

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Hu, X.; Ralph, D.; “Using EPECs to Model Bilevel Games in Restructured Electricity Markets with Locational Prices”, Working paper CWPE 0619, University of New Sout Wales, Fevereiro 2006.
- [2] Competition in Electricity Markets, IEA, 2001.
- [3] Nord Pool Webpage. www.nordpool.com.
- [4] Nord Pool Spot Webpage. www.nordpoolspot.com.
- [5] Nord Pool ASA Webpage. www.nordpool.com/asa.
- [6] David A.K.; Fushuan W.; “Strategic bidding in competitive electricity markets: a literature survey”; Proceedings of IEEE Summer Meeting, Seattle, July 2000.
- [7] Silva, E. L., “Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica”, Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre, RS, Brasil, 2001.
- [8] Von Der Fehr, N.H., Harbord, D., Competition in Electricity Spot Markets Economic Theory and International Experience, Memorandum, Departemento of Economics, University of Oslo, 1998.
- [9] Gross, G. and Finlay, D., “Generation supply bidding in perfectly competitive electricity markets”, Computational & Mathematical Organizations Theory, Vol. 6, pp. 83-98, 2000.
- [10] Kelman, R. – Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico ; Tese de M.Sc, COPPE/UFRJ, Agosto 1999.
- [11] Cahuano, J. “Despacho e Formação de Preços de Energia Elétrica Através de Leilões Em Sistemas Predominantemente Hidráulicos”, Tese de Doutorado, COPPE-Sistemas, Maio de 2005.
- [12] Lino, P., Barroso, L. A., Fampa, M., Pereira, M. V. e Kelman, R., “Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets”, Annals of Operations Research, Vol. 120, pp. 81-97, 2003.
- [13] Pereira, M.; Campodónico, N.; Kelman, R. “Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models”, Proceedings of EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998.
- [14] Borenstein, S.; Bushnell J. e C. Knittel, “Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures”, PWP-059R, University of California Energy Institute, February 1999 (disponível em <http://www.ucei.berkeley.edu>)
- [15] Comitê de revitalização do Setor Elétrico Brasileiro – Relatório de Progresso 2, Anexo H (Formação de preços por oferta), Maio, 2002.

- [16] Conejo A. J. and Prieto F. J., “Mathematical Programming and Electricity Markets”, *Sociedad de Estadística e Investigación Operativa TOP*, Vol. 9, No. 1, pp.1-53, 2001.
- [17] David A.K.; Fushuan W.; “Strategic bidding in competitive electricity markets: a literature survey”; *Proceedings of IEEE Summer Meeting, Seattle, July 2000*.
- [18] Conejo A. J., Nogales F., Arroyo J. M., “Price Taker Bidding Strategy Under Price Uncertainty”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No.4, 2002.
- [19] Hobbs B. H., Metzler C. B. and Pang J. S., “Strategy Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach”. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, pp. 638-645, May 2000.
- [20] Hobbs B.F. e Helman U., “Complementarity-based equilibrium modeling for electric power markets”, in D. Bunn, ed., *Modeling Prices in Competitive Electricity Markets*, J. Wiley, 2004.
- [21] Hobbs B.F., "LCP of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(2), 2001.
- [22] Hobbs B.F., Metzler C. e Pang J.-S., “Calculating Equilibria in imperfectly competitive power markets: an MPEC approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No.1, 2000.
- [23] Hobbs,B.F., e Nelson,S.K., A nonlinear bilevel model for analysis of electric utility demand-side planning issues, *Annals of Operations Research* 34, 255-274 (1992).
- [24] Ramos, A., Ventosa, M. e Rivier, M., “Modeling Competition in Electric Energy Markets by Equilibrium Constraints” *Utilities Policy*, Vol. 7 No. 4 pp 233-242, 1999.
- [25] Oliveira, A.M.S., “Estratégia ótima de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância hidrelétrica”, *Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-RJ, Dezembro 2003*.
- [26] Otero-Novas I., Meseguer C., e Alba J.J., “An iterative procedure for modeling strategic behavior in competitive generation markets,” in *Proc. 13th Power Syst. Conf., Trondheim, Norway, July 1999*.
- [27] Rudnick H.; Villar J. “Hydrothermal Market Simulator: an assessment using game theory”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004.
- [28] Bushnell, J., “A mixed complementarity model of hydrothermal electricity competition in the western United States”, *Operations research*, Vol. 51, No. 1, pp. 80-93, 2003.
- [29] Xian, W., Yuzeng Li, Shaohua Z., Oligopolistic equilibrium analysis for electricity markets: a nonlinear complementarity approach, *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume: 19, No.: 3, Aug. 2004.
- [30] Luo Z. Q., Pang J. S. and Ralph D., *Mathematical Programming with Equilibrium Constraints*, N.Y. Cambridge Univ. Press, 1996.

