

PAULO EDUARDO BASSI ARCE

**CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO
LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia de
São Carlos, da Universidade de São
Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e
Automação

ORIENTADOR: Dr. Eng. Rodrigo Sacchi

São Carlos
2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

Arce, Paulo Eduardo Bassi.

A668c Contratação de energia no ambiente de contratação livre. / Paulo Eduardo Bassi Arce ; orientador Rodrigo Sacchi -- São Carlos, 2011.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011.

1. Sistemas de energia. 2. Comercialização de energia. 3. Gestão de risco. 4. Ambiente de contratação livre. 5. Consumidor livre. 6. Carteira de contratos.
I. Título.

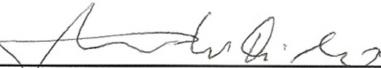
FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Paulo Eduardo Bassi Arce

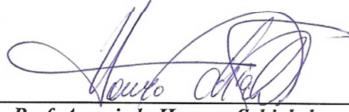
Título: "Contratação de Energia no Ambiente de Contratação Livre"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 29/11/2011

com NOTA 100 (dez), pela comissão julgadora:


Prof. Dr. Marinho Gomes de Andrade Filho - ICMC/USP


Prof. Dr. Adriano Alber de França Mendes Carneiro - EESC/USP


Prof. Associado Homero Schiabel
Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica
EESC/USP

Dedicatória

Dedico este trabalho a meus Pais, Anastacio e Renata, meus irmãos Guilherme e Rita, minha namorada Raquel e meu filho Guilherme.

Sumario

Resumo.....	i
Abstract.....	i
Lista de Siglas.....	ii
1. Introdução.....	1
1.1. Resumo da Evolução Histórica do Setor Elétrico Brasileiro.....	1
2. Comercialização e Mercado de Energia Elétrica.....	5
2.1. Organização do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro.....	5
2.1.1. Ambiente de Contratação Regulada.....	8
2.1.2. Ambiente de Contratação Livre.....	8
2.1.2.1. O Mercado Spot.....	9
2.2. Aspectos de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil.....	10
2.3. Planejamento da Operação.....	10
3. Gestão de Risco.....	13
3.1 Visão Geral da Gestão de Risco.....	13
3.1.1. Conceito de Risco.....	14
3.1.2. Tipos de Risco.....	14
3.1.2.1. Risco de Mercado.....	15
3.1.2.2. Risco Operacional.....	15
3.1.2.3. Risco de Crédito.....	16
3.1.2.4. Risco Legal.....	16
3.1.3. Gestão de Risco.....	16
3.2. Métrica de Risco.....	17
3.3 Gestão de Risco no Setor Elétrico Brasileiro.....	20
4. Problema Abordado.....	23
4.1 Definição do Problema.....	23
4.1.1 Tipos de Contratos.....	24

4.2 Modelo Matemático.....	25
5. Resultados e Análises.....	29
5.1 Análise da Série de PLD.....	29
5.2 Decisão Contratual Ótima.....	30
5.3 Análise do Tipo de investidor.....	34
5.4 Permanência do Custo Total.....	35
5.4 Fronteira de Eficiência.....	36
6. Conclusões.....	39
7. Referências Bibliográficas.....	41

Resumo

Durante a década de 90, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por importantes transformações. Por meio do Projeto de Reestruturação do SEB (RE-SEB), foi promovida a desverticalização das empresas do setor, introduzindo no SEB os conceitos de competição e mercado de energia elétrica. Neste novo contexto a comercialização de energia elétrica se tornou uma atividade extremamente dinâmica, exigindo dos agentes participantes métodos e ferramentas que os auxiliem nas tomadas de decisões em relação ao conjunto de seus investimentos em compra e venda de energia, chamados de carteira de contrato. Assim, este trabalho apresenta uma ferramenta de suporte à decisão na compra de energia, do ponto de vista de um agente do SEB, um Consumidor Livre que visa otimizar seus investimentos em contratos de energia, minimizando custos.

Palavras-chave: Comercialização de Energia, Gestão de Risco, Ambiente de Contratação Livre, Consumidor Livre, Carteira de Contratos.

Abstract

During the 90s the Brazilian Electricity Sector (SEB) has undergone important changes. The most important changes in the SEB were the introduction of the competition and market concepts. In this new context, the sale of electricity has become an extremely dynamic activity requiring that the participating agents use methods and tools that would support them in the decisions of purchase and sale of electricity while deciding their best portfolio options. Hence, this paper presents a decision support tool to be applied in the electricity purchase from the viewpoint of a Free Consumer, which aims to optimize his investments in electricity contracts, minimizing costs.

Key Words: Electricity Trading, Risk Management, Portfolio

Lista de Siglas

SEB: Setor Elétrico Brasileiro.

RE-SEB: Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ONS: Operador Nacional do Sistema

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

EPE: Empresa de Pesquisa Energética.

ACL: Ambiente de Contratação Livre.

ACR: Ambiente de Contratação Regulada.

POESH: Planejamento da Operação Energética dos Sistemas Hidrotérmicos.

SIN: Sistema Interligado Nacional.

UHE: Usina Hidroelétrica.

UTE: Usina Termoelétrica.

PMO: Planejamento Mensal da Operação.

CMO: Custo Marginal de Operação.

VaR: Value at Risk.

CVaR: Conditional Value at Risk.

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças.

1. Introdução

1.1 Resumo da Evolução Histórica do Setor Elétrico Brasileiro

Durante a primeira república, sob o regimento da Constituição de 1891, os recursos hídricos eram estabelecidos como propriedade dos donos das terras onde estavam estabelecidos, independentemente do uso que seria feito (TOLMASQUIM; OLIVEIRA; CAMPOS, 2002).

No fim do século XIX e início do XX, os controladores do setor da eletricidade no Brasil se dividiam em dois grandes grupos. De um lado as empresas municipais, e do outro lado grandes investidores estrangeiros como a Brazilian Traction, Light and Power Co. Ltd., formada por São Paulo Railway Light and Power Co. Ltd. e Rio de Janeiro Tramway Power Co. Ltd., e American & Foreign Power – Amforp (DIAS LEITE, 1997).

O fim da década de 20, e o começo da década seguinte apresentaram acontecimentos importantes para o delineamento do futuro do SEB. A crise de 1929 deixou claro que o modelo agroexportador estava esgotado, evidenciando a necessidade de se redefinir as metas e o papel do Estado, nos âmbitos político e econômico, perante uma nova realidade em que começavam a surgir grupos e agentes ligados à atividade urbano-industrial, em detrimento à agroexportação. Durante a década de 30, em virtude desta nova configuração político-econômica, surge um duro embate entre aqueles que defendiam a nacionalização da indústria, e os adeptos do capital estrangeiro, representados pela Light and Power Co. Ltd. e pela Amforp (GOMES, 1986).

Nesse contexto, e levando em consideração a grande concentração do mercado de energia elétrica nas mãos da Light and Power Co. Ltd. e Amforp, o governo brasileiro se viu compelido a adotar medidas regulatórias das atividades de produção e distribuição da energia elétrica. Algumas destas medidas iniciais foram:

- Interrupção da concessão de uso de novos aproveitamentos de cursos de água;
- Proibição de aquisição de empresas;
- Extinção da cláusula-ouro, que se tratava de um mecanismo pelo qual se garantia à empresa o reajuste sistemático das tarifas pela cotação do ouro.

Em 1934 se deu a publicação do Código de Águas, pelo qual se determinava que a propriedade das quedas d'água e do potencial hidroelétrico deixava de ser do proprietário da terra e passava a ser patrimônio da nação. Logo o aproveitamento do potencial hidrelétrico passava a ser feito via concessão.

Com as novas regras estabelecidas pelo Código de Águas, e com as restrições de importações de máquinas devido à II Guerra Mundial, o Brasil viu as empresas estrangeiras que aqui atuavam sofrerem um grande desestímulo, além de observar a diminuição do ritmo de expansão da oferta de energia elétrica, apesar do crescente consumo. Como consequência houve prejuízo da qualidade do fornecimento. Era necessária então a participação mais efetiva do estado no processo produtivo de energia elétrica. Isso se deu em 1945, com a criação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF, que promoveu a duplicação da capacidade instalada na região nordeste (TOLMASQUIM; OLIVEIRA; CAMPOS, 2002).

Em 1957 foi criada Furnas, para prover suprimento de energia elétrica para Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo.

Outras importantes inserções do estado no processo de produção de energia elétrica foram a criação das Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG, em 1951 e da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, em 1961.

Durante a década de 60 deu-se o início da implantação da indústria brasileira, aumentando o compromisso da indústria de energia elétrica. Foi criado o Ministério das Minas e Energia, e a Eletrobrás passou a ser uma *holding*, sendo suas primeiras subsidiárias a CHESF e Furnas.

Em razão das dimensões e complexidade do sistema elétrico brasileiro notou-se a necessidade da estruturação de um organismo dedicado a fiscalizar as empresas concessionárias. Adicionalmente, foram estabelecidos procedimentos e regras, com o intuito de disciplinar a administração e operação das empresas em atuação. Para atender a essa necessidade foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (ROSIM, 2008).

Um grande acontecimento para o Setor Elétrico Brasileiro – SEB se deu em 1973, com a assinatura do Tratado de Itaipu entre Brasil e Paraguai, que permitiu a

construção da usina de Itaipu Binacional, cujo inicio de operação se deu em 1984, contribuindo significativamente para o atendimento da expansão da demanda.

Durante o período de 1974 a 1979, o governo federal fez a aquisição das ações das empresas concessionárias, de forma que elas passassem a ser constituídas por 100% de capital nacional, ao contrário do observado na década de 40. Esse período, porém, foi extremamente danoso à economia nacional culminando na década de 80 em uma profunda crise do estado. Em resposta a esta crise, a década de 80 viu ocorrerem grandes transformações políticas que se traduziram na Constituição de 1988.

Por meio desta, surgiram novidades em relação à conceituação de questões referentes à energia elétrica, propiciando nos anos seguintes grandes reformas no Setor Elétrico.

Durante a década de 1990, o setor elétrico brasileiro passou por importantes transformações. Seguindo a tendência de outros países, o SEB se direcionou rumo à formação de um mercado de energia elétrica tal como ocorria em países como Inglaterra e Chile. Em 1993, por meio das leis 8.631/93 e 9.074/95 deu-se a criação do conceito de consumidor livre e, em 1996, foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). Anteriormente ao RE-SEB, as empresas, em sua maioria estatais, detinham o monopólio sobre geração, transmissão e distribuição, estando desta maneira focadas na obrigatoriedade de servir a sociedade. Após o RE-SEB, as empresas passaram a ter um enfoque de mercado, por meio da desverticalização do setor. Isto é, deu-se a separação da produção e do transporte da energia elétrica, e assim as empresas ou agentes do setor poderiam atuar em apenas uma esfera do processo produtivo de energia elétrica: geração, transmissão ou distribuição. O motivo para a desverticalização reside no objetivo de se reduzir o preço da energia elétrica para o consumidor final, fazendo uso do livre acesso ao sistema de transmissão por parte dos agentes do setor elétrico.

