

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Departamento de Energia

Thaisy Cristina José Maria

**Análise dos contratos e riscos associados ao mercado de compra e venda de
energia elétrica no Brasil**

Juiz de Fora
2018

Thaisy Cristina José Maria

Análise dos contratos e riscos associados ao mercado de compra e venda de energia elétrica no Brasil

Trabalho de Conclusão de curso apresentada ao Departamento de Energia da Universidade Federal de Juiz de Fora, , como requisito parcial para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador: Luis Henrique Lopes Lima

Juiz de Fora
2018

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Maria, Thaisy.

Análise dos contratos e riscos associados ao mercado de compra e venda
de energia elétrica no Brasil / Thaisy Cristina José Maria. – 2018.

45 f. : il.

Orientador: Luis Henrique Lopes Lima

Trabalho de conclusão de curso) – Universidade Federal de Juiz de Fora,
Faculdade de Engenharia. Departamento de Energia, 2018.

Thaisy Cristina José Maria

Análise dos contratos e riscos associados ao mercado de compra e venda de energia elétrica no Brasil

Trabalho de Conclusão de curso apresentada ao Departamento de Energia da Universidade Federal de Juiz de Fora, , como requisito parcial para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Aprovada em: 20/03/2018

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Luis Henrique Lopes Lima - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Professor Dr. Leonardo Rocha Olivi
Universidade Federal de Juiz de Fora

Professor Dr. Critiano Gomes Casagrande
Universidade Federal de Juiz de Fora

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus que me manteve forte em todos os momentos da minha graduação.

Aos meu pais, Lucimel e Amauri, pois me apoiaram em todas as decisões que tomei e não mediram esforços para que eu realizasse todos os meus planos. Obrigada por serem os melhores pais do mundo e por sempre acreditarem em mim.

À minha irmã Amanda, pelo carinho e apoio durante a vida e por me ensinar a dividir.

Aos meus amigos Achila, Tais, Larissa, Polyana, Augusto e Martinelle por todos os bons e maus momentos vividos juntos na universidade, por não me deixarem desistir, pela compreensão, paciência e carinho, pelas críticas e conselhos que me fazem crescer como pessoa e profissional. A amizade de vocês foi o maior presente que ganhei durante a graduação!

Aos professores Leonardo Willer Oliveira e Leonardo Rocha Olivi por tornarem meu sonho possível, por tratarem de forma humana e carinhosa a minha necessidade. Vocês foram a ponte mais que necessária para que eu chegasse ao fim dessa jornada.

A todas as pessoas com quem trabalhei e que compartilharam um pouco do seu conhecimento comigo.

Ao professor e orientador Luis Henrique Lopes Lima, pela paciência e disponibilidade durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

A todas as pessoas que de alguma forma fizeram parte do meu percurso eu agradeço com todo meu coração.

“Se fosse fácil achar o caminho das pedras, tantas pedras no caminho não seria ruim”
(Engenheiros do Havai- Outras Frequencias)

RESUMO

O setor elétrico brasileiro vem se modificando nas últimas décadas em decorrência da necessidade de se tornar mais eficiente e economicamente seguro. A reestruturação teve início em 1994 com a proposta de desenvolver um novo modelo institucional e passou por ajustes em 2003. Em consequência dessas ações o sistema elétrico passou de uma estrutura verticalizada e com forte regulação do estado, para uma estrutura altamente competitiva que opera de forma eficiente e ótima.

A formação de novos ambientes de contratação conduziu o mercado a uma nova dinâmica de relação entre os agentes do sistema elétrico. Ao se estabelecer o mercado livre de energia, alguns consumidores passaram a ter diferentes opções de contratos para suprir suas demandas, que podem refletir em menor custo de energia elétrica, contudo é necessário entender os riscos associados a esta nova forma de comercialização.

A inserção de um novo agente responsável pela comercialização traz maior comodidade para geradores e consumidores, que passam a ter um agente responsável por administrar as relações comerciais e que também assume parte dos riscos dessas negociações. O comercializador passa a ter papel importante nas relações de compra e venda de energia, e hoje, já somam mais de 100 empresas atuando no país.

O presente trabalho objetiva descrever a mudança na estrutura do sistema elétrico e a formação do mercado livre, assim como apresentar os principais riscos associados à comercialização de energia elétrica no Brasil e suas principais métricas. Para administrar estes riscos este trabalho mostra os tipos de contratos que podem ser feitos entre comercializadoras e consumidores. Um estudo de caso é mostrado a fim de exemplificar os possíveis ganhos ou perdas em diferentes contratos.

Palavras-chave: Mercado livre. Comercialização. Risco do mercado livre. Energia elétrica.

ABSTRACT

The electricity sector in Brazil has been changing in the last decades due to the need to make the sector more efficient and economically safe. The restructuring began in 1994 with the proposal to develop a new institutional model and underwent adjustments in 2003. As a result of these actions, the electrical power system underwent from a vertical structure with strong state regulation to a highly competitive structure.

