

## **UM MODELO DE PROGRAMAÇÃO DINÂMICA PARA COMPRA DE ENERGIA ELÉTRICA DE GERADORES HIDRELÉTRICOS E EÓLICOS POR CONSUMIDORES LIVRES**

**George Martins Silva**

Universidade Estadual do Ceará - UECE  
Av. Dr. Silas Munguba, 1700, Campus do Itaperi, Fortaleza - CE  
geomartins@gmail.com

**Thelmo Pontes de Araujo**

Universidade Estadual do Ceará - UECE  
Av. Dr. Silas Munguba, 1700, Campus do Itaperi, Fortaleza - CE  
thelmo.dearaujo@gmail.com

### **RESUMO**

Este trabalho apresenta um modelo de programação dinâmica para determinar a solução ótima de compra de energia elétrica de geradores hidrelétricos e eólicos por consumidores livres. No mercado brasileiro, o consumidor livre é caracterizado pela permissão de livre escolha de seu fornecedor de energia, incluindo geradores de energia eólica. O modelo consiste na determinação da quantidade de energia que deve ser comprada mês a mês de cada gerador, com pelo menos um, obrigatoriamente, de energia eólica. Isso possibilita um requisito de sustentabilidade na compra de energia como parte da política corporativa do comprador. As regras do mercado brasileiro foram estudadas para a definição das dezenas de variáveis necessárias ao modelo de programação dinâmica.

**PALAVRAS CHAVE.** Programação dinâmica, consumidor livre, energia eólica.

**Área Principal:** Pesquisa Operacional.

### **ABSTRACT**

In this work, we present a Dynamic Programming model to determine an optimal solution to the electric power purchase problem by free consumers. In the Brazilian market, free consumers are allowed to choose their power suppliers, including wind energy suppliers. The model determines the amount of energy that must be purchased each month from each supplier, with at least one, mandatorily, of wind power. This enables a sustainability requirement in the power purchase as part of consumer's corporate policy. We studied the Brazilian market rules in order to define dozens of variables needed for the Dynamic Programming model.

**KEYWORDS.** Dynamic programming, free consumers, wind energy.

**Main Area:** Operational Research.

## 1. Introdução

Os consumidores livres no mercado energético brasileiro têm a liberdade de negociar contratos de aquisição de energia elétrica diretamente com os geradores, determinando o preço, prazo e montante da energia adquirida. A questão marcante que prevalece na negociação é o fato de que os contratos firmam compromissos futuros, para uma quantidade que, provavelmente, não será a mesma consumida no momento de sua efetivação. A diferença entre a quantidade contratada e a verificada é liquidada no mercado de curto prazo a um preço que pode ser maior ou menor do que o preço pactuado nos contratos. Dadas as incertezas de mercado, tal situação gera um risco que deve ser levado em conta na contratação de energia, assim o consumidor poderá se beneficiar ou ter que arcar com um custo elevado e não planejado (SILVA, 2011).

A Programação Dinâmica, baseada no Princípio de Otimalidade de Bellman, pode ser aplicada para modelar a compra de energia elétrica para consumidores livres. O método consiste na tomada de uma sequência de decisões, determinando para cada decisão, subproblemas que podem ser resolvidos de maneira similar, de tal forma que uma solução ótima do problema original pode ser encontrada a partir das soluções ótimas dos subproblemas (LEW; MAUCH, 2006). Em cada estágio, o método adota decisões baseadas na soma do custo atual com o custo futuro esperado, assumindo escolhas otimizadas realizadas para os estágios ou fases subsequentes (BERTSEKAS, 2005).

O sistema de geração de energia elétrica do Brasil é predominantemente hídrico, cerca de 70% do número de parques geradores do país, conforme o relatório (GWEC, 2014). As energias alternativas como eólica, solar, biomassa, têm ganhado importância no mercado de geração de energia devido a dois motivos: pressão da sociedade para utilização de fontes renováveis e limpas na geração de energia, e complemento da matriz energética, já que a geração de energia elétrica a partir de usinas hidrelétricas está diretamente ligada ao nível dos reservatórios, que por sua vez está ligado com o ciclo das chuvas. Ou seja, o potencial eólico se eleva durante o período de menor disponibilidade hídrica (ANEEL, 2010).

Nos últimos anos, o aquecimento global ganhou importância na pauta de discussões entre os países, e a preocupação com os impactos ambientais causados pelo excesso de poluentes emitidos na atmosfera têm refletido nas ações que visam a minimizar esse cenário de degradação. Diversos países, incluindo o Brasil, têm investido em parques de energia eólica, incrementando sua matriz energética com essa fonte de energia limpa. Segundo o relatório GWEC (2014), a capacidade global de energia eólica acumulada subiu de 283 GW no final de 2012 para 318 GW ao final de 2013. Ainda de acordo com esse relatório, no fim de 2013, o Brasil tinha 3,5 GW de capacidade de energia eólica instalada, energia suficiente para abastecer 8 milhões de casas, representando 3% da capacidade total de energia do país. A meta do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2022 é atingir até 2022 17,5 GW de capacidade de energia eólica instalada, representando 9,5% da matriz energética do país (GWEC, 2014).

As empresas com a utilização do chamado marketing ambiental, têm agregado valores de sustentabilidade ambiental com a mudança de filosofia de comercialização de seus produtos, que vai desde o processo de fabricação da mercadoria, até o recolhimento dos materiais pós-consumo para devida reciclagem (DIAS, 2008). A escolha de uma energia limpa, como parte da estratégia de incentivo à redução da degradação ambiental, é fundamental para certificar um produto final ecologicamente correto.

