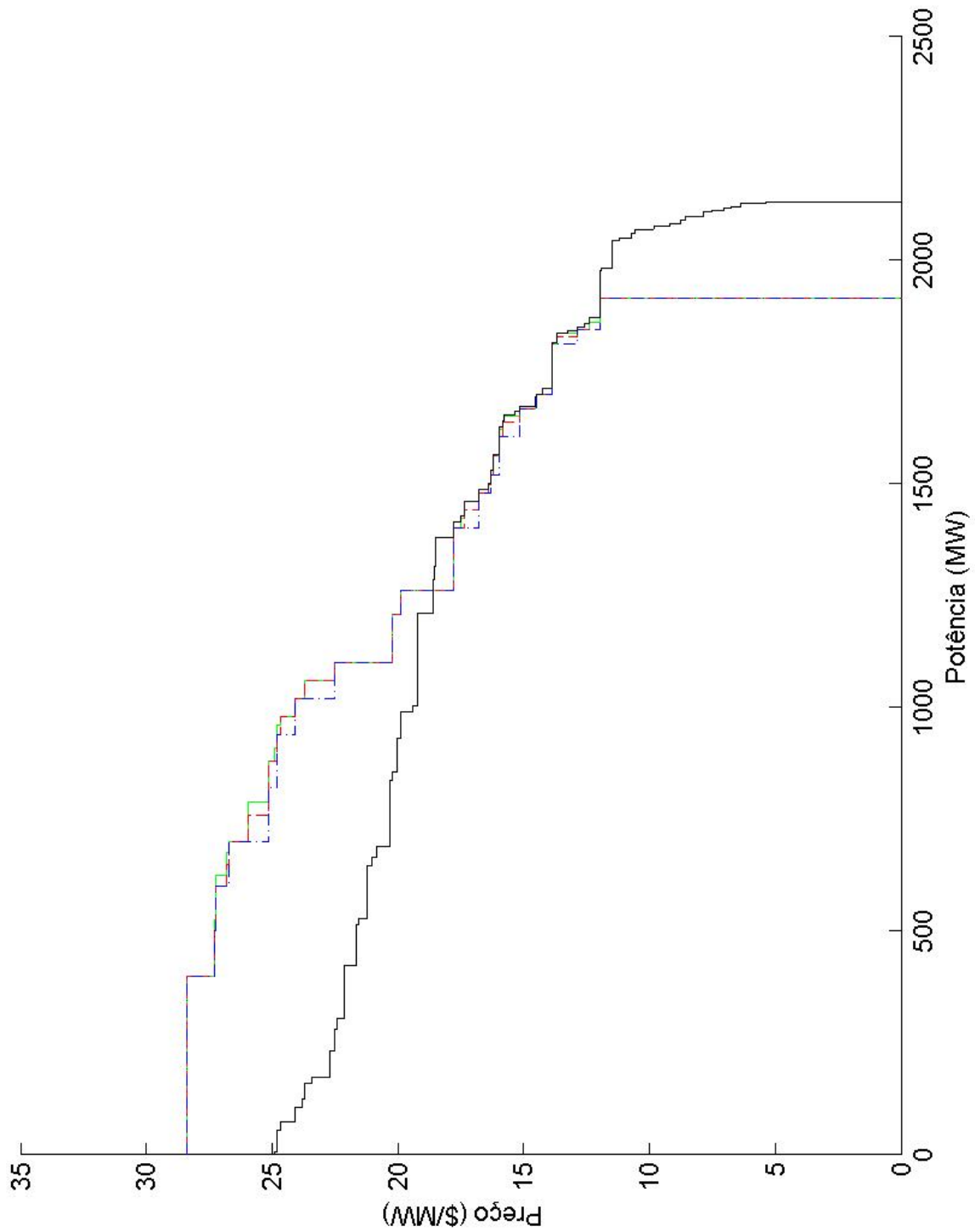


Figura C.2 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para a hora 1 no sistema termelétrico.

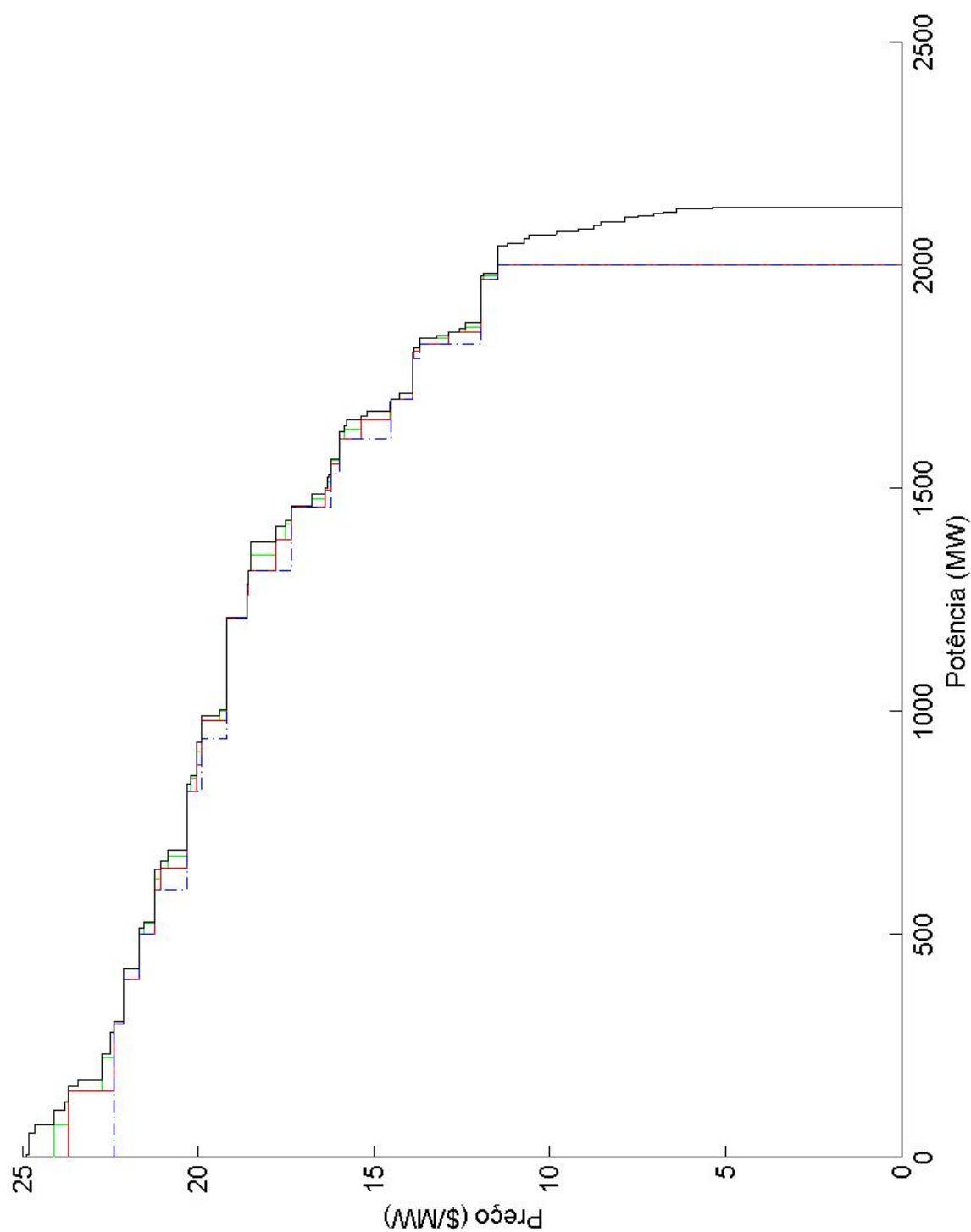


Figura C.3 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para a hora 1 considerando as restrições de rede de transmissão.

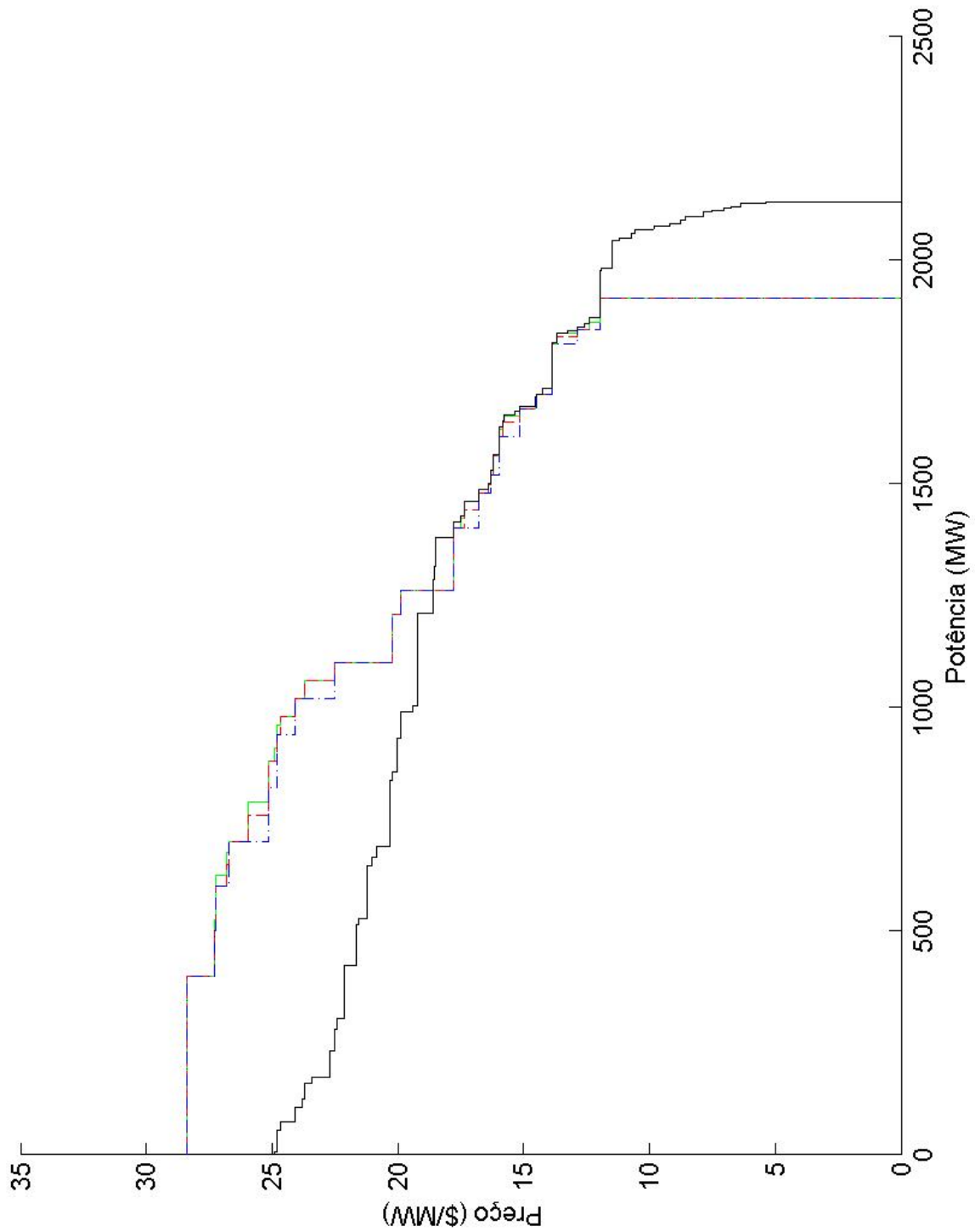


Figura C.4 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para a hora 1 no sistema termelétrico com restrições de transmissão.

C.2 CCPO e CDRT para o sistema puramente econômico

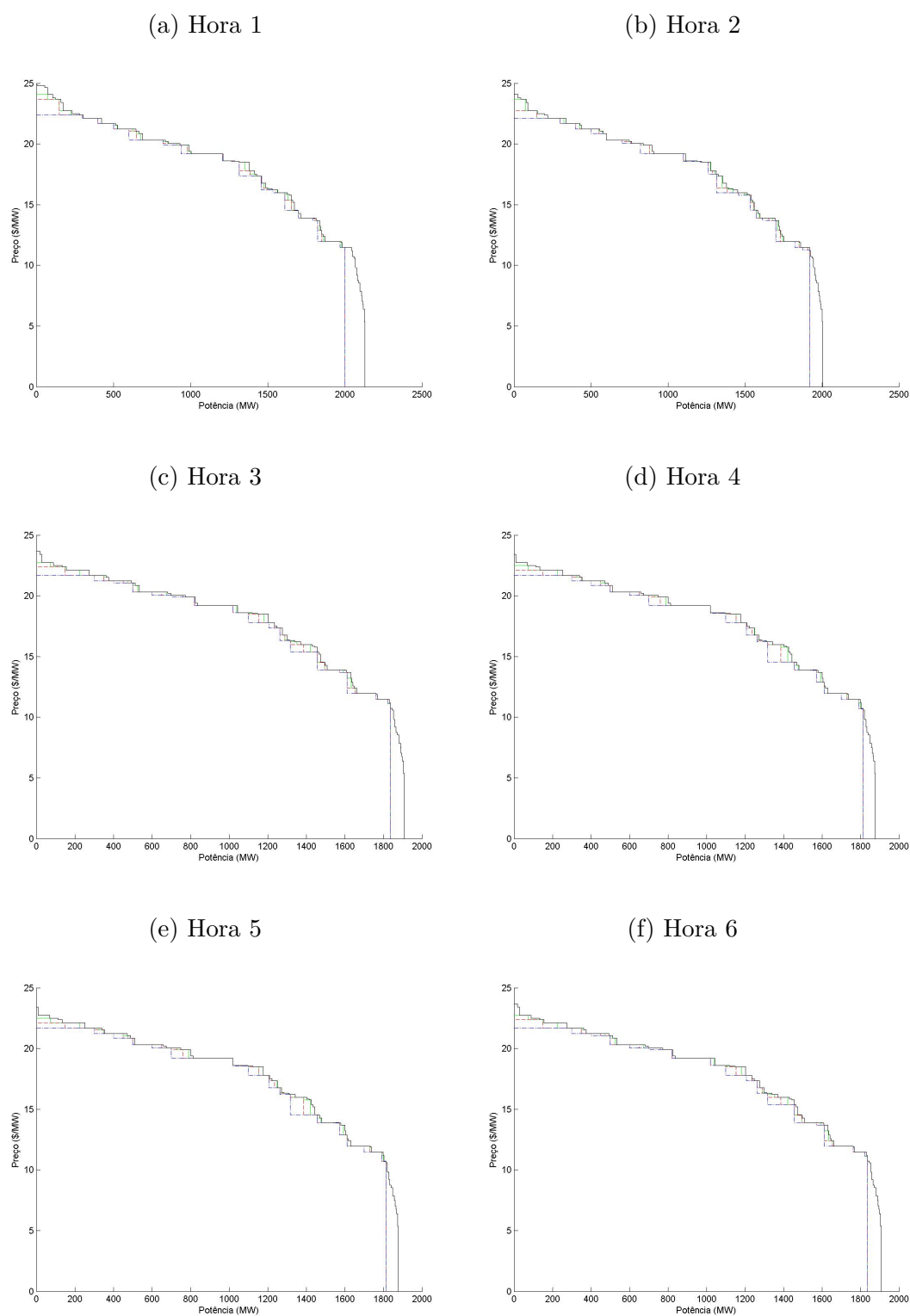


Figura C.5 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 1 a 6 no sistema puramente econômico.

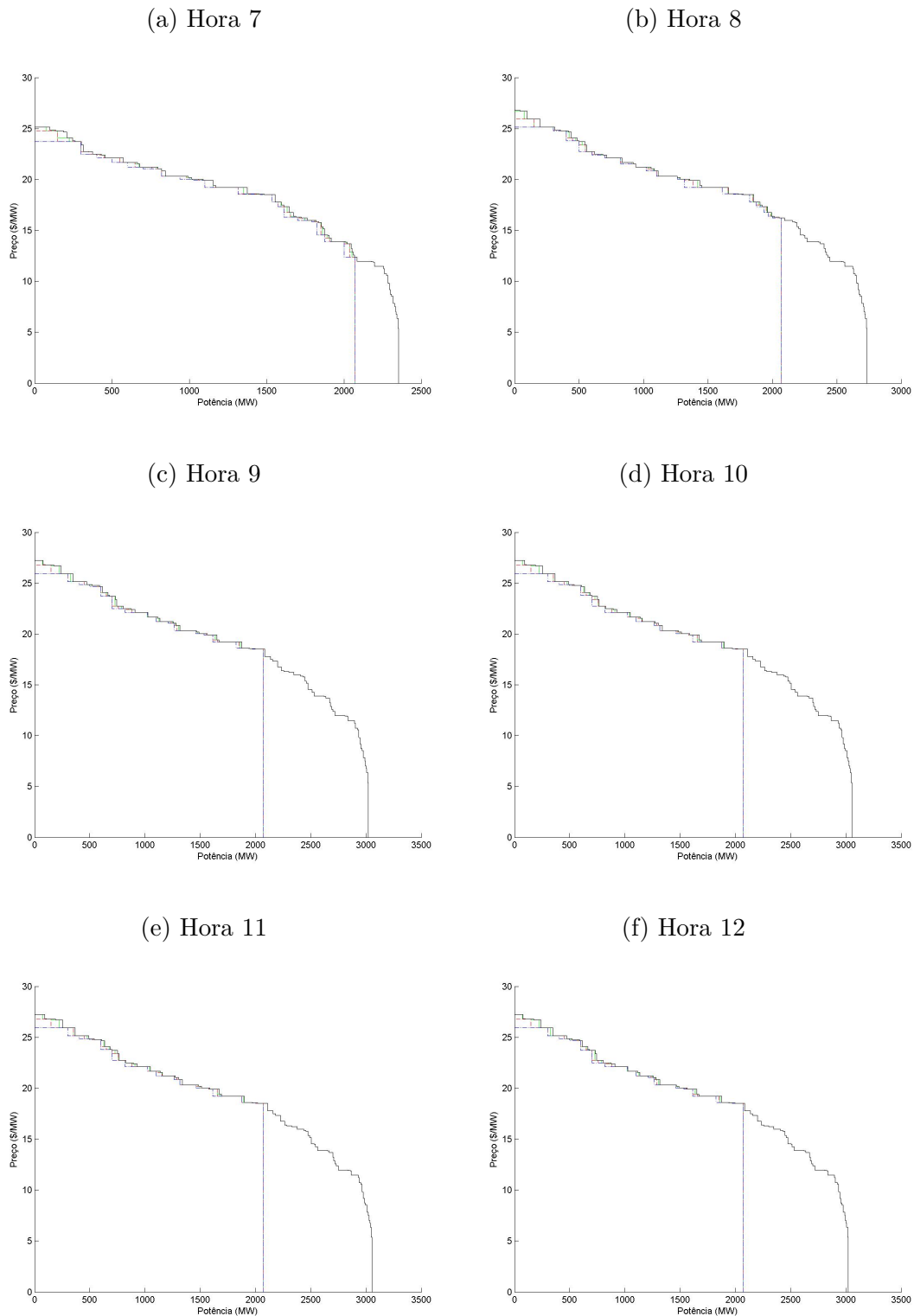


Figura C.6 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 7 a 12 no sistema puramente econômico.