The shaping of new hiring environments led the market to a new relationship dynamic between the agents of the electrical power system. Likewise, with the establishing of the free energy market, some consumers have acquired different contract options to meet their demands, which may reflect on lower cost of electricity, however, it is necessary to understand the associated risks with this new form of commercialization.

The insertion of a new agent responsible for commercialization provides greater convenience for power generators and consumers, who have an agent responsible for commercial relations and who also take part in the risks of these negotiations. The trader has played an important role in the relationship of purchase and sale of electricity, and today there are more than 100 companies operating in the country.

This paper aims to describe the change in the structure of the electrical power system and the shaping of the free market, as well as presenting the main risk associated with the sale of electricity in Brazil and its key metrics. To manage these risks this work presents the types of contracts that can be made between traders and consumers. A case study is shown in order to exemplify the possible gains or losses of each contract in two different scenarios.

Key-words: Free market. Trading. Free market risk Electricity.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estrutura atual do setor elétrico brasileiro	15
Figura 2 – Relação entre agentes e ambientes de contratação	16
Figura 3 – Evolução de consumidores no ACL	18
Figura 4 – Variação média no PLD Sudeste/Centro-oeste	20
Figura 5 – Relação entre a energia consumida e contratada	22
Figura 6 – Comparativo Energia Armazenada e PLD	27
Figura 7 – Evolução da potência instalada das UHEs	28
Figura 8 – Capacidade Instalada Prevista para 2020	28
Figura 9 – Evolução da potência instalada das UTEs	30
Figura 10 – Evolução da potência instalada das UTEs	30
Figura 11 – Representação do Value at Risk.	32
Figura 12 – Diferença entre as métricas VaR e CVaR	33
Figura 13 – Perfis de ganhos e perdas no contrato a Termo	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre.
ACR	Ambiente de Contratação Regulado.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia.
CMO	Custo Marginal de Operação.
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.
EPE	Empresas de Pesquisas Energéticas.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica.
MCP	Mercado de Curto Prazo.
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia.
ONS	Operador Nacional do Sistema.
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças.
PMO	Programa Mensal de Operação.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas.
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia.
SEB	Setor Elétrico Brasileiro.
SIN	Sistema Integrado Nacional.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	MOTIVAÇÃO E OBJETIVO	11
1.2	ESTRUTURA CAPITULAR	11
2	O SISTEMA ELETRICO BRASILEIRO	13
2.1	O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL: DO INÍCIO À REESTRUTURAÇÃO	13
2.2	OS AGENTES DO SEB	15
2.3	AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	16
2.3.1	Ambiente de Contratação Regulado	16
2.3.2	Ambiente de Contratação Livre	17
3	MERCADO LIVRE DE ENERGIA	18
3.1	CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	18
3.2	PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ENERGÉTICA	19
3.3	PREÇOS DE LIQUIDAÇÕES DE DIFERENÇAS	20
3.4	O MERCADO DE CURTO PRAZO	21
3.5	A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA	21
3.5.1	O Agente Comercializador	22
4	RISCOS E O MERCADO DE ENERGIA	25
4.1	RISCOS CARACTERÍSTICOS DA MATRIZ	26
4.1.1	Risco da Geração Hidroelétrica	27
4.1.2	Risco da Geração Termoelétrica	29
4.2	MEDIDAS DE RISCO	31
4.2.1	Value-at-Risk (VaR)	31
4.2.2	Conditional Value-at-Risk (CVaR)	32
5	ADMINISTRAÇÃO DE RISCOS	34
5.1	CONTRATOS DERIVATIVOS	34
5.1.1	Contratos a Termo ou Forwards	35
5.1.2	Contrato Futuro	36
5.1.3	Contrato de Opções	37
5.1.4	Contratos Swap	37
6	ESTUDO DE CASO	39

7	CONCLUSÃO	42
	REFERÊNCIAS	43

1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) possui um enorme potencial a ser explorado e funciona de forma diferenciada da maioria dos países no mundo. Ao longo dos anos surgiu a necessidade de mudanças na estrutura do setor motivado pelo , que modificou a relação entre consumidores e os agentes do sistema elétrico.

Ao sair de uma estrutura verticalizada e de monopólio estatal para uma estrutura horizontal que permite a concorrência nos setores de geração e de comercialização, criou-se um ambiente competitivo capaz de combater o desperdício, aumentar a eficiência no setor e atrair investimentos.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro definiu novos ambientes de negócios, que tornaram os contratos mais flexíveis e os preços de compra e venda de energia passaram a ser livremente negociados em um novo modelo de mercado denominado mercado livre de energia. A possibilidade de negociação no mercado livre incentivou os usuários finais a migrarem para este novo modelo, que traz consigo a possibilidade de racionalização da energia e de redução de gastos.

Tento em vista as grandes mudanças feitas no SEB e a criação de um novo modelo de mercado que traz forte impacto, tanto para os compradores, seja no mercado livre ou no mercado cativo, quanto para os vendedores, é necessário entender as novas formas de comercialização, contratos, riscos e oportunidades.

1.1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO

A criação do mercado livre de energia possibilita que geradores e consumidores possam negociar e firmar contratos entre si. Assim sendo, é necessário que os participantes desse mercado sejam capazes de compreender, quantificar e monitorar os riscos e incertezas associados à comercialização de energia elétrica, assim como os possíveis impactos em seu negócio principal.