Dadas as restrições impostas pelo mercado energético, a compra de energia elétrica por meio de contratos bilaterais pode ser tratada como um problema de decisão multiestágio, no qual a determinação de contratação de energia em um certo mês deve ser considerada com base no custo esperado na contratação de energia nos meses subsequentes. Neste trabalho, aplicamos um modelo de programação dinâmica para compra de energia por consumidores livres que tenham o marketing ambiental como política de promoção de seus produtos ou serviços. O consumidor livre pode manter um portfólio contendo mais de um fornecedor, distribuídos em diferentes fontes

de energia. Com isso, o comprador pode estabelecer um critério em que um montante de sua energia total seja proveniente exclusivamente de empreendimentos de energia eólica, mantendo um perfil que o caracteriza como parceiro ambientalmente sustentável. Serão aplicadas as principais regulamentações vigentes no setor elétrico brasileiro, de forma que as simulações com hipóteses de mercado estejam o mais próximo com uma situação de mercado real.

Este trabalho está organizado em seções. Na Seção 2, apresentamos a formulação matemática que traduz as regras do mercado brasileiro. A Seção 3 descreve a modelagem matemática do problema. Na Seção 4, são apresentados os resultados obtidos. As conclusões estão na Seção 5.

## 2. Formulação Matemática para Regras de Comercialização de Energia

Para modelar o problema, é necessário determinar as regras e custos, no mercado brasileiro, de um consumidor livre. Este pode adquirir energia de vários fornecedores, firmando com cada fornecedor um contrato de compra e venda onde são registrados o prazo, montante e preço da energia. Isso pode ser feito mensalmente, utilizando o conceito de sazonalização (CLÍMACO, 2010). Assim, o custo (em R\$) da energia para o mês  $m$ , em função da demanda contratada total ( $dc_m$ , em MW), é dado por:

$$C_m(dc_m) = \sum_{i=1}^{NC_m} \{ \sigma_i \times [CP(dc_{i,m}) + CF(dc_{i,m})] \} \times 1,02,$$

onde:  $NC_m$  é o número de contratos com fornecedores;  $\sigma_i$  representa o preço da energia do fornecedor  $i$ , em R\$/MW;  $CP$  e  $CF$  são as funções que calculam o consumo mensal, em MWh, nos horários de *ponta* (consumo alto) e *fora da ponta* (consumo médio ou leve), respectivamente; e  $dc_{i,m}$  é a demanda contratada do fornecedor  $i$ . O fator 1,02 é o acréscimo de 2% referente às perdas de energia até o ponto de entrega, podendo ser técnicas (dissipadas por fenômenos físicos) ou não técnicas (erros de medições ou furtos de energia), sob responsabilidade do consumidor.

Uma observação sobre a notação: por todo este trabalho, o subscrito  $i$  refere-se ao fornecedor e o subscrito  $m$ , ao mês.

Consideramos que um mês  $m$  tem um total de 730 horas, sendo 65 horas para os horários de ponta, e 665 horas para os horários de fora de ponta. Assim, para uma demanda genérica  $d_m$ ,

$$CP(d_m) = d_m \times 65 \quad \text{e} \quad CF(d_m) = d_m \times 665.$$

Mesmo sem o fornecimento de energia por sua concessionária local, o consumidor livre continua ligado à empresa para receber a energia por meio de seu sistema de distribuição (FERNANDEZ, 2010). Ou seja, o consumidor paga uma taxa sobre o transporte da energia e os valores são determinados pelos horários de consumo, nos patamares de ponta e fora da ponta, denominada Taxa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Quando a energia é adquirida de geradores de energia renovável, há incentivos que reduzem o custo da taxa de transporte. Conforme Florezi (2009), a partir da Resolução Nº 341, de 2 de dezembro de 2008, os consumidores livres que adquirirem energia de fontes de energia incentivada têm direito a desconto sobre a taxa de transporte, em valores que variam entre 50% e 100%, podendo ser aplicados na compra ou num portfólio de contratos que tenham descontos. Nesta situação, o desconto final é constituído pela média ponderada dos descontos associados aos montantes comprados (FLOREZI, 2009). O custo do consumidor com as taxas de transporte de energia, para uma demanda *verificada* de energia  $dr_m$  (em MW), é dado por:

$$T_m(dr_m) = TD_m(dr_m) + TE_m(dr_m) + E_m(dr_m),$$

onde:  $TD_m$  e  $TE_m$  são os custos de transporte, em R\$, referentes à demanda de energia e aos encargos da energia, respectivamente; e  $E_m$  é o custo dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), utilizado para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para atendimento do consumo.

A função custo de transporte referente à demanda de energia é dada por:

$$TD_m(dr_m) = dr_m \times [TP(dr_m, m) + TFP(dr_m, m)] \times 1000,$$

onde  $TP$  e  $TFP$  são as funções que retornam os valores, em R\$/kWh, da taxa de transporte em horário de ponta e fora de ponta, respectivamente, no mês  $m$  e demanda  $dr_m$ , e são dadas por:

$$TP(dr_m, m) = vtp[1 - DSCT(dr_m, m)] \text{ e } TFP(dr_m, m) = vtf[1 - DSCT(dr_m, m)],$$

onde:  $vtp$  e  $vtf$  são os valores, em R\$/kWh, da taxa de transporte para os horários de ponta e fora da ponta, respectivamente;  $DSCT \in [0, 1]$  é a função que determina o desconto percentual passível no valor da taxa de transporte no mês  $m$  e demanda verificada  $dr_m$ , sendo definida por:

$$DSCT(dr_m, m) = \sum_{i=1}^{NC_m} dc_{i,m} \times \omega_i / \max \left\{ dr_m, \sum_{i=1}^{NC_m} dc_{i,m} \right\}, \quad (1)$$

sendo  $\omega_i \in [0, 1]$  o percentual de desconto da TUSD garantido ao fornecedor  $i$ .

