

2

Avaliação de Portfolios na Área de Comercialização de Energia Elétrica

Até 1997 o Setor Elétrico Brasileiro era basicamente um monopólio estatal administrado por empresas federais e estaduais. A partir do segundo semestre desse ano foram iniciadas as privatizações e em paralelo uma forte reestruturação do setor. Este processo propiciou o surgimento de um mercado livre de energia entre geradores, comercializadores e grandes consumidores industriais.

Com a mudança de governo em 2003, iniciou-se um segundo processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, onde passaram a coexistir dois ambientes de comercialização de energia elétrica, um regulado e outro livre, onde os contratos continuaram a ser livremente negociados.

Com a liberdade de negociação permitida por este segmento de comercialização, os contratos de compra e venda de energia elétrica passaram a adaptar-se as necessidades de mercado com a incorporação de flexibilidades que viessem a atender as incertezas com relação à demanda por energia elétrica e principalmente com relação ao preço.

Este capítulo está estruturado da seguinte forma: a seção 2.1 discute o modelo de comercialização vigente com a nova estrutura do Setor Elétrico Brasileiro e o mercado livre de energia em outros países. A seção 2.2 discute a formação e algumas características do preço de liquidação de diferenças (PLD) e dos preços praticados no ambiente de livre negociação. A seção 2.3 discute os contratos praticados nesta nova estrutura e as flexibilidades associadas. A seção 2.4 discute a gestão de portfolios de contratos por agentes comercializadores e algumas questões sobre gerenciamento de risco enfrentadas por estas empresas.

2.1. A Nova Estrutura de Comercialização

Com a mudança do governo em 2003, iniciou-se um segundo processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro. Neste novo modelo, passam a coexistir dois ambientes de comercialização de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

De acordo com o decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, o Ambiente de Contratação Regulado é definido como o segmento de mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre vendedores e distribuidoras. A principal característica deste segmento de mercado é que toda a energia negociada deve ocorrer através de licitações públicas com contratos regulados previamente definidos. Já o Ambiente de Contratação Livre é definido como o segmento de mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica através de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

As distribuidoras são obrigadas a comprar energia no ACR e os geradores e as comercializadoras podem negociar tanto no ACR quanto no ACL. Os Consumidores Livres¹ de energia devem negociar no ACL.

A Figura 2.1 mostra a nova estruturação de comercialização e em especial o posicionamento de um agente comercializador neste novo modelo. Como pode ser observado, um agente comercializador de energia pode negociar livremente seus contratos com agentes geradores e com os consumidores livres de energia, porém

¹ Pelo decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, ou seja, é aquele cuja demanda supere 3 MW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV ou em qualquer tensão (desde que o suprimento tenha iniciado após 07 de julho de 1995), e que, em virtude deste critério de elegibilidade, podem ser atendidos por outros fornecedores, além da distribuidora local. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou maior que 500 kW também poderão ser atendidos por outros fornecedores de energia, tais como biomassa ou PCH (fonte alternativa).

pode participar também do sistema de pool no Ambiente de Contratação Regulada.

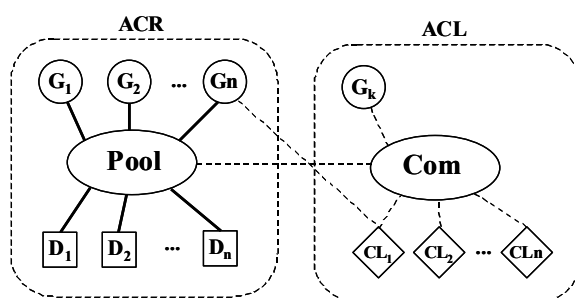


Figura 2.1 - Estrutura de Comercialização no Setor Elétrico Brasileiro

O Ambiente de Contratação Livre proporcionou uma continuidade do processo de livre concorrência de mercado iniciado com a reestruturação do setor em 1997. O mercado de energia com estas características tem crescido rapidamente nos últimos anos não somente no Brasil como principalmente nos Estados Unidos e em países da Europa.

Em 1990, os países do Reino Unido foram os primeiros a permitir a comercialização livre de energia. Outros países da Europa logo adotaram este processo, sendo a Noruega o primeiro em 1991. Nos Estados Unidos, os estados da Califórnia e do Texas foram os primeiros em 1996. A figura a seguir mostra o processo de desregulamentação da comercialização de energia na Europa de acordo com o tamanho dos consumidores [1].

