



Revista Eletrônica  
Paulista de Matemática

ISSN 2316-9664  
Volume 10, dez. 2017  
Edição Ermac

**Tiago Gomes Cabana**

UNESP - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”; Faculdade de Engenharia de Bauru  
tiago.cabana@feb.unesp.br

**Leonardo Nepomuceno**

UNESP - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”; Faculdade de Engenharia de Bauru  
leo@feb.unesp.br

## Modelos de auto-produção multi-período de companhias *price-makers* em mercados de energia do tipo *pool*

Multiperiod self-scheduling models of price maker company in a pool-based electricity market

### Resumo

Em mercados de energia do tipo *pool*, a comercialização de energia ocorre através de leilões, nos quais as companhias geradoras e os consumidores fornecem, respectivamente, ofertas e lances de venda e compra de blocos de potência e preços, enquanto que o Operador de Mercado, através do Procedimento de Equilíbrio de Mercado (PEM), define o preço de equilíbrio. Neste ambiente, as companhias geradoras têm por objetivo a maximização de seus lucros. Para tanto, é necessário resolver o problema de Auto-Produção (AP), que consiste no cálculo da produção ótima, ou seja, a produção que maximiza seus lucros. Este artigo apresenta um modelo multi-período de AP para companhias *price-makers*, isto é, companhias que têm o poder de influenciar o preço de mercado, e que possui matriz energética de usinas termelétricas. A principal ferramenta utilizada no modelo é a curva cota-preço, que modela o poder de mercado das companhias. Como resultado, apresentamos uma ferramenta computacional de análise econômica para companhias geradoras em um mercado do dia seguinte.

**Palavras-chave:** Modelagem Matemática e Aplicações. Planejamento de Geração de Curto Prazo. Mercados de Eletricidade. Curva Cota-Preço.

### Abstract

In a Pool-Based energy markets, energy trading occurs through auctions, where generating companies and consumers offers bids, respectively, for sale and purchase of energy blocks and prices, while the Market Operator, through of the market clearing, defines the Market clearing price. In this environment the generating companies aim to maximize their profits. To do so, it is necessary to solve the problem of Self-Scheduling, which consists of calculating optimal production that maximizes its profits. This article presents an Self-Scheduling model for the companys-price-maker, that is, companies that have the power to influence the market clearing price, and which has thermoelectric power plants. The main tool used in the model is a price-price curve, which models the companies market power. As a result, we present a computational economic analysis tool for generating companies in the electricy market.

**Keywords:** Mathematical Modeling and Applications. Short-Term Generation Planning. Electricity Markets. Price Quota Curve.



## 1 Introdução

Anteriormente à década de 90, a comercialização de energia era realizada no chamado ambiente regulado, em que as decisões de geração eram tomadas pelo operador do sistema, cujos objetivos eram a minimização dos custos de produção e o atendimento das restrições de segurança e confiabilidade do sistema (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002). Desde então, a comercialização é feita através dos leilões de energia.

No mercado de energia do tipo *pool*, as companhias geradoras fazem ofertas de venda de blocos de energia (MWh) e os consumidores e varejistas dão lances de compra de blocos de potência (MWh), a preços (\$/MW) especificados de venda e compra, enquanto que o Operador de Mercado recebe as ofertas e lances, através de um procedimento de equilíbrio de mercado (PEM), determina o preço de equilíbrio, bem como a potência gerada e consumida que será despachada no mercado. Neste ambiente, o Operador Independente do Sistema (OIS) é responsável por garantir a qualidade e segurança do sistema (KARDAKOS; SIMOGLU; BAKIRTZIS, 2013).