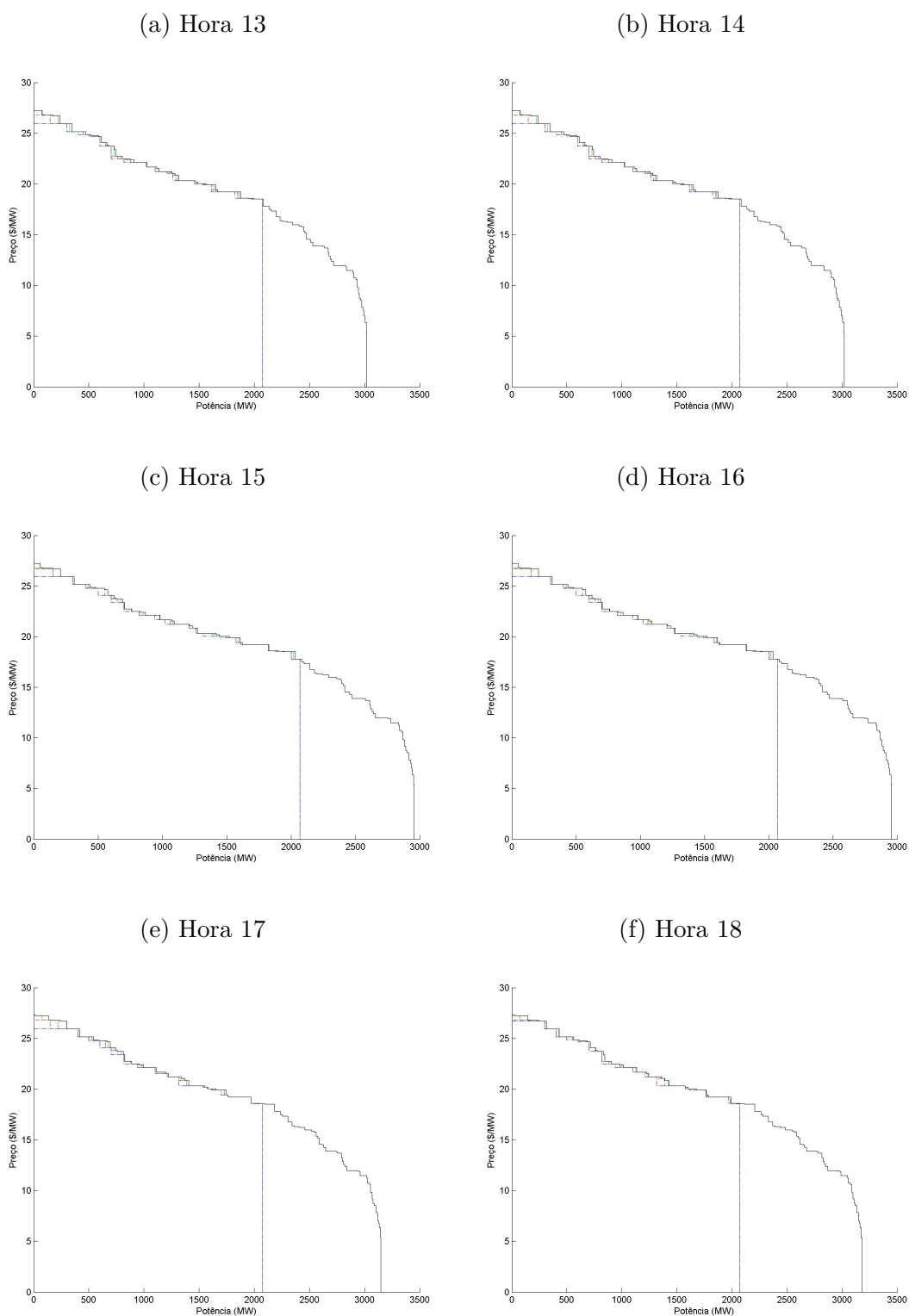


Figura C.7 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 13 a 18 no sistema puramente econômico.

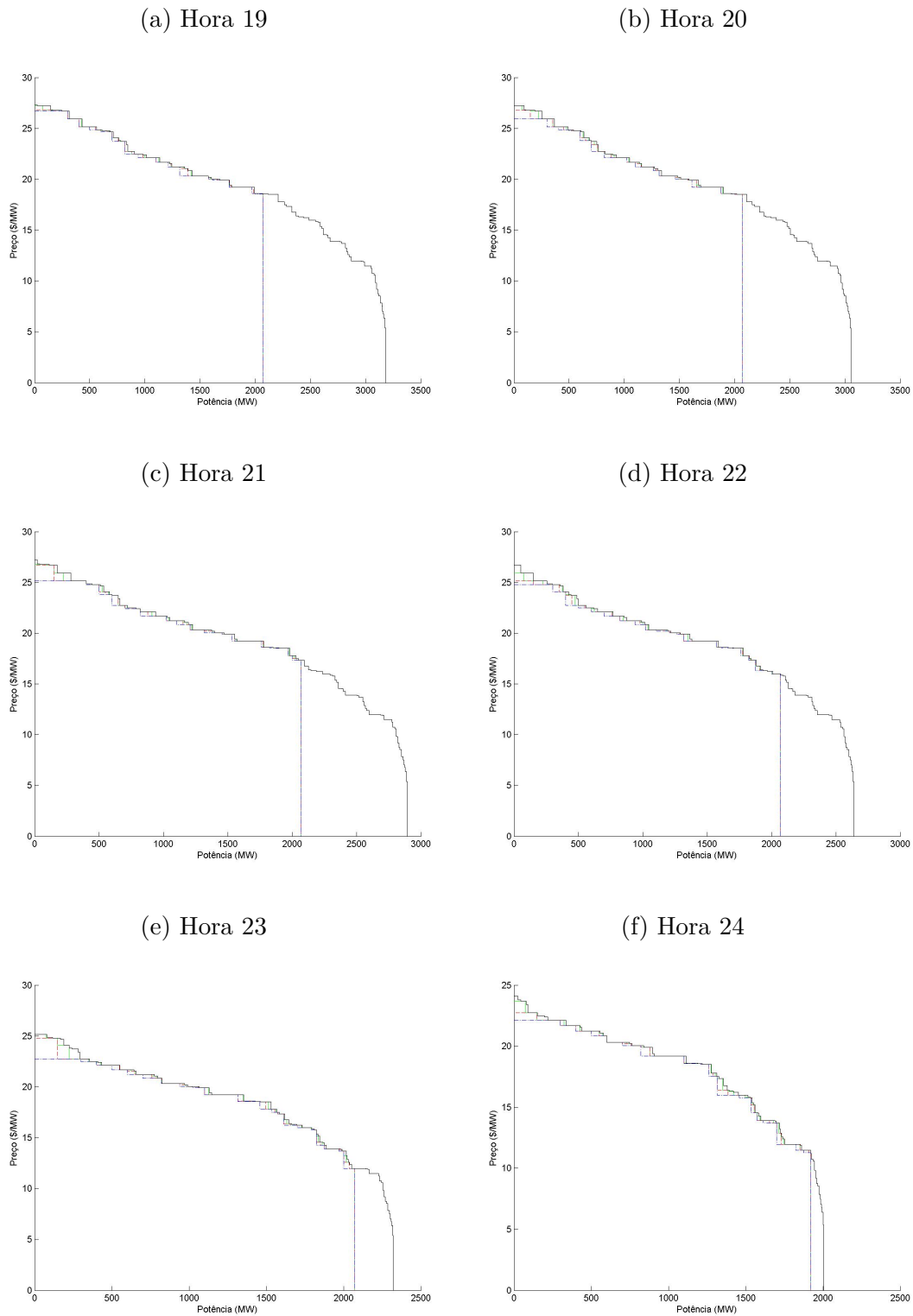


Figura C.8 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 19 a 24 no sistema puramente econômico.

C.3 CCPO e CDRT para o sistema termelétrico

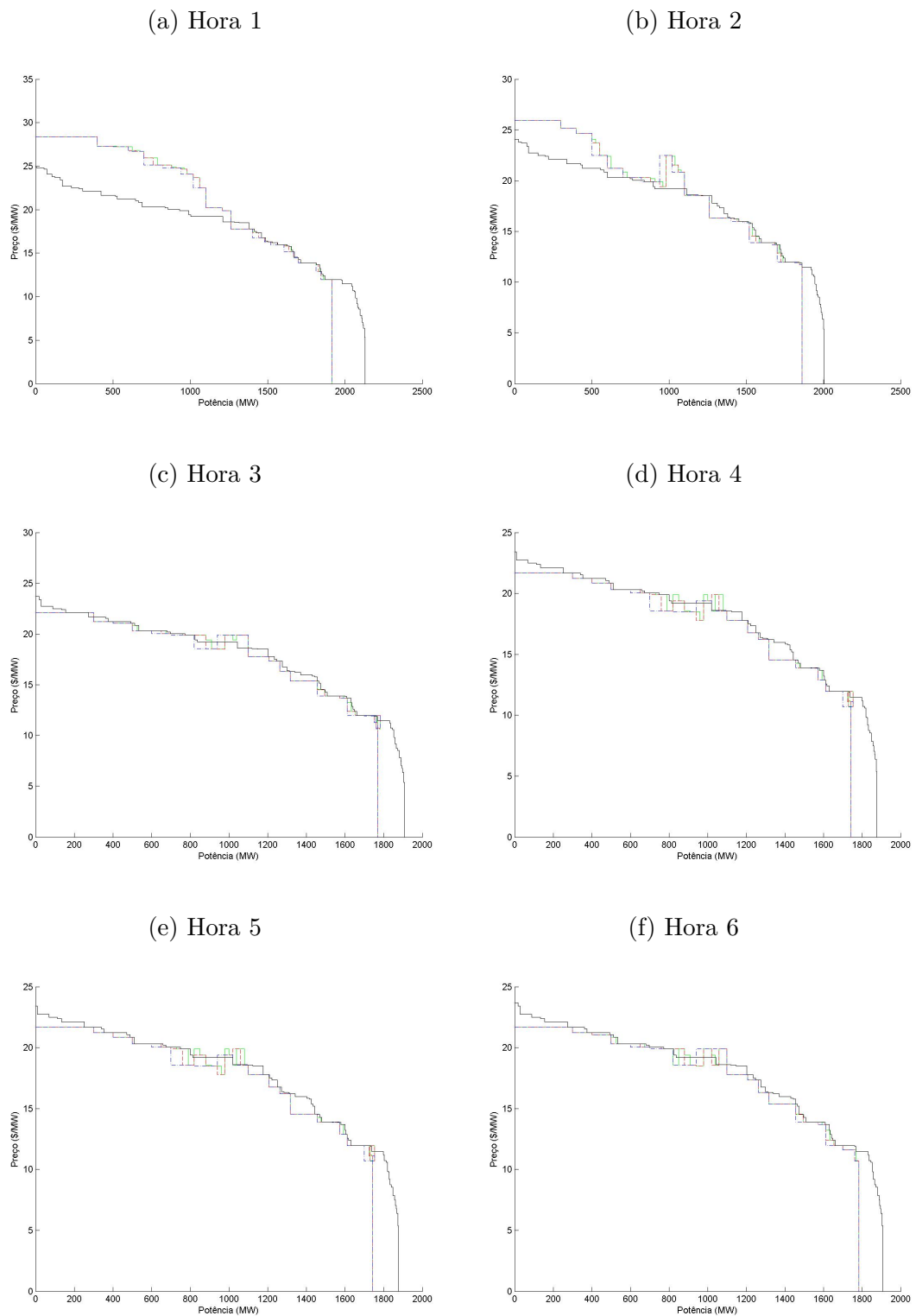


Figura C.9 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 1 a 6 no sistema termelétrico.

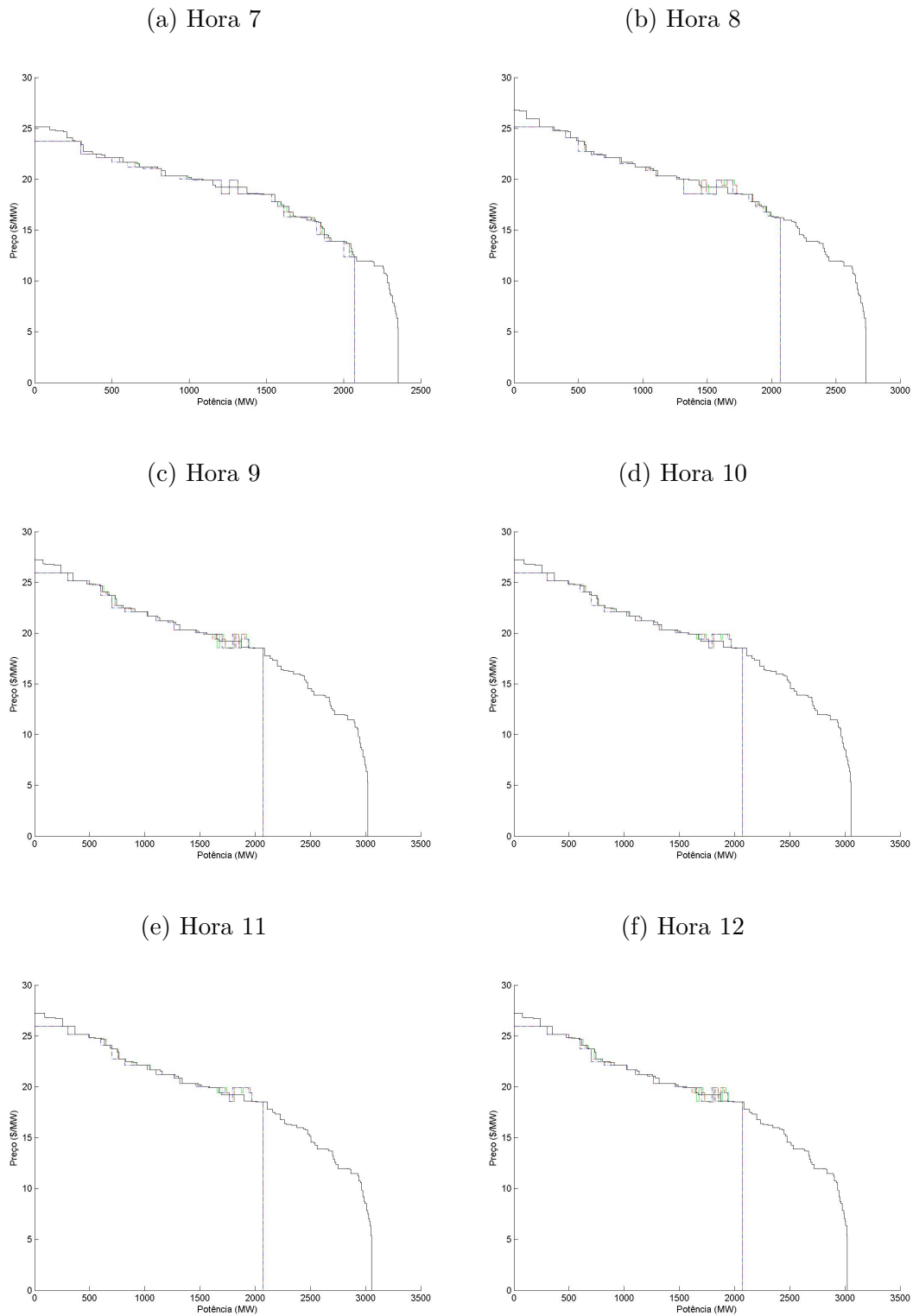


Figura C.10 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 7 a 12 no sistema termelétrico.

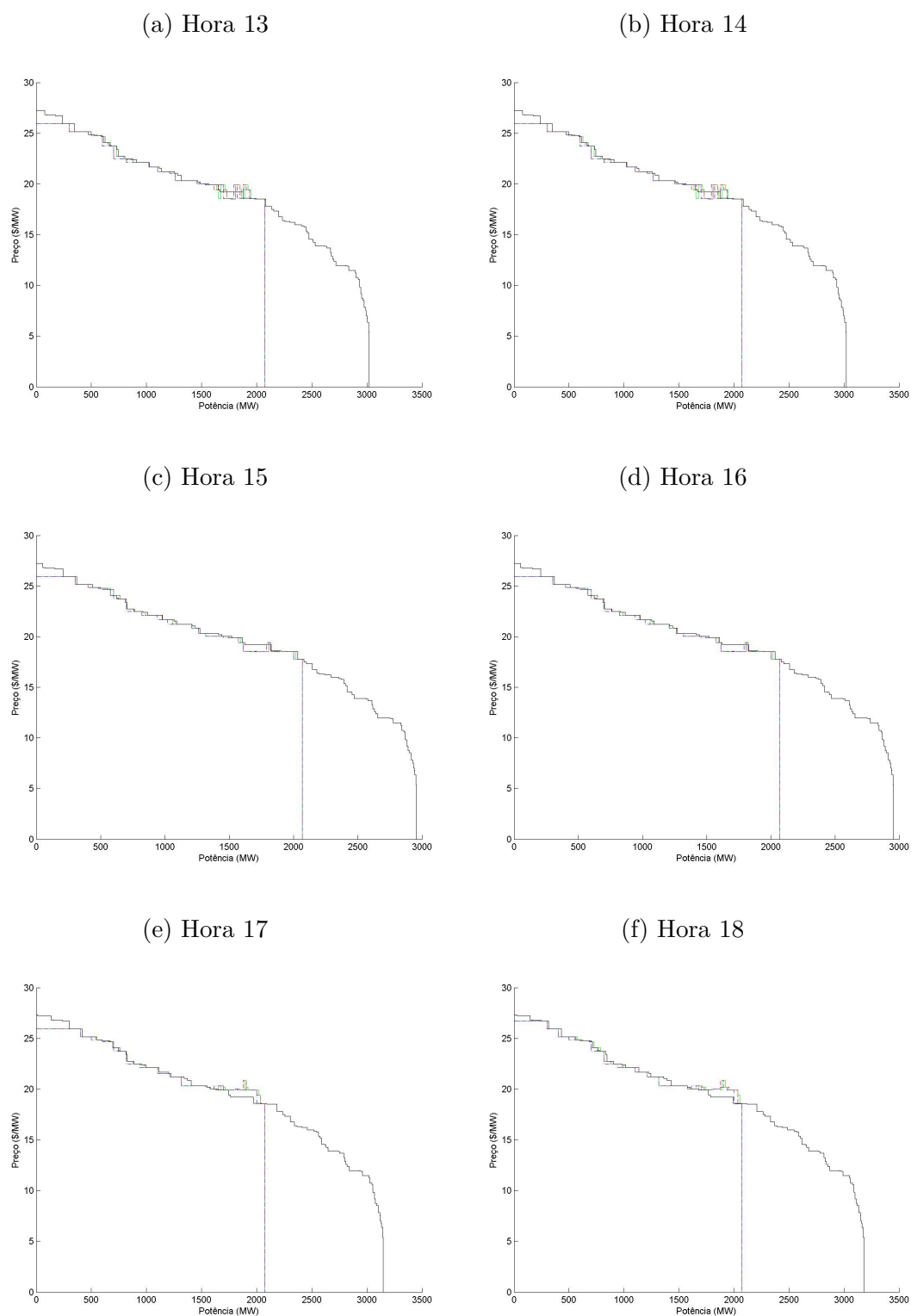


Figura C.11 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 13 a 18 no sistema termelétrico.