A função da taxa de transporte referente aos encargos da energia é dada por

$$TE_m(dr_m) = CP(dr_m) \times tep + CF(dr_m) \times tef,$$

onde  $tep$  e  $tef$  são os valores, R\$/MWh, das tarifas de transporte referentes aos encargos de energia nos horários ponte e fora de ponta, respectivamente.

A função que determina o custo ESS (para  $ess$  em R\$/MWh) é dada por:

$$E_m(dr_m) = \{[CP(dr_m) + CF(dr_m)] \times 1,02\} \times ess.$$

Todos os contratos de compra e venda de energia firmados entre os agentes participantes são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O órgão contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto prazo, ou mercado *spot* ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado. Dessa forma, o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre os montantes contratados e os montantes medidos. Tal variação de preços oferece uma oportunidade (e também um risco) para os comercializadores de energia no mercado livre, que podem organizar seu consumo e conseguir uma renda extra. Ou seja, com o mesmo consumo de energia, há uma possibilidade, de acordo com o horário, garantir redução do custo com o consumo de energia (SILVA, 2011). Os valores do PLD foram determinados aleatoriamente e utilizada uma variável que irá considerar a probabilidade do PLD estar próximo ao valor mínimo. Com isso, a função  $S_m$ , que determina o PLD, é dada por:

$$S_m(dr_m, dc_m) = [CP(dr_m) - CP(dc_m)] \times \left[ (1 - PSp_m^{min}) \times PSp_m^{med} \right] + \\ [CF(dr_m) - CF(dc_m)] \times \left[ (1 - PSfp_m^{min}) \times PSfp_m^{med} \right],$$

onde:  $PSp_m^{min} \in [0, 1]$  e  $PSfp_m^{min} \in [0, 1]$  são as respectivas probabilidades do PLD atingir o valor mínimo no mês  $m$ , para os horários de ponta e fora de ponta;  $PSp_m^{med}$  e  $PSfp_m^{med}$  são os valores (em R\$/MWh) do PLD médio previsto para o mês  $m$ , para os horários de ponta e fora de ponta, respectivamente.

A partir dessas definições, o custo mensal total do consumidor livre que compra energia de geradores hidrelétricos (com demanda  $dch_m$ ) e eólicos (com demanda  $dce_m$ ) é dado pela função:

$$CTE_m(dch_m, dce_m, dr_m) = C_m(dch_m) + C_m(dce_m) + T_m(dr_m) + S_m(dr_m, dc_m). \quad (2)$$

Com isso, o custo total, para o consumidor, da energia contratada para  $M$  meses é dado por:

$$\sum_{m=1}^M CTE_m(dch_m, dce_m, dr_m).$$

### 3. Modelagem do Problema

Nesta seção, será construído um modelo de programação dinâmica para determinar os montantes mensais de energia a serem contratados, distribuídos entre diversos fornecedores, com objetivo de minimizar o custo total esperado para o período. A demanda total de energia é dada e inclui, obrigatoriamente, uma parcela de energia eólica.

As informações de entrada para o modelo são:

- Dados de compra do consumidor: prazo para fornecimento de energia,  $M$ ; demanda total de energia prevista para o período,  $MT$ , em MW; demanda de energia eólica a ser contratada,  $ME$ , em MW; demanda prevista sazonalizada, mês a mês,  $dp_m$ , em MW; e percentual de flexibilidade para contratação de energia,  $pf \in ]0, 0,1]$ ;
- Dados dos contratos de cada fornecedor de energia  $i$ : preço,  $\sigma_i$ , em R\$/MWh; percentual de desconto na taxa de transporte  $\omega_i$ ; e oferta mensal de energia  $do_{m,i}$ , em MW;
- Dados dos encargos incidentes sobre o consumo de energia: valores das taxas de transporte determinadas para os horários de ponta e fora da ponta,  $vt_p$  e  $vt_f$ , respectivamente, em R\$/kWh; valores das tarifas de transporte referentes aos encargos de energia no horário de ponta e fora da ponta,  $te_p$  e  $te_f$ , respectivamente, em R\$/MWh; e valor dos encargos de serviços do sistema,  $ess$ , em R\$/MWh;
- Valores esperados para o PLD: Valores do PLD em horário de ponta e fora da ponta, mês a mês,  $pldp_m$  e  $pldfp_m$ , respectivamente, em R\$/MWh.

O modelo terá como saída o montante de energia que deverá ser contratada em cada mês, e a alocação desta energia para os contratos disponíveis. Será respeitada a restrição que determina que a demanda de energia  $ME$  deverá ser distribuída pelos contratos firmados com fornecedores de energia eólica, ao longo do período de contratação  $M$ . O percentual de flexibilidade definido nesta seção será aplicado para determinar o montante de energia que deverá ser de fato contratado. Ou seja, é um percentual que poderá determinar uma contratação maior ou menor do que a demanda prevista para o mês, caracterizando a sazonalização proporcional.

A modelagem consistirá em dividir o problema em  $m$  estágios, e as melhores decisões  $uc^*$  (demanda energética ótima para contratação) e  $ue^*$  (demanda de contratação ótima nos contratos de energia eólica) em cada etapa serão determinadas de acordo com o estado em que o sistema se encontra. O estado do sistema será determinado por duas condições:  $wc$ , que é energia disponível para contratação, e  $we$ , a energia eólica exigida para contratação. Em cada estágio  $m$ , serão fixadas energias disponíveis para contratação  $wc_m \in [wc_m^{min}, wc_m^{max}]$  e  $we_m \in [0, we_m^{max}]$ .