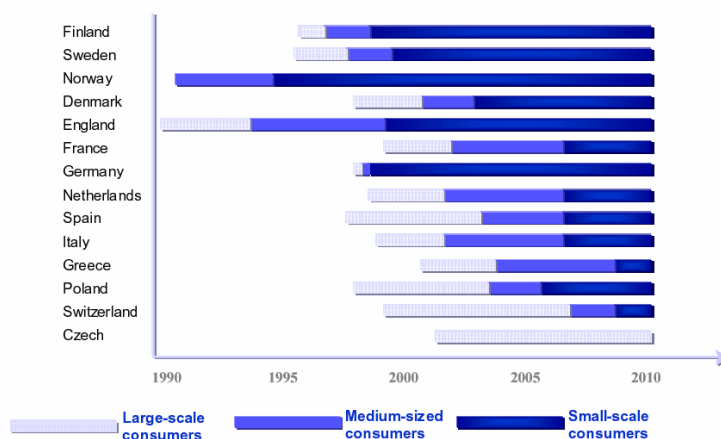


Figura 2.2 - Evolução do Mercado Livre na Europa

É interessante observar que o Brasil ainda está em uma fase inicial da abertura do mercado de comercialização de energia elétrica, permitindo somente a grandes consumidores industriais a livre escolha de seu fornecedor. Alguns países da Europa como a Inglaterra já permitem esta escolha aos pequenos consumidores, o que faz com que o mercado possua um grande número de participantes resultando em uma maior competitividade entre as empresas.

2.2.

Formação do Preço de Liquidação de Diferenças e do Preço de Contratos Bilaterais

A gestão de um portfólio de contratos de energia elétrica depende do modelo de despacho de geração e em consequência do modelo de formação do preço da energia.

Diferentemente de outros países onde o preço da energia é formado por um sistema onde o gerador oferta a quantidade de energia com seus respectivos preços e os consumidores fazem propostas de preços para diversos patamares de consumo e o preço é definido a partir da interseção destas duas curvas, o Brasil adotada um modelo de *Tight Pool* [2] .

O modelo de *Tight Pool* é caracterizado pela operação a partir de um operador independente do sistema que define o despacho de geração de forma centralizada. No Brasil o responsável por desempenhar esta função é o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. O objetivo deste modelo é definir uma política de operação de modo a suprir a carga e minimizar o custo de operação do sistema.

Marzano[3] exemplifica o problema do despacho de geração de forma centralizada da seguinte forma: O custo de operação de cada unidade geradora é função do combustível por ela utilizado para a produção de energia. Usinas térmicas possuem um custo explícito de operação, dado pelo custo do combustível utilizado. Usinas hidrelétricas utilizam água para a produção de energia. A princípio poder-se-ia pensar que o custo de operação de usinas hidrelétricas é

nulo, pois não há nenhum desembolso para comprar a água que está armazenada nos reservatórios.

Suponha então que deseja-se definir o despacho horário de um sistema fictício composto por apenas duas usinas, uma térmica e uma hidráulica. A usina térmica pode fornecer no máximo 10 MWh, a um custo de operação de \$1/MWh. A usina hidráulica possui em seu reservatório um volume de água que possibilita o fornecimento de apenas 20 MWh. Se realmente o custo de operação da usina hidrelétrica for nulo e se for assumido que a carga a ser suprida é de 20 MWh, o despacho de mínimo custo resultante seria:

Tabela 2-1 – Despacho Resultante da Primeira Hora

	Despacho MWh	Custo de Operação (\$)
Usina Hidráulica	20	0
Usina Térmica	0	0
Déficit de Energia	0	0

Note que a água “grátis” foi utilizada para atender a carga, resultando no menor custo de operação para o sistema. Entretanto, toda a água do reservatório foi gasta na operação do sistema. Suponha então que na próxima hora a mesma carga de 20 MWh deva ser atendida, e que nenhuma chuva ocorreu de modo a repor a água “grátis” do reservatório. Como não há mais água para o despacho da usina hidráulica, esta carga teria que ser atendida através da usina térmica. Entretanto a térmica só pode fornecer 10 MWh, logo parte da carga teria que ser cortada, havendo déficit de energia no sistema. Supondo um custo de déficit de \$500/MWh, a operação do sistema seria:

Tabela 2-2 – Despacho Resultante da Segunda Hora

	Despacho MWh	Custo de Operação (\$)
Usina Hidráulica	0	0
Usina Térmica	10	10*1=10
Déficit de Energia	10	10*500=5000

A operação do sistema foi feita com custo zero na primeira hora e custo \$5010 na segunda hora, resultando em um custo total de operação ao longo das duas horas de \$5010.

Uma estratégia de operação alternativa é apresentada, na qual não seria necessário cortar carga no sistema. O custo total de operação ao longo das duas horas desta estratégia é igual a \$20 (\$10 na hora 1 e \$10 na hora 2) , bem mais barato do que a estratégia de operação inicial.

