



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPL 17
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

MODELO DE CONTRATO POR DISPONIBILIDADE PARA USINAS HIDRELÉTRICAS COMO FORMA DE GARANTIR A EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Hugo Leonardo Marques da Silva

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo demonstrar que a contratação na modalidade por disponibilidade para usinas hidrelétricas reduz o risco para o investidor, desonera o preço de venda, vai ao encontro da modicidade tarifária, bem como permite induzir a expansão da oferta. Neste sentido, foram avaliados o risco, retornos e exposições financeiras envolvidos na contratação por quantidade e disponibilidade segundo a ótica do investidor e consumidor final. Foi utilizado para simulação os dados de um aproveitamento hidrelétrico típico, estimando-se seus custos de implantação, e o Plano Decenal de Expansão 2006-2015 como cenário base de expansão da geração.

PALAVRAS-CHAVE

Contrato de Disponibilidade, Contrato de Quantidade, Risco, Exposição Financeira, Preço de Venda.

1.0 - INTRODUÇÃO

A contratação de energia no ambiente regulado, ACR, pode ser feita através de dois modelos contratuais. Um, onde o objeto contratual é a quantidade de energia, e outro, onde o objeto contratual é a disponibilidade de energia. Nos contratos por quantidade de energia, o agente gerador fica responsável pela entrega da quantidade de energia definida em contrato, e o risco associado à não entrega desta quantidade de energia são assumidas pelo agente gerador.. No contrato por disponibilidade, o agente é responsável pela disponibilização da energia, ou seja, o agente terá o seu investimento remunerado através de uma parcela referente aos custos fixos, onde estarão incluídos os custos de implantação do empreendimento, juros durante a construção, custos sócio ambientais e demais custos associados, e uma parcela variável a depender do custo de O&M do agente, e da energia que porventura seja gerada. Neste tipo contratual o agente gerador não estará submetido a exposições financeiras no mercado de curto prazo, sendo estas assumidas pelo agente comprador, que, posteriormente, poderá repassá-las ao consumidor final.

A conjuntura atual do ACR, para novos empreendimentos, permite a opção de contrato por disponibilidade apenas para os empreendimentos termelétricos. Embora a Lei 10.848 de 15 de março de 2004 predisponha do mecanismo para ambas as fontes, os empreendimentos hidroelétricos permanecem realizando apenas contratos por quantidade.

2.0 - REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Preço de liquidação das diferenças - PLD

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação - CMO, limitado por um preço máximo e um mínimo vigente para cada Período de Apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

O custo marginal de operação (CMO) é o custo incorrido pelo sistema gerador quando se aumenta a produção de energia para atender a um incremento de carga. Em situações hidrológicas favoráveis que acarretem sobra ou armazenamento de energia, o valor de CMO tende a ser baixo, pois a carga adicional poderá ser atendida com um aumento na geração de usinas hidrelétricas. Nas situações desfavoráveis, baixos níveis de afluência e armazenamento dos reservatórios, o CMO tende a ser elevado, em virtude de que o aumento de carga será atendido ou com a geração de usinas termelétricas, com a conseqüente queima adicional de combustível, ou com o deplecionamento dos reservatórios cujo valor da água, neste caso, normalmente é mais elevado que em outros períodos. Portanto, o valor de CMO é elevado neste caso e pode até atingir o custo do déficit, refletindo a escassez de energia e o "grande esforço" do sistema para atendimento a uma eventual adição de carga. O custo marginal de operação e, por conseguinte o PLD, reflete as condições de atendimento da carga e, portanto, é utilizado como referência do preço da energia no mercado de contratos de curta duração e para o preço da energia na CCEE, onde são calculadas e liquidadas as exposições contratuais (diferenças entre os contratos de compra e venda de energia).

Neste trabalho, para determinação do PLD, foram utilizados os piso mínimo e máximo de 17,60 R\$/MWh e 534,30 R\$/MWh respectivamente, conforme resolução ANEEL N° 413, de Dezembro de 2006

2.2 Mecanismo de realocação de energia - MRE

Existem diferenças hidrológicas significativas entre as regiões geográficas do Brasil, em decorrência das dimensões continentais do país. Deste modo, há divergências entre períodos secos e úmidos com impactos sobre a produção de energia elétrica, fazendo com que haja a necessidade de transferências de energia entre regiões e que o montante de energia gerada em cada região seja coordenado de forma centralizada. Uma região em período seco deve armazenar água, produzindo energia elétrica abaixo da média, enquanto em uma região com período úmido produziria energia elétrica acima da média, suprimindo a demanda da região com pouca produção. Assim, o gerador hidráulico passa a não ter controle sobre a sua produção de energia. Estes fatores levaram à concepção do MRE. Neste mecanismo há a uma partição da energia total gerada para cada agente gerador, integrante deste mecanismo, de modo proporcional a sua energia assegurada, ou seja, o participante do MRE tem direito a um percentual da geração hidráulica total que é variável no tempo. Em síntese, o MRE foi instituído com o intuito de mitigar os riscos hidrológicos dos geradores hidráulicos por meio do compartilhamento destes riscos entre as usinas que integram o MRE.