A metodologia utilizada foi a *backward*, na qual são obtidas políticas ótimas que determinam a demanda ótima contratada  $uc^*$  e a demanda ótima contratada de energia eólica  $ue^*$  (consequentemente, demanda ótima contratada de energia hidrelétrica  $uc^* - ue^*$ ), para cada estágio  $m$ , partindo do último estágio  $M$ , cujo custo  $CTE_m(wc_m, we_m, d_m)$  é calculado por (2). Assim:

$$CE_m(wc_m, we_m, dp_m) = \min_{\substack{uc_m^{min} \leq uc_m \leq uc_m^{max} \\ ue_m^{min} \leq ue_m \leq ue_m^{max}}} E \left[ \begin{array}{l} CTE_m(uc_m - ue_m, ue_m, dp_m) \\ + CTE_{m+1}(wc_{m+1}, we_{m+1}, dp_{m+1}) \end{array} \right],$$

para  $m = 1, 2, \dots, M - 1$ , sendo  $E[.]$  o valor esperado.

Sujeito a:

$$\begin{array}{l} wc_m^{min} \leq wc_m \leq wc_m^{max}, \quad uc_m^{min} \leq uc_m \leq uc_m^{max}, \\ ue_m^{min} \leq ue_m \leq ue_m^{max} \quad \text{e} \quad 0 \leq we_m \leq we_m^{max}. \end{array}$$



Com:

$$\begin{aligned}
 CE_M(wc_M, we_M, dp_M) &= CTE_M(uc_M - ue_M, ue_M, dp_M), \\
 \pi^* &= \{(uc_1^*, ue_1^*), (uc_2^*, ue_2^*), \dots, (uc_{M-1}^*, ue_{M-1}^*)\}, \\
 wc_{m+1} &= wc_m - uc_m, \quad we_{m+1} = we_m - ue_m, \\
 dc_m^{min} &= (1 - pf) \times dp_m \quad e \quad dc_m^{max} = (1 + pf) \times dp_m, \\
 uc_m^{min} &= dc_m^{min} + \max\{0, wc_m - dc_m^{min} - wc_{m+1}^{max}\} \quad e \quad uc_m^{max} = \min\{dc_m^{max}, wc_m - wc_{m+1}^{min}\}, \\
 wc_m^{min} &= \sum_{i=m}^M dc_i^{min} \quad e \quad wc_m^{max} = \sum_{i=m}^M dc_i^{max}, \\
 uc_m^{min} &= \max\{0, we_m - EDE(wc_m - uc_m, m + 1)\} \quad e \quad uc_m^{max} = \min\{uc_m, we_m, dot_m\}, \\
 we_m^{max} &= \min\{ME, wc_m, EDE(wc_m, m)\}, \\
 dot_m &= \sum_{i=1}^{NC_m} do_{i,m}, \quad MT = \sum_{m=1}^M uc_m^* \quad e \quad ME = \sum_{m=1}^M ue_m^*;
 \end{aligned}$$

onde os sobrescritos  $^{min}$  e  $^{max}$  referem-se aos valores extremos da variável em questão;

$M$  é o número de meses para fornecimento de energia;

$m$  é o mês de suprimento da energia;

$dp_m$  é a demanda de energia prevista para consumo no mês  $m$ , em MW;

$wc_m$  é o montante total de energia necessário para contratação no mês  $m$ , em MW;

$uc_m$  é a decisão de contratação de energia no mês  $m$ , em MW;

$we_m$  é o montante total de energia eólica para contratação no mês  $m$ , em MW;

$ue_m$  é a decisão de contratação de energia eólica no mês  $m$ , em MW;

$dc_m$  é o montante de energia contratada no intervalo  $m$ , em MW;

$\pi^*$  é a política ótima do problema;

$EDE(wc_m, m)$  é a função que determina a quantidade de energia eólica disponível para contratação a partir do mês  $m$ , para uma quantidade de energia disponível  $wc_m$  (SILVA, 2011):

$$EDE(wc_m, m) = \sum_{j=m}^M \min\{uc_j, do_j\}.$$

#### 4. Resultados

Nesta seção, aplicamos o modelo construído utilizando hipóteses de mercado. A determinação dos valores mensais da demanda do consumidor foi realizada para representar um consumidor livre de acordo com a legislação brasileira. Consideramos um comprador A com montante total de energia necessário para consumo num período de 12 meses igual a 670 MW. Neste trabalho, foi considerado que os contratos de energia disponíveis em cada mês  $m$  têm oferta de energia suficiente para cobrir a demanda energética prevista, isto é,  $dot_m \geq dc_m^{max}$ . A Tabela 1 exibe a demanda energética do comprador A prevista para cada mês, bem como as variáveis restritivas calculadas com base na demanda esperada mensal.

As tarifas de uso do sistema de distribuição foram mapeadas de acordo com os custos aplicados no mercado de energia brasileiro, e os valores utilizados pelas simulações estão detalhados na Tabela 2. Nesta tabela, também são apresentados os valores PLD médios esperados e as probabilidade de tendência ao valor mínimo para o período desejado.

Foram utilizados cinco possíveis fornecedores de energia, um fornecedor para energia hidrelétrica, e outros quatro fornecedores para energia eólica. Os fornecedores de energia eólica tiveram um desconto de 50% ou 100% na TUSD. A Tabela 3 detalha as características do contrato,

$m$	$d_m$ (MW)	$dc_m^{min}$ (MW)	$dc_m^{max}$ (MW)	$wc_m^{min}$ (MW)	$wc_m^{max}$ (MW)
1	30	27	33	603	737
2	50	45	55	576	704
3	40	36	44	531	649
4	60	54	66	495	605
5	80	72	88	441	539
6	70	63	77	369	451
7	60	54	66	306	374
8	40	36	44	252	308
9	30	27	33	216	264
10	70	63	77	189	231
11	60	54	66	126	154
12	80	72	88	72	88
<b>TOTAL</b>	<b>670</b>	-	-	-	-

Tabela 1: Demanda do consumidor A para 12 meses.