O projeto de reestruturação introduziu no SEB conceitos que permitiram estruturar um mercado de energia elétrica competitivo e organizado, atraindo grandes investimentos e novos agentes. Este destacou a importância do mecanismo de formação de preços e o surgimento do segmento da comercialização de energia, que passou a representar uma área de interesse para as empresas do setor.

Para viabilizar todas estas mudanças pretendidas, foi necessária a criação de órgãos reguladores do sistema. Assim, surgem a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por regulamentação tarifária, de contratação e do acesso aos sistemas de transmissão; o Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável por operar o Sistema Interligado Nacional (SIN), e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que cria o ambiente de comercialização e define a forma de participação dos agentes no mesmo.

Os agentes que participam do mercado de energia realizam diversos tipos de contratos, sujeitos a diferentes regras, custos e horizontes de tempo. Esta variedade de condições que se impõe aos contratos de compra e venda de energia, expõe os agentes comercializadores ao risco na gestão da carteira de contratos.

2. Comercialização e Mercado de Energia Elétrica

2.1. Organização do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

A principal característica da indústria de energia elétrica atual se atribui à livre concorrência e à desverticalização das empresas do setor, de modo que cada uma das atividades do processo produtivo é realizada de forma independente uma das outras.

Partindo de uma visão geral do processo produtivo de energia elétrica, podemos dizer que este é composto de quatro funções e respectivos agentes.

A função de produção da indústria de energia elétrica é levada a cabo pelos agentes geradores. Anteriormente ao RE-SEB, os agentes geradores eram representados pelas empresas verticalizadas, algumas das quais se desmembraram, assumindo como um de seus ramos a geração de energia. Atualmente, além destes tem-se também os produtores independentes e as plantas de cogeração. Uma característica marcante do ambiente de geração é a livre concorrência e a ausência de regulação econômica no setor.

Os agentes de transmissão e distribuição assumem o papel de transporte da energia no contexto do processo produtivo em questão. Transmissão e distribuição são setores que necessitam de grandes investimentos, e cujos retornos são baixos. Assim, fica em geral a cargo do estado a administração, manutenção e expansão deste setor. Logo, transmissão e distribuição, ao contrário da geração, estão sujeitos à regulação econômica e técnica, não havendo espaço para a livre concorrência no segmento. Pode-se dizer ainda, que este setor tem a obrigação de garantir a eficiência econômica de todo o processo produtivo, garantindo o livre acesso de seu uso aos agentes de geração e comercialização.

A comercialização da energia se dá pelos agentes comercializadores. Estes são responsáveis pelas transações comerciais e contratos de compra e venda de energia. Estes podem ser celebrados através de contratos bilaterais, ou através do mercado spot. A figura 1 mostra a estrutura desverticalizada vigente no SEB:

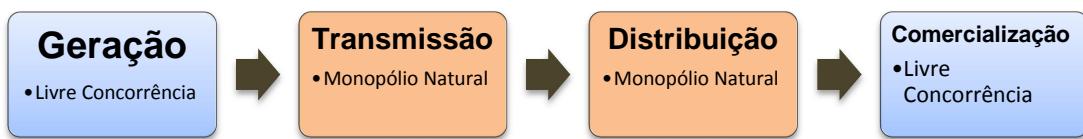


Fig. 1 Estrutura desverticalizada do SEB

Por fim, o consumidor final da energia pode ser dividido, basicamente, em duas categorias: consumidor cativo, e consumidor livre. O primeiro, representa um consumidor de menor porte, estando ele associado ao seu distribuidor. O segundo se trata de um consumidor de maior porte, com demanda superior aos 3MW e 69kV. Estes podem escolher seu fornecedor de energia livremente, como pode ser visualizado na tabela 1 a seguir:

Tabela 1 Diferenças entre Consumidores Cativos e Livres

Consumidor Cativo	Consumidor Livre
<ul style="list-style-type: none"> Demanda inferior a 3MW Compra de energia apenas do distribuidor ao qual está associado 	<ul style="list-style-type: none"> Demanda superior aos 3MW e 69 kV Flexibilidade de compra de energia: <ul style="list-style-type: none"> Contratos Bilaterais Mercado Spot

Para o correto funcionamento do processo produtivo acima descrito, é necessário que se observem os seguintes requisitos (DA SILVA, 2001):

- Eficiência econômica da indústria como um todo;
- Auto-sustentação da indústria de modo a garantir a expansão do sistema;
- Operação confiável do sistema e atendimento a requisitos de qualidade de energia elétrica;
- Universalização dos serviços.

Para garantir o atendimento dos aspectos mencionados acima, é necessário que participem do processo agentes reguladores, que são:

- ONS: operador do sistema;
- ANEEL: regulador do sistema;
- CCEE: regulador do mercado;
- EPE: planejador do sistema.

Para elucidar a organização do mercado, faz-se uma análise da figura 2:

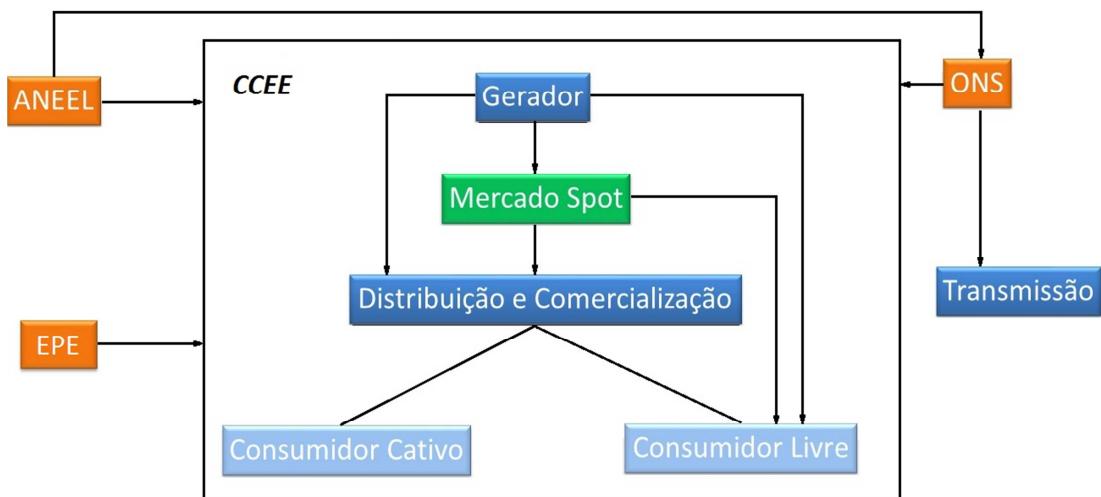


Fig. 2 Organização do SEB

Na figura, nota-se a importância atribuída ao Mercado de energia. Nesse ambiente, realizam-se as transações e negociações por parte dos agentes geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores, sob dois arranjos distintos: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). O agente gerador pode realizar contratos bilaterais com distribuidores, comercializadores e consumidores livres. A energia que eventualmente não é vendida por contratos bilaterais pode ainda ser vendida ao preço spot. A este arranjo se chama ACL. Nota-se também na figura 2 a dependência do consumidor cativo de seu agente distribuidor, não podendo ele recorrer ao mercado spot. A esta configuração se dá o nome de ACR. O consumidor livre por sua vez apresenta a possibilidade de negociar contratos bilaterais com geradores, comercializadores, distribuidores, ou ainda, no mercado spot. Ainda na figura 2, percebe-se o papel

exercido pelos órgãos reguladores, onde o ONS, a ANEEL e EPE ditam e observam as normas para o funcionamento e eficiência do mercado de energia, além de garantir e regular o acesso à transmissão.

Para melhor entendimento dos ambientes em que se realizam as transações de compra e venda de energia no mercado brasileiro, os conceitos de ACL e ACR serão explorados em detalhe a seguir:

2.1.1. Ambiente de Contratação Regulada

O ACR visa atender os consumidores cativos. A contratação de energia se dá por meio de contratos bilaterais entre os agentes vendedores (geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e os agentes compradores (distribuidoras). A principal característica do arranjo de mercado do ACR é que este processo ocorre por meio de leilões de energia realizados pelo governo para a aquisição de energia a ser negociada nos contratos. Ressalta-se também que os agentes de distribuição têm a obrigação de contratar o montante total de energia correspondente à sua demanda.

2.1.2. Ambiente de Contratação Livre

O ACL visa atender os consumidores livres. Assim como no ACR a compra e venda de energia se dá por meio de contratos bilaterais. Entretanto, diferentemente do ACR, no ACL não há necessidade de recorrer aos leilões de energia do governo, sendo possível aos consumidores livres negociar contratos flexíveis com os vendedores de energia, em que os termos dos mesmos são decididos entre livremente entre as partes.

A figura 3. ilustra os dois arranjos de mercado existentes no mercado de energia elétrica brasileiro:

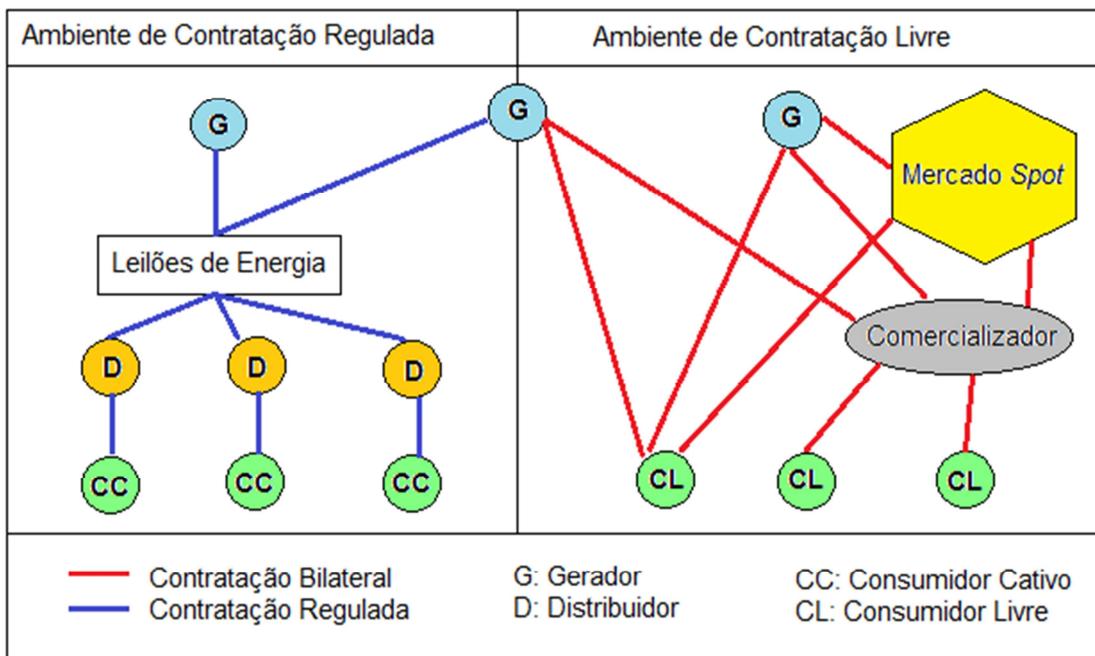


Fig. 3 Ambientes de Contratação no Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

2.1.2.1. O Mercado Spot

Um aspecto importantíssimo na análise do ACL, é a existência do Mercado de Curto Prazo, ou Mercado Spot.

A CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado Spot e valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo (fonte: CCEE).

Dessa forma, pode-se dizer que o mercado de curto prazo ou spot é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos, conforme ilustração abaixo:



Fig. 4 Mercado Spot

2.2. Aspectos de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil

O segmento de comercialização de energia elétrica pode ser considerado uma atividade recente no mercado brasileiro, de forma que seu estudo é imprescindível para aqueles que atuam nele. A atividade de comercialização de energia apresenta grande dinamismo e complexidade, e requer grande atenção por parte dos agentes participantes para determinados fatores. Do ponto de vista de vendedores e compradores de energia, o primeiro que se pode citar é o risco de preço, que está sujeito ao PLD, como será visto adiante. Também é necessário atentar para os aspectos regulatórios envolvidos nas transações de energia elétrica, já que alguma não observação dos estatutos vigentes pode acarretar em pagamentos de multas. É necessário realizar de maneira eficaz a gestão da energia contratada e correspondente demanda, alocando da melhor forma possível os contratos, de forma a atender a carga e reduzir custos ou aumentar lucros. Com o constante crescimento do mercado de energia brasileiro é natural que aumentem o número de agentes em todas as atividades da produção de energia. Este também constitui um fator de atenção, uma vez que o aumento da concorrência exige maior esforço dos agentes por melhores condições competitivas.

Do ponto de vista do comercializador de energia, pode-se dizer que ele deve atentar para todos os fatores citados. Além disso, um comercializador se depara com desafios próprios de seu segmento. A identificação das necessidades do cliente é uma delas. Também a busca por “novos produtos” pode ser citada (contratos com preço fixo, com preço variável por horizonte, com preço proporcional ao PLD, etc). E por fim, a mais relevante atividade do comercializador: a gestão da carteira de contratos de seus clientes e a sua própria.

2.3. Planejamento da Operação

Um importante aspecto a ser considerado dentro do contexto da indústria de energia elétrica, previamente à comercialização de energia, é a produção da energia. Para tal, é necessário o estudo do Planejamento da Operação Energética dos Sistemas Hidrotérmicos (POESH). Segundo (SOARES, 1987), o planejamento da operação de um sistema de energia elétrica têm por objetivo determinar uma política de operação que atenda à demanda de energia elétrica de forma econômica e confiável, observando ainda critérios de qualidade de energia elétrica.

O sistema brasileiro é um sistema hidrotérmico, onde se pode considerar que o parque hídrico apresenta custo de combustível nulo, estando então o custo do sistema associado ao custo de combustível das usinas termoelétricas. Assim, um importante aspecto do sistema brasileiro é a característica de se adotar uma política operativa em que a geração de origem térmica serve de complemento à geração hidroelétrica com o objetivo de, sempre que possível, substituir o uso de térmicas por hidroelétricas, o que contribui para diminuir o custo operativo do sistema.

No problema do planejamento da operação, a água deve ser considerada um recurso escasso, estando sua disponibilidade futura associada ao seu grau de utilização no presente. Isto dá ao POESH uma característica dinâmica.

As usinas do Sistema Interligado Nacional (SIN), se distribuem no território em bacias hidrográficas, onde a operação de uma usina influencia na operação das demais usinas de uma mesma bacia ou cascata. Pode-se dizer então que o sistema é interconectado.

Um dos dados mais importantes para se estabelecer a política de operação do POESH é a vazão afluente às usinas do SIN. Como este tipo de dado está sujeito a um crescente grau de incerteza conforme aumenta o período do planejamento, diz-se que o problema é estocástico.

Finalmente, um outro aspecto relevante na análise do POESH é a não linearidade presente na função de produção das UHE e na função de custo do sistema.

Assim, o problema do POESH pode ser classificado como um problema de otimização de um sistema dinâmico, interconectado, estocástico, não linear e de grande porte (SOARES, 1987).

A decisão a ser tomada é melhor elucidada na figura 5 a seguir:

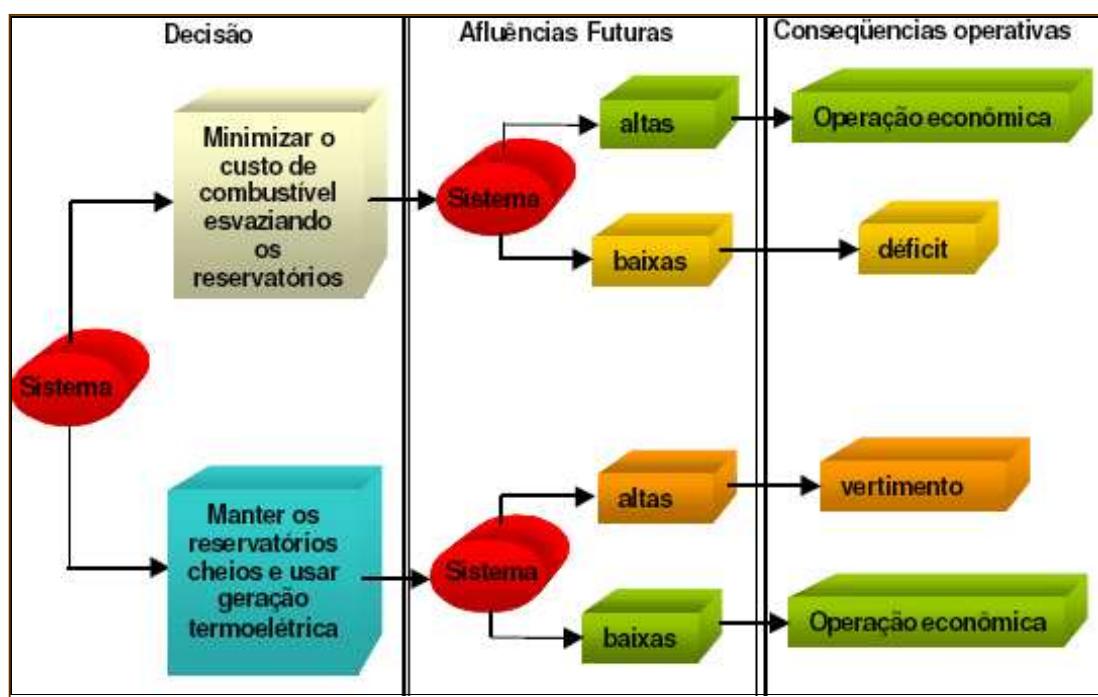


Fig. 5 Cronograma de decisão para sistemas hidrotérmicos de potência. Fonte: (SOARES,1987)

Dadas as características supracitadas, o POESH fica sujeito à ‘Maldição da dimensionalidade’, a qual pode ser explicada como uma elevação exponencial do tempo computacional para problemas estocásticos de grande porte (PEREIRA, 1985). Para contornar esta dificuldade, o SEB utiliza modelos de reservatórios equivalentes em termos de energia.

Para realizar o planejamento da operação, o SEB faz uso de dois modelos computacionais, basicamente: Newave e Decomp. O primeiro têm como principal função otimizar e simular a operação do sistema, com base na representação equivalente, em discretização mensal, com um horizonte de planejamento de cinco anos. O segundo, realiza a desagregação das metas mensais estabelecidas pelo Newave em metas semanais, além de fazer a representação individualizada das usinas.

Como resultados finais do POESH, temos o Programa Mensal de Operação (PMO), e o Custo Marginal de Operação (CMO). Deste último, deriva um resultado de extrema importância para este trabalho: o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é obtido impondo restrições inferiores e superiores ao CMO.

3. Gestão de Risco

3.1 Visão Geral da Gestão de Risco

Toda atividade econômica tem uma relação própria de risco versus retorno, que pode ter origem em um ou vários fatores. O adequado conhecimento desta relação é fundamental para a atuação comercial em ambiente competitivo, constituindo-se como um diferencial entre os agentes atuantes em determinado mercado.

Viabilizar ou administrar negócios sem um conhecimento mínimo dos riscos envolvidos é inviável, bem como conhecer e trabalhar com todos os riscos. É preciso, portanto, encontrar um ponto ideal de conhecimento, ou seja, saber quais riscos são relevantes e até onde se deve estudar cada um ou quanto investir no estudo de cada um (TAMAROZI, 2002).

Para conhecer a relação risco versus retorno é necessário que se identifiquem e quantifiquem os riscos de forma que se determine sua interferência no retorno. Cada mercado tem características próprias, exigindo conhecimentos específicos para a identificação dos fatores de risco.

Em linhas gerais pode-se dizer que as considerações de risco são constituídas de dois processos distintos:

- Internalização dos riscos nas análises de viabilidade econômica do negócio: consiste na identificação, modelagem e mitigação do risco de um negócio ou projeto que ainda não foi iniciado.
- Gestão de risco, propriamente dita, que consiste em lidar com o risco de um negócio ou projeto que já está em andamento.

Um projeto ou negócio bem conduzido desde o início deve considerar ambos os processos citados, levando em conta os riscos já nas análises de viabilidade comercial e posteriormente adequando os riscos conforme a necessidade, através de seu gerenciamento. O primeiro processo tem uma característica mais estática, de previsão de condições para o longo prazo, e o segundo tem uma característica mais dinâmica, de adequação de condições para o curto e médio prazo.

3.1.1. Conceito de Risco

Risco não é um conceito novo. A Moderna Teoria das Carteiras, que se originou do trabalho pioneiro de (MARKOWITZ, 1959), já existe por mais de quatro décadas. Ainda assim não existe um conceito unificador para se definir risco. Diversas são as abordagens que se dão ao conceito de risco, e aqui serão apresentadas algumas.

Uma definição do dicionário (MICHAELIS, 1998), nos diz que risco é a “possibilidade de perigo, incerto mas previsível, que ameaça de dano a pessoa ou a coisa.” De acordo com (PRIBERAM), correr risco é “estar exposto a perigo”.

Estas definições nos remetem a considerar risco como sendo algo associado a perigos e incertezas. De fato, estes são alguns dos fatores mais relevantes na definição de risco.

Neste trabalho, o interesse é de definir o risco no ambiente financeiro e de mercado. Assim, a definição abaixo é mais adequada para as futuras análises:

“Risco pode ser definido como a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos ou passivos de interesse” (JORION, 1997). Logo, o risco está associado a incertezas, que são resultantes de imprevisibilidades presentes em determinado negócio que se deseja realizar.

Nesse contexto, pode-se resumir o conceito de risco como sendo a probabilidade de ocorrer um evento desfavorável no âmbito financeiro, que usualmente representa prejuízos ou perdas.