Nos mercados de energia as companhias geradoras podem ser classificadas em dois tipos: *price-makers* ou *price-takers*. As companhias *price-makers* são capazes de alterar o preço de equilíbrio do mercado devido ao seu grande poder, enquanto que as companhias que não tem esta capacidade são chamadas de *price-takers*, sendo que ambas têm por objetivo a maximização de suas receitas líquidas. Para alcançar este objetivo, a resolução de alguns problemas se torna necessária, sendo os principais o problema de Auto-Produção (AP) e o problema de lance estratégico (*strategic bidding*). O problema de AP permite calcular a produção ótima, ou seja, que maximizará o lucro da companhia, enquanto que o problema de lance estratégico tem por objetivo determinar a melhor estratégia de ofertas para alcançar a produção ótima calculada pelo modelo de AP.

Este trabalho tem por objetivo apresentar e avaliar, através de um estudo de caso, um modelo de AP multi-período para uma companhia do tipo *price-maker*, de usinas termelétricas em um mercado do dia seguinte do tipo *pool*. Este modelo apresenta não apenas as restrições referentes aos aspectos físicos e operacionais das usinas, como máxima e mínima potência de geração, mas também restrições intertemporais, como rampas de tomada e alívio de carga, tempo mínimo de operação e desligamento, entre outros. Para a modelagem da influência das companhias *price-makers* será utilizada a chamada curva cota-preço, que demonstra como o preço de equilíbrio varia de acordo com a cota da companhia. Além disso, este trabalho apresenta algumas mudanças em relação ao trabalho de Cabana e Nepomuceno (2017), em que são feitas alterações nas constantes de algumas das restrições intertemporais do modelo e verificado a influência na receita da companhia.

## 2 Conceitos de mercados de eletricidade

Antes da descrição do modelo, é necessária uma breve explicação sobre alguns conceitos dos mercados de eletricidade. Como já dito, cada companhia geradora faz ofertas de venda de energia. Cada bloco de oferta das unidades é então ordenado de forma que os preços estejam crescentes. Desta forma, é possível construir a chamada curva de geração agregada. De maneira semelhante é feito com os consumidores e varejistas, porém seus blocos de lances são ordenados de forma que os preços estejam decrescentes (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). A curva construída então é chamada de demanda agregada. Para este trabalho foram utilizadas as ofertas das companhias geradoras e lances dos consumidores contidos em Arroyo e Conejo (2002) e apresentadas nas Tabelas 1 e 2 respectivamente. Ao fazer o cruzamento dessas duas curvas é encontrado o chamado ponto de equilíbrio, que



determina qual será o preço de venda da energia em todo o mercado. Este processo é chamado Procedimento de Equilíbrio de Mercado (PEM). A Figura 1 apresenta o cruzamento dessas curvas para a hora 1 do sistema. Vale ressaltar que as ofertas e os lances são fornecidos para cada hora do dia seguinte. Portanto o mercado possui 24 preços de equilíbrio.

De maneira arbitrária, foi decidido que as 7 primeiras unidades geradoras pertenciam à companhia 1, as 7 seguintes pertenciam à companhia 2 e as 6 últimas à companhia 3. Para fazer o levantamento das curvas cota-preço de cada companhia, foi realizado um processo iterativo, em que o PEM é resolvido sucessivamente, retirando a cada iteração um dos blocos de ofertas e encontrando um novo ponto de equilíbrio. Dessa forma a cada PEM resolvido, tem-se um preço de equilíbrio para uma dada cota aceita no mercado. A Figura 2 apresenta as curvas cota-preço de cada uma das companhias na hora 1, sendo que a linha contínua se refere à companhia 1, a linha tracejada se refere a companhia 2 e a linha com asteriscos se refere a companhia 3. Para as companhias *price-makers*, a curva cota-preço é decrescente e linear por partes (TORRE; CONTRERAS; CONEJO, 2004), significando que o preço de mercado diminui à medida que a companhia aumenta sua cota no mercado. Para as companhias *price-takers*, a curva cota-preço é uma reta horizontal, ou seja, com variação nula.