<b>Encargos</b>				
<b>TUSD (R\$/kWh)</b>		<b>TUSD - Encargos (R\$/MWh)</b>		<b>ESS (R\$/MWh)</b>
Ponta ( $vt_p$ )	Fora Ponta ( $vt_f$ )	Ponta ( $te_p$ )	Fora Ponta ( $te_f$ )	( $ess$ )
30,23	8,02	21,17	21,17	0,65
<b>Valores Esperados no Mercado Spot</b>				
$m$	$PSp_m^{min}$	$PSfp_m^{min}$	$PSp_m^{med}$ (R\$/MWh)	$PSfp_m^{med}$ (R\$/MWh)
1	0,45	0,45	12,91	12,91
2	0,65	0,65	15,15	13,82
3	0,87	0,87	30,95	27,24
4	0,46	0,46	22,67	21,47
5	0,68	0,68	34,60	32,34
6	0,75	0,75	69,01	67,70
7	0,56	0,56	92,07	89,61
8	0,51	0,51	118,07	116,66
9	0,34	0,34	134,16	132,10
10	0,68	0,68	139,17	137,78
11	0,71	0,71	118,34	116,68
12	0,78	0,78	72,98	71,62

Tabela 2: Encargos utilizados na tarifação de uso do sistema de transportes.

como percentual de desconto da TUSD, oferta de energia mês a mês, e preço da energia. Os Fornecedores 1, 2 e 3 apresentam ofertas constantes ao longo do período, enquanto que nos Fornecedores 4 e 5 há uma variação na oferta de acordo com a sazonalidade dos ventos.

Primeiramente, para efeitos de comparação futura, foi considerada uma situação mais frequente de mercado, em que o consumidor adquire 100% de sua energia de fornecedores de energia hidrelétrica. Neste caso, o modelo construído foi executado considerando que não houve contratação de energia eólica. O resultado é exibido na Tabela 4. Todos os resultados a seguir mostram os custos divididos por mil, ou seja, o custo real é o custo exibido multiplicado por mil.

Os resultados exibidos na Tabela 4 mostram que o modelo de Programação Dinâmica aplicado para este cenário determinou as aquisições máximas, ou seja, aquisições acima do previsto para consumo, nos meses em que é esperada uma elevação no preço de liquidação das diferenças. É importante ressaltar que os valores negativos apresentados na coluna do custo *spot* ( $S_m$ ) não representam lucro do comprador, e sim pagamentos negativos contabilizados para efeito de compensação financeira. Claramente, o modelo apostou numa compensação financeira para os meses

Fornecedor	1 - Hidrelétrica	2 - Eólica	3 - Eólica	4 - Eólica	5 - Eólica
Desconto TUSD - $\omega_i$	0%	50%	100%	50%	100%
Preço - $\sigma_i$	R\$ 90,00	R\$ 135,00	R\$ 153,00	R\$ 135,00	R\$ 153,00
Mês	Oferta de Energia (MW)				
1	100	50	30	12	14
2	100	50	30	14	15
3	100	50	30	8	7
4	100	50	30	9	10
5	100	50	30	11	9
6	100	50	30	14	16
7	100	50	30	25	21
8	100	50	30	37	39
9	100	50	30	44	43
10	100	50	30	42	40
11	100	50	30	47	48
12	100	50	30	32	23

Tabela 3: Fornecedores de energia utilizados nos estudos de casos.

$m$	$d_m$ (MW)	$uc_m^*$ (MW)	Custos em Mil Reais - R\$			
			$CH_m$	$T_m$	$S_m$	$CTE_m$
1	30	27	1.818,25	1.625,71	15,55	3.459,51
2	50	45	3.030,41	2.709,52	17,81	5.757,74
3	40	36	2.424,33	2.167,62	10,47	4.602,41
4	60	54	3.636,50	3.251,43	51,03	6.938,96
5	80	72	4.848,66	4.335,24	60,81	9.244,71
6	70	77	5.185,37	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	4.444,60	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	2.963,07	2.167,62	-167,10	4.963,59
9	30	33	2.222,30	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	5.185,37	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	66	4.444,60	3.251,43	-148,39	7.547,64
12	80	73	4.916,00	4.335,24	80,65	9.331,89
<b>Total</b>	<b>670</b>	<b>670</b>	<b>45.119,48</b>	<b>36.307,61</b>	<b>-755,63</b>	<b>80.671,46</b>

Tabela 4: Cenário 1 - Compra de energia apenas de um fornecedor de energia hidrelétrica.

em que o PLD estiver elevado, liquidando sua energia excedente de forma mais satisfatória. Nos outros meses, o modelo apostou na aquisição de uma energia mais barata, para suprir o déficit da demanda necessária em relação à demanda contratada no mês. Os meses em que o modelo optou em adquirir energia numa demanda acima da prevista, estão compreendidos entre os meses 6 e 11. Uma observação importante a ser realizada sobre a execução deste cenário está na consideração do preço *spot* nos meses 6 e 12. A coluna  $PSp_m^{med}$  da Tabela 2 apresenta os valores de PLD R\$ 69,01 e R\$ 72,98 para os meses 6 e 12, respectivamente. A primeira impressão é que o mês 12 seria o escolhido para ter a contratação de energia no patamar máximo, mas o modelo escolheu o mês 6 considerando que o custo ótimo

$$CE_6^*(wc_6, we_6, dp_6) = \min_{\substack{\pi^6 \\ wc_6, \dots, wc_{M-1} \\ we_6, \dots, we_{M-1}}} E \left[ CTE_M(uc_M, ue_M, dp_M) + \sum_{i=6}^{M-1} CE_i(uc_i, ue_i, d_i) \right],$$

sendo  $\pi^6 = \{(uc_6, ue_6), \dots, (uc_{M-1}, ue_{M-1})\}$ , apresenta um valor menor quando  $uc_6 = 77$ , do que quando  $uc_6 = 63$ .