3.1.2. Tipos de Risco

No âmbito financeiro, pode-se dizer que o risco está presente em qualquer operação de mercado. Risco é um conceito multidimensional, que abrange quatro grandes grupos: risco de mercado, risco operacional, risco de crédito e risco legal, conforme ilustra a figura 6 (DUARTE JR):

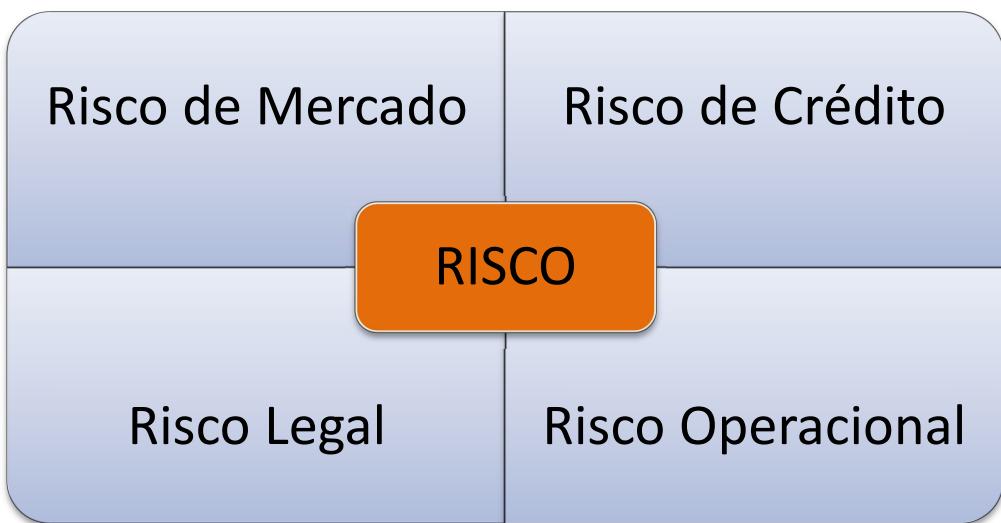


Fig. 6 Quatro grandes grupos de Risco

A seguir definem-se os quatro grandes tipos de risco.

3.1.2.1. Risco de Mercado

Risco de Mercado depende do comportamento do preço do ativo diante das condições de mercado. Para entender e medir possíveis perdas devido às flutuações do mercado é importante identificar e quantificar o mais corretamente possível as volatilidades e correlações dos fatores que impactam a dinâmica do preço do ativo.

Risco de mercado pode ser dividido em quatro grandes áreas: risco do mercado acionário, risco do mercado de câmbio, risco do mercado de juros e risco do mercado de *commodities*.

3.1.2.2. Risco Operacional

Risco operacional está relacionado a possíveis perdas como resultado de sistemas e/ou controles inadequados, falhas de gerenciamento e erros humanos. Risco operacional pode ser dividido em três grandes áreas:

- a) Risco organizacional: está relacionado com uma organização ineficiente, administração inconsistente e sem objetivos de longo prazo bem definidos, responsabilidades mal definidas, fraudes, acesso a informações internas por parte de concorrentes, etc.

- b) Risco de operações: está relacionado com problemas como overloads de sistemas (telefonia, elétrico, computacional, etc.), processamento e armazenamento de dados passíveis de fraudes e erros, confirmações incorretas ou sem verificação criteriosa, etc.
- c) Risco de pessoal: está relacionado com falta de qualificação de funcionários para determinada tarefa.

3.1.2.3. Risco de Crédito

Risco de crédito está relacionado a possíveis perdas quando um dos contratantes não honra seus compromissos. As perdas aqui estão relacionadas aos recursos que não mais serão recebidos. O risco de crédito pode ser dividido em três grupos:

- a) Risco do país, como no caso das moratórias de países latino-americanos.
- b) Risco político, quando existem restrições ao fluxo livre de capitais entre países, estados, municípios, etc. Este pode ser originário de golpes militares, novas políticas econômicas, resultados de novas eleições, etc.
- c) Risco da falta de pagamento, quando uma das partes em um contrato não pode mais honrar seus compromissos assumidos.

3.1.2.4. Risco Legal

Finalmente, o risco legal está relacionado a possíveis perdas quando um contrato não pode ser legalmente amparado. Pode-se incluir aqui riscos de perdas por documentação insuficiente, insolvência, ilegalidade, falta de representatividade e/ou autoridade por parte de um negociador, etc.

3.1.3. Gestão de Risco

A gestão de risco pode ser entendida como um conjunto de ações e estudos que visam administrar os diversos tipos e fontes de risco perante a necessidade de retorno ou redução de custos. Pode-se dizer que o risco deve ser reduzido de tal modo que se torne aceitável.

No contexto atual dos mais diversos mercados, é impossível imaginar um agente que não trabalhe com a gestão de seus riscos.

O processo de gestão de riscos segundo (RAMOS et. al, 2001) segue as seguintes etapas:

- identificação (qualificação) de fatores geradores de riscos, de todos os grupos de riscos da atividade comercial;
- modelagem dos fatores geradores de risco (definição das funções de distribuição de probabilidade ou elaboração de cenários possíveis);
- modelagem do sistema afetado (Ex: fluxo de caixa do negócio);
- obtenção das relações risco versus retorno, através da distribuição de probabilidade do retorno financeiro;
- decisão e verificação de critérios e valores aceitáveis de risco versus retorno (aceitação de risco);
- com base nos resultados do modelo do sistema afetado, pode-se optar por utilizar mecanismos de mitigação dos riscos, para reduzir o risco associado a um certo retorno desejado.

3.2. Métrica de Risco

As métricas de risco são ferramentas matemáticas para se mensurar numericamente o risco associado a um negócio ou atividade. Existem diversas métricas de risco de acordo com a aplicação desejada.

Uma medida estatística normalmente usada para medir o risco é o desvio padrão, que mede a dispersão da distribuição de probabilidades. Quanto maior for o desvio-padrão, maior a dispersão das expectativas em torno da média ou retorno esperado e, consequentemente, maior o risco (ou incerteza) do investimento.

Um problema nesta abordagem é que a variância do retorno de uma carteira apresenta propriedades indesejáveis como a inadequação para avaliar situações de perdas extremas, situadas nas caudas da distribuição de probabilidade.

No final dos anos 90 foi proposta uma métrica de risco que se tornou desde então extremamente popular: *Value at Risk* (VaR).

O VaR pode ser definido como a pior (ou maior) perda esperada ao longo de um determinado intervalo de tempo para determinado nível de confiança (TORRES, 2006). Ou seja, VaR representa o valor do custo a partir do qual valores maiores que este caracterizam perdas, ocorrendo estas em $\beta\%$ do tempo. A figura 7 ilustra graficamente o conceito de VaR:

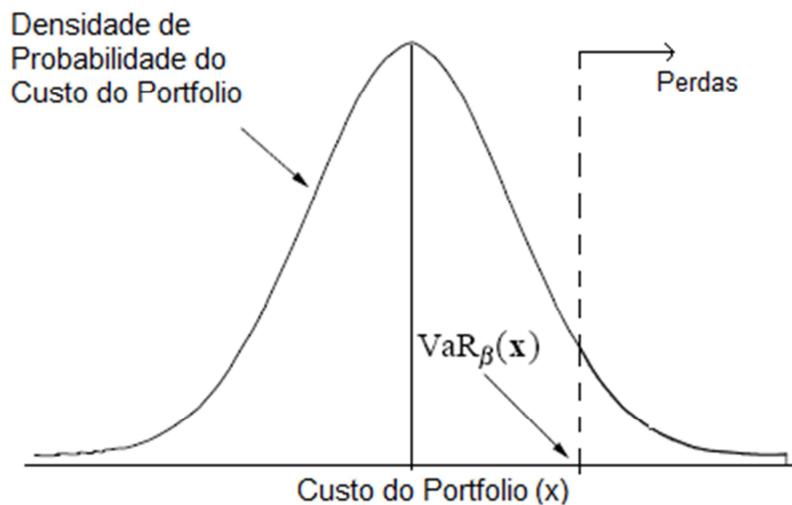


Fig. 7 Métrica de Risco VaR

Matematicamente tem-se que, dada uma variável x , e um nível de significância β , VaR é o valor que resolve a equação abaixo, com probabilidade P de ocorrência do fato:

$$P(X \geq VaR) = \beta$$

β é um valor que se estipula entre 1% e 10% usualmente, de acordo com a literatura de gestão de risco.

O uso do VaR porém, apresenta um certo incoveniente. Como se nota na figura 7, o VaR não leva em conta o tamanho da área da cauda à sua direita. Ou seja, é possível que para um mesmo valor de VaR, as caudas das distribuições sejam diferentes, prejudicando a análise da intensidade das perdas, cuja análise requer o estudo das caudas das distribuições.

Assim, opta-se neste trabalho pelo uso do *Conditional Value-at-risk* (CVaR), que está relacionado ao VaR, e que é capaz de levar em consideração a intensidade das perdas. Graficamente, CVaR é a área da cauda à direita do VaR, conforme a figura 8:

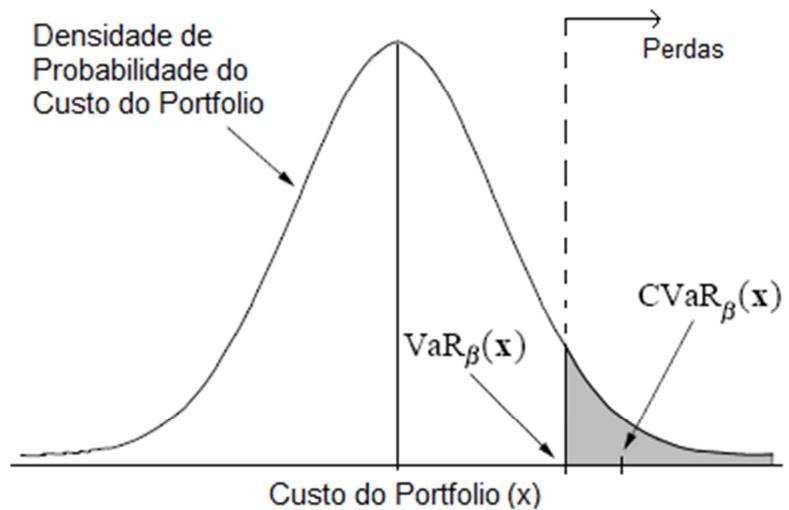


Fig. 8 Métrica de Risco CVaR

Assim por meio do CVaR é possível fazer uma análise mais detalhada do que utilizando-se VaR, conforme a figura 9:

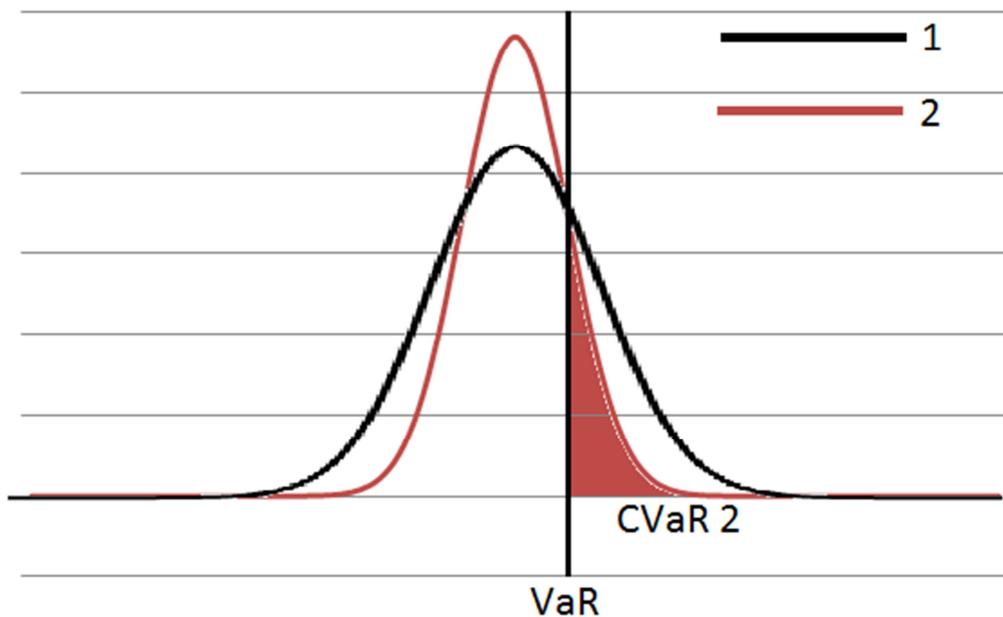


Fig. 9 Comparação entre VaR e CVaR para duas distribuições diferentes.