O objetivo principal deste trabalho é estudar e compreender a dinâmica do mercado livre com foco nos contratos de compra e venda de energia, a fim de apresentar os riscos associados, identificando-os e utilizando produtos do mercado financeiro para gerenciá-los.

1.2 ESTRUTURA CAPITULAR

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos. O primeiro capítulo apresenta as questões centrais que serão abordadas neste trabalho e os objetivos principais e secundários.

O capítulo 2 é dividido em três seções que apresentam uma visão geral sobre a estrutura do setor elétrico brasileiro desde sua origem em meados do século XX, passando pela

reestruturação até a estrutura atual, bem como os ambientes de contratação que existem atualmente.

O capítulo 3 apresenta uma breve contextualização sobre o mercado livre de energia e suas características. Este capítulo também traz uma apresentação dos agentes comercializadores e suas principais atividades.

O capítulo 4 apresenta os riscos financeiros associados ao mercado de compra e venda de energia que são importantes para a tomada de decisão dos agentes e consumidores ao celebrar novos contratos.

O capítulo 5 avalia os tipos de contratos que podem ser feitos entre comercializadores e consumidores. Ao fim, será apresentado um estudo de caso entre dois dos principais contratos feitos em diferentes cenários.

O capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL: DO INÍCIO À REESTRUTURAÇÃO

O mercado de energia elétrica no Brasil teve início no século XX com o desenvolvimento das indústrias nas regiões do Rio de Janeiro e São Paulo, levando ao surgimento das primeiras companhias de energia elétrica no país incentivadas pelo investimento de capital estrangeiro [26]. O setor de energia elétrica não possuía legislação específica e o regime tarifário previa os reajustes das tarifas pela variação cambial.

Em 1930, após o estabelecimento do Estado Novo por Getúlio Vargas, há uma mudança na orientação político-ideológica do país, iniciando assim um processo de expansão da participação das empresas estatais na economia brasileira. O Código de Águas marca a reorientação ideológica para o setor elétrico [30]. A partir deste marco regulatório foi reduzindo-se progressivamente a participação privada nos investimentos do setor e ampliando-se a participação das empresas estaduais e federais [2].

A partir dos anos 50, diversas empresas federais e estaduais passaram a atuar sob a liderança da Eletrobrás, que assumiu as funções de coordenação, planejamento, operação e financiamento do setor. O modelo estatal consolidou-se nos anos 70 e 80, garantindo o suprimento das necessidades de energia elétrica para a industrialização forçada, marcada pelo modelo de substituição das importações no Brasil. A construção de Itaipu, em 1984, marca a consolidação deste modelo [1].

Na década de 80, a participação estatal na economia passou a ser questionada, pois a crise cambial e fiscal fez com que o Estado brasileiro já não pudesse mais impulsionar a economia. Como consequência, as empresas de energia sofreram forte impacto e se mantinham com empréstimos internacionais, pagando elevados juros e suas tarifas passaram a ser usadas como instrumento macroeconômico de combate à inflação.

A situação do setor elétrico era insustentável, generalizando-se a inadimplência intrasetorial [15]. A maioria das empresas vivia um déficit de caixa, uma incapacidade de pagamento das dívidas externas e internas, que eram honradas pelo tesouro nacional. Outro fator que gerou grande impacto ao setor, foi a má gestão das empresas estatais que foram utilizadas para fins políticos, inviabilizando um gerenciamento administrativo em bases técnicas e focada na eficiência.

Assim, surgiu a ideia de reformar o setor elétrico brasileiro, baseado essencialmente na premissa de introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização e na privatização de empresas estatais [18]

No ano de 1994, seguindo modelos internacionais, o governo federal, através do Ministério de Minas e Energia com a ajuda da empresa americana de consultoria e contabilidade [18], elaborou um projeto para reestruturar o setor elétrico brasileiro. A primeira medida

foi estabelecer a necessidade de separar cada etapa da cadeia produtiva, criando empresas para operar cada atividade. Para construir um mercado competitivo nos setores de geração e comercialização, iniciou-se um processo de privatização das estatais, mantendo sob regulação a transmissão e a distribuição [27].

Ao ver a necessidade de um sistema regulatório adequado, capaz de promover a concorrência onde possível e, na impossibilidade desta, gerar incentivos para ganhos de qualidade e eficiência por meio da atuação de um regulador independente e com autonomia decisória e financeira [16], o governo federal instituiu novos órgãos para atuar no setor. Assim, em 1996, estabeleceu-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A ANEEL é uma agência independente que fiscaliza todos os serviços relacionados ao sistema elétrico brasileiro. Sua missão é proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade [6].