Tabela 2-3 – Estratégia Alternativa de Operação

	Operação - Hora 1	Operação - Hora 2
	MWh	MWh
Usina Hidráulica	10	10
Usina Térmica	10	10
Déficit de Energia	0	0

Diferentemente dos sistemas térmicos, os sistemas hidrotérmicos são acoplados no tempo, de modo que o despacho do sistema deve ser determinado considerando as consequências futuras de cada decisão, ou seja, deve-se quantificar e internalizar ao modelo de despacho o impacto de cada decisão sobre os custos futuros de combustíveis e eventuais déficits.[2]

Esta característica de operação está exemplificado na Figura 2.3. Se a geração hidrelétrica é usada hoje e uma afluência baixa ocorre no futuro, pode ser necessário utilizar energia térmica cara ou até mesmo interromper o fornecimento de energia. Se por outro lado, usamos energia térmica hoje de forma a manter os níveis dos reservatórios altos e grandes afluências ocorrem no futuro, pode haver vertimento no sistema, o que representa um desperdício de energia, e como consequência, um aumento nos custos operativos.

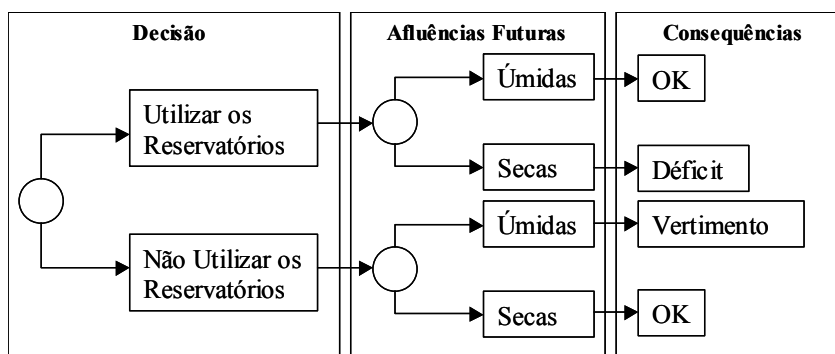


Figura 2.3 – Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos

Em contraste com sistemas térmicos, cuja operação é desacoplada no tempo, a operação de sistemas hidrelétricos é acoplada no tempo, isto é, uma decisão operativa hoje afeta os custos operativos no futuro.

Como visto na Figura 2.3, o operador de um sistema hidrotérmico deve comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. Este benefício é medido em termos de economia de uso de combustíveis nas térmicas. Este problema pode ser ilustrado através de duas funções, apresentadas na Figura 2.4.

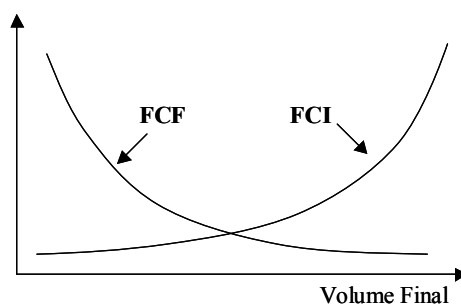


Figura 2.4 – Funções de Custo Imediato e Futuro x Armazenamento

A Função de Custo Imediato (FCI) mede os custos de geração térmica no estágio t . Observa-se que o custo imediato aumenta à medida que diminui a utilização de recursos hidráulicos. Por sua vez, a Função de Custo Futuro (FCF) está associado ao custo esperado de geração térmica e déficit do estágio t até o final do período de estudo. Esta função diminui à medida que aumenta o volume armazenado final.

Em termos conceituais, a curva de FCF pode ser calculada através de simulações operativas do sistema para cada nível de armazenamento no final da etapa t . Na prática, as funções de custo futuro são calculadas por um procedimento recursivo (programação dinâmica estocástica).

O uso ótimo da água corresponde ao ponto que minimiza a soma dos custos imediato e futuro, portanto, a água armazenada possui um valor que pode ser medido, como apresentado na Figura 2.5. Distintamente dos sistemas termelétricos, onde as usinas têm um custo operativo direto, as usinas hidrelétricas têm um valor indireto, associado à oportunidade de economizar combustível deslocando uma térmica hoje ou no futuro.

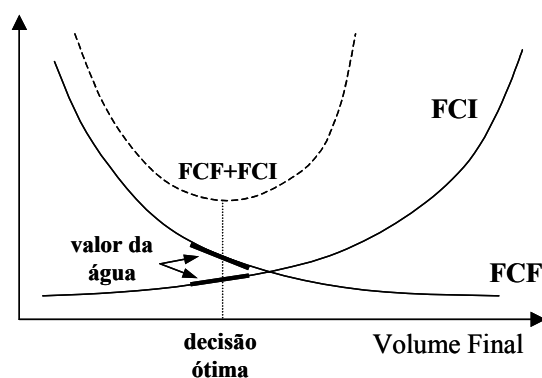


Figura 2.5 – Uso Ótimo da Água em Sistemas Hidrotérmicos

O modelo de despacho adotado no Brasil incorpora apropriadamente o valor implícito da água armazenada no momento do despacho, possibilitando uma otimização dos recursos do sistema, isto é, despacha-se o sistema ao mínimo custo. O preço da energia é determinado então pelo recurso de maior custo que foi utilizado e considerando-se a forte predominância hidráulica do sistema brasileiro, o preço da energia é normalmente determinado pelo valor da água e eventualmente pelo preço de uma termelétrica ou pelos custos de déficit.