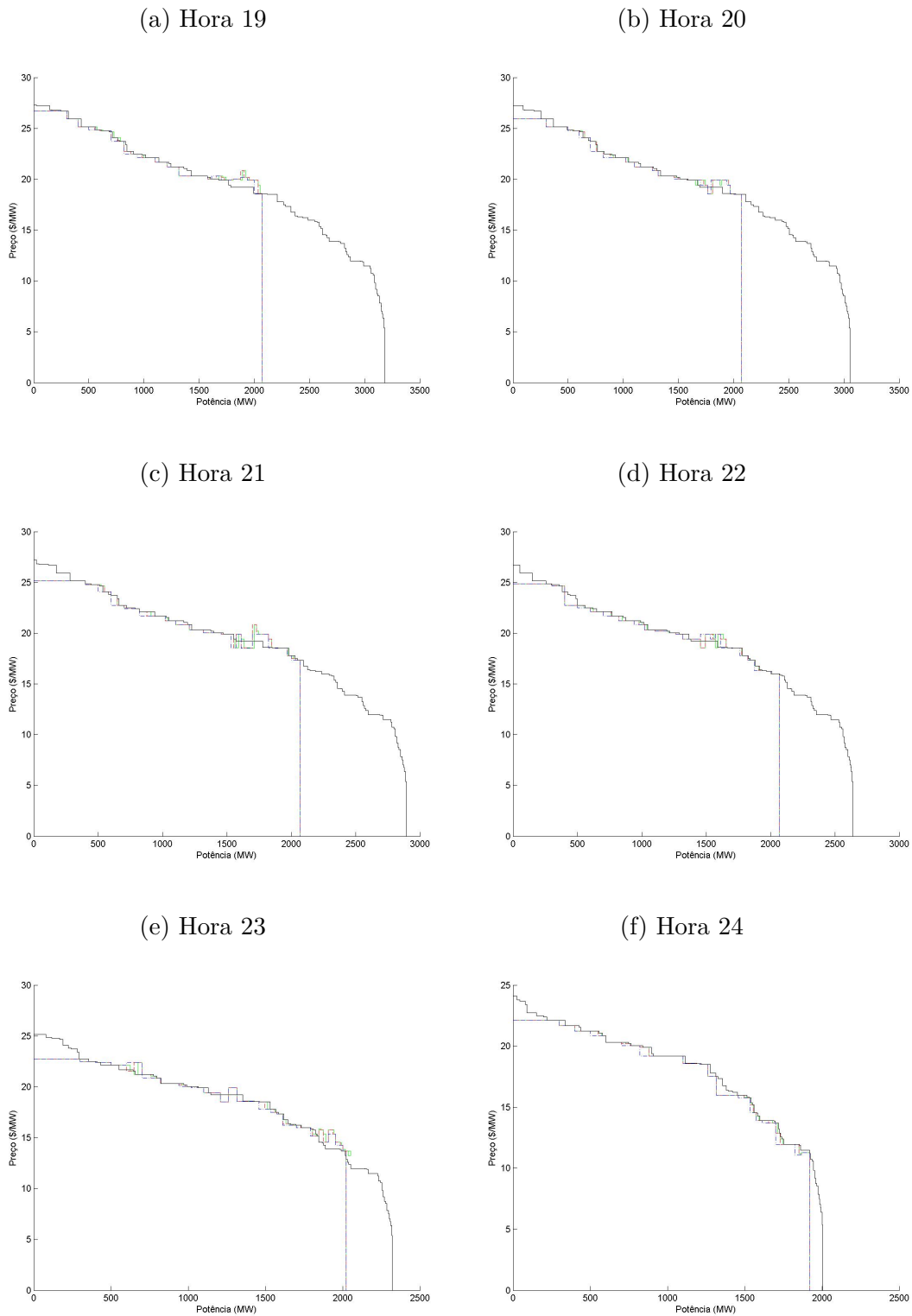


Figura C.12 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 19 a 24 no sistema termelétrico.

C.4 CCPO e CDRT para o sistema considerando as restrições de rede

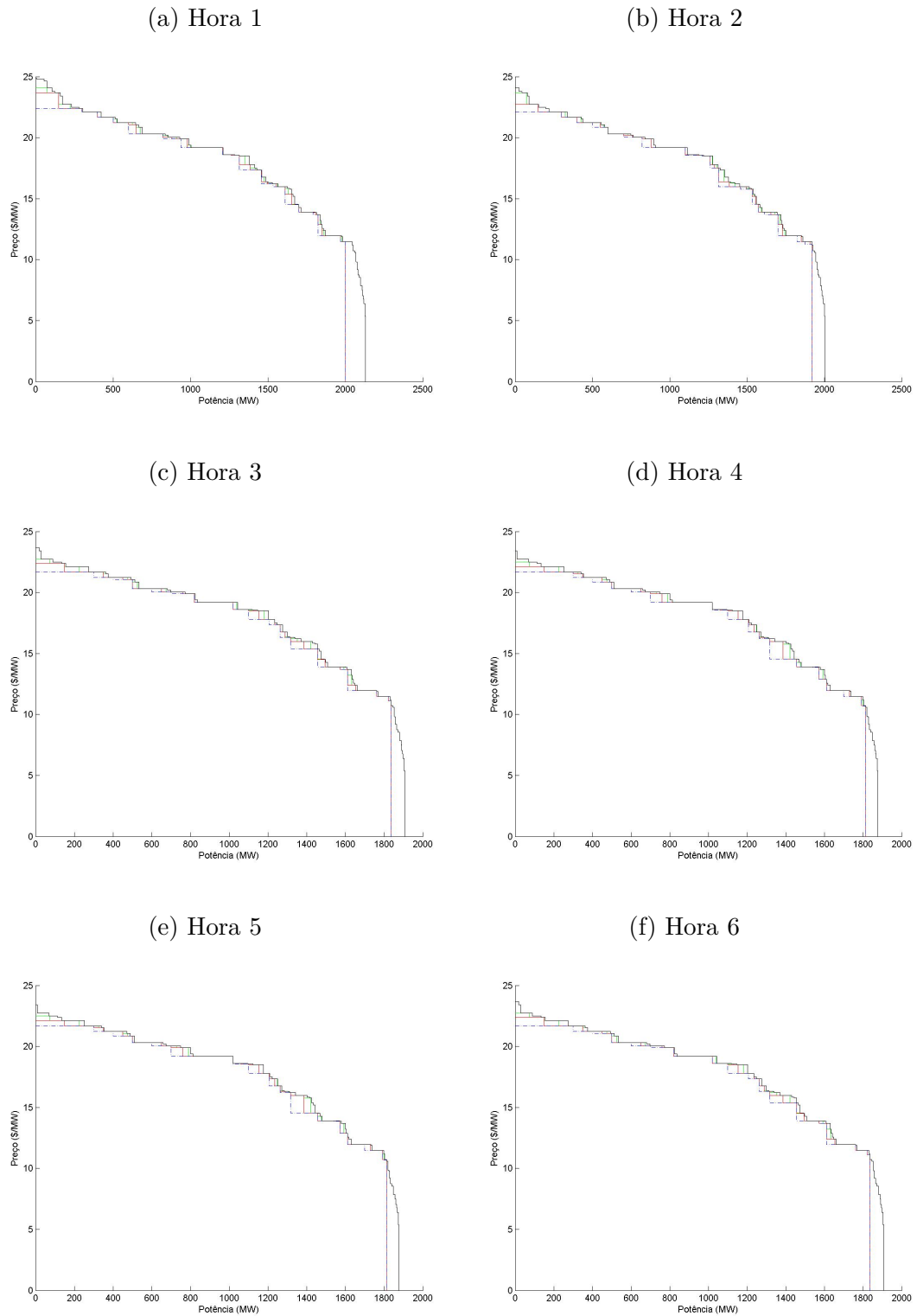


Figura C.13 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 1 a 6 no sistema considerando as restrições de rede de transmissão.

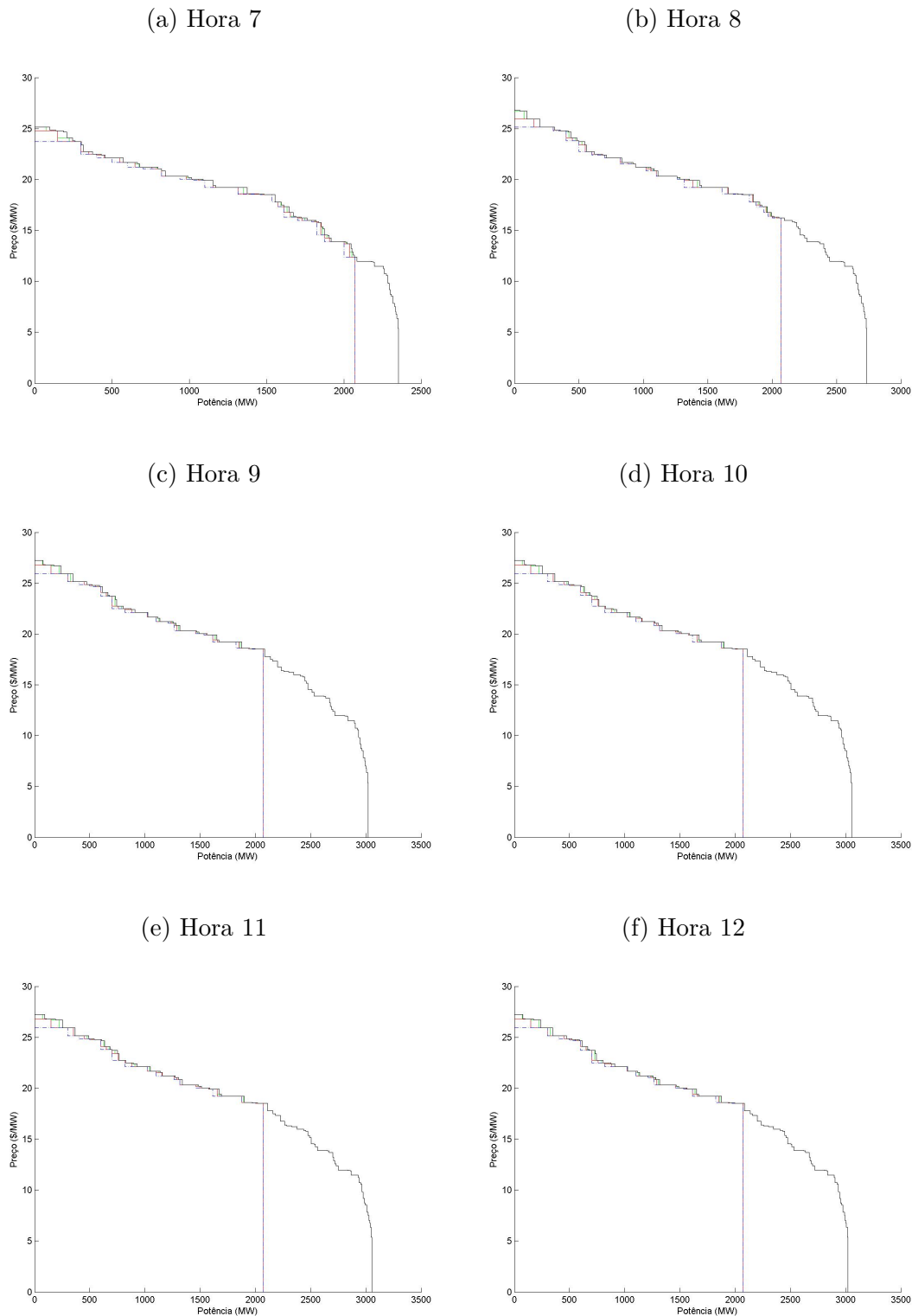


Figura C.14 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 7 a 12 no sistema considerando as restrições de rede de transmissão.

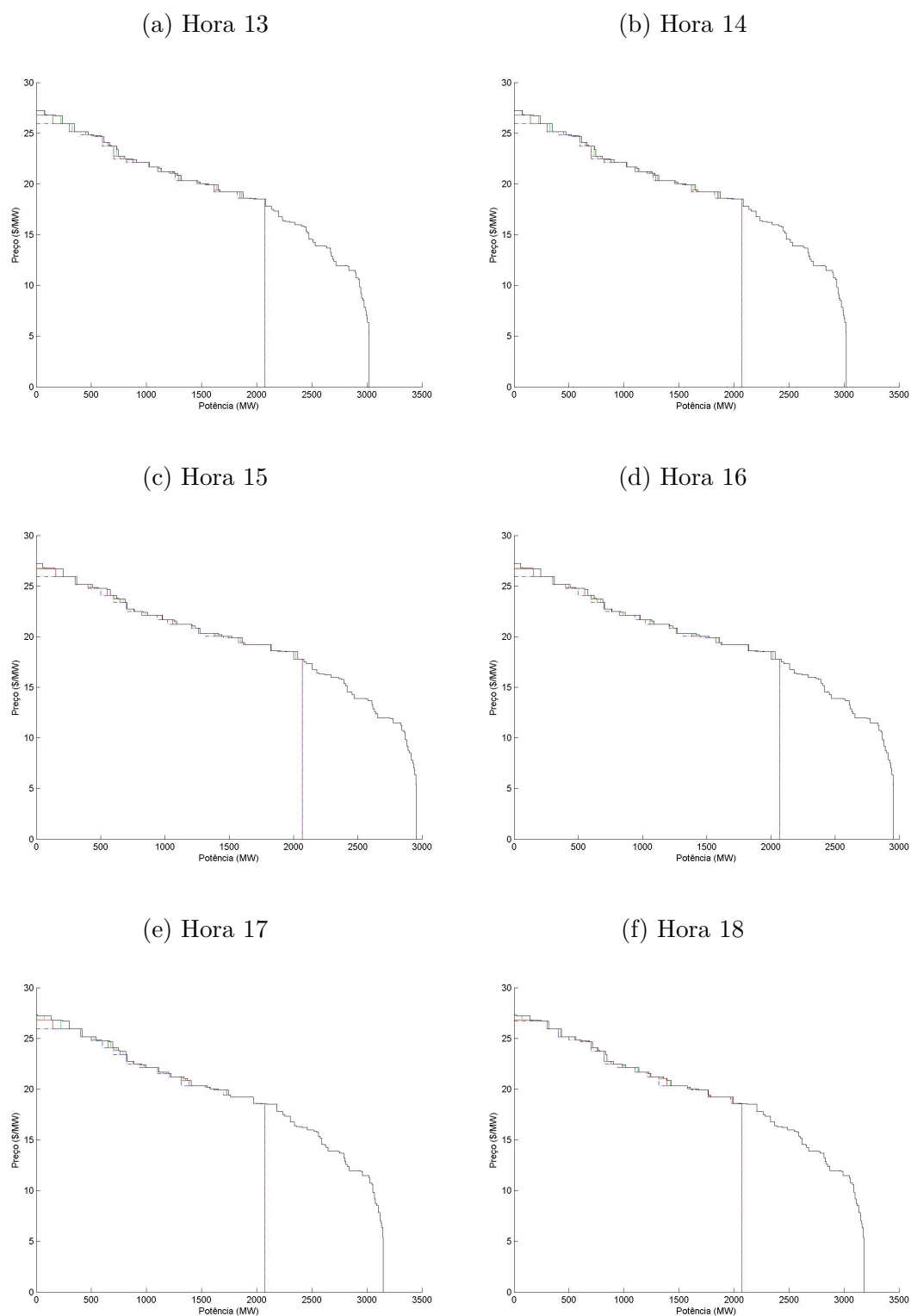


Figura C.15 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 13 a 18 no sistema considerando as restrições de rede de transmissão.

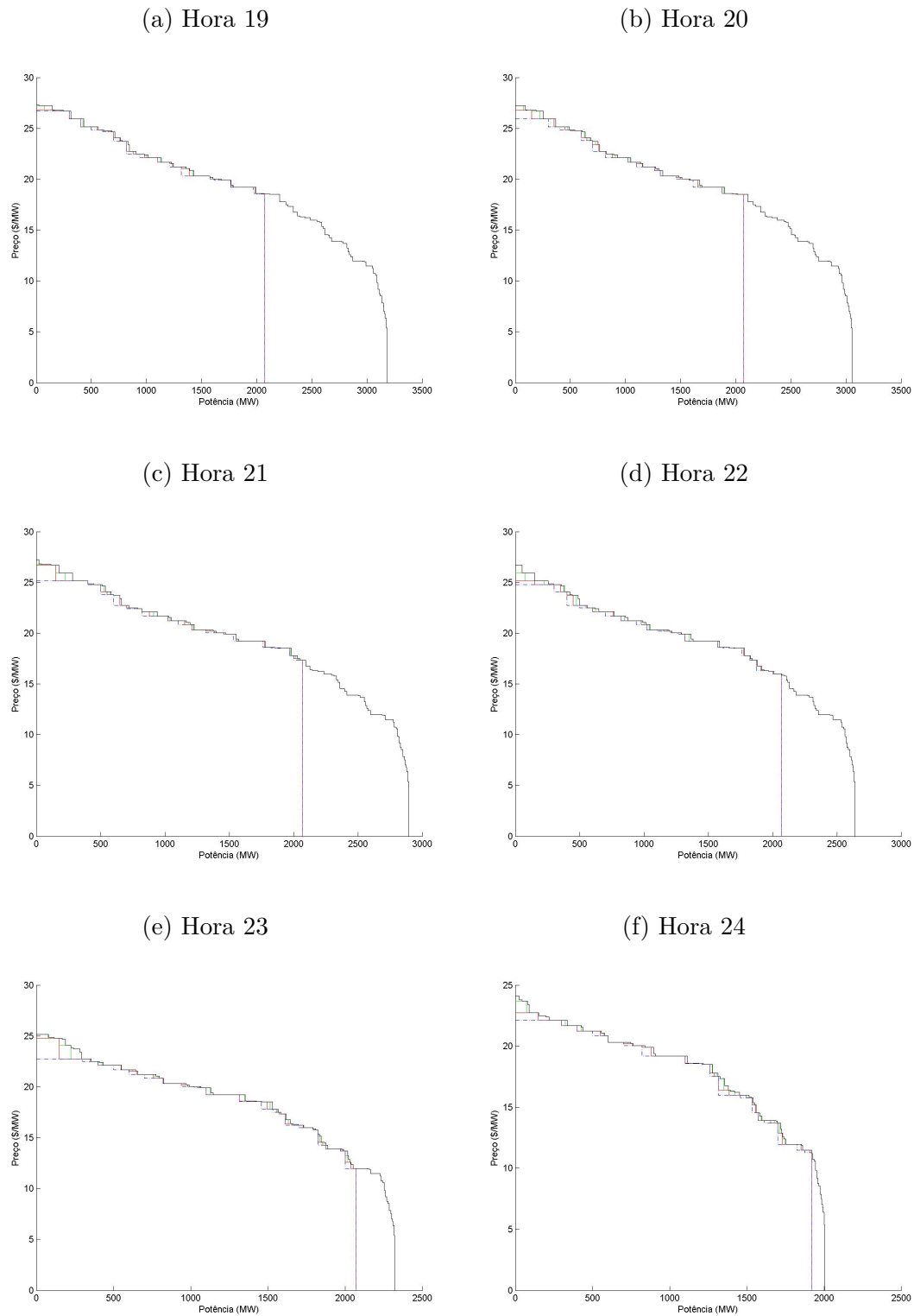


Figura C.16 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 19 a 24 no sistema considerando as restrições de rede de transmissão.