Na segunda execução do modelo, foi inserida uma segunda opção de oferta, representada



pelo Fornecedor de energia eólica N<sup>o</sup> 2. Determinou-se que 120 MW do montante total (670 MW) fosse proveniente do contrato firmado com o Fornecedor 2. Logo,  $ME = 120$ .

$m$	$d_m$ (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	$ue_m^*$ (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				$CH_m$	$CE_m$	$T_m$	$S_m$	$CTE_m$
1	30	0	27	0	2.727,37	1.109,34	15,55	3.852,26
2	50	0	45	0	4.545,62	1.848,9	17,81	6.412,32
3	40	0	36	0	3.636,49	1.479,12	10,47	5.126,08
4	60	42	12	2.828,38	1.212,16	3.021,93	51,03	7.113,51
5	80	72	0	4.848,66	0	4.335,24	60,81	9.244,71
6	70	77	0	5.185,37	0	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	0	4.444,6	0	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	0	2.963,07	0	2.167,62	-167,1	4.963,59
9	30	33	0	2.222,3	0	1.625,71	-191,2	3.656,81
10	70	77	0	5.185,37	0	3.793,33	-225,5	8.753,2
11	60	66	0	4.444,6	0	3.251,43	-148,39	7.547,64
12	80	73	0	4.916	0	4.335,24	80,65	9.331,89
<b>Total</b>	670	550	120	37.038,37	12.121,65	34.012,61	-755,63	82.417,01

Tabela 5: Cenário 2 - Compra de energia de dois fornecedores de energia, hidrelétrica e eólica.

Os resultados obtidos, exibidos na Tabela 5, apresentam um aumento de aproximadamente R\$ 1.745,55 no custo esperado do consumidor, em relação ao custo apresentado na Tabela 4. A execução do modelo fixou a contratação de toda a energia eólica nos quatro primeiros meses do período, e todas as contratações foram configuradas para o limite inferior da demanda mensal em cada mês. Isso significa que nesses meses, o consumidor optou por adquirir o restante de sua energia necessária para consumo no mercado de curto prazo, sob a prerrogativa de possibilidade do PLD próximo ao mínimo, compensando um custo mais elevado na energia proveniente do Fornecedor N<sup>o</sup> 2. Nos meses seguintes, partiu-se para a mesma abordagem registrada na Tabela 4, na qual o consumidor liquida sua energia excedente a um preço mais elevado.

Outras duas observações sobre esse resultado: primeiramente, o custo mensal dos contratos firmados no Cenário 2, nos primeiros quatro meses, é maior do que o custo mensal dos contratos registrados no Cenário 1. Em segundo lugar, o custo mensal dos encargos de transporte no Cenário 2, no mesmo período, é menor do que o custo mensal da mesma variável no Cenário 1. Isso ocorre devido ao desconto da TUSD que o Fornecedor N<sup>o</sup> 02 tem direito, 50%. No entanto, mesmo com este desconto, a redução no custo com o transporte de energia não foi suficiente para compensar o custo mensal do contrato, dado que o preço da energia no contrato de fornecimento de energia eólica é maior do que o preço da energia no contrato de fornecimento de energia hidrelétrica.

Para execução do Cenário 2, foi utilizado um fornecedor de energia eólica que apresenta uma oferta constante de energia ao longo do período, 50 MW mensais. Os meses escolhidos para alocação desse contrato apresentam demandas que são cobertas pela oferta. Porém, as usinas eólicas apresentam níveis de geração que oscilam ao longo de um período, dado o ciclo dos ventos, fato que pode ser verificado com os Fornecedores N<sup>o</sup> 4 e N<sup>o</sup> 5. Essa sazonalidade pode acarretar em não cobertura da demanda mensal de um consumidor, ocasionando em diluição da contratação de energia ao longo de vários meses, ou utilização de vários fornecedores para suprir a demanda energética necessária. Na execução seguinte, o Fornecedor N<sup>o</sup> 2 foi substituído pelo Fornecedor N<sup>o</sup> 4, aproximando o estudo de caso para uma situação mais normal de mercado. O resultado é mostrado na Tabela 6.

A partir de análise dos dados gerados pela execução do Cenário 3, constata-se o aumento do custo total com a aquisição de energia. Esta situação é justificada com uma distribuição de energia eólica nos meses em que o consumidor poderia obter algum ganho, liquidando o excedente a um PLD considerável, como por exemplo, no mês 6. Observa-se que em relação ao Cenário 2, onde no mês 6 é contratado 77 MW de energia, o modelo optou em contratar 70 MW, suprimindo a

$m$	$d_m$ (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	$ue_m^*$ (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				$CH_m$	$CE_m$	$T_m$	$S_m$	$CTE_m$
1	30	15	12	1.010,14	1.212,16	1.396,21	15,55	3.634,07
2	50	31	14	2.087,62	1.414,19	2.441,77	17,81	5.961,39
3	40	28	8	1.885,59	808,11	2.014,62	10,47	4.718,78
4	60	45	9	3.030,41	909,12	3.079,30	51,03	7.069,87
5	80	61	11	4.107,89	1.111,15	4.124,86	60,81	9.404,72
6	70	56	14	3.771,18	1.414,19	3.525,58	0,00	8.710,95
7	60	49	17	3.299,78	1.717,23	2.955,86	-173,12	7.799,76
8	40	43	1	2.895,73	101,01	2.150,23	-167,10	4.979,88
9	30	33	0	2.222,30	0,00	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	0	5.185,37	0,00	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	64	2	4.309,92	202,03	3.216,66	-148,39	7.580,21
12	80	48	32	3.232,44	3.232,44	3.723,24	0,00	10.188,12
<b>Total</b>	670	550	120	37.038,38	12.121,65	34.047,38	-749,64	82.457,76

Tabela 6: Cenário 3 - Compra de energia de dois fornecedores de energia, hidrelétrica e eólica.

demanda do mês. O modelo alocou os 7 MW no último período, fechando-o com 80 MW, diferente do Cenário 2, no qual o mesmo mês foi fechado com 73 MW contratados.