- [31] Torre, S., Arroyo, J. M., Conejo, A. J. e Contreras, J., “Price Maker Self Scheduling in a Pool-Based Electricity Market: A MILP Approach”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No.4, 2002.
- [32] Baillo, A., Ventosa, M., Rivier M. and Ramos, A., “Optimal Offering Strategies for Generation Companies Operating in Electricity Spot Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No.2, 2004.
- [33] Day C.J., Hobbs B.F., e Pang J.S., “Oligopolistic competition in power networks: A conjectured supply function approach,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, pp. 597–607, Aug. 2002.
- [34] Barroso, L.A., “Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: comportamento estratégico de agentes geradores em ambiente de mercado”, Dissertação de Mestrado, Instituto de Matemática, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Maio 2000.
- [35] Barroso, L.A.; Pereira, M.V.F.; Kelman R.; Fampa M.; Lino, P. “Market Power Issues In Bid-Based Hydro Dispatch”, Annals of Operations Research, vol 117, pags 247-270, 2002.
- [36] PSR Webpage www.psr-inc.com.br
- [37] SINTEF webpage www.sintef.no/Home/
- [38] CEPEL webpage www.cepel.br
- [39] S.-E. Fleten and T.K. Kristoffersen. Stochastic Programming for Optimizing Bidding Strategies of a Nordic Hydropower Producer. European Journal of Operational Research, 181 (2):916–928, 2007.
- [40] J. Contreras, R. Espinola, F.J. Nogales, and A.J. Conejo. ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices. IEEE Transactions on Power Systems, 18(3):1014–1019, 2003.
- [41] K. Høyland, K. Kaut, and S.W. Wallace. A Heuristic for Moment-Matching Scenario Generation. Computational Optimization and Applications, 24:169–185, 2003.
- [42] V.K. Weiss and H. Lumb. Short-Term Hydropower Scheduling – A Stochastic Approach. Project work at NTNU, 2006.
- [43] S.-E. Fleten and T.K. Kristoffersen. Short-Term Hydro Power Production Planning by Stochastic Programming. Computers and Operations Research 35 (2008), 2656-2671.
- [44] A. Philpott, M. Craddock, and H. Waterer. Hydro-Electric Unit Commitment Subject to Uncertain Demand. European Journal of Operational Research 125, pages 410–424, 2000.
- [45] D. De Ladurantaye, M. Gengreau e J-Y. Potvin, “Strategic Bidding for Price-Taker Hydroelectricity Producers”, IEEE Transactions os Power Systems, Vol.22,No.4, 2007.
- [46] R.C. Garcia, J. Contreras, M. van Akkeren e J.B.C. Garcia, “A GARCH Forecasting Model to Predict Day-Ahead Electricity Prices”, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 20, No. 2, 2005.