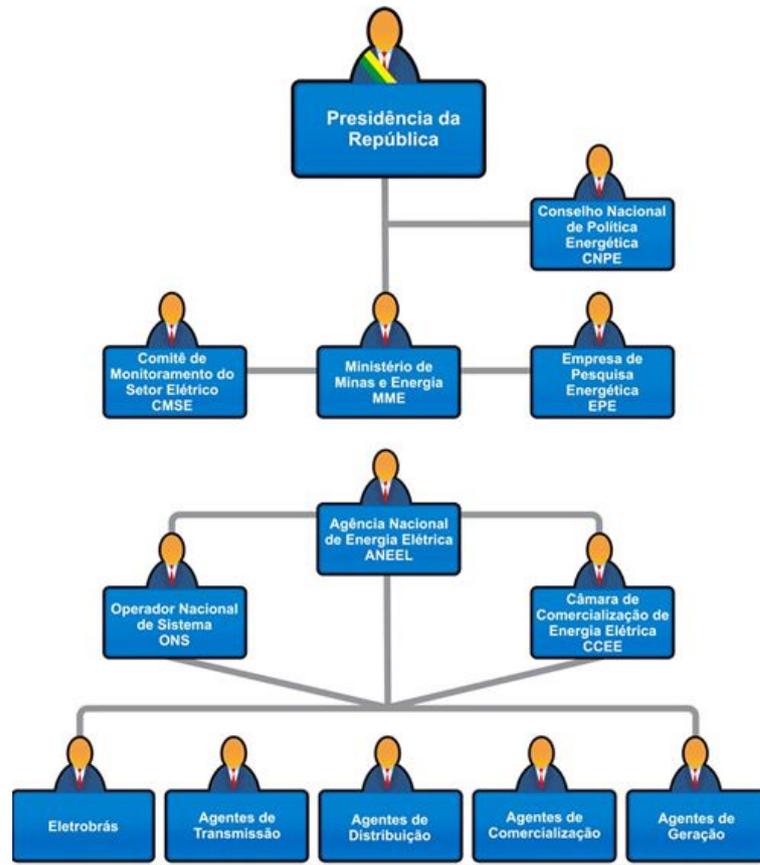
Para garantir ainda a competição e a regulação, mostrou-se necessária a criação de um operador independente. Assim, foi criado em 1998 o Operador Nacional do Sistema (ONS), o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL [29].

Também em 1998 foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), órgão que ficaria responsável por gerenciar os contratos de compra e venda de energia com o intuito de instituir um ambiente propício para a formação de preços e para a sinalização de oportunidades de investimento no setor [2].

A partir de 2003, após a crise energética de 2001, o Governo iniciou mais uma reforma do setor elétrico brasileiro, que levou a criação de três novas instituições. O novo modelo definiu a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento de longo prazo do setor, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável pela segurança do suprimento de energia elétrica ao longo do território nacional e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em substituição ao MAE, encarregada de viabilizar a comercialização de energia respeitando as regras existentes em cada área do setor [11].

A Figura 1 apresenta uma síntese da estrutura atual do setor elétrico brasileiro.

Figura 1 – Estrutura atual do setor elétrico brasileiro



Fonte: ABRADDEE 2018 [5]

2.2 OS AGENTES DO SEB

Os Agentes são empresas que atuam no setor de energia elétrica e dividem-se nas Categorias de Geração, Distribuição, Comercialização, Consumidores Livres e Especiais, conforme definido na Convenção de Comercialização [10]. Os principais agentes do setor são :

- Agente de Geração: podem ser classificados em três tipos: concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia elétrica e auto-produtores. A atividade de geração de energia elétrica tem caráter competitivo, assim sendo, os agentes de geração poderão vender energia em todos os ambientes de comercialização e possuem livre acesso aos sistemas de transmissão;
- Agente de Transmissão: compreendem todas as empresas que atuam em atividades relacionadas ao transporte da energia elétrica em alta tensão (rede básica) até os grandes centros de consumo;

- Agente de Distribuição: operam o sistema na sua área de concessão, participando do sistema interligado e sendo usuários da rede básica. Contratam serviços de transmissão de energia e serviços ancilares do operador nacional do sistema elétrico. A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (consumidores cativos);

2.3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

A comercialização de energia no Brasil é realizada em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Em cada ambiente de contratação há regras específicas que determinam os tipos e flexibilidades dos contratos, bem como a forma como são definidos seus preços [31]. A relação entre os agentes e os ambientes de contratação são apresentados na Figura 2.

Figura 2 – Relação entre agentes e ambientes de contratação



Fonte: Santos 2013 [31]

2.3.1 Ambiente de Contratação Regulado

O Ambiente de Contratação Regulado (ACR) caracteriza-se como o ambiente onde as distribuidoras de energia elétrica devem adquirir energia a fim de suprir a necessidade dos clientes. A energia nesse ambiente é adquirida através de leilões reversos que buscam garantir a menor tarifa de energia elétrica para o consumidor final, a duração dos contratos firmados nos leilões e a flexibilidade dos mesmos são definidos pelo governo através de legislação específica definida em cada leilão.

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) [10].