O resultado do Cenário 3 é interessante e necessita de uma avaliação especial. O que levou o modelo a optar pela não alocação de mais energia no período 6, do mesmo modo que foi realizado no Cenário 2? Foi realizada uma simulação da situação, alocando 7 MW no período 6, e retirando 7 MW do período 12, em ambos para energia hidrelétrica (não é possível mexer na oferta de eólica, dada a sazonalidade do fornecedor). Dessa forma, os montantes mensais do Cenário 3 são iguais aos montantes apresentados no Cenário 2, conforme apresentado na Tabela 7. Com a mudança, o custo no período 6 aumentou R\$ 409,11 (de R\$ 8.710,95 para R\$ 9.120,06), enquanto que no período 12, o custo reduziu R\$ 390,75 (de R\$ 10.188,12 para R\$ 9.797,37). Ou seja, o modelo escolheu uma redistribuição de energia entre os meses 6 e 12, dada a redução do custo em R\$ 18,36.

$m$	$d_m$ (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	$ue_m^*$ (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				$CH_m$	$CE_m$	$T_m$	$S_m$	$CTE_m$
...								
6	70	63	14	4.242,58	1.414,19	3.549,92	-86,64	9.120,06
...								
12	80	41	32	2.761,04	3.232,44	3.723,24	80,65	9.797,37
<b>Total</b>	670	550	120	37.038,38	12.121,65	34.071,72	-755,63	82.476,12

Tabela 7: Contraprova dos resultados apresentados no cenário 3.

Conforme descrito na abordagem do Cenário 3, o Fornecedor N° 4, dada a sazonalidade de sua oferta de energia, não consegue em alguns meses cobrir a demanda do consumidor. O comprador pode então negociar mais contratos de fornecimento de energia eólica, para atendimento de sua demanda, conforme seu interesse. No Cenário 04, o modelo foi executado considerando o portfólio de ofertas para o cliente com os Fornecedores N° 1, N° 4 e N° 5. O Fornecedor N° 5 foi escolhido por apresentar um percentual de desconto de 100% na tarifa de transporte.

A primeira observação que pode ser realizada sobre os resultados expostos na Tabela 8 é a redução do custo total, evidentemente, face a um desconto maior obtido nos encargos de transportes do Fornecedor N° 5. Mas, a coluna  $ue_m^*$  mostra que nenhum MW foi adquirido do Fornecedor N° 4, refletindo a utilização do cálculo do desconto da equação (1). Analogamente ao que se fez no Cenário 3, foi realizada uma contraprova com a alocação de energia do Fornecedor N° 4, nos meses de 1 a 5, e retirando a energia que foi adquirida do Fornecedor N° 5, no mês 11.

O resultado detalhado na Tabela 9 mostra que mesmo alocando energia em dois contratos

$m$	$d_m$ (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	$ue_m^*$ (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				$CH_m$	$CE_m$	$T_m$	$S_m$	$CTE_m$
1	30	13	14.0 (0,14)	875,45	1.602,75	1.090,21	15,55	3.583,97
2	50	30	15.0 (0,15)	2.020,27	1.717,23	2.135,77	17,81	5.891,09
3	40	29	7.0 (0,7)	1.952,93	801,38	1.899,87	10,47	4.664,64
4	60	44	10.0 (0,10)	2.963,07	1.144,82	2.868,93	51,03	7.027,85
5	80	63	9.0 (0,9)	4.242,58	1.030,34	3.990,99	60,81	9.324,72
6	70	77	0.0 (0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	0.0 (0,0)	4.444,60	0,00	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	0.0 (0,0)	2.963,07	0,00	2.167,62	-167,10	4.963,59
9	30	33	0.0 (0,0)	2.222,30	0,00	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	0.0 (0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	12	48.0 (0,48)	808,11	5.495,15	1.415,43	0,00	7.718,69
12	80	62	17.0 (0,17)	4.175,24	1.946,20	3.684,99	11,52	9.817,94
<b>Total</b>	670	550	120	37.038,38	13.737,87	31.717,61	-676,36	81.817,49

Tabela 8: Cenário 4 - Compra de energia de três fornecedores de energia, um hidrelétrica e dois eólicos.