Como descrito anteriormente, o despacho da geração é realizado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que define as metas de

geração de modo a minimizar o valor esperado do custo de operação do sistema ao longo de todo o horizonte de planejamento da operação.

A partir do despacho realizado pelo ONS são definidos os custos marginais de operação (CMO) dos 4 submercados (N, NE, S e SE/CO). O CMO de um submercado reflete o acréscimo no valor esperado do custo de operação do sistema ao longo de todo o horizonte de planejamento da operação causado pelo aumento marginal da demanda do submercado em questão.

O Preço de Liquidação de Diferença (PLD) de cada submercado, utilizado para valorar a energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) também é definido com base no CMO, porém este sendo calculado pela CCEE com alguns ajustes em relação ao CMO definido pelo ONS.

Os modelos utilizados na determinação do CMO pela CCEE são os mesmos adotados pelo ONS, sendo também utilizados os mesmos dados exceto as restrições de transmissão internas aos submercados e as unidades térmicas em teste [4]. As restrições internas aos submercados são retiradas dos dados para que a energia comercializada seja tratada igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo.

O processo completo de cálculo do CMO consiste na utilização em cadeia dos modelos NEWAVE e DECOMP, desenvolvidos pelo Cepel, que produz como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado.

O NEWAVE é um modelo de otimização para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais curto prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Neste modelo são considerados os limites de intercâmbio entre os submercados.

Já o DECOMP também é um modelo de otimização, porém para um horizonte de curto prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades e o parque gerador individualizado. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação do primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponíveis (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre submercados, função de custo futuro do Newave, etc).

O PLD é então determinado com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e por um preço mínimo² vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada de curto prazo.

Os sistemas com geração de predominância hidráulica com grandes reservatórios, como é o caso do Brasil, são projetados para assegurar o fornecimento de energia em condições hidrológicas adversas, que não ocorrem com frequência. Com isso, na maioria do tempo há energia armazenada em excesso (água armazenada nos reservatórios), resultando em PLDs muito baixos. Por outro lado, quando um período de seca ocorre, os PLDs se tornam bastante elevados.

A Figura 2.6 apresentada a evolução dos PLDs nos 4 submercados a partir do ano de 2000. Em 2001 um período de seca ocorreu provocando um racionamento de energia. Pode-se observar que neste período os PLDs apresentaram grande volatilidade, seguidos por um período longo de preços baixos. Podemos observar também altas expressivas em curtos intervalos de tempo.

² O valor máximo para o PLD é calculado levando-se em conta os custos variáveis de operação dos empreendimentos termelétricos disponíveis para despacho. A Resolução Aneel nº 286, de 23 de dezembro de 2004 define este valor em R\$ 507,28/MWh para todos os submercados.

O valor mínimo para o PLD é calculado levando-se em conta os custos de operação e manutenção das usinas hidrelétricas, bem como os custos relativos à compensação financeira pelo

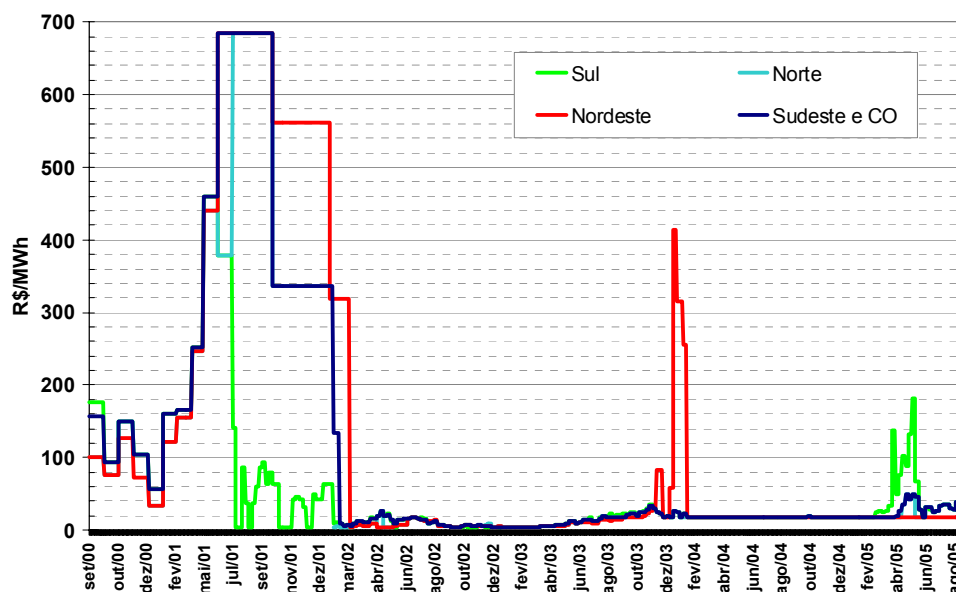


Figura 2.6 – Evolução dos PLDs

Com a publicação do decreto nº 5.163 de 2004, os agentes vendedores, incluindo os agentes comercializadores de energia, que participam na CCEE devem apresentar lastro para a venda de energia elétrica para garantir cem por cento de seus contratos.