As distribuidoras devem também adquirir de forma compulsória energia proveniente da usina hidroelétrica de Itaipu, do programa de incentivo às fontes alternativas (PROINFA), das usinas nucleares Angra I e Angra II, além de cotas de UHEs, cujas concessões estejam sendo renovadas. Os preços desses contratos compulsórios são definidos através de legislação específica

2.3.2 Ambiente de Contratação Livre

O Ambiente de contratação Livre (ACL) é o ambiente onde os consumidores tem a liberdade de negociar os contratos de energia para suprir suas necessidades. Nesse ambiente, a duração e as flexibilidades contratuais, bem como os preços praticados, são definidos livremente entre as partes [3].

As empresas que negociam em ambiente livre podem fazer contratos de longo prazo, que asseguram uma receita fixa por um longo período, ou negociar a sua energia em contratos de curto prazo que são derivados do preço de curto prazo [31].

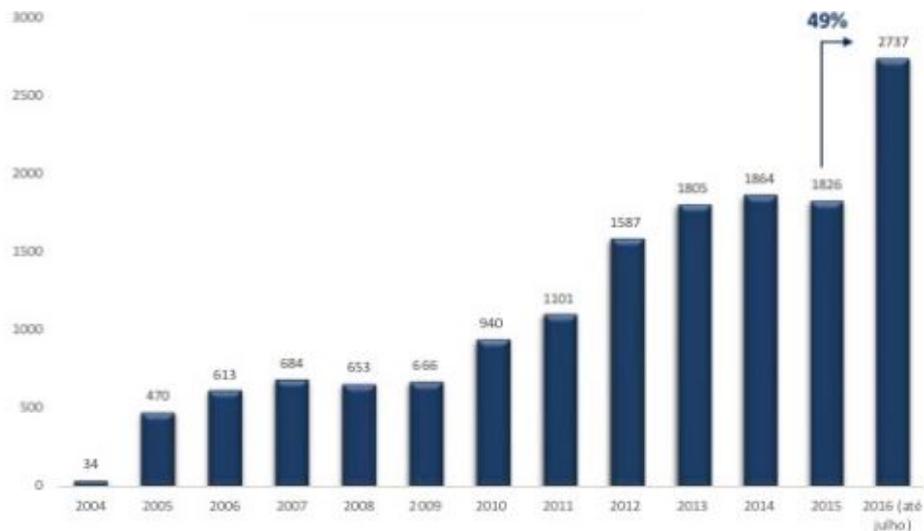
Os consumidores livres são aqueles que, atendendo aos requisitos da legislação vigente, podem escolher seu fornecedor de energia elétrica geradores e comercializadores por meio de livre negociação. Caracterizam-se como consumidores livres, consumidoras com carga maior ou igual a 3.000 kW atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV [3]. Também são livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 07 de julho de 1995 com demanda maior ou igual a 3.000 kW e atendidas em qualquer tensão. Estes consumidores podem comprar energia de qualquer agente de geração ou comercialização de energia [10].

A partir de 1998, conforme regulamenta a Lei 9.427 de dezembro de 1996, os consumidores com demanda mínima de 500 kW, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, têm também o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes alternativas (eólica, biomassa ou solar).

3 MERCADO LIVRE DE ENERGIA

O Ambiente de Contratação Livre trouxe ao mercado de energia a possibilidade de livre concorrência, viabilizando para os agentes a negociação de preço, prazo, flexibilidades e outras condições [32]. Por apresentar inúmeras vantagens, o ACL tem atraído um grande número de consumidores nos últimos anos. A Figura 3 mostra a evolução no número de consumidores que aderiram no ACL.

Figura 3 – Evolução de consumidores no ACL



Fonte: CCEE 2018 [10]

A fim de definir o melhor momento e a melhor opção de contratação, é necessário analisar a projeção de preços, que está diretamente ligada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), à oferta e demanda de energia elétrica e à projeção da energia no mercado de curto prazo.

3.1 CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada pela lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo decreto Nº 5.177 de 12 de agosto de 2004 como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL. A operação e organização da CCEE foram regulamentadas pela Resolução da ANEEL nº 109/2004 [10]. A CCEE absorveu as funções e estruturas organizacionais e operacionais do MAE.

Em seu Estatuto Social tem as seguintes responsabilidades [10]:

- Implantação e divulgação das regras de comercialização e dos procedimentos de comercialização;
- Administração do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- Medição e registro da energia verificada através do sistema de coleta de dados de energia (SCDE), responsável pela coleta automática dos valores produzidos e consumidos no sistema elétrico interligado;
- Registro dos contratos firmados entre os agentes da CCEE;
- Realização de leilões de compra e venda de energia elétrica;
- Apuração das infrações e cálculo de penalidades por variações de contratação de energia;
- Apuração do preço de liquidação das diferenças (PLD), utilizado para liquidação da energia comercializada no curto prazo;
- Contabilização e liquidação das transações realizadas no mercado de curto prazo;
- Monitoramento das condutas e ações empreendidas pelos agentes da CCEE

3.2 PROGRAMA MENSAL DE OPERAÇÃO ENERGÉTICA

O Programa Mensal de Operação Energética (PMO) é um documento elaborado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) com a participação dos agentes e apresentado em uma reunião mensal na sede administrativa da empresa no Rio de Janeiro e também transmitida pela internet.