- [47] M. Olsson, L. Söder, “Modeling Real-Time Balancing Power Market Prices Using Combined SARIMA and Markov Processes”, *IEEE Transactions on Power Systems* 23 (2), pp. 443–450, 2008.
- [48] Flatabø N, Haugstad A, Mo B, Fosso OB (2002) Short-term and medium-term generation scheduling in the Norwegian hydro system under a competitive power market structure, VIII SEPOPE’02, Brasil
- [49] Fosso OB, BelsnesMM(2004) Short-term hydro scheduling in a liberalized power system. In: Proceedings of the international conference on power system technology. Singapore, pp 21–24
- [50] Fosso OB, Gjelsvik A, Haugstad A, Mo BI, Wagensteen I (1999) Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case. *IEEE Trans Power Syst* 14(1):75–81
- [51] Oliveira P, McKee S, Coles C (1993) Optimal scheduling of a hydro thermal power generation system. *EurJ Oper Res* 71:334–340
- [52] Shawwash ZK, Siu TK, Russel SO (2000) The B.C. hydro short term hydro scheduling optimization model. *IEEE Trans Power Syst* 15(3):1125–1131
- [53] Nowak MP, Nürnberg R, RömischW, Schultz R, Westphalen M (2003) Stochastic programming for power production and trading under uncertainty. In: JägerW, Krebs HJ (eds) *Mathematics—key technology for the future*. Springer, Berlin, pp 623–636
- [54] Anderson EJ, Philpott AB (2000) Optimal offer construction in electricity markets. *Math Oper Res* 27(1):82–100
- [55] Wallace SW, Fleten S-E (2003) Stochastic programming models in energy. In: Ruszczyński A, Shapiro A (eds) *Stochastic programming, handbooks in operations research and management science*, vol 10. Elsevier, North-Holland, pp 637–677
- [56] Kristoffersen TK, Fleten S-E (2009) The development of stochastic programming models for planning short-term power generation and bidding. In: Bjørndal E, Bjørndal M, Rönnqvist M (eds) *Energy, natural resource and environmental economics*. Springer, Heidelberg
- [57] Dupacova J, Consigli G, Wallace SW. Scenarios for multistage stochastic programs. *Annals of Operations Research* 2000;100:25–53.
- [58] Mitra, Sovan (2008) A White Paper on Scenario Generation for Stochastic Programming, OptiRisk Systems: White Paper Series, Domain: Finance, Reference Number: OPT 004
- [59] Infanger G. Planning under uncertainty. Solving large scale linear programs. Danvers: Boyd and Fraser; 1994.
- [60] Shapiro A. Inference of statistical bounds for multistage stochastic programming problems. *Mathematical Methods of Operations Research* 2003;58:57–68.
- [61] Pennanen T. Epi-convergent discretization of multistage stochastic programs via integration quadratures. *Mathematical Programming*, to

- appear, Downloadable from:(<http://edoc.hu-berlin.de/docviews/abstract.php?id = 26777>).
- [62] Pflug GCh. Scenario tree generation for multiperiod financial optimization by optimal discretization. *Mathematical Programming Series* 2001;B89:251–71.
 - [63] Heitsch H, Römisch W. Scenario tree modelling for multistage stochastic programs. Preprint 296, DFG Research Center MATHEON “Mathematics for key technologies”, 2005.
 - [64] Høyland K, Wallace SW. Generating scenario trees for multistage decision problems. *Management Science* 2001;47(2):295–307.
 - [65] Michal Kaut, Stein W. Wallace. Evaluation of scenario generation methods for stochastic programming, *Pacific journal of Optimization*, Volume 3, Number 2, May 2007, pp. 257-271
 - [66] Box G.E.P., Jenkins G.M. *Time series analysis*. San Francisco, CA: Holden-Day; 1970
 - [67] Faria E, Fleten S-E. Day-ahead market bidding for a Nordic hydropower producer: taking the Elbas market into account, *Computational Management Science*, 2009
 - [68] Engle RF (1982) Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation, *Econometrica*, vol. 50, pp. 987–1007
 - [69] Bollerslev T (1986), Generalized autoregressive conditional heteroscedasticity, *Journal of Econometrics*, vol. 31, pp. 307–327
 - [70] J. F. Benders, "Partitioning Procedures for Solving Mixed Variables Programming Problems," *Numerische Mathematik*, vol. 4, 1962, pp. 238-252.
 - [71] J. R. Birge and F. Louveaux, *Introduction to Stochastic Programming*, 1st ed., Springer, New York, 1997.
 - [72] R. M. Van Slyke and R. Wets, "L-Shaped Linear Programs with Applications to Optimal Control and Stochastic Programming," *SIAM Journal on Applied Mathematics*, vol. 17, July 1969, pp. 638-663.
 - [73] Fosso OB, Flatabø N, Haugstad A, Mo BI (2002) Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets, An Overview. *The Workshop on Hydro Scheduling in Competitive Electricity Markets*, Trondheim, Norway.
 - [74] [Flach 14] Davis R.E., *Stochastic dynamic programming for multi-reservoir hydro-optimization*, Technical report 15, Syst.Contr., Palo Alto, Calif., 1972.
 - [75] Jorion P., *Value at Risk: The New Benchmark for Controlling Market Risk*, McGraw-Hill, 1997.
 - [76] Markowitz H.M. “Portfolio Selection”, *Journal of Finance*, 7, 1952.
 - [77] Markowitz H.M., “Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investment”. John Wiley & Sons, Nova Iorque, 1959.