Tabela 1 - Blocos de Ofertas das Unidades Geradoras

		Ofertas: Potência (MW) / Preços (\$/MWh)			
Companhia	Unidade	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	1	20/16,59	30/16,72	35/16,87	45/17,06
1	2	20/16,59	25/16,70	37/18,86	48/17,06
1	3	100/21,18	120/21,30	120/21,48	120/21,63
1	4	100/21,20	120/21,57	120/21,57	125/21,63
1	5	100/32,18	20/23,29	30/23,44	10/23,49
1	6	100/16,29	100/16,38	120/16,50	135/16,63
1	7	100/17,32	135/17,41	120/17,48	100/17,54
2	8	100/21,69	135/21,80	135/21,92	100/22,00
2	9	20/22,54	20/22,83	20/23,11	20/23,40
2	10	20/23,94	20/28,81	20/32,67	20/37,03
2	11	25/23,80	20/27,81	20/27,84	20/27,87
2	12	60/23,80	100/24,12	120/24,29	20/24,32
2	13	25/23,80	100/24,14	30/24,24	7/24,26
2	14	25/19,90	100/20,70	30/20,93	7/20,99
3	15	55/26,37	-	-	-
3	16	55/21,90	-	-	-
3	17	55/27,98	-	-	-
3	18	55/28,15	-	-	-
3	19	55/28,35	-	-	-
3	20	55/27,51	-	-	-

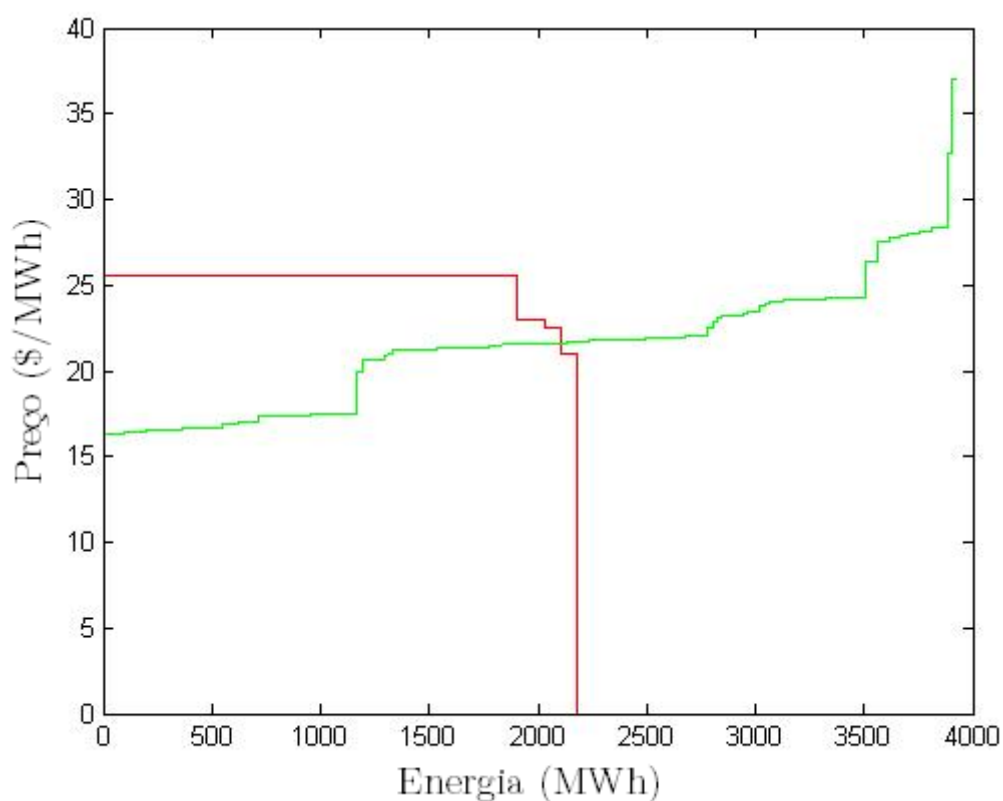


Figura 1 - Cruzamento da curva de geração agregada com a curva de demanda agregada da hora 1