O lastro deve ser constituído pela garantia física proporcionada por empreendimentos de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia. A verificação deste lastro é feita com base na média dos doze meses anteriores ao mês de apuração e caso for verificado para o agente vendedor, no mês de apuração, insuficiência de lastro, este está sujeito a penalidades que podem chegar a valores altos.

Até a publicação do decreto, parte da energia negociada podia ser adquirida diretamente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica a PLD. A introdução da necessidade de 100% de lastro mudou a estratégia de atuação dos agentes e fortaleceu o mercado de contratos bilaterais de curto prazo. Os preços praticados para estes contratos seguem a lógica de mercado. Os agentes

uso dos recursos hídricos e royalties. O Despacho Aneel nº 1, de 3 de janeiro de 2005 define este valor em R\$ 18,33/MWh para todos os submercados.

vendedores ofertam quantidade e preços e os agentes compradores fazem propostas de preços para diversos patamares de consumo.

Ainda não existe no Brasil um mercado único onde estes contratos possam ser negociados o que faz com que preços diferentes sejam praticados ao mesmo tempo devido a assimetria de informação entre os agentes. Atualmente estes contratos são negociados com seus preços estabelecidos como um percentual do PLD, o que faz com que as projeções de PLDs ainda continuem sendo de grande importância para a projeção dos preços destes contratos.

2.3.

Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica

Os contratos bilaterais de compra e venda de energia foram concebidos a partir do modelo implementado em 1997, onde foi estimulada a livre negociação dos montantes e preços a serem praticados pelos agentes. Nesta primeira reestruturação do setor elétrico brasileiro a livre negociação de contratos incluía as distribuidoras, porém estavam limitadas a praticar o preço máximo de VN – Valor Normativo para garantir o repasse integral dos custos de compra às tarifas de fornecimento definidas por Resolução. Estes contratos foram instituídos para recompor o volume descontratado dos contratos iniciais e para atender a evolução de mercado.

A reestruturação do setor elétrico teve como uma de suas metas a desverticalização das atividades das concessionárias de energia elétrica, criando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. A Lei 9.648 que definiu o conceito dos contratos iniciais teve como um de seus objetivos buscar esta passagem harmônica do antigo para o novo modelo em processo de desverticalização, buscando manter no mínimo as relações de compromisso até então existentes, transferidas então para as novas atividades e por um período transitório [5].

Os contratos iniciais definidos em agosto de 1998 substituíram então a forma de contratação vigente, passando a estabelecer de uma só vez os valores de contratos para os anos de 1998 a 2002 e já a partir de 2003, os montantes contratados seriam anualmente reduzidos em 25% dos montantes de 2002, se extinguindo em 2006.

Neste processo os contratos bilaterais estabelecidos por distribuidoras tinham preços acordados entre as partes, com reajuste anual geralmente corrigido por IGPM e com valores de repasse definidos pela Aneel. Após o racionamento, quando a redução de mercado provocou sobras de energia, os limites de repasse dos preços de contrato foram reduzidos dos limites de VN para um nível mais baixo, equivalente aos preços resultantes dos processos de leilão praticados pelos agentes do setor, padronizados pelas Aneel.

Até dezembro de 2002 as distribuidoras eram livres para firmar contratos bilaterais livremente negociados com qualquer agente. A partir de 2004, com a segunda reestruturação do setor, não puderam mais contratar livremente energia de longo prazo. Atualmente os contratos bilaterais são negociados no ACL – Ambiente de Contratação Livre instituído pelo novo modelo, onde geradores, comercializadoras e consumidores livres negociam livremente preços e condições que atendam seus interesses.

Os contratos bilaterais resultantes da livre negociação entre os agentes tem por objetivo estabelecer preços e volumes de energia em intervalos de tempo pré-determinados. Com a liberdade de negociação permitida por este segmento de comercialização, os contratos de compra e venda de energia negociados no ACL passaram a adaptar-se as necessidades do mercado com a incorporação de flexibilidades que viessem a atender as incertezas com relação a demanda por energia elétrica e principalmente com relação ao preço.