- [78] R.T. Rockafellar and S.P. Uryasev, "Optimization of conditional value-at-risk", *The Journal of Risk*, 2 (2000), 21-41.
- [79] Andrzej Ruszczyński & Alexander Shapiro, "Optimization of Measures," *Risk and Insurance* 0407002, EconWPA, 2004.
- [80] Artzner, Philippe, Freddy Delbaen, Jean-Marc Eber, David Heath, "Coherent Measures of Risk", *Mathematical Finance* 9 no. 3, 203-228, 1999.
- [81] A.Street, "On the Conditional Value-at-Risk Probability-Dependent Utility Function ". *Theory and Decision Journal*, 2009.
- [82] Pagnoncelli BK, Ahme S, Shapiro A, "Sample Average Approximation Method for Chance Constrained Programming: Theory and Applications", *Journal of Optimization Theory and Applications*, vol. 142 num.2 pgs 399-416 (2009).
- [83] Philpott A, Shapiro A, "A Tutorial on Stochastic Programming" (2007)
- [84] Shapiro A, Ruszczyński A, "Lectures on Stochastic Programming" (2007)
- [85] Matlab (Software), The MathWorks
- [86] Baillo, A. Cerisola, S. Fernandez-Lopez, J.M. Bellido, R., "Strategic bidding in electricity spot markets under uncertainty: a roadmap", *Power Engineering Society General Meeting, IEEE* (2006)
- [87] Cabero, J.; Ventosa, M.J.; Cerisola, S.; Baillo, A., "Modeling Risk Management in Oligopolistic Electricity Markets: A Benders Decomposition Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25 num.1 pgs: 263 - 271 (2010)
- [88] M.V.Pereira, S. Granville, L.A. Barroso, M. Fampa, R.Dix "Strategic Bidding Under Uncertainty: a Binary Expansion Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, No 1, Volume 20, Pages 180-188 (2005)
- [89] L.A. Barroso, M.V.Pereira, S. Granville, M. Fampa, R.Dix, "Nash Equilibrium in Strategic Bidding: a Binary Expansion Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, No 2, Volume 21, Pages 629-638, (2006).
- [90] X. Ma, F. Wen, J. Liu, Towards the development of riskconstrained optimal bidding strategies for generation companies in electricity markets, *Electric Power Systems Research* 73 pgs 305–312. (2005)
- [91] F.S. Wen, A.K. David, Strategic bidding for electricity supply in a day-ahead energy market, *Electric Power Systems Research* 59 pgs 197–206(2001)
- [92] G.B. Dantzig, G. Infanger, Intelligent control and optimization under uncertainty with application to hydro power, *European Journal of Operations Research* 97 pgs 396– 407 (1997)
- [93] Xpress-MP (Software) - FICO™
- [94] Hamilton, James D., "Time Series Analysis", Princeton U. Press (1994)

ANEXO A – Formulações Alternativas

Outros tipos de lances no Nord Pool

Além dos lances horários apresentados na seção 3.1.2, outros dois tipos de lances são possíveis de serem usados pelos agentes participantes do Nord Pool: lances horários flexíveis e lances em bloco. As seções seguintes detalham cada um desses tipos.

Lances horários flexíveis (*flexible hourly bids*)

Diferentemente dos lances horários, os lances horários flexíveis não são determinados para uma hora específica do dia. Esse tipo de lance é aceito na hora com o maior preço spot, com a condição de que o preço do lance seja menor que o maior preço spot do dia. Esses tipos de lances são usados principalmente por agentes compradores industriais que desejam parar temporariamente sua produção de eletro-intensivos, e que para isso escolhem a hora de maior preço *spot*. Por este motivo estes tipos de lances não são incluídos no modelo desta tese.

Lances em bloco (*block bids*)

Lances em bloco consistem na oferta de uma quantidade fixa de energia por no mínimo três horas consecutivas e a um preço fixo. Os lances em bloco só podem ser aceitos ou não como um todo. Esses lances são aceitos quando a média do preço spot referente às horas do bloco é maior ou igual ao preço do lance.