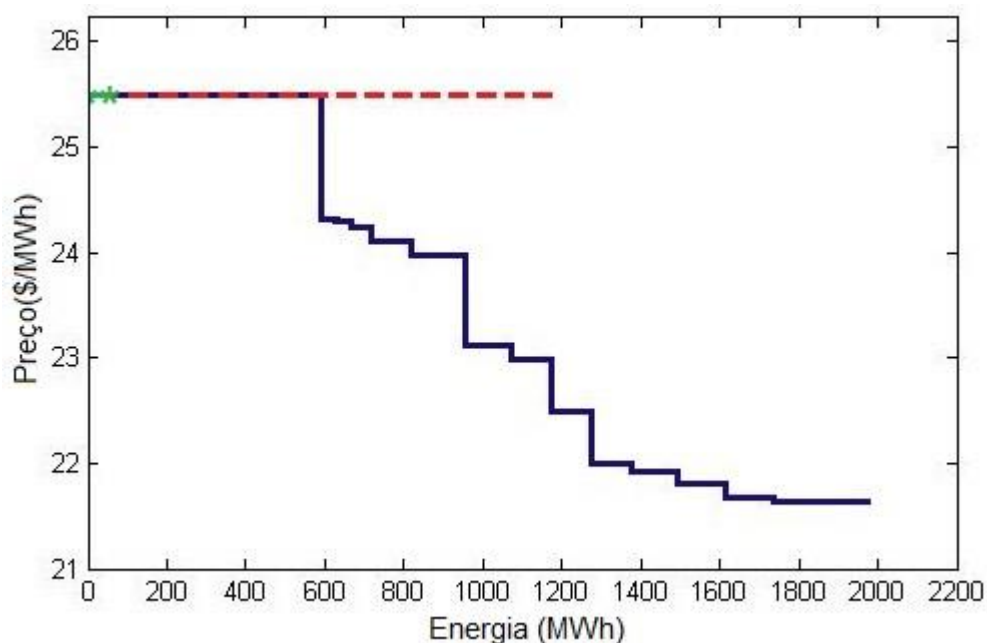


Figura 2 - Curvas cota-preço das companhias geradoras 1(Continua),2(Tracejada) e 3 (Asteriscos) na hora 1

Tabela 2 - Blocos de Lances de Demanda Agregada

	Lances: Potência (MW) / Preços (\$/MWh)			
Hora	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	1900/25.5	130/23.0	72/22.5	80/21.0
2	1732/24.5	130/23.0	40/21.5	50/21.0
3	1470/24.5	160/22.5	30/21.0	135/20.4
4	1200/24.5	100/22.5	70/21.8	135/20.4
5	1250/24.0	150/22.3	80/20.0	170/16.0
6	1400/24.5	130/22.5	70/21.8	135/19.4
7	1670/25.5	160/23.0	70/22.5	135/21.0
8	1870/26.0	200/25.5	30/24.5	135/24.2
9	2120/25.0	240/22.0	90/21.0	130/20.2
10	2000/26.0	250/23.4	150/22.5	130/18.2
11	2035/26.2	300/23.8	80/22.7	75/20.3
12	2035/26.2	300/23.9	100/22.8	75/20.3
13	1970/25.0	230/22.7	150/22.0	130/20.2
14	1960/24.5	210/24.0	130/22.5	150/20.2
15	1950/25.0	150/23.0	170/22.0	120/20.2
16	2150/25.0	120/22.0	100/21.0	120/20.2
17	1970/25.0	230/22.7	150/22.0	130/20.2
18	2000/26.0	250/23.4	150/22.5	130/18.2
19	2035/26.2	300/23.9	100/22.8	75/20.3
20	2180/27.0	250/25.8	70/23.5	130/21.2
21	2200/27.0	140/25.8	90/24.5	130/22.2
22	2000/27.0	250/25.8	150/23.5	130/21.2
23	2000/26.0	130/23.4	100/22.5	70/18.2
24	2100/25.0	100/22.0	90/21.0	80/20.2

### 3 Modelo de auto-produção

O modelo proposto é apresentado em (1a)-(1s). Para tanto, considere os seguintes índices e parâmetros.