C.5 CCPO e CDRT para o sistema termelétrico considerando as restrições de rede

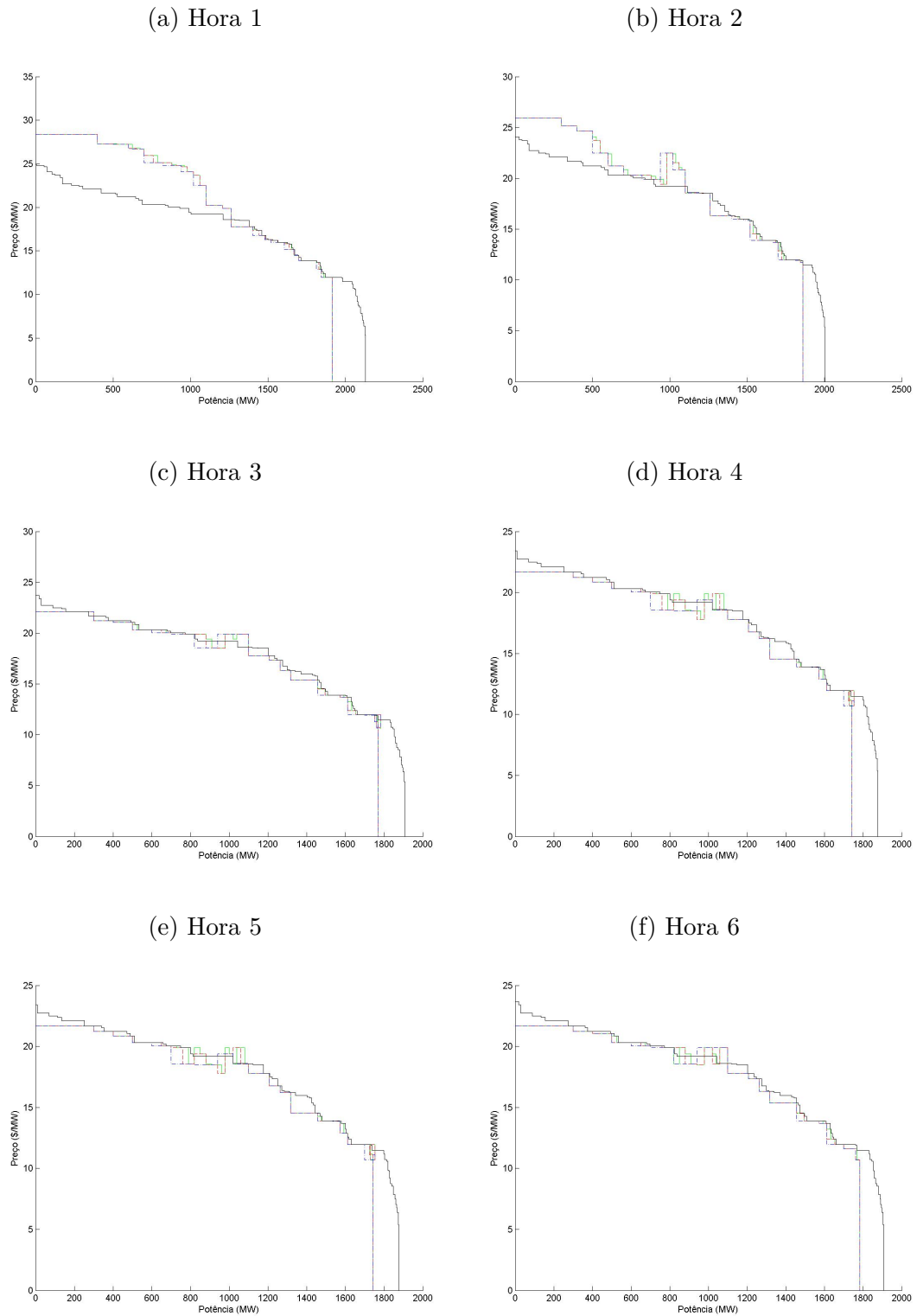


Figura C.17 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 1 a 6 no sistema termelétrico com restrições de rede de transmissão.

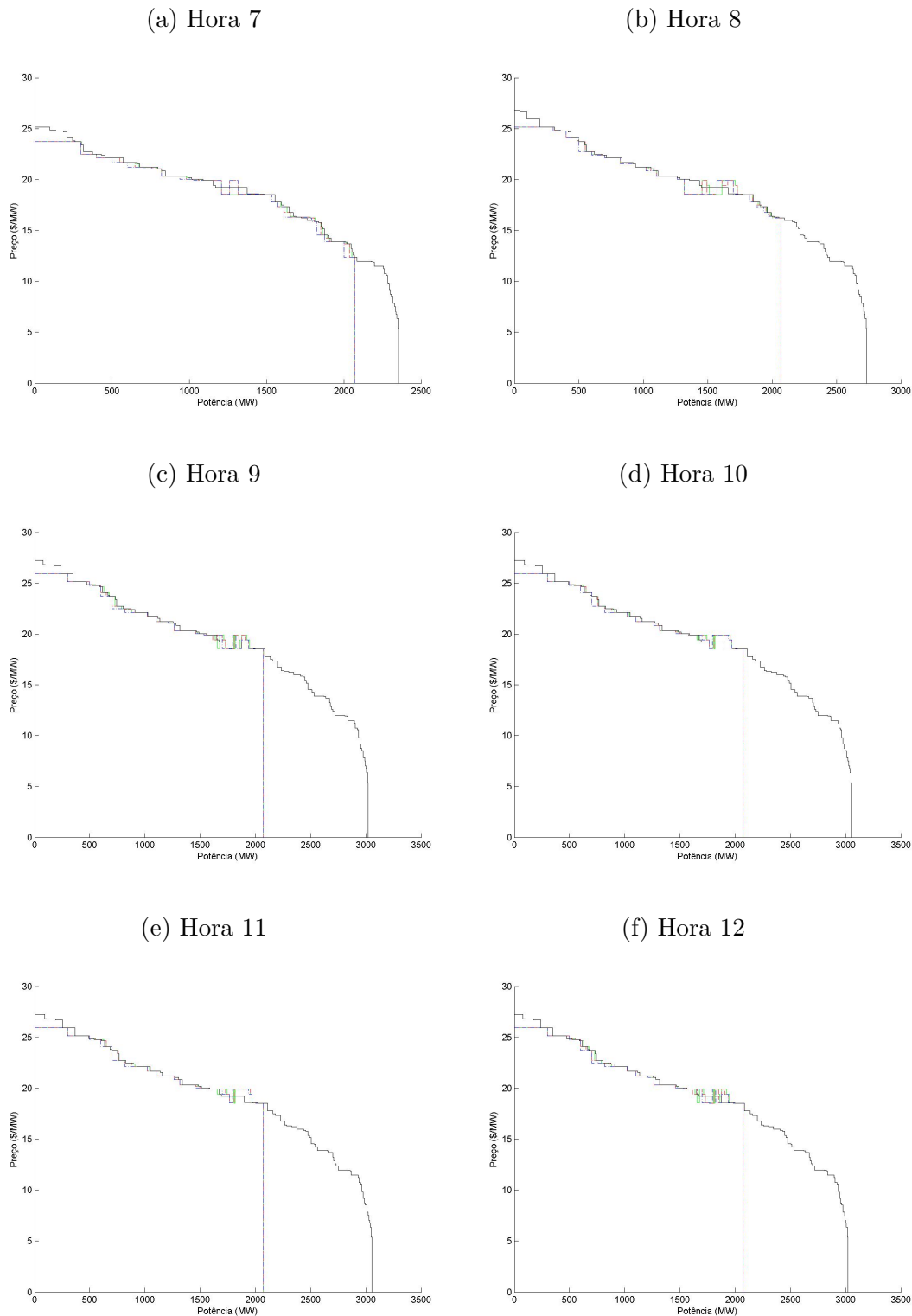


Figura C.18 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 7 a 12 no sistema termelétrico com restrições de rede de transmissão.

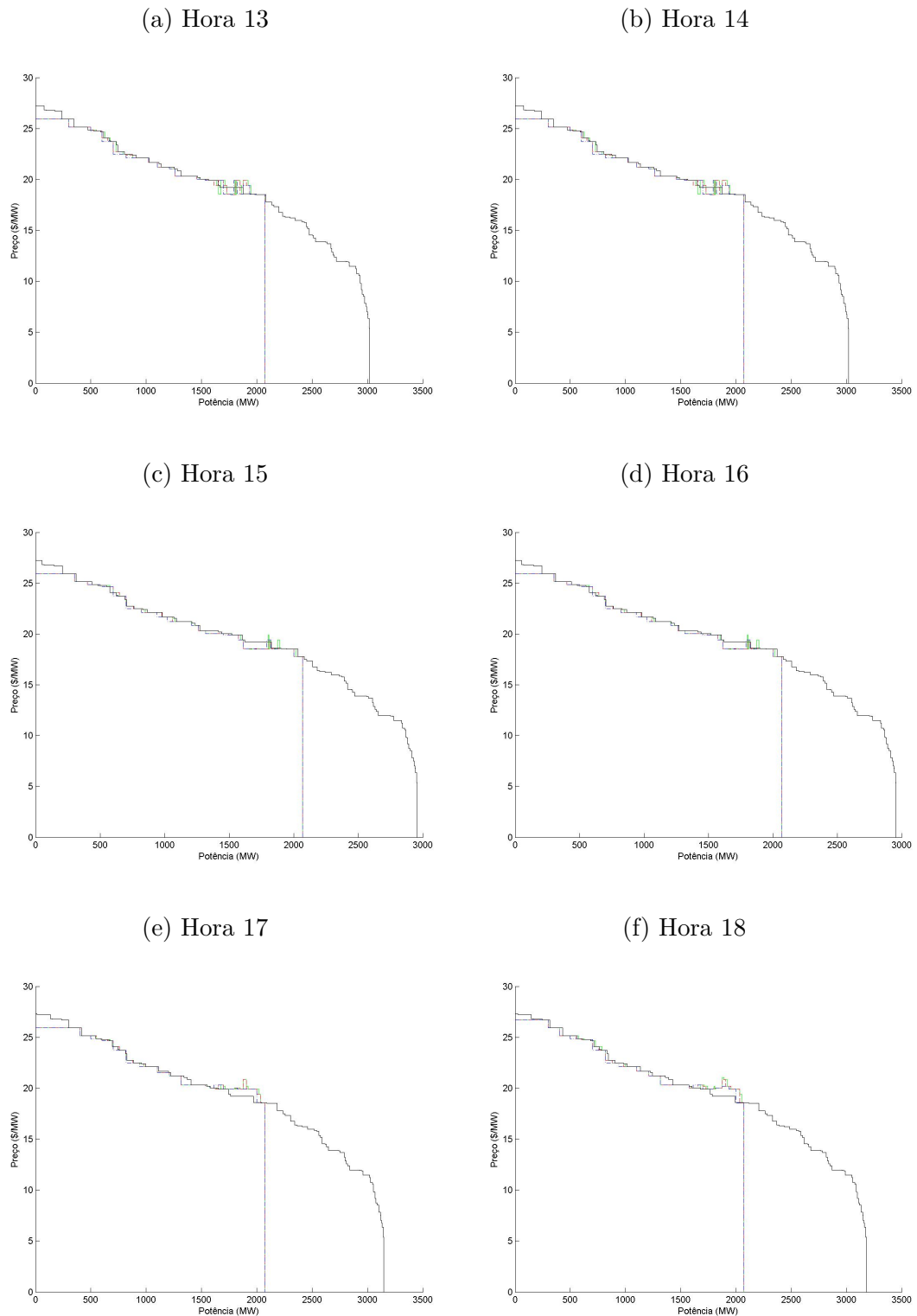


Figura C.19 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 13 a 18 no sistema termelétrico com restrições de rede de transmissão.

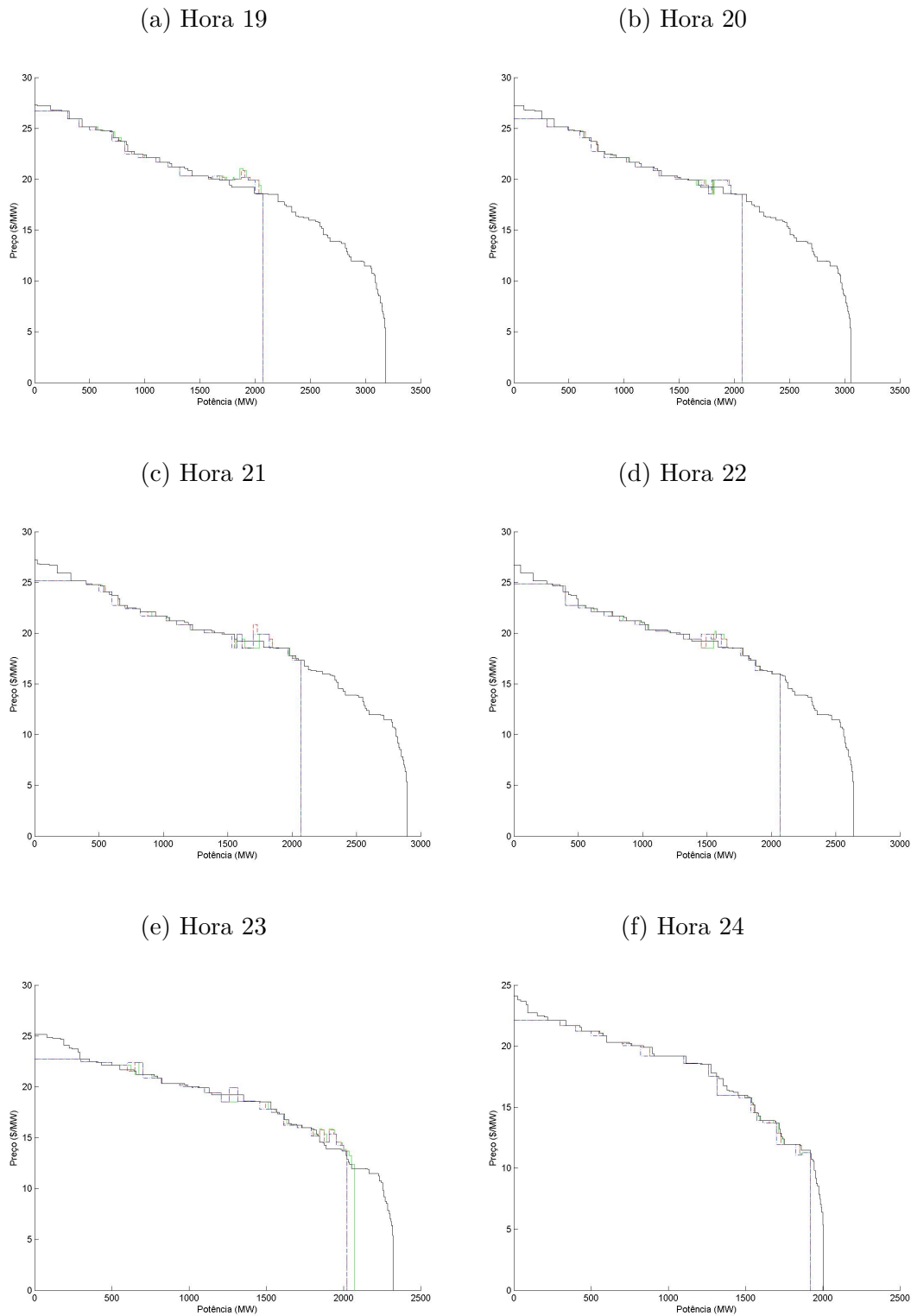


Figura C.20 – Curvas CCPO28 (azul), CCPO56 (vermelho), CCPO112 (verde) e CDRT (Preto) para as horas 19 a 24 no sistema termelétrico com restrições de rede de transmissão.

APÊNDICE D – DADOS DAS UNIDADES TERMELÉTRICAS UTILIZADOS NO ESTUDO DE CASO

No estudo de caso apresentado na Seção 6.2 é considerado um sistema com 12 unidades geradoras de matriz termelétrica. Neste apêndice são apresentados os dados das unidades termelétricas utilizadas nos modelos de PEM, construção da CCPO e AP, em que são considerados os aspectos físicos e operativos destas unidades.

D.1 Nomenclatura

Constantes:

$PGT_{t,i}^{\min}$	Potência máxima gerada do gerador i no período t ;
$PGT_{t,i}^{\max}$	Potência mínima gerada do gerador i no período t ;
CB_i	Custo fixo de geração do gerador i ;
SUB_i	Custo de partida do gerador i ;
SDB_i	Custo de parada do gerador i ;
$A0_i, A1_i, A2_i$	Coefficientes da curva de custo do gerador i ;
SD_i	Rampa de parada do gerador i ;
SU_i	Rampa de partida do gerador i ;
RD_i	Rampa de alívio de carga do gerador i ;
RU_i	Rampa de tomada de carga do gerador i ;
UT_i	Mínimo tempo que o gerador i deve permanecer ligada;
DT_i	Mínimo tempo que o gerador i deve permanecer desligada;
$GINI_i$	Número de períodos que o gerador i deve permanecer ligado no início do horizonte para respeitar seu número mínimo de períodos ligado;
$FINI_i$	Número de períodos que o gerador i deve permanecer desligado no início do horizonte para respeitar seu número mínimo de períodos desligado;

Os dados referentes as restrições físicas e operativas das unidades termelétricas foram baseados em Conejo, Carrión e Morales (2010), Malik e Cory (1997), Liu, Zhu e Jiang (2018). A Tabela D.1 apresenta os dados referentes as restrições de geração, como potência mínima e máxima, dados de rampas e mínimos tempo ligado e desligado. Os valores de $PGT_{t,i}^{\min}$ e $PGT_{t,i}^{\max}$ podem ser definidos por hora, porém para este trabalho foram utilizados os mesmos valores para todas as 24 horas. A Tabela D.2 apresenta os dados de custos de geração, com os custos fixos, partida e parada e os coeficientes da curva custo de combustível de cada gerador.

Tabela D.1 – Dados das unidades termelétricas referentes a potência.

Unidade	PGT^{\min}	PGT^{\max}	SD	SU	RD	RU	UT	DT	$FINI$	$GINI$
1	152	30.4	60.8	60.8	91.2	91.2	8	4	0	6
2	152	30.4	60.8	60.8	91.2	91.2	8	8	0	6
3	300	30.4	150	150	225	225	8	8	2	0
4	591	75	413.7	413.7	620.55	620.55	12	12	1	0
5	60	206.85	24	24	36	36	4	4	1	0
6	155	12	108.5	108.5	162.75	162.75	8	8	2	0
7	155	54.25	108.5	108.5	162.75	162.75	8	8	0	0
8	400	100	200	200	300	300	1	1	0	0
9	400	100	200	200	300	300	1	1	0	0
10	300	300	300	300	300	300	1	1	0	0
11	310	108.5	217	217	310	310	8	8	0	0
12	350	140	240	240	240	240	24	24	0	0

Tabela D.2 – Dados das unidades termelétricas referentes aos custos.