Em um portfolio de contratos de energia elétrica administrado por um agente comercializador, normalmente os contratos bilaterais de compra possuem características diferentes dos contratos bilaterais de venda.

Os contratos bilaterais de compra são normalmente negociados no ACL diretamente com agentes geradores ou com outros comercializadores. A forma mais simples de contrato é aquele onde define-se o montante a ser negociado em MWh ou em MWmed, o preço em R\$/MWh e o submercado de entrega. Como exemplo, um agente comercializador poderia estabelecer com um gerador um contrato de 1000 MWh para o período de fornecimento iniciando em janeiro de 2006 e com término em dezembro de 2006 para entrega no submercado Sudeste. Se o preço do contrato for de R\$40,00/MWh, o faturamento mensal do gerador seria de R\$40.000,00.

Além do montante de energia contratada, o período de suprimento, o preço em R\$/MWh e do submercado de entrega, algumas flexibilidades podem ser incorporadas, como por exemplo, a sazonalização e modulação. Por sazonalização entende-se a distribuição da energia ao longo do ano, ou seja, a distribuição mensal do montante anual contratado. Por modulação entende-se a distribuição horária dos montantes mensais definidos. No exemplo anterior, poderíamos dizer que o contrato de compra entre o agente comercializador e o agente gerador apresenta sazonalização e modulação flat, ou seja, apresenta uma divisão proporcional do total da energia anual pelo número de horas de cada mês.

Estas flexibilidades nos contratos bilaterais de compra são importantes para atender a flexibilidades demandadas pelos contratos bilaterais de venda, como por exemplo atender a um maior consumo em um determinado período do ano ou em determinadas horas do dia.

Outra flexibilidade que pode ser incorporada aos contratos bilaterais de compra é a possibilidade de aumento ou redução dos montantes contratos. Esta flexibilidade equivale a uma opção embutida no contrato, onde o aumento do montante contratado equivale a uma opção de compra e a redução do montante contratado equivale a uma opção de venda, como apresentado na Figura 2.7. O preço de exercício desta opção é o próprio valor do MWh estabelecido em contrato.

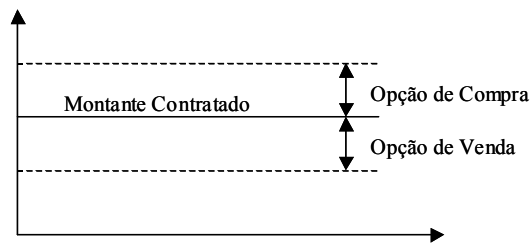


Figura 2.7 – Opção de Compra e Venda

O seguinte exemplo ilustra como são exercidas as opções embutidas nestes contratos bilaterais de compra. Considere um portfolio composto por um contrato bilateral de compra de 10 MWmed para um período de fornecimento de um ano com uma opção mensal de redução ou aumento do montante contratado de 10% e com preço de compra de R\$50,00/MWh e um contrato bilateral de venda flat, com o mesmo montante de energia contratada, como apresentado na Figura 2.8. As flexibilidades embutidas nos contratos bilaterais de venda serão definidas mais adiante. Para este exemplo, vamos considerar um contrato de venda flat para facilitar o entendimento.

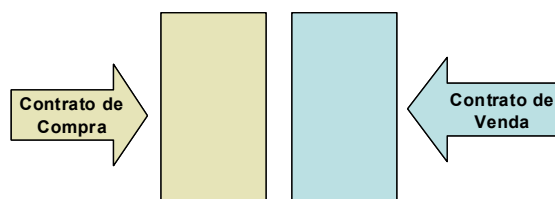


Figura 2.8 – Portfolio

Se para um determinado mês de fornecimento, o valor de aquisição de um contrato de curto prazo for inferior ao preço do contrato bilateral de compra, a opção de venda é exercida e o montante referente a esta redução é adquirido através do contrato de curto prazo. O ganho para o portfolio se dá pela diferença de preço dos dois contratos, o de longo e o de curto prazo, como mostra a Figura 2.9.

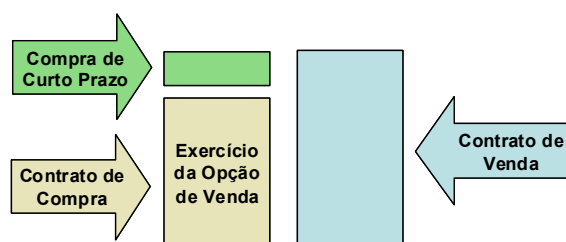


Figura 2.9 – Exercício da Opção de Venda

Supondo o preço do contrato de curto prazo de R\$30,00/MWh, o contrato seria reduzido em 1 MWmed, equivalente a opção de venda de 10% do montante originalmente contratado. Neste caso a redução do preço de compra para o portfolio será de R\$20,00/MWh referente ao montante reduzido. Para um determinado mês do período de fornecimento esta redução do contrato poderia gerar um ganho de até R\$14.880,00.