Este tipo de lance é importante para a estratégia dos agentes uma vez que evita os custos de partida e parada das máquinas, já que o bloco assegura que a turbina irá funcionar por algumas horas consecutivas. Porém, pode ser desfavorável em situações em que há horas com picos de preços e que lances horários poderiam ser atendidos.

A representação destes tipos de lances no modelo é feita através da adição de mais variáveis ao modelo. Os lances em bloco no Nord Pool são determinados para no mínimo três horas consecutivas. Portanto, o número de blocos possíveis dentro de

24 horas é $B = 253$. Exemplos de lances em bloco são $b_1 = \{1, 2, 3\}$, $b_2 = \{2, 3, 4\}$, $b_{21} = \{1, \dots, 4\}$, $b_{252} = \{2, \dots, 24\}$, $b_{253} = \{1, \dots, 24\}$.

Suponha que $p_i, i \in I$ denota os possíveis preços onde $I = 1, \dots, 64$. As quantidades de cada ponto correspondentes a cada p_i são representados por $x_{i,b}$ para lances em bloco, assumindo que $t \in T$ e $b \in B$.

O preço médio de um conjunto de horas consecutivas é usado para determinar se um lance em bloco foi aceito ou não. Para ser aceito um lance em bloco deve ter o preço menor ou igual à média das horas correspondentes. Dado isso, a relação entre a quantidade de um lance em bloco $x_{i,b}$ e o volume aceito y_b dos lances em bloco podem ser expressos por:

$$y_b = \sum_{i:p_j \leq \bar{\rho}_b} x_{i,b}, \quad \forall b \in B \quad (10.1)$$

onde:

$$\bar{\rho}_b = \frac{1}{|b|} \sum_{t \in b} \rho_t, \quad \forall b \in B \quad (10.2)$$

e $|b|$ é o números de horas incluídas no bloco b .

Uma vez que os preços p_i são pré-fixados, as equações (10.1) e (10.2) podem ser simplificadas. Para uma etapa $t \in T$, o preço spot ρ_t está localizado entre dois pontos adjacentes, e os restantes são irrelevantes para determinar a quantidade aceita do lance. Assumindo que $i(b) = \max\{i \in \mathcal{I} : p_i \leq \bar{\rho}_b\}$, (10.1) é equivalente a:

$$y_b = \sum_{j \leq i(b)} x_{j,b}, \quad b \in \mathcal{B} \quad (10.3)$$

Uma vez que todas as quantidades dos lances em bloco aceitos são remuneradas pelo preço spot médio resultante, o termo abaixo deve ser adicionado à receita total (3.9) obtida no mercado *spot*:

$$\sum_{b \in B} \bar{\rho}_b y_b \quad (10.4)$$

Lances em bloco conectados (*linked block bids*)

Outra possibilidade fornecida pelo Nord Pool aos agentes é a possibilidade de conectar os lances em blocos, formando os chamados blocos conectados (*linked block bids*). Os lances em bloco conectados são aceitos segundo os mesmos critérios que os lances não conectados, com a diferença que um dos blocos (chamado bloco dependente) só será realmente aceito se o primeiro (chamado de principal) também o for. A razão técnica para um agente conectar lances em bloco é evitar os custos de ligar e desligar as turbinas. Portanto, a idéia é usá-los com blocos consecutivos, mas esta não é uma exigência do Nord Pool. A representação destes tipos de lances implica na adição de variáveis binárias ao modelo, o que é deixado para trabalhos futuros.

Os custos de partida e parada das hidrelétricas (diferentemente das térmicas) são irrelevantes se comparados com as receitas envolvidas na sua operação, de forma que eles não são incluídos no modelo desta tese, o que faz com que os lances em bloco e em bloco conectados também não o sejam.

Outra razão para a inclusão dos lances em bloco, mesmo desprezando os custos de partida e parada das máquinas, seria no caso em que há restrições operativas por conta das condições dos reservatórios. Suponha, por exemplo, que tenhamos duas usinas hidrelétricas em cascata, e que a água turbinada pela usina a montante demore uma hora para chegar ao reservatório da usina a jusante. Quando o reservatório a jusante está cheio, o lance em bloco pode ser útil para evitar que ele tenha que verter água, já que o lance em bloco poderia forçar que toda vez que o reservatório a montante turbine água na hora t , o mesmo ocorra com a usina a jusante na hora $t+1$, quando a água turbinada da usina a montante chega ao seu reservatório.