#### Índices

- $t$  período;
- $s$  bloco de discretização da curva cota-preço;
- $j$  unidade de geração termelétrica.

#### Constantes

$Q_{t,s}^{\min}$  cota mínima do bloco de discretização  $s$  no período  $t$  da curva cota preço, dado por

$$Q_{t,s}^{\min} = \sum_{i=1}^{s-1} B_{t,i}^{\max};$$

$B_{t,s}^{\max}$  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;

$N_t$  número de blocos de discretização da curva cota-preço no período  $t$ ;

$NT$  número de unidades termelétricas da companhia geradora;



- $PT_j^{\min}$  potência mínima gerada na unidade termelétrica  $i$  ;  
 $PT_j^{\max}$  potência máxima gerada na unidade termelétrica  $i$  ;  
 $T$  número de períodos;  
 $A0_j, A1_j, A2_j$  coeficientes da curva de custo de geração da unidade  $j$  ;  
 $SD_j$  rampa de parada do gerador  $j$  ;  
 $SU_j$  rampa de partida do gerador  $j$  ;  
 $RD_j$  rampa de descida do gerador  $j$  ;  
 $RU_j$  rampa de subida do gerador  $j$  ;  
 $G_j$  Número de períodos que a unidade  $j$  deve permanecer ligada no início do horizonte de tempo devido ao mínimo tempo ligado;  
 $F_j$  Número de períodos que a unidade  $j$  deve permanecer desligada no início do horizonte de tempo devido ao mínimo tempo desligado;  
 $DT_j$  Mínimo tempo que a unidade  $j$  deve permanecer desligada;  
 $UT_j$  Mínimo tempo que a unidade  $j$  deve permanecer ligada;  
 $U_j(0)$  Número de períodos que a unidade  $j$  permaneceu ligada no final do dia anterior devido ao mínimo tempo ligado;  
 $S_j(0)$  Número de períodos que a unidade  $j$  permaneceu desligada no final do dia anterior devido ao mínimo tempo desligado;  
 $V_j(0)$  Condição inicial da unidade  $j$  (1 é ligada, 0 desligada).

#### Variáveis

- $p_{t,j}$  potência ativa gerada pela unidade  $j$  da companhia no período  $t$  ;  
 $q_t$  cota de produção da companhia no período  $t$  ;  
 $u_{t,s}$  variável binária que assume 1 se o bloco de discretização  $s$  é o último bloco necessário à obtenção do valor da cota  $q_t$  no período  $t$ , e assume 0, caso contrário;  
 $b_{t,s}$  variável real que representa o valor fracionário do bloco de discretização  $s$  no período  $t$  ;  
 $v_{t,j}$  variável binária se a unidade  $j$  está online no período  $t$  ;  
 $y_{t,j}$  variável binária se a unidade  $j$  teve ação de ligar no período  $t$  ;  
 $z_{t,j}$  variável binária se a unidade  $j$  teve ação de desligar no período  $t$  .

A função objetivo (1a) é maximização da receita líquida da companhia, sendo que o termo  $b_{t,s} + u_{t,s} Q_{t,s}^{\min}$  representa a cota da companhia,  $\lambda_{t,s}$  o preço de venda de energia. A função  $c_{t,j}(p_{t,j})$  é o custo de produção de energia de acordo com a energia gerada, sendo demonstrada em (1s). Vale ressaltar que esta expressão não é uma restrição do modelo.