2.2.1 Fator de Ajuste da Energia Assegurada - GSF

Em virtude da otimização do despacho do Sistema Interligado Nacional – SIN as gerações hidráulicas são variáveis e dependentes da hidrologia, acarretando a necessidade do ajuste da energia assegurada dos geradores participantes do MRE. Estima-se o GSF com base na razão entre a geração hidráulica total do SIN e a energia assegurada do sistema para cada período de comercialização.

$$GSF = \frac{\sum Geração\ Hidráulica\ SIN}{\sum Energia\ Assegurada\ SIN}$$

A partir dos valores periódicos do GSF, determinam-se as respectivas energias alocadas, individualizada, conforme as expressões sintetizadas a seguir.

2.2.2 Energia alocada

A energia alocada a uma usina hidrelétrica é conseqüência do mecanismo de realocação de energia, MRE. O parque hidráulico é interligado e a geração de energia pelo parque hidráulico deve ser partilhada por cada integrante do conjunto hidráulico. Esta partição é proporcional à energia assegurada da usina hidrelétrica, ou seja, no processo de contabilização de energia será utilizada, não a energia gerada pela usina e sim o percentual a que tem direito em virtude da sua energia assegurada.

$$Energia\ Alocada = Energia\ Assegurada \times GSF$$

2.3 Contabilização de energia elétrica

A contabilização de todo processo de consumo e geração de energia elétrica é realizada pela CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. As receitas provenientes dos contratos de compra e venda de energia elétrica são livremente faturadas e liquidadas entre os agentes. No mercado de curto prazo o faturamento das diferenças entre o montante de energia elétrica contratada e a efetivamente alocada, no caso de gerador, ou consumida, no caso agente de consumo, é realizado pelo CCEE, e esta energia é valorada pelo PLD. O processo de contabilização de energia elétrica, de maneira simplificada, ocorre em cada submercado onde é feita uma comparação entre a energia alocada, após realização do MRE, no caso de gerador, e a quantidade de energia contratada por este agente de geração. Após esta análise podem ocorrer duas situações:

- Se a energia contratada for maior que a energia alocada, o agente gerador terá que comprar esta diferença no mercado de curto, valorada ao PLD. Ocorrendo uma exposição negativa;
- Se a energia contratada for menor que a energia alocada, esta diferença será liquidada no mercado de curto prazo, valorada ao PLD. Ocorrendo uma exposição positiva.

É neste momento que o modelo contratual por quantidade incorporar as exposições, que irão depender do PLD e da série hidrológica que porventura venha ocorrer.

3.0 - ESTUDO DE CASO

3.1 Metodologia utilizada

Na modalidade contratual por quantidade o investidor assume todas as exposições. Na opção por disponibilidade toda a exposição fica com o agente comprador. Sendo este o diferencial entre as modalidades contratuais, este estudo elaborou uma sistemática de forma simplificada para calcular estas exposições e comparar as duas realidades contratuais, e os possíveis impactos no preço de venda da energia. Foi definida, também, uma receita fixa característica da modalidade contratual por disponibilidade que servirá de parâmetro para comparação. Foram obtidos para cenário de expansão de referência, os custos marginais de expansão, CMO's, que foram transformados em PLD, de acordo com os tetos máximos e mínimos definido no item 2.1; as gerações hidráulicas para cada subsistema, e a energia assegurada do sistema interligado nacional, SIN, para todo o horizonte de estudo, com a finalidade de calcular o GSF. De posse destes dados foi calculado o GSF para cada mês do horizonte e para cada série hidrológica, conforme definido no item 2.2.1. O GSF foi então multiplicado pela energia assegurada da usina no centro de gravidade (energia assegurada reduzida pelo percentual de perdas, no caso estimada em 2,5%) tendo sido obtido a energia alocada no centro de gravidade, conforme definido no item 2.2.2.

3.1.1 Cenário de expansão de referência

Foi utilizado no estudo o Plano Decenal de Expansão da Geração da EPE no horizonte de 2006 a 2015.