Unidade	CB	SUB	SDB	$A0$	$A1$	$A2$
1	125	40	10	125	3.05	0.005
2	125	40	10	125	3.05	0.005
3	70	45	10	70	2.75	0.007
4	40	45	10	40	3.5	0.006
5	45	45	10	45	3.89	0.006
6	115	40	10	115	2	0.0055
7	115	40	10	115	2	0.0055
8	150	23	3	150	1.89	0.005
9	150	23	3	150	1.89	0.005
10	200	23	3	200	1.3	0.0045
11	115	40	10	115	2	0.0055
12	130	40	10	130	2.45	0.005

APÊNDICE E – RESULTADOS: PREÇOS DE EQUILÍBRIO E GERAÇÕES HORÁRIOS

No Capítulo 6 foi apresentando um estudo de caso de um sistema de 24 barras, com 12 unidades geradoras e 17 unidades de demanda para um período de 24 horas. Na Seção 6.2 foram apresentadas as 16 situações analisadas neste trabalho para a confrontar as curvas CCPO e CDRT, de modo que para todas as 16 situações a companhia tem um único valor de geração horária, nas 24 horas do dia, o que difere do valor do preço de equilíbrio. Para as 8 primeiras situações, que não são consideradas as restrições referentes a rede de transmissão, existe apenas um preço de equilíbrio horário para todo o sistema, enquanto que para as 8 últimas situações, para cada hora, existem 24 preços de equilíbrios, um preço para cada uma das barras do sistema.

Neste apêndice são apresentados os valores de geração e preços horários para cada uma das situações, de modo que nas Tabelas E.1 a E.16 são apresentados os valores de geração horária da companhia para as 16 situações. Entretanto, apenas nas Tabelas E.1 a E.8 são apresentados os preços de equilíbrio horário para o sistema, pois se referem as situações 1 a 8 onde existe um preço único de equilíbrio por hora. Os preços de equilíbrios nodais horários, para as situações 9 a 16, são apresentados nas Tabelas E.17 a E.24.

Tabela E.1 – Situação 1: CCPO de 28 passos aplicada em um leilão puramente econômico.

Período (Horas)	AP		Leilão		Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração	Preço
1	1457.0	17.35	1457.0	17.35	0.00%	0.00%
2	1262.8	18.50	1262.8	18.50	0.00%	0.00%
3	1262.8	17.35	1262.8	17.35	0.00%	0.00%
4	1208.5	17.79	1208.5	17.79	0.00%	0.00%
5	1208.5	17.79	1208.5	17.79	0.00%	0.00%
6	1262.8	17.35	1262.8	17.35	0.00%	0.00%
7	1534.5	18.50	1534.5	18.50	0.00%	0.00%
8	1823.5	18.50	1823.5	18.50	0.00%	0.00%
9	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
10	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
11	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
12	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
13	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
14	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
15	2000.0	18.50	2000.0	18.50	0.00%	0.00%
16	2000.0	18.50	2000.0	18.50	0.00%	0.00%
17	2070.0	18.57	2070.0	18.57	0.00%	0.00%
18	2070.0	18.57	2070.0	18.57	0.00%	0.00%
19	2070.0	18.57	2070.0	18.57	0.00%	0.00%
20	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
21	1969.0	18.50	1969.0	18.50	0.00%	0.00%
22	1761.5	18.50	1761.5	18.50	0.00%	0.00%
23	1612.0	17.35	1612.0	17.35	0.00%	0.00%
24	1262.8	18.50	1262.8	18.50	0.00%	0.00%
Erro Médio					0.00%	0.00%

Tabela E.2 – Situação 2: CCPO de 56 passos aplicada em um leilão puramente econômico.

Período (Horas)	AP		Leilão		Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração	Preço
1	1457.0	17.35	1457.0	17.35	0.00%	0.00%
2	1262.8	18.50	1262.8	18.50	0.00%	0.00%
3	1235.6	17.79	1235.6	17.79	0.00%	0.00%
4	1154.3	18.50	1154.3	18.50	0.00%	0.00%
5	1154.3	18.50	1154.3	18.50	0.00%	0.00%
6	1235.6	17.79	1235.6	17.79	0.00%	0.00%
7	1553.9	18.50	1553.9	18.50	0.00%	0.00%
8	1849.8	18.50	1849.8	18.50	0.00%	0.00%
9	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
10	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
11	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
12	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
13	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
14	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
15	2000.0	18.50	2000.0	18.50	0.00%	0.00%
16	2000.0	18.50	2000.0	18.50	0.00%	0.00%
17	2070.0	18.57	2070.0	18.57	0.00%	0.00%
18	1984.5	19.20	1984.5	19.20	0.00%	0.00%
19	1984.5	19.20	1984.5	19.20	0.00%	0.00%
20	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
21	1969.0	18.50	1969.0	18.50	0.00%	0.00%
22	1777.0	18.50	1777.0	18.50	0.00%	0.00%
23	1495.8	18.50	1495.8	18.50	0.00%	0.00%
24	1262.8	18.50	1262.8	18.50	0.00%	0.00%
Erro Médio					0.00%	0.00%

Tabela E.3 – Situação 3: CCPO de 112 passos aplicada em um leilão puramente econômico.

Período (Horas)	AP		Leilão		Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração	Preço
1	1352.0	18.50	1352.0	18.50	0.00%	0.00%
2	1276.3	18.50	1276.3	18.50	0.00%	0.00%
3	1181.4	18.50	1181.4	18.50	0.00%	0.00%
4	1422.0	15.78	1422.0	15.78	0.00%	0.00%
5	1422.0	15.78	1422.0	15.78	0.00%	0.00%
6	1181.4	18.50	1181.4	18.50	0.00%	0.00%
7	1553.9	18.50	1553.9	18.50	0.00%	0.00%
8	1849.8	18.50	1849.8	18.50	0.00%	0.00%
9	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
10	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
11	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
12	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
13	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
14	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
15	2017.5	18.50	2017.5	18.50	0.00%	0.00%
16	2017.5	18.50	2017.5	18.50	0.00%	0.00%
17	2070.0	18.57	2070.0	18.57	0.00%	0.00%
18	1992.3	19.20	1992.2	19.20	0.00%	0.00%
19	1992.3	19.20	1992.2	19.20	0.00%	0.00%
20	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
21	1976.8	18.50	1976.8	18.50	0.00%	0.00%
22	1777.0	18.50	1777.0	18.50	0.00%	0.00%
23	1515.1	18.50	1515.1	18.50	0.00%	0.00%
24	1276.3	18.50	1276.3	18.50	0.00%	0.00%
Erro Médio					0.00%	0.00%

Tabela E.4 – Situação 4: CDRT aplicada em um leilão puramente econômico.

Período (Horas)	AP		Leilão		Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração	Preço
1	1379.5	18.50	1379.5	18.50	0.00%	0.00%
2	1279.0	18.50	1279.0	17.79	0.00%	3.99%
3	1203.6	18.50	1203.6	17.79	0.00%	3.99%
4	1178.5	18.50	1178.5	18.50	0.00%	0.00%
5	1178.5	18.50	1178.5	18.50	0.00%	0.00%
6	1203.6	18.50	1203.6	17.79	0.00%	3.99%
7	1555.4	18.50	1555.4	18.50	0.00%	0.00%
8	1856.9	18.50	1856.9	18.50	0.00%	0.00%
9	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
10	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
11	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
12	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
13	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
14	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
15	2032.8	18.50	2032.8	18.50	0.00%	0.00%
16	2032.8	18.50	2032.8	18.50	0.00%	0.00%
17	2070.0	18.57	2070.0	18.57	0.00%	0.00%
18	1993.0	19.20	1993.0	19.20	0.00%	0.00%
19	1993.0	19.20	1993.0	19.20	0.00%	0.00%
20	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
21	1982.5	18.50	1982.5	18.50	0.00%	0.00%
22	1781.6	18.50	1781.5	18.50	0.00%	0.00%
23	1530.3	18.50	1530.3	17.79	0.00%	3.99%
24	1279.0	18.50	1279.0	17.79	0.00%	3.99%
Erro Médio					0.00%	0.83%

Tabela E.5 – Situação 5: CCPO de 28 passos aplicada em um leilão termelétrico.

Período (Horas)	AP		Leilão		Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração	Preço
1	1020.0	24.10	1020.0	24.10	0.00%	0.00%
2	1020.0	22.49	1020.0	22.49	0.00%	0.00%
3	1100.0	19.90	1100.0	19.90	0.00%	0.00%
4	1208.5	17.79	1208.5	17.79	0.00%	0.00%
5	1208.5	17.79	1208.5	17.79	0.00%	0.00%
6	1100.0	19.90	1100.0	19.90	0.00%	0.00%
7	1534.5	18.50	1534.5	18.50	0.00%	0.00%
8	1699.5	19.90	1699.5	19.90	0.00%	0.00%
9	1938.0	19.40	1938.0	19.40	0.00%	0.00%
10	1938.0	19.90	1938.0	19.90	0.00%	0.00%
11	1938.0	19.90	1938.0	19.90	0.00%	0.00%
12	1938.0	19.40	1938.0	19.40	0.00%	0.00%
13	1938.0	19.40	1938.0	19.40	0.00%	0.00%
14	1938.0	19.40	1938.0	19.40	0.00%	0.00%
15	2000.0	18.50	2000.0	18.50	0.00%	0.00%
16	2000.0	18.50	2000.0	18.50	0.00%	0.00%
17	2000.0	19.90	2000.0	19.90	0.00%	0.00%
18	2000.0	19.90	2000.0	19.90	0.00%	0.00%
19	2000.0	19.90	2000.0	19.90	0.00%	0.00%
20	1938.0	19.90	1938.0	19.90	0.00%	0.00%
21	1823.5	19.90	1823.5	19.90	0.00%	0.00%
22	1612.0	19.90	1612.0	19.90	0.00%	0.00%
23	1953.5	15.35	1953.5	15.35	0.00%	0.00%
24	1262.8	18.50	1262.8	18.50	0.00%	0.00%
Erro Médio					0.00%	0.00%

Tabela E.6 – Situação 6: CCPO de 56 passos aplicada em um leilão termelétrico.

Período (Horas)	AP		Leilão		Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração	Preço
1	1060.0	23.70	1060.0	23.70	0.00%	0.00%
2	1020.0	22.49	1020.0	22.49	0.00%	0.00%
3	1100.0	19.90	1100.0	19.90	0.00%	0.00%
4	1060.0	19.90	1060.0	19.90	0.00%	0.00%
5	1060.0	19.90	1060.0	19.90	0.00%	0.00%
6	1100.0	19.90	1100.0	19.90	0.00%	0.00%
7	1553.9	18.50	1553.9	18.50	0.00%	0.00%
8	1699.5	19.90	1699.5	19.90	0.00%	0.00%
9	1907.0	19.90	1907.0	19.90	0.00%	0.00%
10	1953.5	19.90	1953.5	19.90	0.00%	0.00%
11	1953.5	19.90	1953.5	19.90	0.00%	0.00%
12	1907.0	19.90	1907.0	19.90	0.00%	0.00%
13	1907.0	19.90	1907.0	19.90	0.00%	0.00%
14	1907.0	19.90	1907.0	19.90	0.00%	0.00%
15	2000.0	18.50	2000.0	18.50	0.00%	0.00%
16	2000.0	18.50	2000.0	18.50	0.00%	0.00%
17	1907.0	20.85	1907.0	20.85	0.00%	0.00%
18	2035.0	19.90	2035.0	19.90	0.00%	0.00%
19	2035.0	19.90	2035.0	19.90	0.00%	0.00%
20	1953.5	19.90	1953.5	19.90	0.00%	0.00%
21	1730.5	20.85	1730.5	20.85	0.00%	0.00%
22	1612.0	19.90	1612.0	19.90	0.00%	0.00%
23	1938.0	15.78	1938.0	15.78	0.00%	0.00%
24	1262.8	18.50	1262.8	18.50	0.00%	0.00%
Erro Médio					0.00%	0.00%

Tabela E.7 – Situação 7: CCPO de 112 passos aplicada em um leilão termelétrico.

Período (Horas)	AP		Leilão		Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração	Preço
1	1060.0	23.70	1060.0	23.70	0.00%	0.00%
2	1040.0	22.40	1040.0	22.40	0.00%	0.00%
3	1100.0	19.90	1100.0	19.90	0.00%	0.00%
4	1080.0	19.90	1080.0	19.90	0.00%	0.00%
5	1080.0	19.90	1080.0	19.90	0.00%	0.00%
6	1100.0	19.90	1100.0	19.90	0.00%	0.00%
7	1553.9	18.50	1553.9	18.50	0.00%	0.00%
8	1715.0	19.90	1715.0	19.90	0.00%	0.00%
9	1922.5	19.90	1922.5	19.90	0.00%	0.00%
10	1953.5	19.90	1953.5	19.90	0.00%	0.00%
11	1953.5	19.90	1953.5	19.90	0.00%	0.00%
12	1922.5	19.90	1922.5	19.90	0.00%	0.00%
13	1922.5	19.90	1922.5	19.90	0.00%	0.00%
14	1922.5	19.90	1922.5	19.90	0.00%	0.00%
15	2017.5	18.50	2017.5	18.50	0.00%	0.00%
16	2017.5	18.50	2017.5	18.50	0.00%	0.00%
17	1907.0	20.85	1907.0	20.85	0.00%	0.00%
18	1922.5	20.85	1922.5	20.85	0.00%	0.00%
19	1922.5	20.85	1922.5	20.85	0.00%	0.00%
20	1953.5	19.90	1953.5	19.90	0.00%	0.00%
21	1730.5	20.85	1730.5	20.85	0.00%	0.00%
22	1633.9	19.90	1633.9	19.90	0.00%	0.00%
23	1945.8	15.78	1945.7	15.78	0.00%	0.00%
24	1262.8	18.50	1262.8	18.50	0.00%	0.00%
Erro Médio					0.00%	0.00%

Tabela E.8 – Situação 8: CDRT aplicada em um leilão termelétrico.

Período (Horas)	AP		Leilão		Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração	Preço
1	1379.5	18.50	1379.5	18.50	0.00%	0.00%
2	1279.0	18.50	1279.0	17.79	0.00%	3.99%
3	1203.6	18.50	1203.6	17.79	0.00%	3.99%
4	1178.5	18.50	1178.5	18.50	0.00%	0.00%
5	1178.5	18.50	1178.5	18.50	0.00%	0.00%
6	1203.6	18.50	1203.6	18.50	0.00%	0.00%
7	1555.4	18.50	1555.4	17.79	0.00%	3.99%
8	1856.9	18.50	1856.9	18.50	0.00%	0.00%
9	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
10	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
11	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
12	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
13	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
14	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
15	2032.8	18.50	2032.8	18.50	0.00%	0.00%
16	2032.8	18.50	2032.8	18.50	0.00%	0.00%
17	2070.0	18.57	2070.0	18.57	0.00%	0.00%
18	1993.0	19.20	1993.0	19.90	0.00%	3.52%
19	1993.0	19.20	1993.0	19.90	0.00%	3.52%
20	2070.0	18.50	2070.0	18.50	0.00%	0.00%
21	1982.5	18.50	1982.5	18.50	0.00%	0.00%
22	1781.6	18.50	1781.5	18.50	0.00%	0.00%
23	1530.3	18.50	1530.3	18.50	0.00%	0.00%
24	1279.0	18.50	1279.0	18.50	0.00%	0.00%
Erro Médio					0.00%	0.79%

Tabela E.9 – Situação 9: CCPO de 28 passos aplicada em um leilão considerando as restrições de transmissão.

Período (Horas)	AP		Leilão	Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Geração	Preço
1	1457.0	17.35	1457.0	0.00%	4.06%
2	1262.8	18.50	1262.8	0.00%	4.86%
3	1262.8	17.35	1262.8	0.00%	4.13%
4	1208.5	17.79	1208.5	0.00%	3.99%
5	1208.5	17.79	1208.5	0.00%	3.99%
6	1262.8	17.35	1262.8	0.00%	4.13%
7	1534.5	18.50	1534.5	0.00%	5.14%
8	1823.5	18.50	1823.5	0.00%	5.29%
9	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
10	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
11	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
12	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
13	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
14	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
15	2000.0	18.50	2000.0	0.00%	5.18%
16	2000.0	18.50	2000.0	0.00%	5.18%
17	2070.0	18.57	2070.0	0.00%	3.67%
18	2070.0	18.57	2070.0	0.00%	3.53%
19	2070.0	18.57	2070.0	0.00%	3.53%
20	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
21	1969.0	18.50	1969.0	0.00%	5.18%
22	1761.5	18.50	1761.5	0.00%	5.41%
23	1612.0	17.35	1612.0	0.00%	4.06%
24	1262.8	18.50	1262.8	0.00%	4.86%
	Erro Médio			0.00%	4.66%

Tabela E.10 – Situação 10: CCPO de 56 passos aplicada em um leilão considerando as restrições de transmissão.

Período (Horas)	AP		Leilão	Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Geração	Preço
1	1457.0	17.35	1457.0	0.00%	4.06%
2	1262.8	18.50	1262.8	0.00%	4.86%
3	1235.6	17.79	1235.6	0.00%	4.02%
4	1154.3	18.50	1154.3	0.00%	4.92%
5	1154.3	18.50	1154.3	0.00%	4.92%
6	1235.6	17.79	1235.6	0.00%	4.02%
7	1553.9	18.50	1553.9	0.00%	5.14%
8	1849.8	18.50	1849.8	0.00%	5.43%
9	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
10	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
11	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
12	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
13	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
14	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
15	2000.0	18.50	2000.0	0.00%	5.18%
16	2000.0	18.50	2000.0	0.00%	5.18%
17	2070.0	18.57	2070.0	0.00%	3.67%
18	1984.5	19.20	1984.5	0.00%	3.80%
19	1984.5	19.20	1984.5	0.00%	3.80%
20	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
21	1969.0	18.50	1969.0	0.00%	5.18%
22	1777.0	18.50	1777.0	0.00%	5.43%
23	1495.8	18.50	1495.8	0.00%	4.95%
24	1262.8	18.50	1262.8	0.00%	4.86%
Erro Médio				0.00%	4.79%

Tabela E.11 – Situação 11: CCPO de 112 passos aplicada em um leilão considerando as restrições de transmissão.

Período (Horas)	AP		Leilão	Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Geração	Preço
1	1352.0	18.50	1352.0	0.00%	5.07%
2	1276.3	18.50	1276.3	0.00%	5.29%
3	1181.4	18.50	1181.4	0.00%	5.46%
4	1422.0	15.78	1422.0	0.00%	3.71%
5	1422.0	15.78	1422.0	0.00%	3.71%
6	1181.4	18.50	1181.4	0.00%	5.46%
7	1553.9	18.50	1553.9	0.00%	5.14%
8	1849.8	18.50	1849.8	0.00%	5.43%
9	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
10	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
11	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
12	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
13	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
14	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
15	2017.5	18.50	2017.5	0.00%	5.18%
16	2017.5	18.50	2017.5	0.00%	5.18%
17	2070.0	18.57	2070.0	0.00%	3.67%
18	1992.3	19.20	1992.2	0.00%	3.81%
19	1992.3	19.20	1992.2	0.00%	3.81%
20	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
21	1976.8	18.50	1976.8	0.00%	5.18%
22	1777.0	18.50	1777.0	0.00%	5.43%
23	1515.1	18.50	1515.1	0.00%	5.14%
24	1276.3	18.50	1276.3	0.00%	5.29%
Erro Médio				0.00%	4.89%

Tabela E.12 – Situação 12: CDRT aplicada em um leilão considerando as restrições de transmissão.