Durante a reunião são apresentadas as estratégias de operação calculadas no planejamento da operação energética, informações atualizadas sobre o cronograma de expansão da geração e transmissão, o estado atual de armazenamento dos reservatórios, previsões atualizadas de carga de energia por patamar, a análise das condições meteorológicas verificadas e previstas nas principais bacias do SIN e previsões de afluições aos aproveitamentos hidrelétricos [29].

Os estudos de otimização e simulação da operação do SIN são realizados em base mensal, com discretização em etapas semanais e por patamar de carga. Estabelecem políticas de geração térmica e intercâmbios inter-regionais para as semanas analisadas e fornecem metas e diretrizes a serem seguidas pela Programação Diária da Operação e pela Operação em Tempo Real. São realizadas regularmente revisões semanais que incorporam informações atualizadas sobre o estado do sistema, as condições meteorológicas e as previsões de carga e afluições.

As previsões apresentadas no PMO possibilitam que os agentes de comercialização possam fazer suas próprias projeções para o mercado de compra e venda de energia.

3.3 PREÇOS DE LIQUIDAÇÕES DE DIFERENÇAS

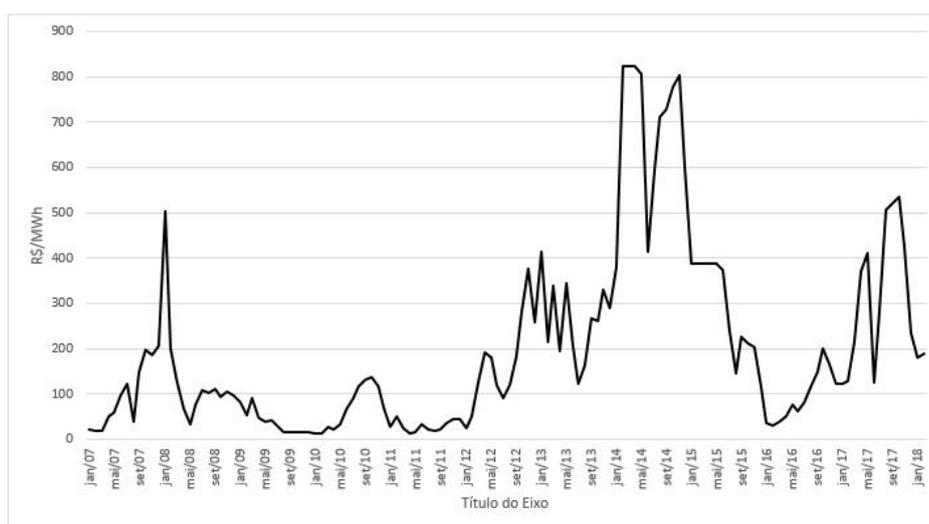
O sistema elétrico brasileiro é operado de forma que a energia seja despachada de forma ótima em cada submercado e tem base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO), que são os custos por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema, para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O Preço de Liquidação da Diferenças (PLD) é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo, 533,82 reais/MWh e 33,68 reais/MWh respectivamente, vigentes para o ano de 2017 [6].

A definição dos submercados é responsabilidade do ONS e contempla a seguinte divisão do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O PLD é utilizado pela CCEE para valorar as diferenças de energia contabilizadas no mercado de curto prazo, os preços servirão para a liquidação de toda a energia não contratada entre os agentes [10].

A figura 4 mostra a variação média nos valores do PLD para a região Sudeste/Centro-Oeste desde janeiro de 2007.

Figura 4 – Variação média no PLD Sudeste/Centro-oeste



Fonte: CCEE 2018 [10]

O PLD é determinado em base semanal, através de modelos matemáticos, o NEWAVE e o DECOMP, em base ex-antes, ou seja, antes da operação real do sistema, para as

semanas que se iniciam aos sábados e terminam na sexta-feira, podendo conter dias de dois meses adjacentes. Considerando três patamares de carga, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro.

3.4 O MERCADO DE CURTO PRAZO

Como o despacho físico de energia não está diretamente ligado com os contratos firmados entre os agentes, pois este visa operar o sistema de forma ótima, é possível que as usinas gerem menos ou mais do que estava previsto em contrato. Por outro lado, o consumidor também pode consumir mais ou menos do que a quantidade estabelecida em contrato. Assim, foram necessários criar mecanismos que remunerassem adequadamente essas diferenças.

Para as usinas hidroelétricas que compõe o Sistema Interligado Nacional foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas despachadas de modo centralizado e otimizado pelo ONS. O MRE assegura que, no processo da contabilização na CCEE, todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do SIN. Em outras palavras, o MRE realoca a energia entre os integrantes, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo [10] [29].