Embora as distribuições 1 e 2 tenham o mesmo valor para VaR, o CVaR de 2 é menor, representando perdas menores que em 1.

Matematicamente, CVaR é definido como segue:

$$CVaR_{\beta}(X) = \frac{1}{\beta \cdot J} * \sum Z \quad (1)$$

Onde:

J: Número de cenários;

Z: Custo dos Contratos que excedem VaR.

β : Porcentagem associada ao risco.

De acordo com a equação (1), o CVaR representa a média dos custos dos valores que excedem o valor em risco. β estipula a porcentagem do total de casos que podem apresentar valores maiores que VaR.

3.3 Gestão de Risco no Setor Elétrico Brasileiro

A gestão de risco em mercados de energia elétrica é em geral bem diferente à dos mercados de outras commodities.

Em primeiro lugar, é notório que mercados de energia elétrica são relativamente novos em comparação a outros do mercado financeiro. Assim, o mercado de energia elétrica ainda não apresenta o mesmo nível de maturidade que o mercado financeiro. Os mercados de energia, a exemplo do brasileiro, foram desregulados há pouco tempo, enquanto os mercados financeiros já o fizeram há décadas e desde então estão em constante evolução.

Além disso, mercados de energia elétrica são mais difíceis de se modelar. Isto decorre do forte acoplamento temporal entre as decisões presentes e futuras (ver figura 5) e da característica extremamente dinâmica do processo de produção de energia elétrica, já que produção e consumo são praticamente simultâneos. Outro fator que dificulta a modelagem de um mercado de energia elétrica é a dependência de eventos climáticos aos quais um sistema hidrotérmico com predominância hídrica – tal qual o brasileiro – está fatalmente vinculado. Uma seca prolongada, por exemplo, elevará o preço da energia no mercado, mudando a dinâmica dos contratos e o posicionamento dos agentes.

Mais uma característica importante de se ressaltar é a capacidade de armazenamento da energia elétrica. Esta pode ser armazenada indiretamente, sob duas formas: água em reservatórios de usinas hidrelétricas ou combustível das usinas termoelétricas. A capacidade de armazenamento, porém, é limitada, e no

momento de transformação destas formas de energia em energia elétrica, existem limitações na capacidade de geração (TAMAROZI, 2002). As limitações de armazenamento de energia elétrica associadas à imprevisibilidade das futuras vazões afluentes trazem como consequência uma volatilidade muito grande dos preços no mercado *spot*, e isto se constitui na fonte de risco mais importante deste trabalho.

No mercado de energia do SEB, os preços do mercado de curto prazo, ou *spot* são determinados pelos modelos *Newave* e *Decomp*, através do PLD, como já foi visto. O PLD apresenta grande volatilidade como é possível ver na figura 10:

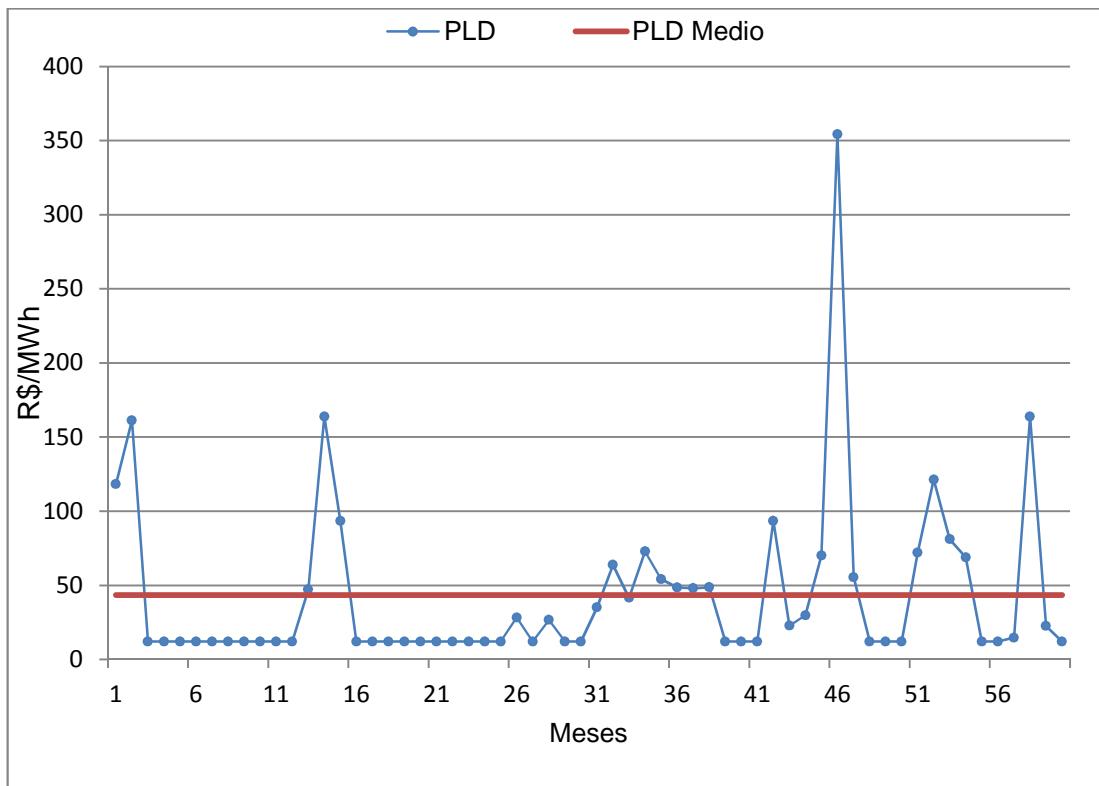


Fig. 10 Série de PLD para 5 anos (2011 – 2015)

Evidentemente, o PLD apresenta grande volatilidade. Ao longo dos 60 meses da série, o PLD apresenta valores que vão desde 10 R\$/MWh até 355 R\$/MWh. Raramente o PLD fica próximo de seu valor médio de 43 R\$/MWh.

O PLD introduz um tipo particular de risco de mercado: o risco de preço. Este é o risco fundamental explorado neste trabalho.

4. Problema Abordado

4.1 Definição do problema

O agente em questão neste trabalho é um comprador de energia, na condição de Consumidor Livre. Ele está, portanto inserido no contexto do ACL, pelo qual tem acesso a uma variedade de opções e formas de contratação de energia. Estas formas básicas de contratação são: contratos bilaterais (negociando preços e prazos diretamente com geradores, comercializadores, PIE, etc) ou a compra de energia diretamente no mercado *spot* (ver figura 3).

A celebração de um contrato bilateral de compra de energia é uma atividade que não apresenta riscos de preço ao Consumidor Livre. A compra de energia no mercado *spot* por sua vez apresenta risco, como já foi analisado.

Logo, o problema que se propõe resolver neste trabalho é o montante de energia a ser contratado, e o montante a ser negociado no mercado *spot*, ou liquidação, visando minimizar o custo total do portfolio ou carteira de contratos.

O horizonte de planejamento para a gestão de risco do consumidor livre deste trabalho é de cinco anos. Para os testes foram utilizadas 100 séries de PLD, obtidos rodando os modelos oficiais do sistema – *Newave* e *Decomp*.

São dados de entrada do problema: preço e prazo de cada contrato (P_i e D_i), consumo mensal de energia (C), *PLD*, β e $CVaR_{máx}$. O valor de β utilizado neste trabalho é de 10%, que é um valor muito utilizado na literatura de gestão de risco. Como será visto nas análises adiante $CVaR_{máx}$ é um valor variável, que influencia de maneira importante na tomada de decisão perante o risco.

As saídas, ou respostas obtidas após o processo de otimização são: *Custo Total do portfólio*, *Liquidação para o portfólio*, montante de energia contratada por mês ($E_{mês}$), energia contratada por tipo de contrato (E_i) e *VaR*.

A figura a seguir ilustra o problema a ser resolvido:



Fig. 11 Entradas e Saídas do problema proposto

4.1.1 Tipos de Contratos

Para definir um tipo de contrato, é necessário basicamente definir o custo da energia do mesmo, e a duração do contrato.

Neste trabalho foram avaliadas quinze opções de contratos, de acordo com sua duração. Estes contratos estão ilustrados na figura 12:

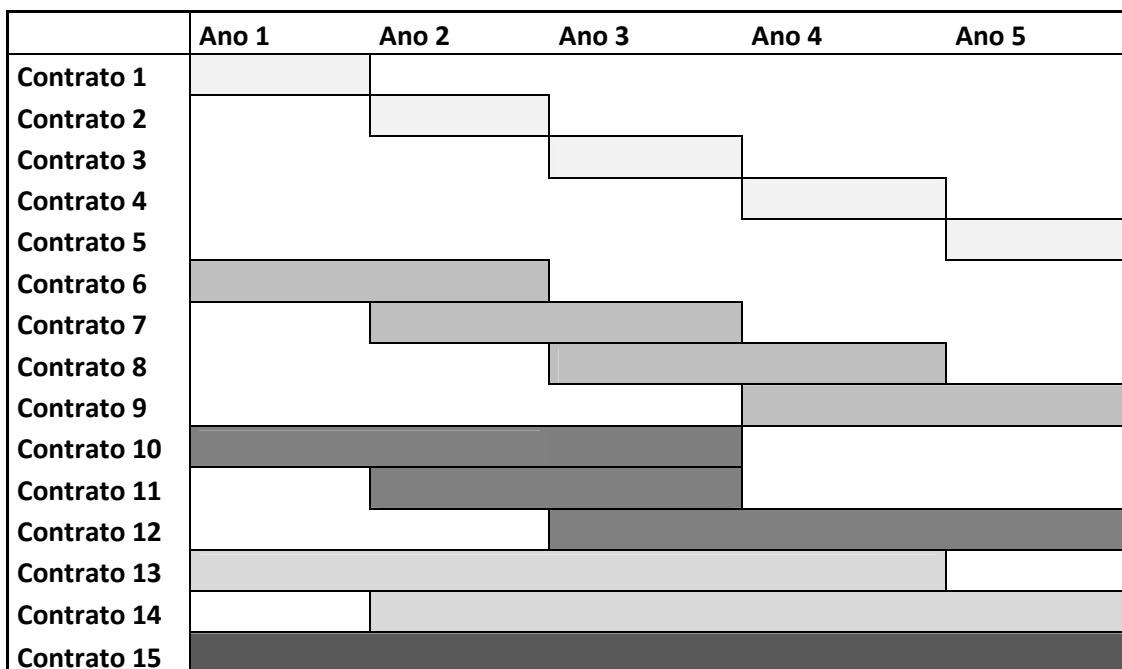


Fig. 12 Tipos de Contratos Bilaterais

De 1 a 5, os contratos tem vigência de um ano; de 6 a 9, dois anos; de 10 a 12, 3 anos; 13 e 14, quatro anos e 15, cinco anos.