Porém, como constatado nos testes feitos, a inclusão de lances em bloco no modelo resultou em efeitos desprezíveis no valor da função objetivo do problema. Além disso, condições iniciais que consideram os reservatório completamente cheios não foram incluídos nos casos de teste desta tese para não destorcer a análise principal estudada, que é o efeito de considerar o mercado Elbas nas estratégias dos agentes.

Custos de partida e parada

Em [39],[43] e [42] e na maior parte dos trabalhos usa-se uma representação das turbinas das usinas hidrelétricas de forma agregada, o que compromete a representação mais detalhada de cada uma das unidades geradoras. Porém, em [44], e mais recentemente em [45], os autores adotam uma representação individualizada das turbinas e propõem um modelo de programação inteira-mista que inclui variáveis binárias para descrever os estados de cada uma delas, ou seja, ligada ou desligada.

Em se tratando de usinas hidrelétricas, os custos diretos de produção de energia são desprezíveis, de forma que não há necessidade de representá-los, mesmo nos modelos de curto-prazo. No entanto, como mencionado, alguns autores incluem os custos de partida e parada para representar desgastes ocorridos nas máquinas ao desligá-las e ligá-las.

Para isso são acrescentadas ao modelo as variáveis binárias $u_{it} \in \{0, 1\}$, $i \in \mathcal{I}_j$, $j \in \mathcal{J}$, $t \in \mathcal{T}$, que representamos estados de ligado/desligado dos geradores.

Os custos, que são adicionados à função objetivo do problema (3.25) como uma despesa, são representados por:

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{j \in \mathcal{J}} \sum_{i \in \mathcal{I}_j} S_i(u_{i,t-1}, u_{it}) \quad (10.5)$$

onde as funções de custo são:

$$S_i(u_{i,t-1}, u_{it}) = c_i \max\{u_{it} - u_{i,t-1}, 0\}, \quad i \in \mathcal{I}_j, \quad j \in \mathcal{J}, \quad t \in \mathcal{T} \quad (10.6)$$

E os custos de partida são c_i , $i \in \mathcal{I}_j$, $j \in \mathcal{J}$. Vale ressaltar que $\max\{u_{it} - u_{i,t-1}, 0\}$ se transforma numa formulação linear inteira-mista através da variável auxiliar u_{aux} e o conjunto de restrições:

$$u_{aux} \geq u_{it} - u_{i,t-1} \quad \text{e} \quad u_{aux} \geq 0 \quad (10.7)$$

Os estados iniciais das turbinas (ligada/desligada) são representados por:

$$u_{i0} = u_{i,init}, i \in \mathcal{I}_j, j \in \mathcal{J} \quad (10.8)$$

Além disso, nas restrições (3.18), que impõe limites na potência gerada, são incluídas as variáveis u_{it} :

$$u_{it}w_i^{\min} \leq w_{it} \leq u_{it}w_i^{\max}, i \in \mathcal{I}_j, j \in \mathcal{J}, t \in \mathcal{T} \quad (10.9)$$

O mesmo ocorre com as restrições (3.19), que impõe limites às variáveis que representam os volumes turbinados, i.e.:

$$u_{it}v_i^{\min} \leq v_{it} \leq u_{it}v_i^{\max}, i \in \mathcal{I}_j, j \in \mathcal{J}, t \in \mathcal{T} \quad (10.10)$$

Porém, como mencionado, os custos de partida e parada das hidrelétricas (diferentemente das térmicas) são irrelevantes se comparados com as receitas envolvidas na sua operação, de forma que eles não são incluídos no modelo desta tese. Esta é uma simplificação razoável no modelo, que além de não comprometer a análise dos resultados, evita a inclusão de variáveis binárias no modelo, o tornando mais simples e fácil de ser resolvido.

A não inclusão dessas variáveis binárias também é útil para atender aos requisitos da decomposição de Benders aplicada ao modelo de ter o sub-problema linear, além de não comprometer a análise do efeito do Elbas na estratégia dos agentes, que é o foco desta tese.