Período (Horas)	AP		Leilão	Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Geração	Preço
1	1379.5	18.50	1379.5	0.00%	5.80%
2	1279.0	18.50	1279.0	0.00%	5.29%
3	1203.6	18.50	1203.6	0.00%	5.76%
4	1178.5	18.50	1178.5	0.00%	7.02%
5	1178.5	18.50	1178.5	0.00%	7.02%
6	1203.6	18.50	1203.6	0.00%	5.76%
7	1555.4	18.50	1555.4	0.00%	5.14%
8	1856.9	18.50	1856.9	0.00%	5.43%
9	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
10	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
11	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
12	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
13	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
14	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
15	2032.8	18.50	2032.8	0.00%	5.34%
16	2032.8	18.50	2032.8	0.00%	5.34%
17	2070.0	18.57	2070.0	0.00%	3.67%
18	1993.0	19.20	1993.0	0.00%	3.81%
19	1993.0	19.20	1993.0	0.00%	3.81%
20	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
21	1982.5	18.50	1982.5	0.00%	5.34%
22	1781.6	18.50	1781.5	0.00%	5.43%
23	1530.3	18.50	1530.3	0.00%	5.14%
24	1279.0	18.50	1279.0	0.00%	5.29%
Erro Médio				0.00%	5.25%

Tabela E.13 – Situação 13: CCPO de 28 passos aplicada em um leilão termelétrico considerando as restrições de transmissão.

Período (Horas)	AP		Leilão	Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Geração	Preço
1	1020.0	24.10	1020.0	0.00%	3.28%
2	1020.0	22.49	1020.0	0.00%	3.89%
3	1100.0	19.90	1100.0	0.00%	4.03%
4	1208.5	17.79	1208.5	0.00%	6.16%
5	1208.5	17.79	1208.5	0.00%	6.16%
6	1100.0	19.90	1100.0	0.00%	4.03%
7	1534.5	18.50	1534.5	0.00%	5.14%
8	1699.5	19.90	1699.5	0.00%	4.45%
9	1938.0	19.40	1938.0	0.00%	3.81%
10	1938.0	19.90	1938.0	0.00%	3.66%
11	1938.0	19.90	1938.0	0.00%	3.66%
12	1938.0	19.40	1938.0	0.00%	3.81%
13	1938.0	19.40	1938.0	0.00%	3.81%
14	1938.0	19.40	1938.0	0.00%	3.81%
15	2000.0	18.50	2000.0	0.00%	5.18%
16	2000.0	18.50	2000.0	0.00%	5.18%
17	2000.0	19.90	2000.0	0.00%	3.72%
18	2000.0	19.90	2000.0	0.00%	3.72%
19	2000.0	19.90	2000.0	0.00%	3.72%
20	1938.0	19.90	1938.0	0.00%	3.66%
21	1823.5	19.90	1823.5	0.00%	4.59%
22	1612.0	19.90	1612.0	0.00%	3.39%
23	1953.5	15.35	1953.5	0.00%	4.88%
24	1262.8	18.50	1262.8	0.00%	5.78%
	Erro Médio			0.00%	4.31%

Tabela E.14 – Situação 14: CCPO de 56 passos aplicada em um leilão termelétrico considerando as restrições de transmissão.

Período (Horas)	AP		Leilão	Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Geração	Preço
1	1060.0	23.70	1060.0	0.00%	3.07%
2	1020.0	22.49	1020.0	0.00%	3.89%
3	1100.0	19.90	1100.0	0.00%	4.03%
4	1060.0	19.90	1060.0	0.00%	2.97%
5	1060.0	19.90	1060.0	0.00%	2.97%
6	1100.0	19.90	1100.0	0.00%	4.03%
7	1553.9	18.50	1553.9	0.00%	5.14%
8	1699.5	19.90	1699.5	0.00%	4.45%
9	1907.0	19.90	1907.0	0.00%	3.55%
10	1953.5	19.90	1953.5	0.00%	5.68%
11	1953.5	19.90	1953.5	0.00%	5.68%
12	1907.0	19.90	1907.0	0.00%	3.55%
13	1907.0	19.90	1907.0	0.00%	3.55%
14	1907.0	19.90	1907.0	0.00%	3.55%
15	2000.0	18.50	2000.0	0.00%	5.18%
16	2000.0	18.50	2000.0	0.00%	5.18%
17	1907.0	20.85	1907.0	0.00%	4.02%
18	2035.0	19.90	2035.0	0.00%	3.72%
19	2035.0	19.90	2035.0	0.00%	3.72%
20	1953.5	19.90	1953.5	0.00%	5.68%
21	1730.5	20.85	1730.5	0.00%	4.08%
22	1612.0	19.90	1612.0	0.00%	3.39%
23	1938.0	15.78	1938.0	0.00%	4.89%
24	1262.8	18.50	1262.8	0.00%	5.78%
Erro Médio				0.00%	4.24%

Tabela E.15 – Situação 15: CCPO de 112 passos aplicada em um leilão termelétrico considerando as restrições de transmissão.

Período (Horas)	AP		Leilão	Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Geração	Preço
1	1060.0	23.70	1060.0	0.00%	3.07%
2	1040.0	22.40	1040.0	0.00%	4.34%
3	1100.0	19.90	1100.0	0.00%	4.03%
4	1080.0	19.90	1080.0	0.00%	4.03%
5	1080.0	19.90	1080.0	0.00%	4.03%
6	1100.0	19.90	1100.0	0.00%	4.03%
7	1553.9	18.50	1553.9	0.00%	5.14%
8	1715.0	19.90	1715.0	0.00%	5.56%
9	1922.5	19.90	1922.5	0.00%	3.55%
10	1953.5	19.90	1953.5	0.00%	5.68%
11	1953.5	19.90	1953.5	0.00%	5.68%
12	1922.5	19.90	1922.5	0.00%	3.55%
13	1922.5	19.90	1922.5	0.00%	3.55%
14	1922.5	19.90	1922.5	0.00%	3.55%
15	1891.5	19.40	1891.5	0.00%	3.81%
16	1891.5	19.40	1891.5	0.00%	3.81%
17	1907.0	20.85	1907.0	0.00%	4.02%
18	1922.5	20.85	1922.5	0.00%	3.72%
19	1922.5	20.85	1922.5	0.00%	3.72%
20	1953.5	19.90	1953.5	0.00%	5.68%
21	1823.5	19.90	1823.5	0.00%	4.59%
22	1633.9	19.90	1633.9	0.00%	4.45%
23	1945.8	15.78	1945.7	0.00%	4.89%
24	1262.8	18.50	1262.8	0.00%	5.78%
Erro Médio				0.00%	4.34%

Tabela E.16 – Situação 16: CDRT aplicada em um leilão termelétrico considerando as restrições de transmissão.

Período (Horas)	AP		Leilão	Erros	
	Geração (MW)	Preço (\$/MW)	Geração (MW)	Geração	Preço
1	1379.5	18.50	1379.5	0.00%	4.30%
2	1279.0	18.50	1279.0	0.00%	4.29%
3	1203.6	18.50	1203.6	0.00%	4.10%
4	1178.5	18.50	1178.5	0.00%	4.20%
5	1178.5	18.50	1178.5	0.00%	4.20%
6	1203.6	18.50	1203.6	0.00%	4.16%
7	1555.4	18.50	1555.4	0.00%	5.14%
8	1856.9	18.50	1856.9	0.00%	5.43%
9	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
10	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
11	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
12	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
13	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
14	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	5.18%
15	2032.8	18.50	2032.8	0.00%	5.34%
16	2032.8	18.50	2032.8	0.00%	5.34%
17	2070.0	18.57	2070.0	0.00%	3.67%
18	1993.0	19.20	1993.0	0.00%	3.61%
19	1993.0	19.20	1993.0	0.00%	3.61%
20	2070.0	18.50	2070.0	0.00%	4.94%
21	1982.5	18.50	1982.5	0.00%	5.34%
22	1781.6	18.50	1781.5	0.00%	5.43%
23	1530.3	18.50	1530.3	0.00%	5.45%
24	1279.0	18.50	1279.0	0.00%	6.72%
Erro Médio				0.00%	4.83%

Tabela E.17 – Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão com restrições de transmissão utilizando a CCPO28 rede.

Período								
Barra	1	2	3	4	5	6	7	8
1	16.49	17.35	16.49	16.88	16.88	16.49	17.48	17.53
2	16.65	17.53	16.65	17.05	17.05	16.65	17.65	17.71
3	16.73	17.58	16.68	17.11	17.11	16.68	17.48	17.54
4	17.24	18.18	17.24	17.69	17.69	17.24	18.41	18.44
5	17.19	18.09	17.20	17.59	17.59	17.20	18.13	18.20
6	17.53	18.44	17.54	17.93	17.93	17.54	18.43	18.51
7	18.60	18.86	18.60	18.60	18.60	18.60	19.23	19.63
8	18.38	19.09	18.38	18.57	18.57	18.38	19.00	19.40

9	17.35	18.31	17.35	17.82	17.82	17.35	18.19	18.20
10	17.39	18.30	17.41	17.79	17.79	17.41	18.25	18.32
11	17.34	18.22	17.30	17.73	17.73	17.30	18.19	18.20
12	17.25	18.27	17.35	17.80	17.80	17.35	18.10	18.11
13	17.29	18.36	17.44	17.87	17.87	17.44	18.13	18.14
14	16.97	17.79	16.89	17.31	17.31	16.89	17.79	17.82
15	16.40	17.16	16.29	16.70	16.70	16.29	17.19	17.22
16	16.48	17.23	16.36	16.77	16.77	16.36	17.27	17.31
17	16.11	16.84	15.99	16.40	16.40	15.99	16.88	16.92
18	15.98	16.71	15.86	16.26	16.26	15.86	16.74	16.78
19	16.59	17.59	16.70	17.12	17.12	16.70	17.39	17.44
20	16.79	17.77	16.87	17.30	17.30	16.87	17.61	17.26
21	15.78	16.50	15.67	16.06	16.06	15.67	16.53	16.57
22	15.43	16.14	15.32	15.71	15.71	15.32	16.17	16.21
23	16.58	17.99	17.08	17.51	17.51	17.08	17.39	17.05
24	16.73	17.54	16.64	17.07	17.07	16.64	17.52	17.54
Período								
Barra	9	10	11	12	13	14	15	16
1	17.72	17.90	17.90	17.72	17.72	17.72	17.71	17.71
2	17.89	18.05	18.05	17.89	17.89	17.89	17.87	17.87
3	17.48	17.56	17.56	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48
4	18.55	18.66	18.66	18.55	18.55	18.55	18.55	18.55
5	18.35	18.67	18.67	18.35	18.35	18.35	18.33	18.33
6	18.64	18.69	18.69	18.64	18.64	18.64	18.62	18.62
7	19.72	19.76	19.76	19.72	19.72	19.72	19.71	19.71
8	19.49	19.53	19.53	19.49	19.49	19.49	19.47	19.47
9	18.26	18.32	18.32	18.26	18.26	18.26	18.25	18.25
10	18.44	18.45	18.45	18.44	18.44	18.44	18.41	18.41
11	18.23	18.27	18.27	18.23	18.23	18.23	18.22	18.22
12	18.20	18.24	18.24	18.20	18.20	18.20	18.21	18.21
13	18.10	18.15	18.15	18.10	18.10	18.10	18.11	18.11
14	17.83	17.88	17.88	17.83	17.83	17.83	17.83	17.83
15	17.22	17.27	17.27	17.22	17.22	17.22	17.22	17.22
16	17.31	17.36	17.36	17.31	17.31	17.31	17.31	17.31
17	16.92	16.97	16.97	16.92	16.92	16.92	16.92	16.92
18	16.78	16.83	16.83	16.78	16.78	16.78	16.78	16.78
19	17.45	17.50	17.50	17.45	17.45	17.45	17.45	17.45
20	17.27	17.32	17.32	17.27	17.27	17.27	17.28	17.28
21	16.57	16.62	16.62	16.57	16.57	16.57	16.57	16.57

22	16.21	16.26	16.26	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21
23	17.06	17.11	17.11	17.06	17.06	17.06	17.07	17.07
24	17.51	17.58	17.58	17.51	17.51	17.51	17.51	17.51
Período	17	18	19	20	21	22	23	24
Barra								
1	18.61	18.76	18.76	17.90	17.71	17.47	16.71	17.35
2	18.77	18.94	18.94	18.05	17.87	17.65	16.88	17.53
3	18.28	18.55	18.55	17.56	17.48	17.50	16.70	17.58
4	19.41	19.68	19.68	18.66	18.55	18.37	17.58	18.18
5	19.40	19.40	19.40	18.67	18.33	18.13	17.34	18.09
6	19.42	19.69	19.69	18.69	18.62	18.44	17.64	18.44
7	20.03	20.03	20.03	19.76	19.71	19.56	18.71	18.86
8	20.27	20.27	20.27	19.53	19.47	19.33	18.49	19.09
9	19.06	19.40	19.40	18.32	18.25	18.14	17.35	18.31
10	19.17	19.46	19.46	18.45	18.41	18.25	17.47	18.30
11	19.04	19.32	19.32	18.27	18.22	18.16	17.35	18.22
12	18.94	19.30	19.30	18.24	18.21	18.01	17.27	18.27
13	18.97	19.20	19.20	18.15	18.11	18.09	17.30	18.36
14	18.63	18.90	18.90	17.88	17.83	17.79	16.97	17.79
15	17.99	18.26	18.26	17.27	17.22	17.22	16.38	17.16
16	18.09	18.36	18.36	17.36	17.31	17.31	16.47	17.23
17	17.68	17.94	17.94	16.97	16.92	16.92	16.10	16.84
18	17.53	17.79	17.79	16.83	16.78	16.78	15.96	16.71
19	18.23	18.51	18.51	17.50	17.45	17.46	16.58	17.59
20	18.05	18.32	18.32	17.32	17.28	17.30	16.80	17.77
21	17.31	17.57	17.57	16.62	16.57	16.57	15.76	16.50
22	16.94	17.19	17.19	16.26	16.21	16.21	15.42	16.14
23	17.83	18.10	18.10	17.11	17.07	17.09	16.59	17.99
24	18.30	18.57	18.57	17.58	17.51	17.52	16.69	17.54

Tabela E.18 – Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão com restrições de transmissão utilizando a CCPO56 rede.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Barra								
1	16.49	17.35	16.88	17.25	17.25	16.88	17.48	17.50
2	16.65	17.53	17.05	17.42	17.42	17.05	17.65	17.68

3	16.73	17.58	17.10	17.53	17.53	17.10	17.48	17.51
4	17.24	18.18	17.68	18.05	18.05	17.68	18.41	18.41
5	17.19	18.09	17.60	17.96	17.96	17.60	18.13	18.17
6	17.53	18.44	17.94	18.31	18.31	17.94	18.43	18.48
7	18.60	18.86	18.60	18.60	18.60	18.60	19.23	19.60
8	18.38	19.09	18.57	18.82	18.82	18.57	19.00	19.37
9	17.35	18.31	17.81	18.18	18.18	17.81	18.19	18.17
10	17.39	18.30	17.80	18.16	18.16	17.80	18.25	18.30
11	17.34	18.22	17.72	18.06	18.06	17.72	18.19	18.18
12	17.25	18.27	17.78	18.19	18.19	17.78	18.10	18.08
13	17.29	18.36	17.86	18.26	18.26	17.86	18.13	18.11
14	16.97	17.79	17.31	17.79	17.79	17.31	17.79	17.79
15	16.40	17.16	16.69	17.22	17.22	16.69	17.19	17.20
16	16.48	17.23	16.76	17.30	17.30	16.76	17.27	17.28
17	16.11	16.84	16.39	16.91	16.91	16.39	16.88	16.90
18	15.98	16.71	16.25	16.77	16.77	16.25	16.74	16.75
19	16.59	17.59	17.11	17.62	17.62	17.11	17.39	17.42
20	16.79	17.77	17.29	17.77	17.77	17.29	17.61	17.23
21	15.78	16.50	16.05	16.56	16.56	16.05	16.53	16.54
22	15.43	16.14	15.70	16.20	16.20	15.70	16.17	16.19
23	16.58	17.99	17.50	17.97	17.97	17.50	17.39	17.02
24	16.73	17.54	17.06	17.55	17.55	17.06	17.52	17.51
Período								
Barra	9	10	11	12	13	14	15	16
1	17.72	17.90	17.90	17.72	17.72	17.72	17.71	17.71
2	17.89	18.05	18.05	17.89	17.89	17.89	17.87	17.87
3	17.48	17.56	17.56	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48
4	18.55	18.66	18.66	18.55	18.55	18.55	18.55	18.55
5	18.35	18.67	18.67	18.35	18.35	18.35	18.33	18.33
6	18.64	18.69	18.69	18.64	18.64	18.64	18.62	18.62
7	19.72	19.76	19.76	19.72	19.72	19.72	19.71	19.71
8	19.49	19.53	19.53	19.49	19.49	19.49	19.47	19.47
9	18.26	18.32	18.32	18.26	18.26	18.26	18.25	18.25
10	18.44	18.45	18.45	18.44	18.44	18.44	18.41	18.41
11	18.23	18.27	18.27	18.23	18.23	18.23	18.22	18.22
12	18.20	18.24	18.24	18.20	18.20	18.20	18.21	18.21
13	18.10	18.15	18.15	18.10	18.10	18.10	18.11	18.11
14	17.83	17.88	17.88	17.83	17.83	17.83	17.83	17.83
15	17.22	17.27	17.27	17.22	17.22	17.22	17.22	17.22

16	17.31	17.36	17.36	17.31	17.31	17.31	17.31	17.31
17	16.92	16.97	16.97	16.92	16.92	16.92	16.92	16.92
18	16.78	16.83	16.83	16.78	16.78	16.78	16.78	16.78
19	17.45	17.50	17.50	17.45	17.45	17.45	17.45	17.45
20	17.27	17.32	17.32	17.27	17.27	17.27	17.28	17.28
21	16.57	16.62	16.62	16.57	16.57	16.57	16.57	16.57
22	16.21	16.26	16.26	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21
23	17.06	17.11	17.11	17.06	17.06	17.06	17.07	17.07
24	17.51	17.58	17.58	17.51	17.51	17.51	17.51	17.51
Período								
Barra	17	18	19	20	21	22	23	24
1	18.61	18.76	18.76	17.90	17.71	17.50	17.51	17.35
2	18.77	18.93	18.93	18.05	17.87	17.68	17.69	17.53
3	18.28	18.56	18.56	17.56	17.48	17.51	17.52	17.58
4	19.41	19.69	19.69	18.66	18.55	18.41	18.45	18.18
5	19.40	19.40	19.40	18.67	18.33	18.17	18.17	18.09
6	19.42	19.69	19.69	18.69	18.62	18.48	18.48	18.44
7	20.03	20.03	20.03	19.76	19.71	19.60	19.27	18.86
8	20.27	20.27	20.27	19.53	19.47	19.37	19.04	19.09
9	19.06	19.41	19.41	18.32	18.25	18.17	18.23	18.31
10	19.17	19.47	19.47	18.45	18.41	18.30	18.29	18.30
11	19.04	19.32	19.32	18.27	18.22	18.18	18.23	18.22
12	18.94	19.31	19.31	18.24	18.21	18.08	18.14	18.27
13	18.97	19.20	19.20	18.15	18.11	18.11	18.17	18.36
14	18.63	18.91	18.91	17.88	17.83	17.79	17.83	17.79
15	17.99	18.27	18.27	17.27	17.22	17.20	17.22	17.16
16	18.09	18.36	18.36	17.36	17.31	17.28	17.31	17.23
17	17.68	17.95	17.95	16.97	16.92	16.90	16.92	16.84
18	17.53	17.80	17.80	16.83	16.78	16.75	16.78	16.71
19	18.23	18.51	18.51	17.50	17.45	17.42	17.43	17.59
20	18.05	18.32	18.32	17.32	17.28	17.23	17.65	17.77
21	17.31	17.58	17.58	16.62	16.57	16.54	16.57	16.50
22	16.94	17.19	17.19	16.26	16.21	16.19	16.21	16.14
23	17.83	18.10	18.10	17.11	17.07	17.02	17.43	17.99
24	18.30	18.58	18.58	17.58	17.51	17.51	17.55	17.54