$m$	$d_m$ (MW)	$uc_m^* - ue_m^*$ (MW)	$ue_m^*$ (MW)	Custos em Mil Reais - R\$				
				$CH_m$	$CE_m$	$T_m$	$S_m$	$CTE_m$
1	30	1	26(12,14)	67,34	2.814,92	860,71	15,55	3.758,52
2	50	16	29(14,15)	1.077,48	3.131,43	1.868,02	17,81	6.094,74
3	40	21	15(8,7)	1.414,19	1.609,49	1.746,87	10,47	4.781,01
4	60	35	19(9,10)	2.356,99	2.053,95	2.696,80	51,03	7.158,77
5	80	52	20(11,9)	3.501,81	2.141,49	3.780,61	60,81	9.484,73
6	70	77	0(0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-86,64	8.892,07
7	60	66	0(0,0)	4.444,60	0,00	3.251,43	-173,12	7.522,91
8	40	44	0(0,0)	2.963,07	0,00	2.167,62	-167,10	4.963,59
9	30	33	0(0,0)	2.222,30	0,00	1.625,71	-191,20	3.656,81
10	70	77	0(0,0)	5.185,37	0,00	3.793,33	-225,50	8.753,20
11	60	60	0(0,0)	4.040,55	0,00	3.251,43	0,00	7.291,98
12	80	68	11(0,11)	4.579,29	1.259,30	3.914,49	11,52	9.764,60
<b>Total</b>	670	550	120	37.038,38	13.010,57	32.750,36	-676,36	82.122,94

Tabela 9: Contraprova dos resultados apresentados no cenário 4.

de energia eólica, nos meses de 1 a 5, o custo esperado total apresentado na execução do Cenário 4 é menor, uma diferença de R\$ 305,45. O custo total dos contratos firmados pelo comprador com fornecedores de energia eólica apresentados na Tabela 9 é menor do que o custo apresentado na Tabela 8, uma diferença de R\$ 727,30. Em compensação, o custo total dos encargos de transporte é menor na execução apresentada na Tabela 8, R\$ 1.032,75 a menos do que apresentado na Tabela 9. Logo, o modelo ao ser executado com as configurações do Cenário 3, apresentou resultados consistentes, minimizando o custo esperado.

Pelos resultados obtidos, nota-se que o consumidor terá um custo maior quando optar por contratar fornecedores de energia eólica na composição de seu portfólio de suprimento de energia. No entanto, as características dos fornecedores (como o preço da energia, a sazonalidade das ofertas mensais dos fornecedores e o percentual de desconto nos encargos de transporte) podem reduzir os custos com a compra de energia eólica, e aproximar o custo total esperado do custo que teria se comprasse energia apenas de fornecedores de energia hidrelétrica. Esse fato é apresentado no Cenário 4, no qual o consumidor teve um custo de R\$ 81.817,49 (compra de energia do Fornecedor Nº 5, com desconto de 100% na TUSD), enquanto que no Cenário 2, obteve um custo de R\$ 82.417,01 (compra de energia do Fornecedor Nº 3, com desconto de 50% na TUSD), uma diferença significativa de R\$ 599,52. Com isso, o consumidor com a possibilidade de oferta de fornecedores de energia eólica contemplados com desconto de 100% na TUSD, pode realizar um planejamento considerando um portfólio com esses fornecedores.

## 5. Conclusões

A partir da análise dos resultados obtidos, conclui-se que o modelo se comportou de maneira consistente. A formulação de um portfólio de fornecimento de energia passa pela análise dos riscos que o comprador terá, frente a incerteza de seu consumo e a incerteza da valoração do PLD. O modelo, diante das combinações de contratos de fornecimento de energia e da demanda mensal do consumidor, se mostrou eficiente na alocação energia mensal com o objetivo de minimizar o custo esperado ao final do período de suprimento de energia.

Além disso, uma variável extra foi inserida no modelo, a exigência de contratação de energia proveniente de empreendimentos eólicos. A energia eólica é uma energia mais cara comparada a energia hidrelétrica, mas os fornecedores podem ser beneficiados com alguns incentivos financeiros, como desconto na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, e este incentivo reflete positivamente no custo total do comprador na aquisição de energia incentivada. Além disso, um aumento no custo com a compra de energia eólica é compensado com aplicação do marketing ambiental na instituição, mostrando seu investimento em energias limpas, o que reflete positivamente em diferencial competitivo do seu produto no mercado.

Foram executadas simulações com portfólios de fornecedores com incentivos valorados com percentual de 50% e 100%. Os resultados se mostraram satisfatórios, o modelo para um conjunto de fornecedores de dois tipos de energia, hidrelétrica e eólica, realizou a alocação de energia necessária para o mês nos contratos que minimizaram o custo total esperado ao final do período de suprimento determinado.

A energia eólica, além de se tratar de uma fonte limpa, foi escolhida por ser complementar a energia hídrica. Em períodos de seca, como o vivido pela região sudeste do país no últimos anos, a energia eólica pode garantir a segurança energética do país.

Em trabalhos futuros, incluiremos outras fontes de energia no modelo, seja renovável, como a energia solar, seja não renovável, como a termoelétrica, que é utilizada em situações de escassez de recursos. Neste segundo caso, a inclusão da energia eólica no portfólio representará um menor acréscimo no custo final se comparado à utilização exclusiva de energia hidrelétrica.

## Referências

- ANEEL. Energia eólica. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. 2010.
- BERTSEKAS, D. P. *Dynamic Programming and Optimal Control*. 3. ed. Nashua, NH: Athena Scientific, 2005.
- CLÍMACO, F. G. *Gestão de Consumidores Livres de Energia Elétrica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2010.
- DIAS, R. *Marketing Ambiental – Ética, Responsabilidade Social e Competitividade nos Negócios*. São Paulo: Atlas S.A., 2008.
- FERNANDEZ, M. R. *Contratação Ótima para Comercialização de Energia Elétrica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2010.
- FLOREZI, G. *Consumidores Livres de Energia Elétrica - Uma Visão Prática*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2009.
- GWEC. *Annual Market Update 2013 - Global Wind Report*. [S.l.], 2014.
- LEW, A.; MAUCH, H. *Dynamic Programming, A Computational Tool*. Berlin: Springer, 2006.
- SILVA, G. M. *Otimização na Compra de Energia Elétrica Oriunda de Usinas Hidrelétricas e Eólicas no Ambiente de Contratação Livre, Utilizando um Modelo de Programação Dinâmica*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Estadual do Ceará, 2011.