O modelo utilizado para estabelecer os preços para os cinco horizontes foi o seguinte:

$$P_i = f \cdot \overline{PLD}_i \quad (2)$$

Onde:

f : Porcentagem associada ao horizonte do contrato.

\overline{PLD}_i : Média do PLD no período de vigência do contrato.

A tabela 2 mostra os preços para cada contrato, seus f , prazos e horizontes, resumindo as opções de contratos possíveis de serem celebrados pelo consumidor livre deste trabalho, obtidos pela equação (2).

Tabela 2 Descrição dos tipos de contratos

Contrato	f	Preço (R\$/MWmedio)	Prazo (Anos)
1	110%	31.43909	1
2	110%	37.1557	1
3	110%	36.07958	1
4	110%	46.40327	1
5	110%	47.70015	1
6	109%	33.9856	2
7	109%	36.28475	2
8	109%	40.8665	2
9	109%	46.62397	2
10	108%	34.25707	3
11	108%	39.15443	3
12	108%	42.60535	3
13	107%	36.73933	4
14	107%	40.69373	4
15	106%	38.3099	5

4.2 Modelo Matemático

O problema que se propõe resolver neste trabalho é o montante de energia a ser contratado, e o montante a ser negociado no mercado *spot*, ou liquidação, visando minimizar o custo total do *portfolio* ou carteira de contratos. Assim, a função objetivo

(F.O.) do problema é:

$$F.O.: \min(Custo\ Total) = \min (E_c + L_{total}) \quad (3)$$

Em que:

$$E_c = \sum_{i=1}^I P_i * E_i * D_i \quad (4)$$

$$L_{total} = \sum_{j=1}^J \frac{1}{J} * L_{cenário}(j) \quad (5)$$

$$L_{cenário}(j) = \sum_{t=1}^T PLD(j, t) * (C(t) - E_{mes}(t)) \quad (6)$$

Onde:

E_c : Custo Esperado associado ao total de contratos celebrados;

P_i : Preço do contrato i;

E_i : Montante de energia contratada no contrato i;

D_i : Duração do contrato i;

L_{total} : Valor total destinado a liquidação;

$L_{cenário}$: Valor destinado a liquidação, por cenário;

PLD : Preço de liquidação das diferenças, por mês, por cenário;

C : Consumo mensal de energia;

E_{mes} : Montante de energia contratada por mês;

I : Tipos de contratos;

J : Número de cenários no problema;

T : Horizonte em meses do problema.

Para o modelo deste trabalho, são exploradas restrições energéticas e restrições de risco:

$$E_{mes}(t) \leq C(t) \quad (7)$$

$$CVaR \leq CVaR_{máx} \quad (8)$$

Sendo que a primeira representa uma restrição energética e a segunda a restrição fundamental de risco deste trabalho.

E, neste trabalho, o conjunto de restrições CVaR foi implementado como segue:

$$VaR + \frac{1}{\beta J} * \sum_{j=1}^J Z_j \leq CVaR_{máx} \quad (9)$$

$$Z_j \geq E_c - VaR \quad (10)$$

Onde:

J : Número de cenários;

E_c : Custo Esperado do contrato.

Analizando o equacionamento proposto, vemos que pela equação (3), o custo total do *portfolio* é dado por duas parcelas: contratação bilateral (E_c) e exposição ao *spot* ou liquidação (L_{total}).

A primeira parcela é explicitada na equação (4) onde são obtidos o E_c , e E_i , determinando assim o custo total da soma de todos os contratos bilaterais celebrados e o montante de energia contratado para cada contrato i .

A segunda parcela é explicitada nas equações (5) e (6). A liquidação para cada cenário leva em conta o montante de energia que está descontratado, isto é, a diferença entre a energia contratada mes a mes (E_{mes}) e o consumo $C(t)$. Paga-se por esta energia o preço *spot*, ou seja, o PLD. A custo relacionado ao total de energia deixado à liquidação (L_{total}) é a soma dos $L_{cenario}$.

Observa-se que inexistem não-linearidades tanto na função objetivo quanto nas restrições. Logo, trata-se de um problema de Programação Linear. Para a resolução deste problema de otimização, utilizou-se o software LINGO 7, que é um solver linear e não-linear.

5. Resultados e Análises

5.1 Análise da série de PLD

A figura 13 mostra o PLD para os cem cenários utilizados neste trabalho. A curva destacada representa o PLD médio ao longo do período de planejamento.

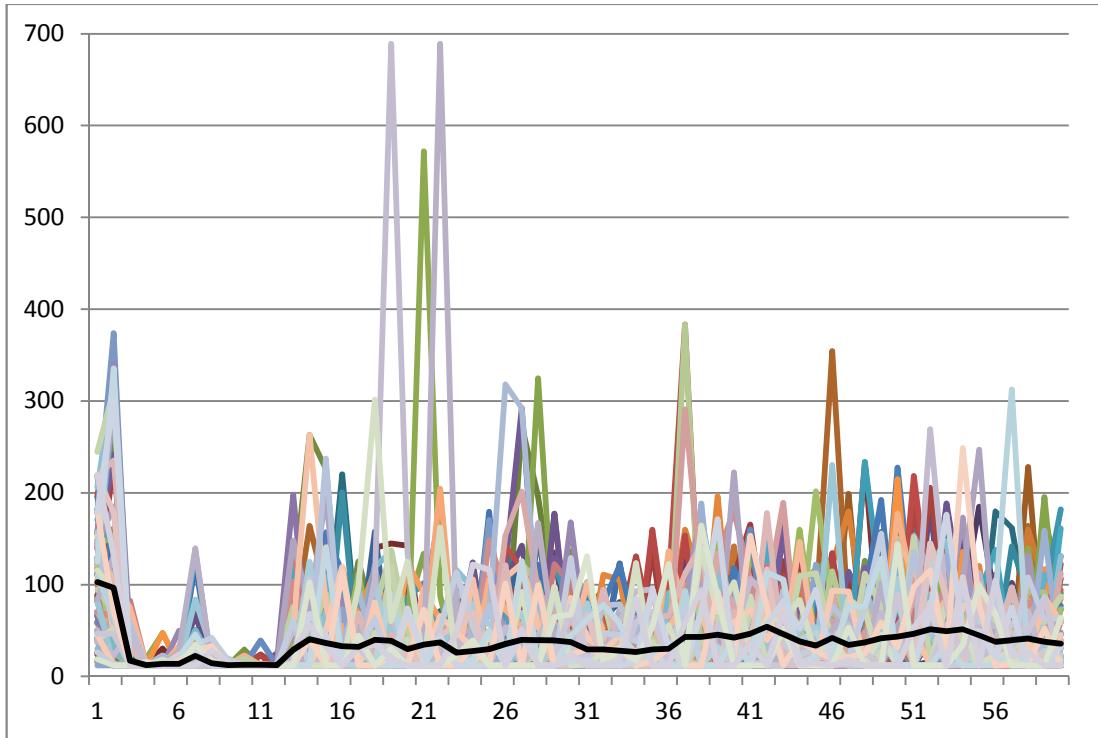


Fig. 13 PLD por cenário. Em destaque, a curva do PLD médio do horizonte de planejamento.

Percebe-se pela figura a volatilidade do PLD. Esta volatilidade reflete no risco de contrato, pois como foi definido anteriormente, o risco de um ativo está associado à variação de seu custo. Além disso, observa-se que para o período utilizado na simulação, o PLD médio é baixo em comparação aos altos picos apresentados em alguns cenários. Com exceção do primeiro mês, o PLD médio se mantém próximo da média geral do PLD dos 100 cenários, que corresponde a 36.15 R\$/MWh. De forma geral, pode-se dizer que uma alta no PLD induz o consumidor livre a firmar contratos bilaterais para se defender dos altos preços. Um PLD baixo por outro lado incentiva o consumidor a deixar sua demanda para ser coberta por contratos de curto prazo com preços fortemente associados ao PLD.

5.2 Decisão Contratual Ótima

O modelo desenvolvido apresenta como um de seus resultados um diagrama que mostra a decisão contratual ótima para o portfolio, dado um certo risco escolhido pelo investidor. Definindo-se então o risco ao qual se quer expor através do CVaR, o consumidor obtém a saída gráfica de sua alocação ótima de contratos como pode ser visto nas análises a seguir:

5.2.1. Caso 1: Aversão ao Risco (CVaR = R\$ 84 milhões)

CVaR = 84 milhões	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Contrato 1					
Contrato 2		0.184596			
Contrato 3					
Contrato 4					
Contrato 5					
Contrato 6					
Contrato 7		0.007496973			
Contrato 8					
Contrato 9					
Contrato 10					
Contrato 11					
Contrato 12					
Contrato 13					
Contrato 14					
Contrato 15		49.60984861			
Total de Emes por Ano	49.60984861	49.80194	49.61735	49.60985	49.60984861
Total de Emes Horizonte			248.2488333		
Custo Contratos	R\$			83,308,869.91	
Liquidation	R\$				558,613.92
Custo Total do Portfolio	R\$				83,867,483.83

Fig. 14 Decisão Contratual, CVaR = 84.000.000

Na figura é possível visualizar todos os tipos de contratos disponíveis para o consumidor livre, tal qual na figura 12. Destacados em azul, tem-se os contratos que foram celebrados pelo consumidor, isto é, nos contratos em azul o houve compra de energia. Os valores destacados para cada contrato são os montantes de energia contratados em MWmédios. Na parte de baixo da figura estão descritos o total de energia mensal contratada em cada ano, o total de energia mensal contratada em todo o período de planejamento, o custo total dos contratos

realizados (Custo Contratos), o custo da energia comprada no spot (Liquidação) e o custo total do portfolio (Custo Total do Portfolio), que representa a soma dos contratos bilaterais e os contratos de curto prazo (spot).