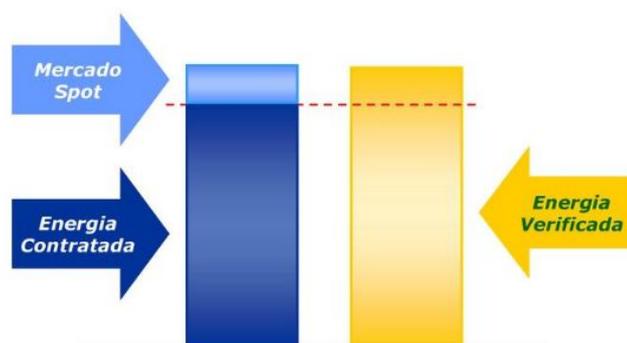
Para as outras usinas que compõe o SIN e consumidores as diferenças são liquidadas no mercado de curto prazo (MCP) (mercado "spot") e os valores são devidos aos agentes envolvidos, como crédito ou débito ao preço de liquidação das diferenças. A CCEE compara a geração e o consumo registrados nos medidores de energia, e os montantes contratados de acordo com os contratos de compra ou venda registrados no sistema da Câmara [4]. Na Figura 5 exemplifica a relação entre energias contratadas e verificadas e a parcela que será liquidada no mercado spot.

O consumidor pode realizar contratos no mercado de curto prazo até o nono dia útil do mês subsequente ao consumo para quitar essa diferença. Esses contratos podem ser firmados com qualquer agente vendedor, a preços acordados na ocasião, caso a contratação não ocorra no prazo estabelecido, esse consumidor deve pagar sua exposição diretamente na CCEE valorada ao PLD [3]. O consumidor poderá sofrer penalizações financeiras sempre que consumir energia sem contratos na média móvel dos 12 meses anteriores.

3.5 A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

De forma geral, a comercialização é uma das atividades econômicas mais importantes em uma empresa, pois refere-se ao processo de venda e entrega de bens e serviços que uma

Figura 5 – Relação entre a energia consumida e contratada



Fonte: CCEE 2018 [10]

organização econômica realiza [9]. É possível dizer que a comercialização constitui todo o processo de intermediação entre o produtor e o consumidor [23].

A atividade de comercialização tornou-se muito importante a partir do momento que foi separada da geração de energia elétrica após a reestruturação, tornando-se a responsável pelas transações comerciais do mercado e incentivadora da livre concorrência. O principal objetivo da comercialização é proporcionar o crescimento e a melhoria das condições de funcionamento do sistema elétrico para o atendimento da demanda[25].

3.5.1 O Agente Comercializador

Após o surgimento do mercado livre, um novo agente passou a fazer parte da estrutura do setor elétrico denominado agente comercializador. O Comercializador de energia é um agente que tem o papel de intermediário no setor de energia e têm a função de injetar liquidez, oferecer produtos personalizados para seus clientes e absorver uma parcela do risco de outros agentes [25].

Os agentes comercializadores de energia elétrica são empresas que não possuem sistemas elétricos e que, sob autorização, atuam exclusivamente no mercado de compra e venda de energia elétrica para concessionários, autorizados ou consumidores que tenham livre opção de escolha do fornecedor [17].

O Brasil possui várias empresas comercializadoras que são divididas em dois grupos principais: comercializadoras não-independentes que possuem vínculos societários com geradoras ou distribuidoras e comercializadoras independentes que não possuem qualquer vínculo com geradoras ou distribuidoras.

Os agentes comercializadores atuam basicamente de três formas:

Trader

- Atua no mercado Livre e Regulado (Leilões de Ajuste e Leilões de Energia Existente) tomando posições próprias de compra e venda de energia elétrica, assumindo os

riscos inerentes ao mercado;

- Necessita autorização da ANEEL para atuar no mercado;
- É agente da CCEE, pois necessita de registros de contrato de compra e venda de energia.

Broker

- Atua intermediando as negociações e os contatos entre vendedor e comprador;
- Os ganhos com a intermediação podem ser somente “success-fee” ou “finders-fee”, conforme atuação na intermediação;
- A energia não passa por este agente, não necessitando desta forma autorização da ANEEL para atuação no mercado, não sendo necessário também ser Agente da CCEE;
- Não assume posição comprado ou vendido, não assumindo riscos de mercado.

Dealer

- Atua representando outros agentes ou interessados em participar do ACL;
- Pode associar serviços e outras utilidades à atividade de representação na CCEE;
- Precisa ser agente da CCEE;
- Não assume riscos de mercado.

O agente de comercialização autorizado pela ANEEL pode exercer todas esta atividade simultaneamente. A estrutura operacional de uma Comercializadora em geral se divide em três áreas:

Front-Office

Consiste na estrutura de negociação da comercializadora. É a área responsável pelo relacionamento com clientes e fornecedores, elaboração e emissão de propostas, solicitação de cotações e realização de leilões. Geralmente a agressividade de uma comercializadora pode ser medida pelos profissionais que compõem a equipe do front. Por não se tratar de uma área técnica e sim de relacionamento, é normal que seus profissionais sejam escolhidos tendo como base a capacidade de gerar novos negócios e não necessariamente pelo seu perfil técnico.

Middle-Office

Formada pela equipe responsável pelo gerenciamento da carteira de contratos, que realiza os estudos de análise do impacto de cenários de preço no resultado global, identifica, quantifica e monitora os riscos assumidos nas negociações. É também responsável pela avaliação e aprovação das operações de compra e venda efetuadas pelo front-office, mediante análise dos mais diversos fatores de risco. Trata-se de uma área extremamente técnica onde seus profissionais devem ter conhecimentos específicos de engenharia, regulatório, finanças, matemática e estatísticas.