As restrições (1b) a (1f) se referem a linearização da curva cota-preço, citada na seção anterior. Em Torre et al. (2002) é possível encontrar em detalhes como é feita esta linearização, e as constantes  $Q_{t,s}^{\min}$ ,  $B_{t,s}^{\max}$  e  $\lambda_{t,s}$  podem ser encontrados em Cabana (2016). As restrições (1g) a (1j) se referem às rampas de tomada e alívio de carga, e seus dados foram

retirados de Li, Johnson e Svoboda (1997). As restrições (1k) a (1p) se referem ao tempo mínimo de operação e desligamento. Por últimos, as restrições (1q) e (1r) se referem as lógicas de *status* utilizadas pelas variáveis binárias.

$$\text{Max}_{q,p,u,b} \left[ \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{s=1}^{N_t} \lambda_{t,s} (b_{t,s} + u_{t,s} Q_{t,s}^{\min}) - \sum_{j=1}^{NT} c_{t,j} (p_{t,j}) \right] \right] \quad (1a)$$

sujeito a

$$q_t = \sum_{j=1}^{NT} p_{j,t}, \forall t = 1, \dots, T \quad (1b)$$

$$q_t = \sum_{s=1}^{N_t} (b_{t,s} + u_{t,s} Q_{t,s}^{\min}), \forall t = 1, \dots, T \quad (1c)$$

$$0 \leq b_{t,s} \leq u_{t,s} B_{t,s}^{\max}, \forall s = 1, \dots, N_t, \forall t = 1, \dots, T \quad (1d)$$

$$\sum_{s=1}^{N_t} u_{t,s} = 1, \forall t = 1, \dots, T \quad (1e)$$

$$u_{t,s} \in \{0, 1\}, \forall s = 1, \dots, N_t, \forall t = 1, \dots, T \quad (1f)$$

$$p_{t,j} \geq PT_j^{\min} v_j(t), \forall t = 1, \dots, T, \forall j = 1, \dots, NT \quad (1g)$$

$$p_{t,j} \leq PT_j^{\max} [v_j(t) - z_j(t+1)] + z_j(t+1) SD_j, \forall t = 1, \dots, T, \forall j = 1, \dots, NT \quad (1h)$$

$$p_{t,j} \leq p_{(t-1),j} + RU_j v_j(t-1) + SU_j y_j(t), \forall t = 1, \dots, T, \forall j = 1, \dots, NT \quad (1i)$$

$$p_{(t-1),j} - p_{t,j} \leq RD_j v_j(t) + SD_j z_j(t), \forall t = 1, \dots, T, \forall j = 1, \dots, NT \quad (1j)$$

$$\sum_{t=1}^{G_j} (1 - v_{t,j}) = 0, \forall j = 1, \dots, NT \quad (1k)$$

$$\sum_{l=t}^{t+UT_j-1} v_{l,j} \geq UT_j y_{t,j}, \forall j = 1, \dots, NT, \forall t = G_j + 1, \dots, T - UT_j + 1 \quad (1l)$$

$$\sum_{l=t}^T (v_{l,j} - y_{t,j}) \geq 0, \forall j = 1, \dots, NT, \forall t = T - UT_j + 2, \dots, T \quad (1m)$$

$$\sum_{t=1}^{F_j} v_{t,j} = 0, \forall j = 1, \dots, NT \quad (1n)$$

$$\sum_{l=t}^{t+DT_j-1} (1 - v_{l,j}) \geq DT_j z_{t,j}, \forall j = 1, \dots, NT, \forall t = F_j + 1, \dots, T - DT_j + 1 \quad (1o)$$

$$\sum_{l=t}^T (1 - v_{l,j} - z_{t,j}) \geq 0, \forall j = 1, \dots, NT, \forall t = T - DT_j + 2, \dots, T \quad (1p)$$

$$y_{t,j} - z_{t,j} = v_{t,j} - v_{t-1,j}, \forall j = 1, \dots, NT, \forall t = 1, \dots, T \quad (1q)$$

$$y_{t,j} + z_{t,j} \leq 1, \forall j = 1, \dots, NT, \forall t = 1, \dots, T \quad (1r)$$

em que

$$c_{t,j} (p_{t,j}) = A0_j v_{t,j} + A1_j p_{t,j} + A2_j p_{t,j}^2 + UC_j y_{t,j} + DC_j z_{t,j} \quad (1s)$$