Neste caso específico, o CVaR escolhido é de 84.000.000, o que representa um risco baixo. Isto é, o consumidor assume uma postura avessa ao risco. Assim sendo, percebe-se que ele aloca a maior parte de seus investimentos em contratos bilaterais. Neste caso são os contratos 2, 7 e 15. Quase toda sua demanda (50 MW) é coberta pelos contratos bilaterais que somados estão muito próximos aos 50 MW ao longo de todo o período. O restante da demanda do consumidor livre que não é coberta por contatos bilaterais é contratada no mercado de curto prazo. Neste caso porém, esta parcela é muito pequena.

A consequência de se assumir uma posição extremamente avessa ao risco, como é o caso, é que se pode incorrer em um alto valor de Custo Total do Portfolio.

5.2.2. Caso 2: Indiferença ao Risco (CVaR = R\$ 90 milhões)

CVaR = 90 milhões	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Contrato 1					
Contrato 2		11.11658			
Contrato 3					
Contrato 4					
Contrato 5					
Contrato 6					
Contrato 7		0.451475494			
Contrato 8					
Contrato 9					
Contrato 10					
Contrato 11					
Contrato 12					
Contrato 13					
Contrato 14					
Contrato 15		26.5046792			
Total de Emes por Ano	26.50468	38.07274	26.95615	26.50468	26.50468
Total de Emes Horizonte			144.5429279		
Custo Contratos	R\$			48,379,429.79	
Liquidação	R\$			33,640,308.99	
Custo Total do Portfolio	R\$			82,019,738.78	

Fig. 15 Decisão Contratual Ótima para CVaR = 90.000.000

A figura 15 mostra o caso de um consumidor que assume um risco maior. Nesse caso o valor escolhido é CVaR = 90.000.000.

As opções de contratos se mantêm as mesmas que as do caso anterior. Isto, como será visto adiante tem relação com a fronteira de eficiência do portfolio. Os montantes contratados porém são distintos. Dado que este consumidor se expõe mais ao risco, ele investe uma parcela maior no mercado de curto prazo. Assim, observa-se que o montante de energia contratada bilateralmente, bem como seu custo com contratos bilaterais é bem menor que no caso da fig. 9, ao contrário do custo de liquidação. É importante observar também que o custo total do portfolio é menor que no caso anterior. Isto é uma consequencia de se expor a um maior risco, que pode trazer benefícios nos custos do portfolio, como neste caso.

5.2.3. Caso 3: Propensão ao Risco (CVaR = R\$ 97.5 milhões)

CVaR = 97.5 milhões	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Contrato 1					
Contrato 2		20.63226			
Contrato 3					
Contrato 4					
Contrato 5					
Contrato 6					
Contrato 7					
Contrato 8					
Contrato 9					
Contrato 10					
Contrato 11					
Contrato 12					
Contrato 13					
Contrato 14					
Contrato 15					
Total de Emes por Ano	0	20.63226	0	0	0
Total de Emes Horizonte			20.6322632		
Total de Emes Horizonte			20.6322632		
Custo Contratos	R\$			6,715,470.00	
Liquidação	R\$			73,044,729.77	
Custo Total do Portfolio	R\$			79,760,199.77	

Fig. 16 Decisão Contratual Ótima para CVaR = 97.500.000

Na figura 16, o CVaR escolhido é de 97.500.000. Novamente aumenta-se o risco ao qual o consumidor está exposto.

Neste caso, a opção de contratos é diferente das anteriores. O único contrato bilateral celebrado é o contrato 2. Como será visto adiante, esta opção de contrato se situa em uma região diferente das anteriores na curva fronteira de eficiência do portfolio. Com o aumento do CVaR, aumenta a exposição ao risco do PLD no mercado spot e consequentemente o custo de liquidação. O montante de energia obtido por contratos bilaterais é bem menor em comparação aos casos anteriores. O custo total do portfolio neste caso também é menor aos anteriores devido à compra de energia no spot, que na série utilizada apresenta valores baixos para os preços da energia (PLD).

5.2.4. Caso 4: Exposição Total ao Risco (CVaR = R\$ 102 milhões)

Finalmente na figura 17, analisa-se um caso de extrema exposição ao risco:

CVaR = 102 milhões	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Contrato 1					
Contrato 2					
Contrato 3					
Contrato 4					
Contrato 5					
Contrato 6					
Contrato 7					
Contrato 8					
Contrato 9					
Contrato 10					
Contrato 11					
Contrato 12					
Contrato 13					
Contrato 14					
Contrato 15					
Total de Emes por Ano	0	0	0	0	0
Total de Emes Horizonte				0	
Total de Emes Horizonte				0	
Custo Contratos	R\$				-
Liquidação	R\$			79,149,702.50	
Custo Total do Portfolio	R\$			79,149,702.50	

Fig. 17 Decisão Contratual Ótima para CVaR = 102.000.000

Neste caso o valor adotado para CVaR é de 102.000.000. É um caso de extrema exposição ao risco do PLD no mercado spot. Como consequência, o consumidor

investe toda sua compra de energia no mercado de curto prazo, e como é possível ver, o seu portfolio tem o menor custo total de todos os casos até aqui expostos.

5.3 Análise do tipo de investidor

De acordo com (TORRES, 2004), um investidor pode ser classificado em três tipos, de acordo com seu posicionamento perante o risco:

- Propenso ao risco: é um investidor que aceita bancar o risco em busca de melhores custos;
- Avesso ao risco: conforma-se com custos mais elevados em troca de segurança no investimento;
- Indiferente ao risco: ocupa uma posição intermediária entre os dois acima.

Para melhor entender os tipos de investidor que foram explorados na análise 5.2, comparam-se na figura 18 o percentual dos investimentos da carteira de contratos do consumidor livre alocados entre contratos bilaterais e contratação no spot.

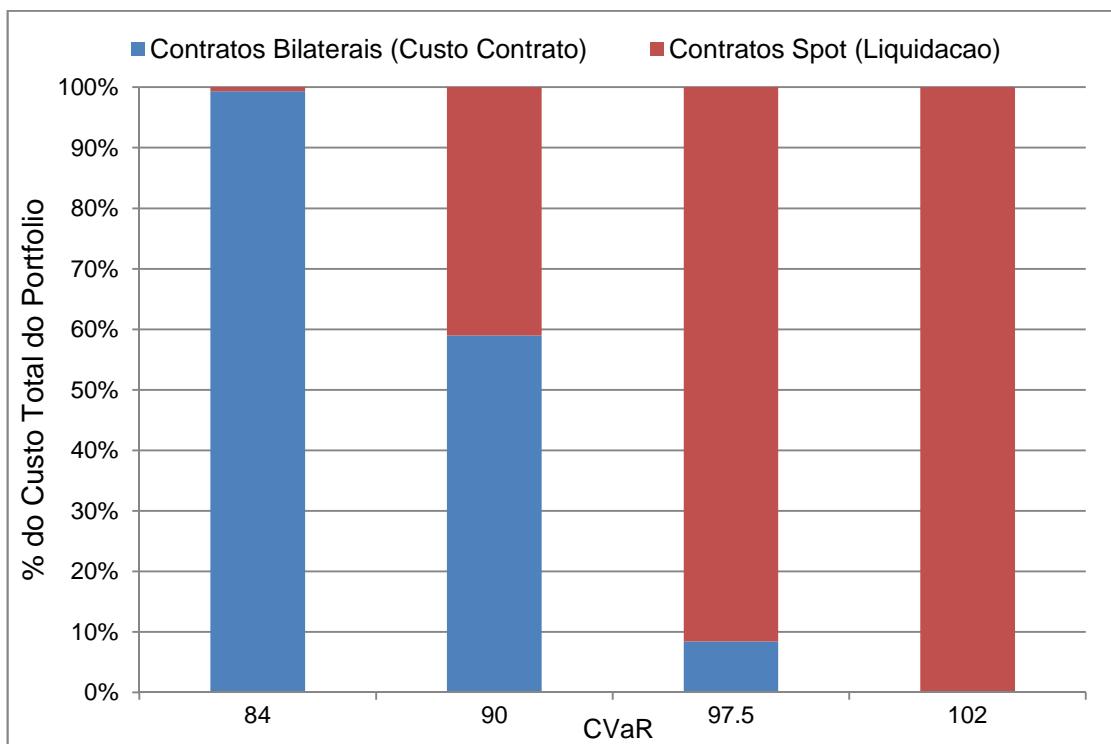


Fig. 18 Percentual de Investimentos do Portfolio para diferentes valores de CVaR

Conforme a análise anterior, à medida que se aumenta o CVaR, aumenta o risco ao qual se expõe o consumidor livre. Assim, para o CVaR = 84 milhões, temos um investidor do tipo avesso ao risco. Quase a totalidade de seus investimentos se dão em contratos bilaterais, para se resguardar do risco do PLD. O caso de CVaR = 90 milhões representa o caso de um investidor praticamente indiferente ao risco, já que apresenta um portfolio equilibrado entre contratos bilaterais e contratos de curto prazo. O caso extremo é representado pelo CVaR = 102 milhões. A exposição ao risco é máxima, de forma que todo o portfolio é destinado à liquidação, e representa a decisão de um investidor propenso ao risco.

5.4 Permanência do Custo Total

A figura 19 mostra a curva de permanência do custo total do portfolio:

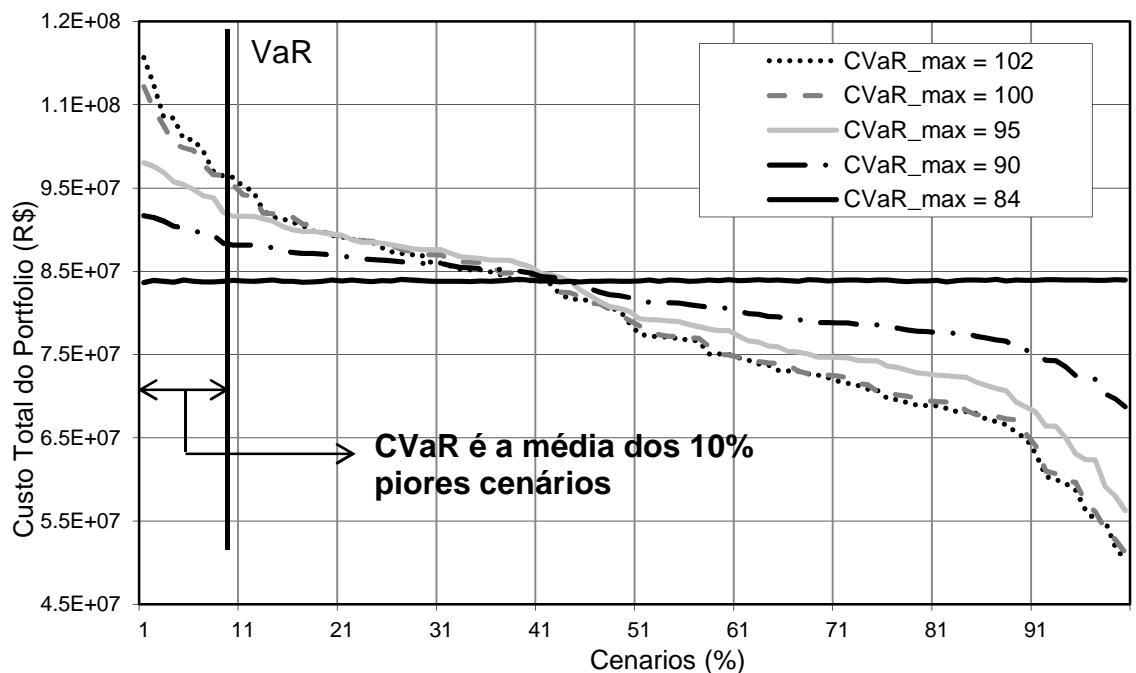


Fig. 19. Permanência do Custo Total do Portfolio para todos os cenários, com diferentes valores de CVaR máximo.