11

ANEXO B – Dados operativos das usinas

| Usina | Vol min (km3) | Vol max (km3) | Tempo Viagem (h) | Turb. min (km3/h) | Turb. max (km3/h) | Turb (t-2) | Turb (t-1) |
|---------------|---------------|---------------|------------------|-------------------|-------------------|------------|------------|
| Hidro Holen12 | 0 | 1150000 | 2 | 0 | 370.6 | 185 | 185 |
| Hidro Holen3 | 0 | 255400 | 2 | 0 | 3600.0 | 1800 | 1800 |
| Hidro Brokke | 0 | 296000 | 0 | 0 | 502.2 | 251 | 251 |

Relação Usina/Turbina

| Turbina | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---------------|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidro Holen12 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Hidro Holen3 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Hidro Brokke | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |

| Turbina | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|--------------|-----|-----|-----|----|----|----|-----|
| Pot Max (MW) | 110 | 110 | 160 | 78 | 78 | 78 | 105 |

Curva de Eficiência

| Turbina | g [MW] | | u [km3/h] | |
|-----------|-----------|-------|-----------|-------|
| | Turbina 1 | 0.0 | 58.6 | 2.0 |
| | 74.4 | 90.0 | 98.7 | 119.2 |
| | 105.2 | 110.0 | 139.7 | 146.5 |
| Turbina 2 | 0.0 | 58.4 | 2.0 | 77.8 |
| | 73.9 | 89.3 | 98.1 | 118.3 |
| | 104.2 | 110.0 | 138.5 | 146.7 |
| Turbina 3 | 0.0 | 62.1 | 6.2 | 42.5 |
| | 84.8 | 107.1 | 55.8 | 69.0 |
| | 128.8 | 160.0 | 82.3 | 102.8 |
| Turbina 4 | 0.0 | 29.8 | 4.2 | 43.6 |
| | 42.4 | 54.4 | 60.1 | 76.5 |
| | 65.9 | 78.0 | 93.0 | 113.0 |
| Turbina 5 | 0.0 | 27.1 | 4.7 | 39.8 |
| | 39.7 | 52.0 | 56.2 | 72.5 |
| | 63.9 | 78.0 | 88.8 | 109.7 |
| Turbina 6 | 0.0 | 29.1 | 3.4 | 41.9 |
| | 41.8 | 54.0 | 58.8 | 75.6 |
| | 65.7 | 78.0 | 92.4 | 112.1 |
| Turbina 7 | 0.0 | 29.1 | 3.4 | 41.9 |
| | 41.8 | 54.0 | 58.8 | 75.6 |
| | 65.7 | 105.0 | 92.4 | 150.7 |

Vazões Afluentes [km3/h]

| Usina | 1 | 2 | 3 |
|--------------|--------|--------|--------|
| Inflow 0-1 | 308.64 | 308.64 | 308.64 |
| Inflow 1-2 | 315.64 | 315.64 | 315.64 |
| Inflow 2-3 | 319.43 | 319.43 | 319.43 |
| Inflow 3-4 | 320.66 | 320.66 | 320.66 |
| Inflow 4-5 | 325.62 | 325.62 | 325.62 |
| Inflow 5-6 | 323.97 | 323.97 | 323.97 |
| Inflow 6-7 | 376.81 | 376.81 | 376.81 |
| Inflow 7-8 | 311.07 | 311.07 | 311.07 |
| Inflow 8-9 | 307.83 | 307.83 | 307.83 |
| Inflow 9-10 | 369.59 | 369.59 | 369.59 |
| Inflow 10-11 | 306.76 | 306.76 | 306.76 |
| Inflow 11-12 | 360.51 | 360.51 | 360.51 |
| Inflow 12-13 | 299.38 | 299.38 | 299.38 |
| Inflow 13-14 | 293.12 | 293.12 | 293.12 |
| Inflow 14-15 | 344.28 | 344.28 | 344.28 |
| Inflow 15-16 | 284.05 | 284.05 | 284.05 |
| Inflow 16-17 | 282.40 | 282.40 | 282.40 |
| Inflow 17-18 | 335.79 | 335.79 | 335.79 |
| Inflow 18-19 | 284.05 | 284.05 | 284.05 |
| Inflow 19-20 | 281.52 | 281.52 | 281.52 |
| Inflow 20-21 | 279.45 | 279.45 | 279.45 |
| Inflow 21-22 | 276.96 | 276.96 | 276.96 |
| Inflow 22-23 | 326.62 | 326.62 | 326.62 |
| Inflow 23-24 | 316.77 | 316.77 | 316.77 |