### 3 Resultados e discussões

Nesta seção, o modelo de AP proposto é avaliado utilizando um sistema teste composto por 3 companhias geradoras, com suas ofertas demonstradas na Tabela 1 e os lances da

demanda demonstradas na Tabela 2. Este modelo foi apenas simulado para a companhia 1, pois é a única que apresenta características de tipo *price-maker*.

A construção das curvas de geração agregada e demanda agregada do sistema, e das curvas cota-preço das 3 companhias foram feitas através do software Matlab versão R2013a, e o modelo foi resolvido utilizando o software IBM ILOG CPLEX *Optimization Studio*, versão 12.6, em um computador com processador Intel Core i5 e 8 Gb de RAM. A Tabela 3 apresenta o despacho horário de geração ótima, e também a receita obtida em cada hora.

Tabela 3 - Despacho ótimo de geração e receita horária encontrada pelo modelo

Hora	Potência das Unidades Geradoras (MW)							Receita (\$)
	1	2	3	4	5	6	7	
1	91	91	0	0	0	175	175	4570,75
2	130	130	0	0	0	375	315	6605,13
3	130	130	0	0	0	455	455	5864,64
4	130	130	0	0	0	455	455	5595,54
5	130	130	0	0	0	455	455	5595,54
6	130	130	0	0	0	455	455	5724,24
7	130	130	0	0	0	455	355	6579,35
8	130	130	175	0	0	455	455	8735,16
9	130	130	100	0	0	455	455	8548,41
10	130	130	300	0	0	455	455	8231,41
11	130	130	320	0	0	455	455	8866,59
12	130	130	320	0	0	455	455	9015,59
13	130	130	100	0	0	455	355	7854,72
14	130	130	100	0	0	455	355	7854,72
15	130	130	100	0	0	455	355	7690,92
16	130	130	100	0	0	455	455	8726,21
17	130	130	100	0	0	455	355	7854,72
18	130	130	300	0	0	455	455	8231,41
19	130	130	320	0	0	455	455	9015,59
20	130	130	100	0	0	455	355	10030,92
21	130	130	300	0	0	455	455	9289,81
22	130	130	200	0	0	455	455	9014,31
23	130	130	200	0	0	455	455	8027,91
24	130	130	100	0	0	455	455	8548,41
Total	3081	3081	3235	0	0	10560	9900	186071,98

Para verificar a influência da curva cota-preço na tomada de decisão da companhia, foi simulado uma situação em que a companhia não tem conhecimento de seu poder de mercado, acreditando que fazendo todas as suas ofertas, terá uma receita melhor. Para verificar este caso no modelo, deve se escolher o preço  $\lambda_{i,s}$ , sendo  $s=28$  em todos os períodos, isto é, escolhendo o preço caso sejam ofertados todos os blocos da companhia. Como resultado, o lucro obtido da companhia será de \$136.527,24. Como já visto na Tabela 3, se utilizarmos a curva cota-preço, o lucro ótimo obtido será de \$186.071,98, uma diferença de \$49.544,74 por dia, mostrando que para a companhia *price-maker*, ter uma cota menor aceita resultará uma receita líquida melhor.