Se em determinado período, o valor do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD for superior ao preço do contrato bilateral de compra, a opção de compra é exercida e o montante referente a este aumento é liquidado na CCEE a PLD. O ganho para o portfolio se dá pela diferença do preço do contrato e o PLD, como apresentado na Figura 2.10.

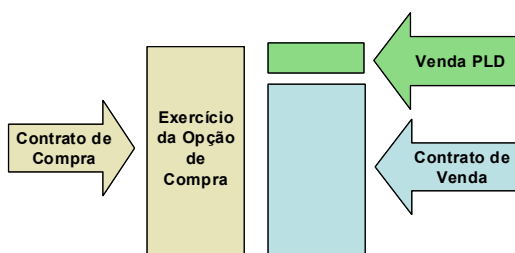


Figura 2.10 – Exercício da Opção de Compra

Supondo que em determinado mês a média dos PLDs semanais seja de R\$ 80,00/MWh, o contrato seria aumentado em 1 MWmed, equivalente a opção de compra de 10% do montante originalmente contratado. Neste caso o ganho para o portfolio seria de R\$30,00/MWh referente ao montante aumentado. Para um determinado mês do período de fornecimento este aumento poderia gerar um ganho de até R\$22.320,00

Os contratos bilaterais de venda negociados diretamente com os Consumidores Livres possuem características semelhantes aos contratos de compra apresentados anteriormente, como a possibilidade de sazonalização e modulação, mas com a incorporação de alguns detalhes próprios do consumo industrial.

A principal característica do consumo industrial de energia elétrica é a incerteza com relação ao montante a ser consumido. Este montante normalmente varia ao longo do ano e também ao longo do dia dependendo do nível de produção. Também são comuns as paradas programadas para manutenção e as paradas não programadas. A Figura 2.11 mostra um histórico do consumo horário de energia elétrica praticado por uma indústria química. Apesar da existência da variação de consumo, podemos verificar que normalmente esta variação está dentro de uma faixa conhecida, tornando possível a aquisição de energia através de contratos bilaterais que incorporem esta característica.

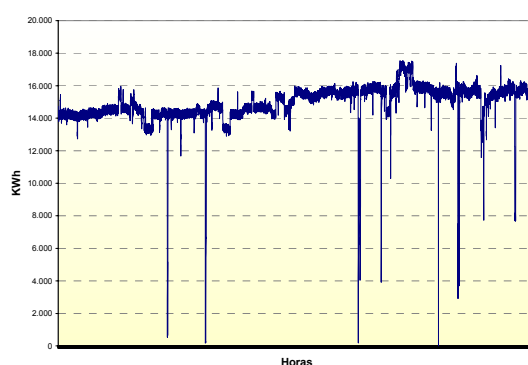


Figura 2.11 – Histórico de Consumo de Energia Elétrica – Indústria Química

Diferentemente dos contratos bilaterais de compra, os contratos bilaterais de venda devem atender as necessidades quanto a incerteza no montante consumido. Nestes contratos são permitidos ao consumidor a variação do montante contratado dentro de uma faixa entre um limite superior e um limite inferior. Esta variação atrelada ao consumo é denominada Take or Pay do contrato, não sendo permitido à indústria o exercício desta opção.

Nestes contratos, normalmente quando o consumo for inferior ao limite mínimo pré-estabelecido, o consumidor livre se compromete a pagar por este montante mínimo contratado ao preço pré-estabelecido em contrato. Caso o consumo seja superior ao limite máximo, normalmente o agente se compromete a entregar a energia excedente, porém a preços diferenciados, previamente definidos. A Figura 2.12 ilustra o Take or Pay característico dos contratos bilaterais de venda praticados por um agente comercializador.

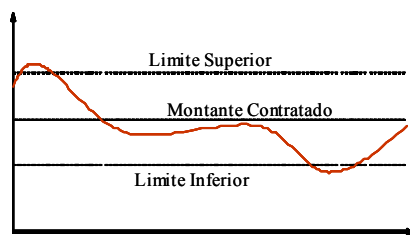


Figura 2.12 – Take or Pay – Contratos de Venda

Outra flexibilidade importante nestes contratos é a permissão no caso das paradas programadas e não programadas da redução parcial ou total do fornecimento de energia. Estas reduções equivalem a uma opção de venda por parte dos consumidores livres e adicionam valor a estes contratos.

Com a evolução do ambiente de livre negociação, as flexibilidades praticadas nos contratos bilaterais de compra definidos anteriormente, como por exemplo o exercício por parte do comprador de aumento ou redução dos montantes, passaram a ser negociados também pelos consumidores livres, ou seja, alguns contratos bilaterais de venda possuem como característica que a variação do contrato se dará pelas regras do Take or Pay definidas anteriormente e outros contratos terão sua variação exercida pelos consumidores independente dos montantes consumidos.