3.1.2 Receita mensal fixa do contrato

Para definição da receita fixa que remuneraria os investimentos do empreendimento foi estimado um custo de implantação de um empreendimento hidrelétrico típico com potência instalada de 433MW. O valor do investimento total (Usina + Conexão) foi definido em R\$ 985.506.444,00 com cronograma de: 0,0 % , 10,5 % , 33,7 % , 35,5 % , 20,3 %; Potência Instalada = 433 MW; Garantia Física = 219,2 MW; O&M variável = 5,03 R\$ / MWh; TUST = 2,49 R\$ / KMW.mês, vida útil de 30 anos com depreciação linear. Foi estipulado um valor de receita utilizando as taxas de financiamento de empreendimentos hidrelétricos vigentes, e os encargos e tributos incidentes sobre este tipo de empreendimento.

Com base neste estudo foi definido o preço de referência do Aproveitamento Hidrelétrico em R\$ 116,35/MWh, este valor será utilizado na definição da receita fixa do contrato, supondo ter este empreendimento contratado sua energia na modalidade contratual por disponibilidade. Assim, a fórmula abaixo define a receita mensal do contrato. Como citado anteriormente, em empreendimento cuja energia é contratada na modalidade contratual por disponibilidade o empreendedor tem direito a uma receita fixa, que remunera todos os seus investimentos, e a uma receita variável capaz de recuperar os custos variáveis do empreendimento. Neste estudo será desprezada a receita variável em virtude dos custos variáveis para hidrelétricas serem relativamente baixo em relação à receita fixa.

$$ReceitaMensalContrato = Energiacontratada \times PreçoContrato \times horasmês$$

3.1.3 Calculo das exposições para a modalidade contratual por quantidade

A subtração da energia alocada pela energia contratada fornece o montante de energia a que estará exposto o empreendedor no mercado de curto prazo, valorada pelo PLD. As exposições para o estudo foram definidas mensalmente pela fórmula abaixo:

$$ExposiçãoMensual_{ijk} = (GSF_{ijk} \times EnergiaAssegurada - EnergiaContratada) \times PLD_{ijk} \times horasmês$$

$$\text{Onde, } \begin{cases} i \text{ indica o mês, variando de 1 a 12;} \\ j \text{ indica a série hidrológica, variando de 1 a 2000;} \\ k \text{ indica o ano, variando de 1 a 30.} \end{cases}$$

3.1.4 Faturamento mensal por modalidade contratual

De forma simplificada foi definido o faturamento mensal do contrato em suas duas modalidades. Para definir os impactos a que estará submetido o investidor na modalidade contratual por quantidade, foi adicionado à receita mensal do contrato a parcela referente à exposição. Observa-se que pelo fato de não haver exposição no contrato por disponibilidade o faturamento mensal seria igual à receita mensal.

- Faturamento pelo modelo contratual por quantidade

$$FaturamentoMensual_{ijk} = ReceitaMensalContrato + ExposiçãoMensual_{ijk}$$

- Faturamento pelo modelo contratual por disponibilidade

$$FaturamentoMensual_{ijk} = ReceitaMensalContrato$$

$$\text{Onde, } \begin{cases} i \text{ indica o mês, variando de 1 a 12;} \\ j \text{ indica a série hidrológica, variando de 1 a 2000;} \\ k \text{ indica o ano, variando de 1 a 30.} \end{cases}$$

4.0 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para análise foram obtidos os valores presentes líquidos (VPL's) das receitas e exposição atualizadas pela taxa de desconto de 12% ao ano para cada série hidrológica, referenciados à data de entrada em operação do empreendimento. Foram simuladas 2000 séries de exposições, condizentes com os 2000 cenários hidrológicos. Como parâmetros de avaliação foram utilizados os valores médios das séries, o valor máximo e mínimo, e o VaR95%. Formalmente, o "Valor em Risco" (VaR) define o mínimo de ganho, ou o máximo de perda (exposição), que se espera ter em uma carteira, com uma dada probabilidade. Assim, definido a probabilidade, o VaR irá indicar qual será o valor mínimo de uma série onde todos os demais valores serão iguais ou maiores que aquele valor. Neste estudo será utilizada a probabilidade de 95%, ou seja, em 95% da série de 2000 valores, os valores serão maiores que o indicado pelo VaR.