Este trabalho possui uma atualização dos valores de geração do despacho ótimo e receita horário, comparado ao trabalho de Cabana e Nepomuceno (2017). Essa atualização foi realizada após mudanças nos valores das constantes das restrições (1k)-(1p), responsáveis pelas restrições de mínimo tempo de operação e desligamento das usinas termelétricas,





buscando-se, com isso, verificar a influência dessas restrições físicas na receita diária da companhia. A Tabela 4 apresenta as mudanças realizadas nas constantes, bem como a comparação dos valores de receita da companhia antes e depois das alterações.

Tabela 4 – Comparação das mudanças realizadas no trabalho apresentado no ERMAC 2017

Usinas	Antes							Depois						
	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	7
$G_j$	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	1	6
$F_j$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	4	0	0
$DT_j$	24	24	24	24	24	24	24	20	18	15	24	24	17	24
$UT_j$	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	20	18	24	15
Lucro da companhia utilizando o modelo	\$171.793,30							\$186.071,98						

## 4 Conclusões

Neste trabalho foi apresentado um modelo de auto-produção de uma companhia geradora do tipo *price-maker*, que possui apenas usinas termelétricas, em um mercado *pool* de energia elétrica. No modelo foram levantadas restrições operativas de geração e as restrições intertemporais, como tomada e alívio de carga, tempo mínimo de operação e desligamento. A principal ferramenta deste modelo é a curva cota-preço, que além de modelar o impacto das companhias *price-makers* nos preços de equilíbrio de mercado, foi capaz de mostrar graficamente as diferenças entre as companhias *price-makers* e *price-takers*.

Esta curva torna-se um instrumento de boa precisão, pois considera, além das informações das ofertas da própria companhia retiradas de leilões anteriores, as ofertas das outras companhias. Porém, não é instrumento exato, pois é impossível prever com exatidão quais serão as ofertas das outras companhias para o dia seguinte. O modelo proposto apresentou-se bastante eficaz, mostrando que se as companhias conhecerem seu poder de influência no mercado são capazes de alcançar um lucro maior, a partir dos blocos de ofertas que fornecem a cota ótima, e que nem sempre esta cota é alcançada ofertando todos os blocos no leilão.

Por fim, com as alterações realizadas nos parâmetros do modelo de Cabana e Nepomuceno (2017) foi possível encontrar um lucro maior para a companhia *price-maker*. Este aumento da receita é resultante, principalmente, da diminuição das constantes das restrições de mínimo tempo de operação e desligamento de algumas usinas da companhia geradora, tornando a operação mais flexível. Além disso, mesmo que algumas unidades necessitem começar ligadas ou desligadas devido a ações de ligar ou desligar ocorridas no dia anterior, essas restrições não foram o suficiente para a diminuição do lucro.

## 5 Agradecimentos

A FAPESP pelo apoio financeiro no projeto de pesquisa (processo nº 2016/02686-5).

## 6 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, 2002.



---

CABANA, T. G. **Modelos de auto-produção de geradores tipo price-makers em mercados pool de energia**. 2016. 80 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação). UNESP, Bauru, 2016.

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, 4., 2017, Bauru. **Caderno de trabalhos completos e resumos**. Bauru: Unesp, Faculdade de Ciências, 2017. p. 246-253.

CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MORALES, J. M. **Decision making under uncertainty in electricity markets**. Boston, MA: Springer US, 2010.

KARDAKOS, E.; SIMOGLU, C.; BAKIRTZIS, A. Short-term electricity market simulation for pool-based multi-period auctions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p.135 2526-2535, 2013.

LI, C. A.; JOHNSON, R. B.; SVOBODA, A. J. A new unit commitment method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 113-119, 1997.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. **Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management**. New York: Wiley-IEEE Press, 2002.

TORRE, S. de la 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, 2002.

TORRE, S. de la; CONTRERAS, J.; CONEJO, A. Finding multiperiod Nash equilibria in pool-based electricity markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 643-651, 2004.

---

Artigo recebido em jun. 2017 e aceito em nov. 2017.