Tabela E.19 – Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão com restrições de transmissão utilizando a CCPO112 rede.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Barra								
1	17.38	17.27	17.17	15.72	15.72	17.17	17.48	17.50
2	17.56	17.44	17.34	15.88	15.88	17.34	17.65	17.68
3	17.57	17.50	17.45	15.73	15.73	17.45	17.48	17.51
4	18.37	18.09	17.99	16.57	16.57	17.99	18.41	18.41
5	18.07	18.00	17.89	16.30	16.30	17.89	18.13	18.17
6	18.39	18.35	18.23	16.57	16.57	18.23	18.43	18.48
7	19.22	18.77	18.66	18.50	18.50	18.66	19.23	19.60
8	18.99	19.00	18.88	17.73	17.73	18.88	19.00	19.37
9	18.19	18.22	18.13	16.38	16.38	18.13	18.19	18.17
10	18.22	18.21	18.08	16.40	16.40	18.08	18.25	18.30
11	18.14	18.13	18.02	16.30	16.30	18.02	18.19	18.18
12	18.14	18.19	18.11	16.30	16.30	18.11	18.10	18.08
13	18.23	18.27	18.19	16.21	16.21	18.19	18.13	18.11
14	17.79	17.70	17.79	15.95	15.95	17.79	17.79	17.79
15	17.23	17.07	17.09	15.41	15.41	17.09	17.19	17.20
16	17.31	17.14	17.17	15.49	15.49	17.17	17.27	17.28
17	16.92	16.76	16.78	15.14	15.14	16.78	16.88	16.90
18	16.78	16.63	16.64	15.01	15.01	16.64	16.74	16.75
19	17.43	17.50	17.50	15.59	15.59	17.50	17.39	17.42
20	17.66	17.68	17.66	15.79	15.79	17.66	17.61	17.23
21	16.57	16.42	16.44	14.83	14.83	16.44	16.53	16.54
22	16.21	16.06	16.08	14.50	14.50	16.08	16.17	16.19
23	17.44	17.90	17.87	15.59	15.59	17.87	17.39	17.02
24	17.57	17.45	17.44	15.71	15.71	17.44	17.52	17.51
Período	9	10	11	12	13	14	15	16
Barra								
1	17.72	17.90	17.90	17.72	17.72	17.72	17.71	17.71
2	17.89	18.05	18.05	17.89	17.89	17.89	17.87	17.87
3	17.48	17.56	17.56	17.48	17.48	17.48	17.48	17.48
4	18.55	18.66	18.66	18.55	18.55	18.55	18.55	18.55
5	18.35	18.67	18.67	18.35	18.35	18.35	18.33	18.33
6	18.64	18.69	18.69	18.64	18.64	18.64	18.62	18.62
7	19.72	19.76	19.76	19.72	19.72	19.72	19.71	19.71
8	19.49	19.53	19.53	19.49	19.49	19.49	19.47	19.47

9	18.26	18.32	18.32	18.26	18.26	18.26	18.25	18.25
10	18.44	18.45	18.45	18.44	18.44	18.44	18.41	18.41
11	18.23	18.27	18.27	18.23	18.23	18.23	18.22	18.22
12	18.20	18.24	18.24	18.20	18.20	18.20	18.21	18.21
13	18.10	18.15	18.15	18.10	18.10	18.10	18.11	18.11
14	17.83	17.88	17.88	17.83	17.83	17.83	17.83	17.83
15	17.22	17.27	17.27	17.22	17.22	17.22	17.22	17.22
16	17.31	17.36	17.36	17.31	17.31	17.31	17.31	17.31
17	16.92	16.97	16.97	16.92	16.92	16.92	16.92	16.92
18	16.78	16.83	16.83	16.78	16.78	16.78	16.78	16.78
19	17.45	17.50	17.50	17.45	17.45	17.45	17.45	17.45
20	17.27	17.32	17.32	17.27	17.27	17.27	17.28	17.28
21	16.57	16.62	16.62	16.57	16.57	16.57	16.57	16.57
22	16.21	16.26	16.26	16.21	16.21	16.21	16.21	16.21
23	17.06	17.11	17.11	17.06	17.06	17.06	17.07	17.07
24	17.51	17.58	17.58	17.51	17.51	17.51	17.51	17.51
Período								
Barra	17	18	19	20	21	22	23	24
1	18.61	18.77	18.77	17.90	17.71	17.50	17.48	17.27
2	18.77	18.94	18.94	18.05	17.87	17.68	17.65	17.44
3	18.28	18.55	18.55	17.56	17.48	17.51	17.48	17.50
4	19.41	19.69	19.69	18.66	18.55	18.41	18.41	18.09
5	19.40	19.41	19.41	18.67	18.33	18.17	18.13	18.00
6	19.42	19.70	19.70	18.69	18.62	18.48	18.43	18.35
7	20.03	20.04	20.04	19.76	19.71	19.60	19.23	18.77
8	20.27	20.27	20.27	19.53	19.47	19.37	19.00	19.00
9	19.06	19.40	19.40	18.32	18.25	18.17	18.19	18.22
10	19.17	19.47	19.47	18.45	18.41	18.30	18.25	18.21
11	19.04	19.32	19.32	18.27	18.22	18.18	18.19	18.13
12	18.94	19.31	19.31	18.24	18.21	18.08	18.10	18.19
13	18.97	19.20	19.20	18.15	18.11	18.11	18.13	18.27
14	18.63	18.91	18.91	17.88	17.83	17.79	17.79	17.70
15	17.99	18.26	18.26	17.27	17.22	17.20	17.19	17.07
16	18.09	18.36	18.36	17.36	17.31	17.28	17.27	17.14
17	17.68	17.95	17.95	16.97	16.92	16.90	16.88	16.76
18	17.53	17.80	17.80	16.83	16.78	16.75	16.74	16.63
19	18.23	18.51	18.51	17.50	17.45	17.42	17.39	17.50
20	18.05	18.32	18.32	17.32	17.28	17.23	17.61	17.68
21	17.31	17.57	17.57	16.62	16.57	16.54	16.53	16.42

22	16.94	17.19	17.19	16.26	16.21	16.19	16.17	16.06
23	17.83	18.10	18.10	17.11	17.07	17.02	17.39	17.90
24	18.30	18.58	18.58	17.58	17.51	17.51	17.52	17.45

Tabela E.20 – Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão com restrições de transmissão utilizando a CDRT.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Barra								
1	17.21	17.27	17.12	16.89	16.89	17.12	17.48	17.50
2	17.39	17.44	17.29	17.06	17.06	17.29	17.65	17.68
3	17.42	17.50	17.39	17.15	17.15	17.39	17.48	17.51
4	18.18	18.09	17.94	17.70	17.70	17.94	18.41	18.41
5	17.88	18.00	17.83	17.59	17.59	17.83	18.13	18.17
6	18.20	18.35	18.17	17.93	17.93	18.17	18.43	18.48
7	19.02	18.77	18.60	18.60	18.60	18.60	19.23	19.60
8	18.79	19.00	18.82	18.57	18.57	18.82	19.00	19.37
9	18.01	18.22	18.07	17.83	17.83	18.07	18.19	18.17
10	18.03	18.21	18.02	17.78	17.78	18.02	18.25	18.30
11	17.97	18.13	17.96	17.72	17.72	17.96	18.19	18.18
12	17.92	18.19	18.05	17.81	17.81	18.05	18.10	18.08
13	17.95	18.27	18.13	17.89	17.89	18.13	18.13	18.11
14	17.79	17.70	17.74	17.50	17.50	17.74	17.79	17.79
15	17.12	17.07	17.03	16.80	16.80	17.03	17.19	17.20
16	17.21	17.14	17.10	16.87	16.87	17.10	17.27	17.28
17	16.82	16.76	16.72	16.50	16.50	16.72	16.88	16.90
18	16.68	16.63	16.58	16.36	16.36	16.58	16.74	16.75
19	17.30	17.50	17.44	17.20	17.20	17.44	17.39	17.42
20	17.50	17.68	17.60	17.37	17.37	17.60	17.61	17.23
21	16.47	16.42	16.38	16.16	16.16	16.38	16.53	16.54
22	16.12	16.06	16.02	15.81	15.81	16.02	16.17	16.19
23	17.26	17.90	17.81	17.57	17.57	17.81	17.39	17.02
24	17.45	17.45	17.38	17.15	17.15	17.38	17.52	17.51
Período	9	10	11	12	13	14	15	16
Barra								
1	17.72	17.90	17.90	17.72	17.72	17.72	17.67	17.67
2	17.89	18.05	18.05	17.89	17.89	17.89	17.83	17.83

3	17.48	17.56	17.56	17.48	17.48	17.48	17.44	17.44
4	18.55	18.66	18.66	18.55	18.55	18.55	18.51	18.51
5	18.35	18.67	18.67	18.35	18.35	18.35	18.29	18.29
6	18.64	18.69	18.69	18.64	18.64	18.64	18.58	18.58
7	19.72	19.76	19.76	19.72	19.72	19.72	19.66	19.66
8	19.49	19.53	19.53	19.49	19.49	19.49	19.43	19.43
9	18.26	18.32	18.32	18.26	18.26	18.26	18.21	18.21
10	18.44	18.45	18.45	18.44	18.44	18.44	18.37	18.37
11	18.23	18.27	18.27	18.23	18.23	18.23	18.18	18.18
12	18.20	18.24	18.24	18.20	18.20	18.20	18.17	18.17
13	18.10	18.15	18.15	18.10	18.10	18.10	18.07	18.07
14	17.83	17.88	17.88	17.83	17.83	17.83	17.79	17.79
15	17.22	17.27	17.27	17.22	17.22	17.22	17.18	17.18
16	17.31	17.36	17.36	17.31	17.31	17.31	17.28	17.28
17	16.92	16.97	16.97	16.92	16.92	16.92	16.88	16.88
18	16.78	16.83	16.83	16.78	16.78	16.78	16.74	16.74
19	17.45	17.50	17.50	17.45	17.45	17.45	17.41	17.41
20	17.27	17.32	17.32	17.27	17.27	17.27	17.24	17.24
21	16.57	16.62	16.62	16.57	16.57	16.57	16.53	16.53
22	16.21	16.26	16.26	16.21	16.21	16.21	16.17	16.17
23	17.06	17.11	17.11	17.06	17.06	17.06	17.03	17.03
24	17.51	17.58	17.58	17.51	17.51	17.51	17.47	17.47
Período								
Barra	17	18	19	20	21	22	23	24
1	18.61	18.77	18.77	17.90	17.67	17.50	17.48	17.27
2	18.77	18.94	18.94	18.05	17.83	17.68	17.65	17.44
3	18.28	18.55	18.55	17.56	17.44	17.51	17.48	17.50
4	19.41	19.69	19.69	18.66	18.51	18.41	18.41	18.09
5	19.40	19.41	19.41	18.67	18.29	18.17	18.13	18.00
6	19.42	19.70	19.70	18.69	18.58	18.48	18.43	18.35
7	20.03	20.04	20.04	19.76	19.66	19.60	19.23	18.77
8	20.27	20.27	20.27	19.53	19.43	19.37	19.00	19.00
9	19.06	19.40	19.40	18.32	18.21	18.17	18.19	18.22
10	19.17	19.47	19.47	18.45	18.37	18.30	18.25	18.21
11	19.04	19.32	19.32	18.27	18.18	18.18	18.19	18.13
12	18.94	19.31	19.31	18.24	18.17	18.08	18.10	18.19
13	18.97	19.20	19.20	18.15	18.07	18.11	18.13	18.27
14	18.63	18.91	18.91	17.88	17.79	17.79	17.79	17.70
15	17.99	18.26	18.26	17.27	17.18	17.20	17.19	17.07

16	18.09	18.36	18.36	17.36	17.28	17.28	17.27	17.14
17	17.68	17.95	17.95	16.97	16.88	16.90	16.88	16.76
18	17.53	17.80	17.80	16.83	16.74	16.75	16.74	16.63
19	18.23	18.51	18.51	17.50	17.41	17.42	17.39	17.50
20	18.05	18.32	18.32	17.32	17.24	17.23	17.61	17.68
21	17.31	17.57	17.57	16.62	16.53	16.54	16.53	16.42
22	16.94	17.19	17.19	16.26	16.17	16.19	16.17	16.06
23	17.83	18.10	18.10	17.11	17.03	17.02	17.39	17.90
24	18.30	18.58	18.58	17.58	17.47	17.51	17.52	17.45

Tabela E.21 – Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e com as restrições de transmissão utilizando a CCPO28 termo-rede.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Barra								
1	23.34	21.05	18.73	16.44	16.44	18.73	17.48	18.94
2	23.13	21.24	18.92	16.60	16.60	18.92	17.65	19.13
3	24.35	21.70	19.03	16.66	16.66	19.03	17.48	18.94
4	24.10	22.21	19.59	17.22	17.22	19.59	18.41	19.92
5	24.22	21.90	19.52	17.13	17.13	19.52	18.13	19.66
6	25.32	22.64	19.90	17.46	17.46	19.90	18.43	19.99
7	26.80	24.35	20.03	17.87	17.87	20.03	19.23	20.03
8	26.48	24.06	20.27	18.08	18.08	20.27	19.00	20.27
9	25.12	22.52	19.72	17.35	17.35	19.72	18.19	19.66
10	25.14	22.78	19.74	17.32	17.32	19.74	18.25	19.80
11	25.00	22.43	19.61	17.27	17.27	19.61	18.19	19.68
12	25.12	22.65	19.75	17.33	17.33	19.75	18.10	19.58
13	25.22	22.57	19.83	17.41	17.41	19.83	18.13	19.62
14	24.68	22.14	19.32	16.86	16.86	19.32	17.79	19.25
15	23.97	21.47	18.69	16.26	16.26	18.69	17.19	18.58
16	24.09	21.59	18.79	16.33	16.33	18.79	17.27	18.68
17	23.55	21.10	18.36	15.97	15.97	18.36	16.88	18.26
18	23.35	20.92	18.21	15.84	15.84	18.21	16.74	18.10
19	24.19	21.69	19.13	16.67	16.67	19.13	17.39	18.81
20	24.44	21.92	19.30	16.85	16.85	19.30	17.61	19.05
21	23.06	20.66	17.98	15.64	15.64	17.98	16.53	17.88
22	22.56	20.21	17.59	15.30	15.30	17.59	16.17	17.49

23	24.74	22.19	19.51	17.05	17.05	19.51	17.39	18.81
24	24.41	21.83	19.06	16.62	16.62	19.06	17.52	18.92
Período	9	10	11	12	13	14	15	16
Barra								
1	18.71	19.31	19.31	18.71	18.71	18.71	17.71	17.71
2	18.90	19.51	19.51	18.90	18.90	18.90	17.87	17.87
3	18.74	19.35	19.35	18.74	18.74	18.74	17.48	17.48
4	19.71	20.35	20.35	19.71	19.71	19.71	18.55	18.55
5	19.40	20.02	20.02	19.40	19.40	19.40	18.33	18.33
6	19.72	20.35	20.35	19.72	19.72	19.72	18.62	18.62
7	20.03	20.75	20.75	20.03	20.03	20.03	19.71	19.71
8	20.27	20.99	20.99	20.27	20.27	20.27	19.47	19.47
9	19.48	20.12	20.12	19.48	19.48	19.48	18.25	18.25
10	19.52	20.14	20.14	19.52	19.52	19.52	18.41	18.41
11	19.44	20.06	20.06	19.44	19.44	19.44	18.22	18.22
12	19.33	19.96	19.96	19.33	19.33	19.33	18.21	18.21
13	19.37	19.99	19.99	19.37	19.37	19.37	18.11	18.11
14	19.03	19.64	19.64	19.03	19.03	19.03	17.83	17.83
15	18.39	18.99	18.99	18.39	18.39	18.39	17.22	17.22
16	18.49	19.09	19.09	18.49	18.49	18.49	17.31	17.31
17	18.07	18.66	18.66	18.07	18.07	18.07	16.92	16.92
18	17.92	18.50	18.50	17.92	17.92	17.92	16.78	16.78
19	18.63	19.23	19.23	18.63	18.63	18.63	17.45	17.45
20	18.43	19.03	19.03	18.43	18.43	18.43	17.28	17.28
21	17.70	18.27	18.27	17.70	17.70	17.70	16.57	16.57
22	17.31	17.87	17.87	17.31	17.31	17.31	16.21	16.21
23	18.21	18.79	18.79	18.21	18.21	18.21	17.07	17.07
24	18.73	19.34	19.34	18.73	18.73	18.73	17.51	17.51
Período	17	18	19	20	21	22	23	24
Barra								
1	19.48	19.48	19.48	19.31	18.94	19.32	16.01	19.08
2	19.66	19.66	19.66	19.51	19.13	19.51	15.85	19.26
3	19.27	19.27	19.27	19.35	18.95	19.30	15.41	19.36
4	20.44	20.44	20.44	20.35	19.93	20.31	16.08	19.95
5	20.14	20.14	20.14	20.02	19.65	20.05	16.24	19.89
6	20.44	20.44	20.44	20.35	19.99	20.40	16.32	20.28
7	20.80	20.80	20.80	20.75	20.03	20.43	18.40	22.40
8	21.04	21.04	21.04	20.99	20.27	20.68	17.64	21.47
9	20.14	20.14	20.14	20.12	19.67	20.05	15.93	20.07