Os dados básicos do estudo, ver Tabela 1, mostram os valores da energia assegurada do empreendimento, a energia assegurada no centro de gravidade e o seu percentual de contratação, e o preço de venda da energia. O preço do contrato em R\$/MW.h foi definido com o preço de referência do estudo conforme item 3.1.2, este preço proporcionará uma receita fixa, ver Tabela 2, que remuneraria o investimento caso este contrato tivesse sido feito por disponibilidade. Cabe salientar que esta receita fixa implica na contratação total do montante de energia disponível, ou seja, teríamos um percentual de contratação de 100%.

Tabela 1- Informações Básicas do Estudo

DADOS BÁSICOS			
ENERGIA ASSEGURADA	219,2	P. CONTRATO R\$/MW.h	116,35
% PERDAS	2,5%	% CONTRATAÇÃO	100,0%
E. ASSEGURADA C.G	213,72	E. CONTRATADA	213,72

Tabela 2 - Faturamento Mensal Contrato por Disponibilidade

Receita Fixa Contrato	R\$ 1.849.184.111,49
Taxa Anual	12
Taxa Mensal	0,95%

4.1 Aumento de preço devido as exposições

Inicialmente foi analisado o efeito das exposições sobre a receita fixa do empreendimento. As exposições são obtidas conforme definido no item 3.1.3. As exposições podem ser positivas quando o GSF for maior que 1, e negativas quando o GSF for menor que 1. O GSF é diretamente proporcional a geração hidráulica total do sistema. Observa-se que quando ocorrem exposições negativas há pouca geração hidráulica e os PLDs tendem a ser elevados em virtude do aumento de geração térmica e do custo de déficit. Esta constatação pode ser comprovada pelo fato do valor mínimo das séries ser mais elevado que o valor máximo, ver Tabela 3. Neste cenário foi observado, ver Tabela 3, 554 cenários de exposições negativas, correspondendo a 27,7% das 2000 series analisadas. Observa-se que apesar dos valores, em reais, das series negativas serem maiores que das series positivas, o seu tempo de ocorrência será menor, neste cenário o tempo de ocorrência foi de 27,7%. Entretanto, para um investidor este seria um investimento de alto risco. Uma das formas de se reduzir às exposições seria reduzir o percentual de contratação.

Tabela 3-Exposições Financeiras

Valor Médio	R\$ 11.016.452,9
Var95%	(R\$ 162.205.220,6)
Valor Máximo	R\$ 99.239.335,9
Valor Mínimo	(R\$ 652.940.143,9)
Exposições Negativas	554
Risco	27,7%

A incorporação desta parcela de exposições na receita fixa do contrato, situação esta que ocorre quando o contrato é realizado por quantidade, altera os valores da receita fixa de modo variável e dependente da grandeza da exposição. Pode-se ter acréscimos na receita, quando ocorrer exposições positivas, e decréscimos de receita quando as exposições forem negativas.

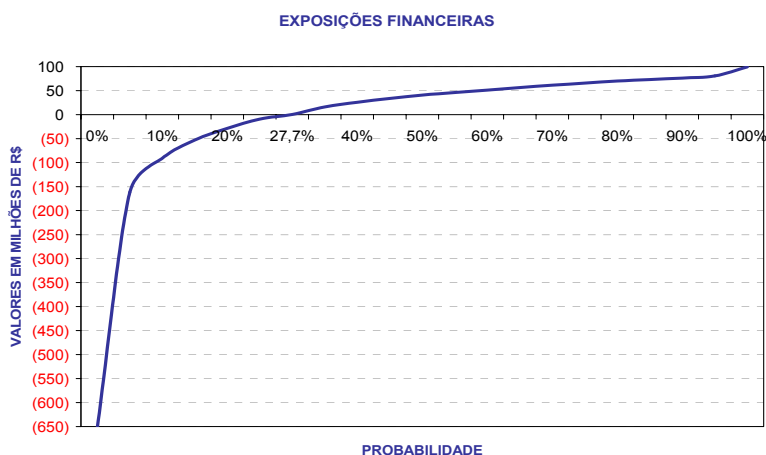
Observa-se, ver Tabela 4, um valor mínimo menor que a receita fixa necessária para remunerar o investimento, e um valor máximo superior a esta receita, isto fruto das exposições. O valor médio é superior a receita fixa, entretanto a um risco de em 27,7% das situações a receita fixa não ser obtida.

Tabela 4- Faturamento Mensal Contrato por Quantidade

Valor Médio	R\$ 1.860.200.564,3
Var95%	R\$ 1.686.978.890,9
Valor Máximo	R\$ 1.948.423.447,4
Valor Mínimo	R\$ 1.196.243.967,6
< Receita Fixa Contrato	554
Risco	27,7%

Como em 27,7% do tempo o investidor não obterá o valor de receita que remunere o seu investimento. Isto o levará a aumentar o preço de venda de maneira a compensar possíveis perdas de receita. No contrato por disponibilidade, estas exposições seriam repassadas aos consumidores.