A curva de permanência nos mostra a relação entre custo total do portfolio para os 100 cenários de PLD para diversos valores de CVaR. A análise destas curvas complementa as análises de decisão contratual.

Neste trabalho, utilizou-se $\beta=10\%$. Ou seja, usa-se o CVaR tomando como base os 10% piores cenários para se tomar como referência de métrica do risco. Assim, na

fig 19, os pontos das curvas situados entre 1 e 10 representam os 10% piores cenários, que são os que apresentam maiores custos.

Conforme aumenta-se o CVaR, aumentam os custos incorridos nos 10% piores cenários. Porém os custos dos 10% melhores cenários, ao final das curvas, apresentam-se menores para o portfolio. Este comportamento é esperado, tendo em vista a relação entre *custo esperado x risco*.

Observando a figura 19, nota-se que partindo de $\text{CVaR} = 102$ milhões e baixando até 84 milhões, as curvas de permanência tendem a ir reduzindo o valor do custo total do portfolio. Na curva correspondente ao $\text{CVaR} = 84$ milhões, tem-se praticamente uma reta, na qual independentemente do cenário no qual se incorre, o custo esperado do portfolio é praticamente o mesmo. Em outras palavras, o investidor avesso ao risco paga por sua proteção diante do risco com um alto custo de seu portfolio, mas mantém esse mesmo custo para todos os cenários. O consumidor livre que se expõe ao risco pode obter custos muito baixos em seu portfolio. Por outro lado, pode incorrer em grandes perdas nos piores cenários de sua curva de permanência.

Ainda na figura 19 é interessante a análise do VaR e do CVaR. O VaR, como já foi visto, representa o máximo custo que se deseja correr. Neste modelo, corresponde ao décimo maior custo do portfolio. O CVaR, consequentemente é a média dos custos acima do valor em risco.

5.4 Fronteira de Eficiência

A Fronteira de Eficiência pode ser definida como o melhor conjunto possível de carteiras de contrato ou portfolios dentro do universo de carteiras possíveis, isto é, todas as carteiras situadas na Fronteira de Eficiência possuem o menor nível de risco para dado nível de custo. Dessa maneira o investidor ou, no caso deste trabalho, o consumidor livre, se concentraria na escolha de um portfolio abrangido pela Fronteira Eficiente, desprezando aqueles que não se encontram situados na mesma.

Um portfólio é dito na Fronteira de Eficiência se:

- Para um dado custo total esperado, não existe nenhum outro portfólio com menor risco; ou

- Para um dado risco, não existe outro portfólio com menor custo.

A análise de portfólios através da fronteira de eficiência considera o equilíbrio entre risco e custo, ou seja, carteiras de alto risco devem apresentar baixo custo para serem viáveis.

A figura 20 ilustra a fronteira de eficiência para a contratação de energia do consumidor livre deste trabalho:

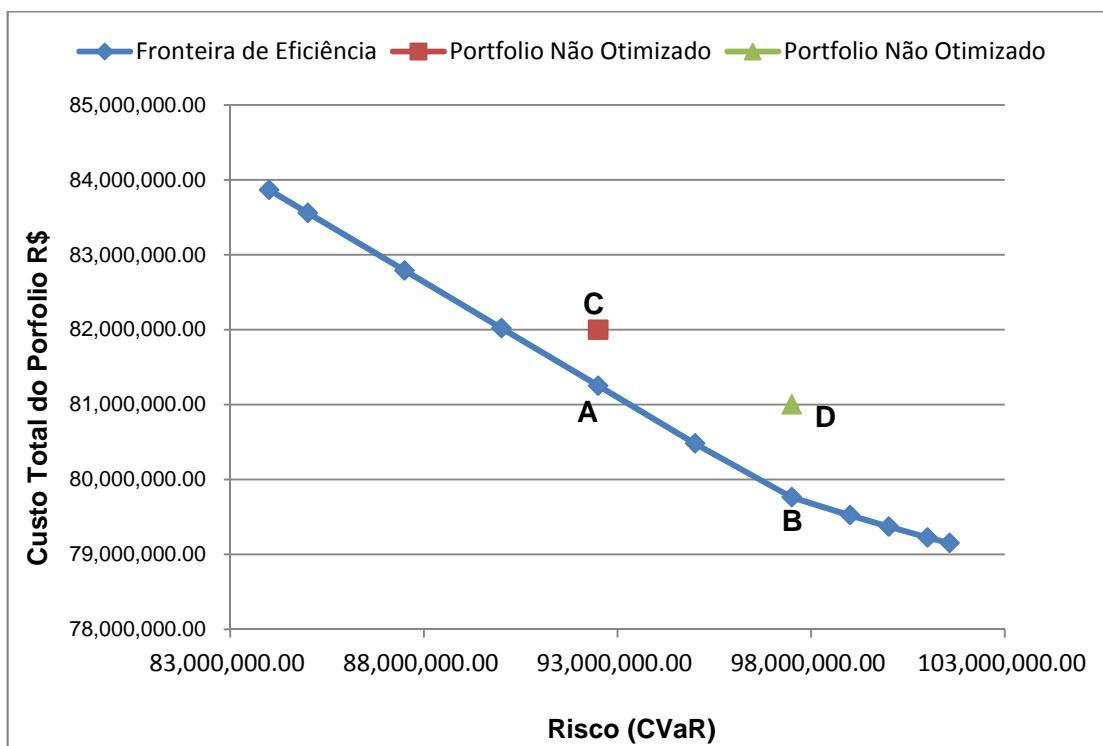


Fig. 20 Fronteira de Eficiência

Rodando o modelo de otimização já apresentado, obtém-se como resposta as decisões contratuais ótimas. Portanto os portfólios resultantes da otimização estão todos situados dentro da fronteira de eficiência, como ilustrado na figura 20. É dentre estes portfólios que se dará a escolha final do consumidor livre, sobre sua compra de energia. Ainda na figura 20, estão representados dois possíveis portfólios que não se situam na fronteira de eficiência. Obviamente, estes dois pontos não foram obtidos pelo processo de otimização, e representam portfólios que não devem ser concretizados. O ponto C apresenta o mesmo risco que o ponto A, porém apresenta maior custo. Diz-se que A é dominante sobre C. O mesmo ocorre entre os pontos B e D. Logo, não há motivos para se escolher os portfólios C

e D, pois na fronteira de eficiência há portfolios melhores provenientes do modelo de otimização.

Resumindo as análises, pode-se dizer que o modelo de otimização contratual fornece a decisão contratual, conforme o ítem 5.2, que foi analisado para quatro valores. Para estes valores, estudou-se a característica do posicionamento do consumidor perante o risco, classificando-o quanto a sua exposição ao mesmo em 5.3. Esses mesmos valores foram aplicados para construir as curvas de permanência do custo total, conforme análise em 5.4. Finalmente, construiu-se a fronteira de eficiência baseando-se nos portfolios obtidos no modelo de otimização contratual, incluindo nela os pontos utilizados nas análises anteriores.

6. Conclusões

O trabalho abordou o tema da comercialização de energia elétrica, elucidando o funcionamento do modelo vigente do setor elétrico brasileiro, através de seus arranjos e agentes.

Foi explorado o problema da contratação de energia no ACL, por parte de um Consumidor Livre, a partir de dados reais do SEB. As análises permitiram explorar os principais conceitos presentes na contratação de energia e gestão de risco, bem como a classificação do tipo de consumidor e a visualização do portfolio ou carteira de contratos do mesmo, das curvas de permanência, e da fronteira de eficiência.

A resolução do problema se deu pela modelagem matemática apresentada, resolvida por programação linear, e permitindo atingir de maneira satisfatória o objetivo deste trabalho, em constituir uma ferramenta de decisão contratual para um consumidor livre no ACL, fornecendo de maneira clara as opções para a adequada diversificação de investimentos da carteira de contratos do consumidor.

7. Referências Bibliográficas

Livros:

E. L. DA SILVA, **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Editora Sagra Luzzatto, Cidade, 2001.

LEITE, A.D. **A Energia do Brasil**. Rio de Janeiro, Nova Fronteira, 1997.

Teses e Dissertações

BARCELOS F.B., **Determinação da Fronteira de Eficiência através da Estratégia de Pareto: Aplicaçāp em carteiras de projetos de Petróleo e Gás**. Rio de Janeiro.

ROSIM, S.O. **Geração de Energia Elétrica – Um enfoque histórico e institucional das questões comerciais no Brasil**. São Paulo, 2008.

TAMAROZI, R. **Identificação, modelagem e mitigação de riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro**. Curitiba, 2002.

TORRES, R.C. **Avaliação de Portfolios de Contratos de Compra e Venda de energia Elétrica: Uma Abordagem pela Teoria de Opções**. Rio de Janeiro, 2006.

Artigos:

ARTZNER P.,et al., **Coherent Measures of Risk**, Mathematical Finance, vol. 9, nº3, 203-228, 1999.

MARKOWITZ, H. M., **Portfolio selection: Efficient Diversification of investments**, vol 1., John Wiley & Sons, 1959.

PARAVAN, G. B. ET. AL. **Price and volume risk management for power producers**, Probabilistic Methods Applied to power systems, 2004.

PEREIRA,M.V.F.P., L.M.G.V., **Stochastic optimization of a Multireservoir Hydroelectric system: A decomposition aproach**. Water Resources Research, 1985.

SOARES FILHO, S., **Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos**, SBA – Controle e Automação, vol 1, nº2: 122-131, 1987.

TORRES, R. J. S. **Introdução ao Risco Financeiro**, II Bienal da Sociedade Brasileira de Matemática, 2004.

URYASEV, S., **Conditional Valeu at Risk: Optimization Algorithms and applications**, Center for Applied Optimization, University of Florida.

Outras Publicações

DUARTE JR, A.M. Risco: **Definições, tipos, medição e recomendações para seu gerenciamento**. RiskTech – <www.risktech.com.br/pdfs/risco.pdf>.

GOMES, F.A.M. **História & Energia – A eletrificação no Brasil**. São Paulo, Eletropaulo, 1986.

JORION, P. **Value at risk: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado**. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.

RAMOS, F. et al. **TH-921 Análise e gestão de risco em mercados de energia elétrica. Notas de aula**. Curitiba, 2001. (Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

TOLMASQUIM, M.T.; OLIVEIRA, R.G.; CAMPOS, A.F. **As empresas do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, Cenergia, 2002.