

10 REFERÊNCIAS

- [1] A.C.G. Melo, M.S. Reis, B.G. Gorenstin, A.M. Oliveira, M.E. Maceira, “Risk Analysis in the Electrical Sector Investment Projects”. SEPOPE, Salvador, 1998
- [2] A.G. Malliaris, W.A. Brock, Stochastic Methods in Economics and Finance” North Holland, 1982
- [3] A.K.Dixit and R.S.Pindyck, Investment Under Uncertainty, Princeton University Press, 1994
- [4] Azevedo, E. M. (2004). Modelo computacional de teoria dos jogos aplicado aos leilões brasileiros de energia elétrica. Tese de doutorado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- [5] B.G.Gorenstin, N.M.Campodónico, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, “Power System Planning Under Uncertainty”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb.1993
- [6] B.G.Gorenstin, N.M.Campodónico, J.P.Costa, M.V.F.Pereira, “Stochastic Optimization of a Hydro-thermal System Including Network Constraints”, IEEE Trans. on PAS, Vol 7, No.2, May 1992.
- [7] B.Mo, A.Gjelsvik, A.Grundt, “Integrated Risk Management of Hydro Power Scheduling and Contract Management”, presented at the 1999 IEEE Winter Power Meeting
- [8] C.Alexander, Risk Management and Analysis – Measuring and Modelling Financial Risk, Wiley, 1998
- [9] D.Luemberger, Investment Science, Oxford, 1998
- [10] Decreto Presidencial 5.163, de 30 de Julho de 2004
- [11] Dekrajangpetch, S. e G. B. Sheble (2000). Structures and formulations for electric power auctions. Electric Power Systems Research 54, 159-167

- [12] Domingues, E. G. et al. (2001). Applying modern portfolio theory to investment projects in electric energy markets. Em IEEE Porto Power Tech Conference.
- [13] EPRI, Forward Price Forecasting for Power Market Valuation: Excerpts Introducing Valuation and Forecasting Approaches, EPRI, Palo Alto, CA: 1999. TR-111860-R1
- [14] F. C. Munhoz, “Metodologia e software para alocação de lances em leilões de energia elétrica”, Dissertação de MSc., Unicamp- SP, 2004.
- [15] G. Anders, R. Entriken, P. Nitu, “Risk Assessment and Financial Management”, IEEE Tutorial, Winter Meeting, 1999.
- [16] H. Bessembinder, M.L. Lemmon, “Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets”, Draft , Goizueta Business School, Emory University, 1999
- [17] H.M. Markowitz, “Portfolio Selection”, Journal of Finance, 7, 1952
- [18] H.M. Markowitz, Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investment. New York: John Wiley & Sons, 1959
- [19] J. Birge, F. Louveaux, Introduction to Stochastic Programming, Springer, 1997
- [20] J. Hagle, S. Wallace, “Managing Risk in the new power business: a sequel”, IEEE Computer Applications in Power, 2001.
- [21] Klemperer, P. (1999). Auction theory: A guide to the literature. Journal of economic surveys 13 (3), 227-286.
- [22] Klemperer, P. (2000). Why Every Economist Should Learn some Auction Theory. Oxford University.
- [23] Krishna, V. (2002). Auction Theory. Academic Press
- [24] L.A. Barroso, J. Trinkenreich, S. Granville, P. Lino, M.V. Pereira, “Avaliação de estratégias de redução de risco hidrológico para empresas com portfólios predominantemente hidroelétricos” – XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.