Caso o investidor assuma estes riscos, no caso do contrato por quantidade, implicará, obrigatoriamente, no aumento de preço de venda, já que há um investimento a ser feito. Levando, assim, o consumidor a pagar indiretamente as exposições negativas antes de ocorrer. E elas ocorrendo ou não. Enquanto que, na modalidade contratual por disponibilidade o consumidor arcaria com as exposições negativas, ver Figura 1, apenas quando elas ocorressem e receberia a receita proveniente das exposições positivas, que na modalidade contratual por quantidade ficariam com o investidor.



4.3 Preço do contrato para um risco de 5%

Mantidas as condições iniciais e admitindo um valor de risco de 5% de se obter uma receita menor que a necessária, o preço foi recalculado, ver Tabela 5. Foi obtido um valor de venda de 126,6 R\$ / MWh, ou seja, com o intuito de minimizar os riscos o investidor teria que aumentar seu preço de venda. Nesta simulação tivemos um incremento de 8,81% no preço de venda do contrato.

Tabela 5 - Novo preço do Contrato com risco de 5%

DADOS BÁSICOS			
ENERGIA ASSEGURADA	219,2	P. CONTRATO R\$/MW.h	126,61
% PERDAS	2,5%	% CONTRATAÇÃO	100,0%
E. ASSEGURADA C.G	213,72	E. CONTRATADA	213,72

Este aumento no preço de venda também proporciona ao investidor maximizar o tempo em que o mesmo estará submetido a exposições positivas. Aumenta-se assim, os valores da receita média, o valor máximo e mínimo, ver Tabela 6. O Var95%, ver Tabela 6, produz tranquilidade ao investidor pois em 95% do tempo o valor da receita esta um pouco acima da receita fixa. Portanto, nesta situação, o investidor teria uma maior possibilidade de reduzir o tempo de retorno do capital.

As exposições continuam inalteradas, o que ocorre é um aumento da receita do contrato diminuindo os feitos das exposições negativas.

Tabela 6 - Novo Faturamento Mensal Contrato por Quantidade

Valor Médio	R\$ 2.023.322.333,3
Var95%	R\$ 1.850.100.659,8
Valor Máximo	R\$ 2.111.545.216,3
Valor Mínimo	R\$ 1.359.365.736,6
< Receita Fixa Contrato	99
Risco	5,0%

5.0 – CONCLUSÃO

O estudo mostrou que a modalidade contratual por disponibilidade proporciona ao investidor um retorno do investimento seguro, com a vantagem para o consumidor de desonerar os preços da energia elétrica, em concordância com o princípio básico do novo modelo do setor elétrico, que é a modicidade tarifária.

Uma receita garantida proporcionada pelo contrato por disponibilidade esta coerente com a natureza de concessões públicas que tem os empreendimentos hidrelétricos, com tempo de concessão definido e submissão à legislação de concessão vigente.

6.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) CCEE - "Regras de Mercado". Online no site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: [http:// www.ccee.org.br/](http://www.ccee.org.br/) - setembro de 2006.

(2) Ministério das Minas e Energia (MME) - "Proposta de modelo institucional do setor elétrico" - julho de 2003.

(3) Cepel - "Programação Dinâmica Dual Estocástica aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-regressivos Periódicos". Relatório técnico 237/93 - 1993.

(4) EPE - "Plano Decenal de Expansão – PDEE 2006/2015. Online no site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE: [http:// www.epe.gov.br/](http://www.epe.gov.br/) - agosto de 2006.

(5) ONS - "Procedimentos de rede". Online no site do Operador Nacional do Sistema - ONS: <http://www.ons.org.br/> - setembro de 2006.

(6) SILVA, Edson Luiz da. Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica. Editora Sagra Luzzatto, 2001

(7) EPE - "Estudo para Licitação da Geração". Online no site da Empresa de Pesquisa Energética - EPE: [http:// www.epe.gov.br/](http://www.epe.gov.br/) - agosto de 2006.

7.0 – DADOS BIOGRÁFICOS

Hugo Leonardo Marques da Silva

Natural de Recife-PE, 1976.

Graduação em Engenharia Elétrica / Eletrotécnica: UPE – Universidade de Pernambuco, 2003.

Empresa: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, desde 2005.

Engenheiro do Departamento de Estudos para Comercialização de Energia Elétrica