2.4. Avaliação de Ativos e Gerenciamento de Risco

A mudança de um regime baseado em contratos de suprimento renováveis para uma estrutura baseada em preços dados por um mercado competitivo, expõe as empresas do setor elétrico brasileiro à volatilidade do mercado de eletricidade. Neste novo ambiente, as empresas devem gerenciar os riscos associados às suas operações.

Devido às características singulares do setor elétrico brasileiro, o gerenciamento de risco é o grande desafio dos próximos anos. Os riscos em um portfolio de contratos de energia elétrica estão associados às incertezas com relação ao retorno esperado ou às perdas financeiras. Eliminar totalmente os riscos

pode ser economicamente inviável ou até impossível. Por outro lado, situações de risco podem oferecer boas oportunidades de ganho.

Um dos principais riscos que um agente comercializador está exposto é a volatilidade do preço da energia (PLD) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Em sistemas predominantemente térmicos, as flutuações de preço ocorrem geralmente no curto prazo e são determinadas por flutuações horárias da carga. Ao contrário, em sistemas de predominância hidráulica com grandes reservatórios, como é o caso do Brasil, flutuações de curto prazo do preço são praticamente inexistentes, pois as usinas hidrelétricas possuem capacidade de modular a carga ao longo do dia. Porém, observa-se uma grande volatilidade do preço de médio e longo prazo. Isto ocorre em função do sistema ser projetado para garantir o atendimento sob circunstâncias hidrológicas desfavoráveis que raramente ocorrem. Na maior parte do tempo, quando o nível de armazenamento dos reservatórios é elevado, os preços são baixos. Em contrapartida, durante períodos secos, os preços rapidamente atingem valores elevados, podendo até alcançar o custo de déficit do sistema³.

Como os PLDs são definidos por submercado devido as restrições de transmissão, outro risco que um agente comercializador está exposto decorre da comercialização de energia entre submercados, ou seja, estes riscos surgem quando um agente assume posições de venda em submercados diferentes de onde se localiza o lastro destes contratos. Se os preços dos submercados são iguais, não há problema. Mas se os preços forem diferentes, haverá ganho ou perda. O portfolio ficará exposto ao montante contratado, multiplicado pela diferença de preços entre os submercados. Suponha que um portfolio administrado por um agente comercializador tenha um contrato de 10 MWmed registrado no submercado Sudeste e seu lastro (contrato de compra) está no submercado Sul. Assim, este comercializador adquire este contrato de 10 MWmed no submercado Sul e vende este contrato ao PLD do submercado Sul, enquanto que no

³ De acordo com a Resolução Aneel nº 286, de 23 de dezembro de 2004, a curva de custo de déficit é dividida por patamares de acordo com o percentual de redução de carga, iniciando em um custo de déficit de R\$ 841,18 para uma redução de até 5% da carga e podendo chegar a R\$4.309,32 para uma redução de até 20% da carga.

submercado Sudeste o agente comercializador terá que comprar esta energia ao PLD do submercado Sudeste para atender seu contrato de venda. A Figura 2.13 apresenta a transação entre estes dois submercados.

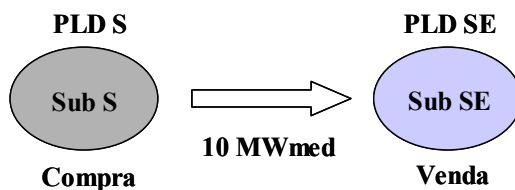


Figura 2.13 – Exposição de Contratos

A exposição será negativa e trará riscos, se o PLD no submercado Sul for menor que o PLD no submercado Sudeste, ou seja, se o compromisso contratual for no submercado de preço mais alto e positiva caso contrário, o que pode gerar oportunidades de ganho.

Outro risco que o agente comercializador está exposto é o chamado risco volumétrico, ou seja, a incerteza com relação ao montante de energia que será entregue nos contratos de venda aos consumidores livres. Esta incerteza está relacionada com o nível de produção, variando muito entre os segmentos de consumo. Enquanto alguns consumidores, como a indústria de celulose, possuem um padrão de consumo de energia bem definido, outros são totalmente imprevisíveis [1]. Neste caso, as condições da economia são extremamente relevantes para o nível de produção, podendo em alguns momentos provocar grande redução de consumo devido a períodos de recessão.

Existem outros riscos inerentes a atividade de comercialização de energia elétrica como por exemplo os riscos políticos, operacionais, de contraparte ou riscos de crédito, podendo estes ocorrerem em períodos de grande volatilidade de preços, o que pode trazer exposições elevadas para um portfólio. Neste trabalho, vamos nos concentrar nos chamados riscos estatísticos, ou seja, aqueles que podem ser medidos através de dados conhecidos.