10	20.21	20.21	20.21	20.14	19.79	20.20	16.09	20.12
11	20.10	20.10	20.10	20.06	19.67	20.04	15.88	20.02
12	19.99	19.99	19.99	19.96	19.56	20.04	15.89	20.02
13	20.03	20.03	20.03	19.99	19.60	20.13	15.80	20.11
14	19.66	19.66	19.66	19.64	19.25	19.63	15.52	19.61
15	18.98	18.98	18.98	18.99	18.61	18.99	14.77	18.99
16	19.09	19.09	19.09	19.09	18.70	19.08	14.85	19.08
17	18.66	18.66	18.66	18.66	18.28	18.66	14.52	18.65
18	18.50	18.50	18.50	18.50	18.13	18.50	14.39	18.50
19	19.24	19.24	19.24	19.23	18.85	19.23	14.95	19.23
20	19.04	19.04	19.04	19.03	18.65	19.49	15.13	19.48
21	18.27	18.27	18.27	18.27	17.90	18.27	14.21	18.27
22	17.87	17.87	17.87	17.87	17.51	17.87	13.91	17.87
23	18.81	18.81	18.81	18.79	18.42	19.25	14.94	19.24
24	19.30	19.30	19.30	19.34	18.95	19.35	15.35	19.37

Tabela E.22 – Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e com as restrições de transmissão utilizando a CCPO56 termo-rede.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Barra								
1	23.05	21.05	18.73	19.01	19.01	18.73	17.48	18.94
2	23.28	21.24	18.92	19.20	19.20	18.92	17.65	19.13
3	23.46	21.70	19.03	19.34	19.34	19.03	17.48	18.94
4	24.10	22.21	19.59	19.92	19.92	19.59	18.41	19.92
5	24.02	21.90	19.52	19.80	19.80	19.52	18.13	19.66
6	24.48	22.64	19.90	20.17	20.17	19.90	18.43	19.99
7	26.08	24.35	20.03	20.03	20.03	20.03	19.23	20.03
8	25.77	24.06	20.27	20.27	20.27	20.27	19.00	20.27
9	24.24	22.52	19.72	20.06	20.06	19.72	18.19	19.66
10	24.29	22.78	19.74	20.00	20.00	19.74	18.25	19.80
11	24.13	22.43	19.61	19.91	19.91	19.61	18.19	19.68
12	24.25	22.65	19.75	20.05	20.05	19.75	18.10	19.58
13	24.35	22.57	19.83	20.13	20.13	19.83	18.13	19.62
14	23.82	22.14	19.32	19.62	19.62	19.32	17.79	19.25
15	23.12	21.47	18.69	18.99	18.99	18.69	17.19	18.58
16	23.24	21.59	18.79	19.08	19.08	18.79	17.27	18.68

17	22.72	21.10	18.36	18.65	18.65	18.36	16.88	18.26
18	22.53	20.92	18.21	18.50	18.50	18.21	16.74	18.10
19	23.35	21.69	19.13	19.43	19.43	19.13	17.39	18.81
20	23.59	21.92	19.30	19.60	19.60	19.30	17.61	19.05
21	22.25	20.66	17.98	18.27	18.27	17.98	16.53	17.88
22	21.77	20.21	17.59	17.87	17.87	17.59	16.17	17.49
23	23.87	22.19	19.51	19.82	19.82	19.51	17.39	18.81
24	23.54	21.83	19.06	19.36	19.36	19.06	17.52	18.92
Período								
Barra	9	10	11	12	13	14	15	16
1	19.33	18.71	18.71	19.33	19.33	19.33	17.71	17.71
2	19.52	18.90	18.90	19.52	19.52	19.52	17.87	17.87
3	19.34	18.75	18.75	19.34	19.34	19.34	17.48	17.48
4	20.33	19.72	19.72	20.33	20.33	20.33	18.55	18.55
5	20.05	19.40	19.40	20.05	20.05	20.05	18.33	18.33
6	20.39	19.72	19.72	20.39	20.39	20.39	18.62	18.62
7	20.44	20.10	20.10	20.44	20.44	20.44	19.71	19.71
8	20.68	20.34	20.34	20.68	20.68	20.68	19.47	19.47
9	20.08	19.49	19.49	20.08	20.08	20.08	18.25	18.25
10	20.19	19.52	19.52	20.19	20.19	20.19	18.41	18.41
11	20.07	19.44	19.44	20.07	20.07	20.07	18.22	18.22
12	19.96	19.34	19.34	19.96	19.96	19.96	18.21	18.21
13	20.00	19.37	19.37	20.00	20.00	20.00	18.11	18.11
14	19.64	19.03	19.03	19.64	19.64	19.64	17.83	17.83
15	18.99	18.40	18.40	18.99	18.99	18.99	17.22	17.22
16	19.09	18.49	18.49	19.09	19.09	19.09	17.31	17.31
17	18.66	18.08	18.08	18.66	18.66	18.66	16.92	16.92
18	18.50	17.93	17.93	18.50	18.50	18.50	16.78	16.78
19	19.23	18.63	18.63	19.23	19.23	19.23	17.45	17.45
20	19.03	18.44	18.44	19.03	19.03	19.03	17.28	17.28
21	18.27	17.70	17.70	18.27	18.27	18.27	16.57	16.57
22	17.87	17.32	17.32	17.87	17.87	17.87	16.21	16.21
23	18.80	18.21	18.21	18.80	18.80	18.80	17.07	17.07
24	19.33	18.74	18.74	19.33	19.33	19.33	17.51	17.51
Período								
Barra	17	18	19	20	21	22	23	24
1	20.15	19.48	19.48	18.71	20.00	19.32	16.01	19.08
2	20.36	19.66	19.66	18.90	20.20	19.51	15.85	19.26
3	20.14	19.27	19.27	18.75	19.98	19.30	15.41	19.36

4	21.24	20.44	20.44	19.72	21.05	20.31	16.08	19.95
5	20.91	20.14	20.14	19.40	20.76	20.05	16.24	19.89
6	21.26	20.44	20.44	19.72	21.12	20.40	16.32	20.28
7	21.67	20.80	20.80	20.10	21.16	20.43	18.40	22.40
8	21.93	21.04	21.04	20.34	21.42	20.68	17.64	21.47
9	21.00	20.14	20.14	19.49	20.78	20.05	15.93	20.07
10	21.04	20.21	20.21	19.52	20.91	20.20	16.09	20.12
11	20.94	20.10	20.10	19.44	20.79	20.04	15.88	20.02
12	20.89	19.99	19.99	19.34	20.68	20.04	15.89	20.02
13	20.93	20.03	20.03	19.37	20.78	20.13	15.80	20.11
14	20.43	19.66	19.66	19.03	20.30	19.63	15.52	19.61
15	19.66	18.98	18.98	18.40	19.56	18.99	14.77	18.99
16	19.75	19.09	19.09	18.49	19.66	19.08	14.85	19.08
17	19.31	18.66	18.66	18.08	19.22	18.66	14.52	18.65
18	19.15	18.50	18.50	17.93	19.06	18.50	14.39	18.50
19	19.85	19.24	19.24	18.63	19.77	19.23	14.95	19.23
20	20.06	19.04	19.04	18.44	20.00	19.49	15.13	19.48
21	18.92	18.27	18.27	17.70	18.82	18.27	14.21	18.27
22	18.50	17.87	17.87	17.32	18.41	17.87	13.91	17.87
23	19.79	18.81	18.81	18.21	19.74	19.25	14.94	19.24
24	20.07	19.30	19.30	18.74	19.94	19.35	15.35	19.37

Tabela E.23 – Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e com as restrições de transmissão utilizando a CCPO112 termo-rede.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Barra								
1	23.05	21.05	18.73	18.73	18.73	18.73	17.48	18.70
2	23.28	21.24	18.92	18.92	18.92	18.92	17.65	18.89
3	23.46	21.48	19.03	19.03	19.03	19.03	17.48	18.72
4	24.10	22.11	19.59	19.59	19.59	19.59	18.41	19.70
5	24.02	21.99	19.52	19.52	19.52	19.52	18.13	19.40
6	24.48	22.81	19.90	19.90	19.90	19.90	18.43	19.73
7	26.08	24.10	20.03	20.03	20.03	20.03	19.23	20.03
8	25.77	23.82	20.27	20.27	20.27	20.27	19.00	20.27
9	24.24	22.33	19.72	19.72	19.72	19.72	18.19	19.46
10	24.29	22.52	19.74	19.74	19.74	19.74	18.25	19.52

11	24.13	22.28	19.61	19.61	19.61	19.61	18.19	19.45
12	24.25	22.39	19.75	19.75	19.75	19.75	18.10	19.34
13	24.35	22.49	19.83	19.83	19.83	19.83	18.13	19.39
14	23.82	21.69	19.32	19.32	19.32	19.32	17.79	19.02
15	23.12	21.08	18.69	18.69	18.69	18.69	17.19	18.36
16	23.24	21.18	18.79	18.79	18.79	18.79	17.27	18.46
17	22.72	20.70	18.36	18.36	18.36	18.36	16.88	18.04
18	22.53	20.53	18.21	18.21	18.21	18.21	16.74	17.89
19	23.35	21.60	19.13	19.13	19.13	19.13	17.39	18.59
20	23.59	21.81	19.30	19.30	19.30	19.30	17.61	18.82
21	22.25	20.28	17.98	17.98	17.98	17.98	16.53	17.67
22	21.77	19.83	17.59	17.59	17.59	17.59	16.17	17.28
23	23.87	22.07	19.51	19.51	19.51	19.51	17.39	18.59
24	23.54	21.50	19.06	19.06	19.06	19.06	17.52	18.71
Período								
Barra	9	10	11	12	13	14	15	16
1	19.33	18.71	18.71	19.33	19.33	19.33	18.71	18.71
2	19.52	18.90	18.90	19.52	19.52	19.52	18.90	18.90
3	19.34	18.75	18.75	19.34	19.34	19.34	18.74	18.74
4	20.33	19.72	19.72	20.33	20.33	20.33	19.71	19.71
5	20.05	19.40	19.40	20.05	20.05	20.05	19.40	19.40
6	20.39	19.72	19.72	20.39	20.39	20.39	19.72	19.72
7	20.44	20.10	20.10	20.44	20.44	20.44	20.03	20.03
8	20.68	20.34	20.34	20.68	20.68	20.68	20.27	20.27
9	20.08	19.49	19.49	20.08	20.08	20.08	19.48	19.48
10	20.19	19.52	19.52	20.19	20.19	20.19	19.52	19.52
11	20.07	19.44	19.44	20.07	20.07	20.07	19.44	19.44
12	19.96	19.34	19.34	19.96	19.96	19.96	19.33	19.33
13	20.00	19.37	19.37	20.00	20.00	20.00	19.37	19.37
14	19.64	19.03	19.03	19.64	19.64	19.64	19.03	19.03
15	18.99	18.40	18.40	18.99	18.99	18.99	18.39	18.39
16	19.09	18.49	18.49	19.09	19.09	19.09	18.49	18.49
17	18.66	18.08	18.08	18.66	18.66	18.66	18.07	18.07
18	18.50	17.93	17.93	18.50	18.50	18.50	17.92	17.92
19	19.23	18.63	18.63	19.23	19.23	19.23	18.63	18.63
20	19.03	18.44	18.44	19.03	19.03	19.03	18.43	18.43
21	18.27	17.70	17.70	18.27	18.27	18.27	17.70	17.70
22	17.87	17.32	17.32	17.87	17.87	17.87	17.31	17.31
23	18.80	18.21	18.21	18.80	18.80	18.80	18.21	18.21

24	19.33	18.74	18.74	19.33	19.33	19.33	18.73	18.73
Período	17	18	19	20	21	22	23	24
Barra								
1	20.15	20.17	20.17	18.71	18.94	18.94	16.01	19.08
2	20.36	20.37	20.37	18.90	19.13	19.13	15.85	19.26
3	20.14	20.21	20.21	18.75	18.95	18.94	15.41	19.36
4	21.24	21.25	21.25	19.72	19.93	19.92	16.08	19.95
5	20.91	20.91	20.91	19.40	19.65	19.66	16.24	19.89
6	21.26	21.26	21.26	19.72	19.99	19.99	16.32	20.28
7	21.67	21.67	21.67	20.10	20.03	20.03	18.40	22.40
8	21.93	21.93	21.93	20.34	20.27	20.27	17.64	21.47
9	21.00	21.01	21.01	19.49	19.67	19.66	15.93	20.07
10	21.04	21.04	21.04	19.52	19.79	19.80	16.09	20.12
11	20.94	20.96	20.96	19.44	19.67	19.68	15.88	20.02
12	20.89	20.85	20.85	19.34	19.56	19.58	15.89	20.02
13	20.93	20.88	20.88	19.37	19.60	19.62	15.80	20.11
14	20.43	20.51	20.51	19.03	19.25	19.25	15.52	19.61
15	19.66	19.83	19.83	18.40	18.61	18.58	14.77	18.99
16	19.75	19.93	19.93	18.49	18.70	18.68	14.85	19.08
17	19.31	19.49	19.49	18.08	18.28	18.26	14.52	18.65
18	19.15	19.32	19.32	17.93	18.13	18.10	14.39	18.50
19	19.85	20.09	20.09	18.63	18.85	18.81	14.95	19.23
20	20.06	19.87	19.87	18.44	18.65	19.05	15.13	19.48
21	18.92	19.08	19.08	17.70	17.90	17.88	14.21	18.27
22	18.50	18.67	18.67	17.32	17.51	17.49	13.91	17.87
23	19.79	19.63	19.63	18.21	18.42	18.81	14.94	19.24
24	20.07	20.20	20.20	18.74	18.95	18.92	15.35	19.37

Tabela E.24 – Preços nodais de equilíbrio obtidos no leilão considerando os aspectos físicos e operativos das unidades termelétricas e com as restrições de transmissão utilizando a CDRT.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8
Barra								
1	18.62	18.63	18.61	18.62	18.62	18.61	17.48	17.50
2	18.81	18.81	18.79	18.80	18.80	18.79	17.65	17.68
3	18.92	18.95	18.90	18.95	18.95	18.93	17.48	17.51

4	19.51	19.50	19.44	19.45	19.45	19.44	18.41	18.41
5	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	19.40	18.13	18.17
6	19.77	19.77	19.78	19.77	19.77	19.78	18.43	18.48
7	22.15	22.14	21.71	21.70	21.70	21.70	19.23	19.60
8	21.23	21.22	20.81	20.80	20.80	20.80	19.00	19.37
9	19.65	19.63	19.55	19.55	19.55	19.55	18.19	18.17
10	19.61	19.61	19.63	19.62	19.62	19.62	18.25	18.30
11	19.60	19.57	19.49	19.49	19.49	19.51	18.19	18.18
12	19.49	19.51	19.52	19.48	19.48	19.49	18.10	18.08
13	19.53	19.54	19.61	19.57	19.57	19.63	18.13	18.11
14	19.18	19.10	19.04	19.10	19.10	19.08	17.79	17.79
15	18.54	18.62	18.60	18.72	18.72	18.66	17.19	17.20
16	18.63	18.72	18.69	18.82	18.82	18.76	17.27	17.28
17	18.21	18.30	18.27	18.39	18.39	18.34	16.88	16.90
18	18.06	18.14	18.12	18.24	18.24	18.18	16.74	16.75
19	18.75	18.82	18.81	18.98	18.98	18.90	17.39	17.42
20	18.98	19.04	19.04	19.25	19.25	19.15	17.61	17.23
21	17.84	17.92	17.89	18.01	18.01	17.96	16.53	16.54
22	17.45	17.53	17.50	17.62	17.62	17.57	16.17	16.19
23	18.74	18.79	18.80	19.03	19.03	18.92	17.39	17.02
24	18.92	18.98	18.95	19.04	19.04	19.00	17.52	17.51
Período								
Barra	9	10	11	12	13	14	15	16
1	17.72	17.90	17.90	17.72	17.72	17.72	17.67	17.67
2	17.89	18.05	18.05	17.89	17.89	17.89	17.83	17.83
3	17.48	17.56	17.56	17.48	17.48	17.48	17.44	17.44
4	18.55	18.66	18.66	18.55	18.55	18.55	18.51	18.51
5	18.35	18.67	18.67	18.35	18.35	18.35	18.29	18.29
6	18.64	18.69	18.69	18.64	18.64	18.64	18.58	18.58
7	19.72	19.76	19.76	19.72	19.72	19.72	19.66	19.66
8	19.49	19.53	19.53	19.49	19.49	19.49	19.43	19.43
9	18.26	18.32	18.32	18.26	18.26	18.26	18.21	18.21
10	18.44	18.45	18.45	18.44	18.44	18.44	18.37	18.37
11	18.23	18.27	18.27	18.23	18.23	18.23	18.18	18.18
12	18.20	18.24	18.24	18.20	18.20	18.20	18.17	18.17
13	18.10	18.15	18.15	18.10	18.10	18.10	18.07	18.07
14	17.83	17.88	17.88	17.83	17.83	17.83	17.79	17.79
15	17.22	17.27	17.27	17.22	17.22	17.22	17.18	17.18
16	17.31	17.36	17.36	17.31	17.31	17.31	17.28	17.28

17	16.92	16.97	16.97	16.92	16.92	16.92	16.88	16.88
18	16.78	16.83	16.83	16.78	16.78	16.78	16.74	16.74
19	17.45	17.50	17.50	17.45	17.45	17.45	17.41	17.41
20	17.27	17.32	17.32	17.27	17.27	17.27	17.24	17.24
21	16.57	16.62	16.62	16.57	16.57	16.57	16.53	16.53
22	16.21	16.26	16.26	16.21	16.21	16.21	16.17	16.17
23	17.06	17.11	17.11	17.06	17.06	17.06	17.03	17.03
24	17.51	17.58	17.58	17.51	17.51	17.51	17.47	17.47
Período								
Barra	17	18	19	20	21	22	23	24
1	18.61	19.48	19.48	17.90	17.67	17.50	17.38	16.91
2	18.77	19.66	19.66	18.05	17.83	17.68	17.55	17.08
3	18.28	19.27	19.27	17.56	17.44	17.51	17.44	17.23
4	19.41	20.44	20.44	18.66	18.51	18.41	18.30	17.70
5	19.40	20.14	20.14	18.67	18.29	18.17	18.02	17.61
6	19.42	20.44	20.44	18.69	18.58	18.48	18.31	17.94
7	20.03	20.80	20.80	19.76	19.66	19.60	19.11	18.60
8	20.27	21.04	21.04	19.53	19.43	19.37	18.88	18.57
9	19.06	20.14	20.14	18.32	18.21	18.17	18.09	17.82
10	19.17	20.21	20.21	18.45	18.37	18.30	18.12	17.79
11	19.04	20.10	20.10	18.27	18.18	18.18	18.08	17.73
12	18.94	19.99	19.99	18.24	18.17	18.08	17.93	17.72
13	18.97	20.03	20.03	18.15	18.07	18.11	17.97	17.85
14	18.63	19.66	19.66	17.88	17.79	17.79	17.75	17.59
15	17.99	18.98	18.98	17.27	17.18	17.20	17.22	16.98
16	18.09	19.09	19.09	17.36	17.28	17.28	17.31	17.07
17	17.68	18.66	18.66	16.97	16.88	16.90	16.92	16.69
18	17.53	18.50	18.50	16.83	16.74	16.75	16.78	16.55
19	18.23	19.24	19.24	17.50	17.41	17.42	17.48	17.20
20	18.05	19.04	19.04	17.32	17.24	17.23	17.33	17.42
21	17.31	18.27	18.27	16.62	16.53	16.54	16.57	16.34
22	16.94	17.87	17.87	16.26	16.17	16.19	16.21	15.99
23	17.83	18.81	18.81	17.11	17.03	17.02	17.13	17.21
24	18.30	19.30	19.30	17.58	17.47	17.51	17.52	17.29