- [25] M.V.F.Pereira, N.Campodónico, R.Kelman, S.Granville, “Planning Risks”, presented at the Risk Tutorial, 1999 IEEE PICA Conference, Santa Clara, May 1999
- [26] M.V.F. Pereira, et al., “Methods and Tools for Contracting in a Competitive Framework”, CIGRÉ Task Force 38-05-09, Dezembro 2000
- [27] M.V.F. Pereira; M.F. McCoy; H.M. Meryll, Managing risk in the new power business, IEEE Computer Applications in Power, Volume: 13 , Issue: 2, April 2000, Pages:18 - 24
- [28] M.V.Pereira, L.A.Barroso, J.Rosenblatt, “Supply Adequacy in the Brazilian Power Market”, Proceeding of the IEEE General Meeting 2004, Denver.
- [29] M.V.Pereira, N. Campodónico, R. Kelman, – Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models, EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998.
- [30] M.V.Pereira, M.; L.M.Pinto– Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, Mathematical Programming, Vol 52, 359-375, 1991
- [31] MAE (2002). Edital de leilão no 001/2002: Compra e venda de energia elétrica das concessionárias de serviços públicos: CGTEE, Chesf, Eletronorte e Furnas e outros geradores.
- [32] MAE (2003). Edital de leilão de excedentes no 001/2003. Venda exclusiva de excedentes originados dos contratos iniciais e equivalentes de energia elétrica das concessionárias e autorizadas de geração para consumidores finais.
- [33] MAE (2003). Edital de leilão no 001/2003: Compra de energia elétrica das concessionárias de serviços públicos de distribuição e comercialização de energia elétrica.
- [34] Masili, G. S. (2004). Metodologia e software para simulação de leilões de energia elétrica do mercado brasileiro. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.M.R. Young, “A Minimax Portfolio Selection Rule with Linear Programming Solution”, Management Science, 44, 673-68.
- [35] N.A.Chriss, Black-Scholes and Beyond: Option Pricing Models, McGraw-Hill, 1997

- [36] N.Flatabo, A.Haugstad, B.Mo, “Short-term and Medium-Term Generation Scheduling in the Norwegian Power System under a Competitive Power Market Structure”, EPSOM’98 Proceedings, Zurich, September 23-25, 1998
- [37] P.Boyle, M.Broadie, P. Glasserman, “Monte Carlo Methods for Security Pricing”, Journal of Economic Dynamics and Control, 1977
- [38] P. Jorion, Value at Risk – The New Benchmark for Controlling Market Risk. McGraw-Hill, 1997
- [39] P. A. M-S. David, “Formação do Preço, Atração de Investimentos e Gerenciamento de Risco no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica” Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2004.90
- [40] P. A. M-S. David, L.A.Barroso, S.Granville, A.V.Filho “Contratação e aversão a risco no despacho competitivo da geração” - XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003
- [41] P.Fusaro, Energy Risk Management: Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Market, McGraw-Hill, 1998
- [42] Portaria MME 230, de XX de Setembro de 2004.
- [43] Portaria MME 231, de XX de Setembro de 2004.
- [44] Lino, P. (2001). "Operação Descentralizada de Sistemas Hidrotérmicos em Ambiente de Mercado." MSc Thesis, IM/NCE-UFRJ
- [45] PRATT, J. “Risk Aversion in the Small and in the Large”,Econometrica, v.32, n.1-2, pp.122-130
- [46] Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro- MME, Dezembro 2003.
- [47] R.Dembo, “Mark to Future: A consistent Firm-Wide Paradigm for Measuring Risk and Return”, in Risk Management and Analysis, Volume 1: Measuring and Modelling Financial Risk, John Wiley&Sons, 1998
- [48] R.Keeney and R.Raiffa, Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Trade-offs, Wiley, 1976

- [49] R.Kelman – Esquemas competitivos em sistemas hidrotérmicos: eficiência econômica e comportamento estratégico de geradores em ambiente de mercado – COPPE-UFRJ, Maio 1999.
- [50] Regras e Procedimentos de Mercado – disponível em <http://www.mae.org.br>
- [51] Regras Algébricas do Mercado Atacadista de Energia 3.5, capítulo 7: Mecanismo de Realocação de Energia – disponível em <http://www.mae.org.br>
- [52] S. Granville, G.C. Oliveira, L.M Thomé, N. Campodónico, M. Latorre, M.V.Pereira, e L.A. Barroso , “Stochastic optimization of transmission constrained and large scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework”, Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003.
- [53] S.Granville, R.Kelman,L.A.Barroso, R.Chabar, M.V. Pereira, P. Lino, P. Xavier, I. Capanema , “Um Sistema Integrado para Gerenciamento de Riscos em Mercados de Energia Elétrica”, XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003
- [54] S.Fleten, S.Wallace, W.Ziemba, “Portfolio Management in a Deregulated Hydropower Based Electricity Market”, Hydropower’97 Proceedings, Trondheim, August 1997
- [55] S.Hunt, G.Shuttleworth, Competition and Choice in Electricity, Wiley, 1996
- [56] Silva, A. J. (2003). Leilões de certificado de energia elétrica: Máximo excedente versus máxima quantidade negociada. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas - Brasil.
- [57] T. Saaty, “Fundamentals of Decision Making”, RWS Publications, Pittsburg, 1994.
- [58] Vickrey, W. (1961). Counterspeculation, auctions, and competitive sealed-tenders. Journal of Finance 16, 8 -37.
- [59] von Neumann, J.; Morgenstern, O. “Theory of Games and Economic Behaviour” Princeton Press, 1947; ISBN 0-691-00362-9

- [60] W.V. Harlow, “Asset Allocation in a Downside-Risk Framework”,
Financial Analysis Journal, 1991
- [61] Web-site ANEEL: <http://www.aneel.gov.br>
- [62] Web-site leiloes do MAE: <http://www.leiloesdomae.org.br>
- [63] X.Vieira F., M.V.F. Pereira, B.G. Gorenstin, J.C.O. Mello, A.C.G. Melo, S.
Granville, “Playing the Odds: Risk Management in Competitive Generation
Contracts” Paper presented at the Paris CIGRÉ Conference, 1998

11 ANEXO A: Mecanismo de Realocação de Energia – MRE

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) é um mecanismo financeiro que objetiva o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores na busca de garantir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistema elétrico interligado e a correção de uma distorção econômica na remuneração econômica de geradores hidroelétricos e reservatórios. O objetivo deste anexo é apresentar uma breve descrição do MRE e de seu funcionamento. O detalhamento completo das regras do MRE pode ser encontrado em [50][51].

11.1 MRE: Motivação

11.1.1 Riscos Hidrológicos de Usinas Hidrelétricas Riscos Hidrológicos de Usinas Hidrelétricas

Os contratos bilaterais entre empresas no Setor Elétrico Brasileiro constituem apenas instrumentos financeiros. Isto significa que a produção física das usinas é completamente desvinculada dos contratos firmados por seus proprietários.

Como discutido no decorrer desta tese, no caso de usinas térmicas, os contratos bilaterais permitem gerenciar adequadamente a volatilidade: se o preço “spot” é reduzido, a usina não é despachada e atende seu contrato através da compra de energia no mercado “spot”, evitando assim os custos de produção; se o preço “spot” é elevado, a usina é despachada e atende seu contrato através de geração própria, evitando assim compras onerosas de energia.

No caso de usinas hidrelétricas, entretanto, a contratação não é suficiente para reduzir os riscos a um nível adequado. Devido à predominância da produção hidroelétrica no sistema brasileiro, os preços “spot” são mais elevados em situações de seca, quando as hidroelétricas necessitam comprar energia para cumprir seus contratos. Como consequência, a hidroelétrica contratada corre

riscos em ambos os extremos: se estiver pouco contratada, está exposta a preços baixos no “spot”; e se estiver muito contratada, está exposta ao risco de ser obrigada a comprar energia a preços elevados. Este risco é conhecido como “risco hidrológico”. Em particular, no caso de racionamento de energia, as hidroelétricas teriam que pagar o equivalente à diferença entre a energia contratada e produzida multiplicada pelo custo de racionamento.

11.1.2 Eficiência Econômica da remuneração “spot”

A implementação do esquema “spot” em sistemas hidrotérmicos não deveria apresentar dificuldades conceituais: uma vez calculado o despacho ótimo do sistema, no balanço de pagamentos no mercado “spot” cada agente receberia (pagaria) o produto do preço “spot” e sua produção (consumo) de energia. Uma das justificativas básicas para a implantação de um esquema de pagamento “spot” é a eficiência de seus sinais econômicos. Mostra-se em [49] que, sob condições de concorrência perfeita, a expansão descentralizada do sistema, onde os agentes tentam maximizar seu lucro, coincide com a expansão centralizada do sistema, onde um agente central (o planejador) procura encontrar a solução de mínimo custo total.

Entretanto, conforme mostrado em [49], o mecanismo de remuneração “spot” só fornece sinais econômicos corretos quando as usinas hidroelétricas estão isoladas ou quando todas as usinas de uma mesma cascata pertencem a uma única empresa. Num caso extremo podemos imaginar um sistema composto de um reservatório “puro”, isto é, sem geração associada, a montante de usinas a fio d’água. Este reservatório é obviamente benéfico para o sistema, pois regula a vazão afluente às usinas e, portanto, aumenta sua capacidade de produção firme de energia. Entretanto, dado que o esquema “spot” remunera somente a *energia* gerada, o reservatório não seria remunerado, enquanto as usinas a jusante ficariam com toda a renda. Isto indica que há uma distorção na alocação dos benefícios econômicos aos agentes.

É importante observar que esta distorção ocorre mesmo se as usinas com reservatório têm capacidade de turbinamento, isto é, estamos discutindo um efeito *geral* para as usinas em cascata, não um caso particular para reservatórios sem

máquina. A compensação pelo serviço de regularização prestado pelos reservatórios numa cascata é essencial para corrigir os sinais econômicos. Conforme discutido em [49][44], esta distorção pode ser corrigida através da criação de um mercado “spot” de água, que tem com relação à compra a venda deste recurso uma função análoga à do mercado “spot” de energia, e permite remunerar estes serviço de maneira a restabelecer a eficiência econômica.

11.2 O Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia apresenta uma proposta de solução para os dois tópicos anteriores.

O MRE é um mecanismo de “hedging” compulsório entre as usinas hidrelétricas que compõe o sistema. No contexto do MRE, cada usina hidroelétrica recebe a cada período um *crédito de energia* (MWh) proporcional à produção hidroelétrica *total* (soma da produção de todas as usinas hidroelétricas) nesta mesma etapa. O fator de proporção é dado pela razão entre o *certificado de energia assegurada* da hidroelétrica e a soma dos certificados de todas as usinas participantes do MRE. Este crédito de energia, e não a energia produzida fisicamente pela mesma, é então utilizado para atender o contrato da usina.

Como a produção *total* de energia hidroelétrica (e portanto o crédito de energia) é muito mais constante que a produção individual das usinas hidroelétricas, conclui-se que o MRE é um esquema eficiente de redução da volatilidade e risco hidrológico⁴.

Por outro lado, o MRE procura corrigir a distorção econômica da remuneração “spot” das hidroelétricas através de uma representação *implícita* do mercado “spot” de água. A razão é que este esquema de compensação se baseia na observação de que se todas as usinas numa cascata pertencem ao mesmo agente, a renda “spot” total da cascata (soma dos pagamentos “spot” a todas as usinas da

⁴ Entretanto, conforme discutido em [40], o MRE não mitiga o risco hidrológico global: se a produção total de energia das UHEs for inferior à soma das seus certificados de energias asseguradas, os créditos do MRE distribuídos às UHEs serão inferiores às seus certificados de energias asseguradas.

cascata) está correta. Portanto, pode-se interpretar o MRE como uma empresa *fictícia* chamada “Mecanismo de Realocação de Energia” cujos “acionistas” são as usinas da cascata. As “ações” da “empresa” MRE são os *Certificados de Energia Assegurada (CEA)* e tudo funciona como se a “empresa” MRE recebesse o pagamento “spot” total e o distribuísse entre seus acionistas como “lucros”, em proporção às ações que cada um possui, e não à produção individual. Com isto, um reservatório puro, por exemplo, é remunerado com base no seu *Certificados de Energia Assegurada* e não com base na sua produção individual (que é nula).

Portanto, conclui-se que o MRE atinge os dois objetivos a que se propõe. Finalmente, o valor do CEA de cada usina (i.e. a quantidade de MWs) é determinado pela ANEEL e pode ser revisto a cada 5 anos. Em cada revisão, o mesmo não pode ser alterado em mais (menos) de 5% e o limite para sua alteração total ao longo de toda a concessão do empreendimento é 10%.

11.3 Exemplo de Aplicação do MRE

Como visto anteriormente, no esquema MRE, a geração *total* da cascata a cada hora é *alocada* entre as usinas *na proporção* de seus CEAs. O pagamento “spot” se aplica então à energia *alocada* a cada usina, e não à produzida fisicamente pela mesma. Em outras palavras, tudo funciona como se a “empresa” MRE recebesse o pagamento “spot” total e o distribuísse entre seus acionistas como “lucros”, em proporção às ações que cada um possui.

11.3.1 Sistema Exemplo

Os conceitos apresentados acima serão ilustrados através de um exemplo com dois geradores térmicos, três hidroelétricas e duas demandas, com as seguintes características:

Tabela D.1 – Geradores

Nome	Cap. (MW)
H ₁	20
H ₂	50
H ₃	30
T ₁	10
T ₂	20

Tabela D.2 – Demandas

Nome	Carga (MWh)
D _A	50
D _B	30

11.3.2 Despacho Ótimo

Suponhamos que o despacho ótimo para uma dada etapa (1 hora) é o apresentado a seguir:

Tabela D.3 – Despacho Ótimo

gerador	prod. (MWh)
H ₁	5
H ₂	40
H ₃	25
T ₁	10
T ₂	0

11.3.3 Balanço de Pagamentos no mercado “spot” - sem MRE

No balanço de pagamentos no mercado “spot”, os geradores recebem o produto de sua geração física (MWh) pelo preço “spot” (\$/MWh). Por sua vez, as demandas pagam o produto de seu consumo (MWh) pelo preço “spot”. A Tabela D.4 apresenta o balanço no mercado “spot” para o caso exemplo, supondo um preço “spot” de \$10/MWh.

Tabela D.4a - Balanço no mercado “spot” - Geração - sem MRE

Agente	geração	remuner.
	(MWh)	(\$)
H ₁	5	50
H ₂	40	400
H ₃	25	250
subtotal H		700
T ₁	10	100
T ₂	0	0
subtotal T		100
total geração		800

Tabela D.4b - Balanço no mercado “spot” – Demanda

demanda	consumo	pgto.
	(MWh)	(\$)
D _A	-50	-500
D _B	-30	-300
Total		-800

11.3.4 Aplicando o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

Como mencionado anteriormente, cada agente hidro possui uma quantidade de “cotas” numericamente igual a seu CEA. A Tabela D.5 apresenta os CEAs associados a cada usina no exemplo.

Tabela D.5 – CEAs e Cotas da “Empresa” MRE

agente	CEA (MW)	cota (p.u.)
H ₁	10	0.2
H ₂	25	0.5
H ₃	15	0.3
total	50	1.0

Também como mencionado, o procedimento MRE transforma a geração física {H₁, H₂, H₃} de cada usina (MWh) em *créditos de geração* {E₁, E₂, E₃} (também em MWh). Estes créditos são calculados como o produto da participação da usina na “empresa” (em p.u.) pela geração hidrelétrica *total*. No exemplo acima, a geração hidrelétrica total (soma das gerações das três usinas hidrelétricas) é 70 MWh. Os créditos são portanto:

Tabela D.6 – Créditos de Geração das Hidrelétricas

agente	geração	cota	crédito
adiro	física (MWh)	(p.u.)	de ger. (MWh)
1	H ₁ = 5	0.2	E ₁ = 0.2×70 = 14
2	H ₂ = 40	0.5	E ₂ = 0.5×70 = 35
3	H ₃ = 25	0.3	E ₃ = 0.3×70 = 21
total	70	1.0	70

11.3.5 Balanço de Pagamentos no mercado “spot” - com MRE

A única diferença no balanço do mercado “spot” com MRE é que os geradores hidrelétricos recebem o produto de seu crédito de geração (MWh) pelo preço “spot” (\$/MWh). Todos os demais elementos (remuneração das térmicas, das demandas, total dos geradores etc.) permanecem idênticos. Em outras palavras, o MRE é um ajuste *interno* ao conjunto de geradores hidrelétricos, e não tem efeito nos demais agentes. A Tabela D.7 ilustra este pagamento.

Tabela 8.7 - Balanço no mercado “spot” - Geradores Hidrelétricos - com MRE

Agente	Geração (MWh)	remuner. (\$)
E ₁	14	140
E ₂	35	350
E ₃	21	210
subtotal H	70	700

Finalmente, observa-se que, como o crédito de energia de uma usina é fração da produção total do “sistema MRE”, os créditos podem ser localizados em regiões (sub-mercados) distintos ao de origem da usina, uma vez que o “sistema MRE” está localizado em diferentes regiões e bacias. Esta possibilidade não foi considerada no exemplo anterior e o conjunto de regras que a define pode ser encontrado em [50][51]⁵. Quando há diferenças de preços entre as regiões onde o crédito da usina está alocada, existe um “surplus” da transmissão (soma dos pagamentos das demandas excede a receita dos geradores). Este “surplus” é alocado aos agentes MRE com o objetivo de reduzir a exposição por alocação em diferente submercado.

⁵ Conforme discutido em [50][51], um crédito de uma UHE alocado em um sub-mercado diferente daquele em que ela se situa gera uma despesa adicional devida à diferença entre o preços dos sub-mercados em pauta. É claro que teoricamente esta realocação poderia gerar lucro para a UHE afetada se o preço do MAE da região onde ela recebeu o crédito fosse maior que a da região de origem, mas o que acontece normalmente é o contrário, pois as regiões de alto preço do MAE são aquelas onde se observam piores condições hidrológicas e onde é mais difícil a alocação de créditos.

11.4 Vantagens e Limitações do MRE

O MRE apresenta vários aspectos atraentes:

1. Desvincula a produção física da usina do seu crédito de geração. Isto permite que o Operador do Sistema despache os recursos hidroelétricos do sistema de maneira ótima global (por exemplo, mantendo um grande reservatório cheio por vários meses, com geração reduzida, para aumentar a segurança futura do sistema) sem afetar o fluxo de caixa do proprietário.
2. O crédito de geração de cada usina, por ser proporcional à geração hidrelétrica total na cascata, apresenta menos variabilidade que a geração individual da mesma. Em outras palavras, há menos risco do crédito de geração ser inferior ao contrato, o que evita a compra de energia no “spot”.
3. Os investidores em usinas hidrelétricas na realidade não estão comprando ativos físicos, mas “cotas” de uma “empresa” fictícia. Isto torna possível vender as usinas hidroelétricas como simples “papéis” financeiros, isto é, não é necessário dividir as empresas por bacia, etc. para sua venda.

Uma possível desvantagem do MRE seria o desincentivo que o proprietário teria para operar e manter em boas condições sua usina. Prevê-se no marco regulatório a aplicação de multas por não manter um nível adequado de disponibilidade dos equipamentos, que seriam inspecionados periodicamente.