Back-Office

Responsável pela execução dos contratos, verificação das quantidades demandadas pelos clientes, aplicação das regras contratuais e fornecimento à contabilidade das informações para faturamento. Executa todas as rotinas e procedimentos exigidos pela CCEE e pela ANEEL no que se refere ao registro dos contratos nestes órgãos. Os profissionais desta área em geral tem características técnicas e são focados, pois trabalham com processos repetitivos, burocráticos, mas de extrema importância para a empresa.

Dentre os principais serviços oferecidos aos clientes pelas comercializadoras estão:

- Análise econômico-financeira comparativa entre as modalidades de fornecimento de energia elétrica como Consumidor Cativo e como Consumidor Livre;
- Análise jurídica dos contratos atuais firmados entre as unidades consumidoras do cliente e as respectivas distribuidoras locais;
- Apresentação da base legal que qualifica cada unidade consumidora do cliente a migrar para a modalidade Consumidora Livre;
- Realização de cotações e leilões de compra de energia elétrica no mercado, e efetivação da contratação aprovada pelo cliente;
- Assessoria em todas as etapas envolvidas na obtenção dos contratos de conexão e uso de outros contratos que venham a ser necessários;
- Determinação do tipo e montante das garantias a serem aportadas, frente à CCEE ou a geradores, referentes ao fornecimento de energia elétrica;
- Instalação e disponibilização do sistema de acompanhamento de medição de energia das unidades consumidoras do cliente;
- Emissão de relatórios mensais e detalhados de comercialização;
- Acompanhamento do consumo das unidades consumidoras e avaliação das necessidades de aquisição de energia adicional.

4 RISCOS E O MERCADO DE ENERGIA

A partir do momento em que se estabelece um mercado de energia no Brasil com ambiente de livre negociação de contratos, a gestão de riscos tornou-se prática importante para todos os agentes do setor [35].

Usualmente, risco é definido como a probabilidade de insucesso em função de acontecimento eventual e incerto, cuja ocorrência não depende exclusivamente da vontade dos interessados [20]. No mercado econômico, o risco está associado à volatilidade de resultados inesperados com relação a ativos ou passivos de interesse do agente [21].

Os agentes que fazem parte do mercado de energia elétrica normalmente utilizam métricas vindas do setor financeiro, porém há grandes diferenças entre o mercados de energia e financeiro. Assim sendo, é necessário que os mecanismos adotados no mercado livre sejam adaptado para atender suas especificidades, pois a maturidade do mercado financeiro vem de algumas décadas de funcionamento, não tem sazonalidade e é pouco regulado [19].

Diariamente as empresas encaram inúmeros riscos alguns são específicos ao setor econômico que integram e outros proveniente de fatores externos ao seu campo de atuação. Dentre os riscos característicos do sistema elétrico brasileiro tem-se o fato de o produto não permitir armazenagem, logo sua produção está diretamente relacionada à quantidade consumida, o que contribui significativamente para aumentar a volatilidade do preço. Outro fator importantíssimo que deve ser levado em consideração no sistema brasileiro é a presença em massa de usinas hidrelétricas, que leva o país a riscos de geração hidrológicos, que são associados às precipitações que afetam os níveis dos reservatórios, que podem significar falta ou excesso de combustíveis para as usinas [17].

O mercado de energia também deve prever riscos associados à transmissão, pois sua capacidade pode comprometer a entrega de energia em determinados subsistemas, além de afetar o custo marginal de operação. Outra questão que cada vez mais influencia decisões dentro do setor elétrico é o meio ambiente, seja na avaliação de um novo investimento ou na operação do sistema.

Nos últimos anos, muitos estudos foram desenvolvidos a fim de estabelecer melhores metodologias para avaliar atividades de comercialização utilizando ferramentas computacionais que empregam algoritmos de otimização [22].

4.1 RISCOS CARACTERÍSTICOS DA MATRIZ

Os Riscos de Mercado de energia possuem origem na volatilidade dos preços de ativos e passivos financeiros e podem ser subdivididos em algumas categorias [28].

- a) Riscos de base: originados da relação imperfeita entre os preços futuros e do preço no mercado spot;
- b) Riscos de volatilidade e de correlação: relacionado às volatilidades que afetam a previsão dos valores futuros dos instrumentos financeiros e o fator da perda de correlação entre estes;
- c) Riscos de câmbio: contratos expostos às variações entre a moeda local e a do contrato;
- d) Risco nos indexadores de preços: alterações desfavoráveis nos indexadores que definem a correção monetária aplicável aos contratos de financiamentos e empréstimos que foram celebrados;
- e) Riscos de investimento: afetam a rentabilidade prevista para o empreendimento com o término de algumas concessões para exploração dos serviços prestados e a renegociação das mesmas;
- f) Riscos de preços: relacionados com as flutuações de custos de geração de energia elétrica;
- g) Regulatório: relacionado à mudança de legislação;
- h) Operação: incertezas na conexão, produção e disponibilidade.

4.1.1 Risco da Geração Hidroelétrica

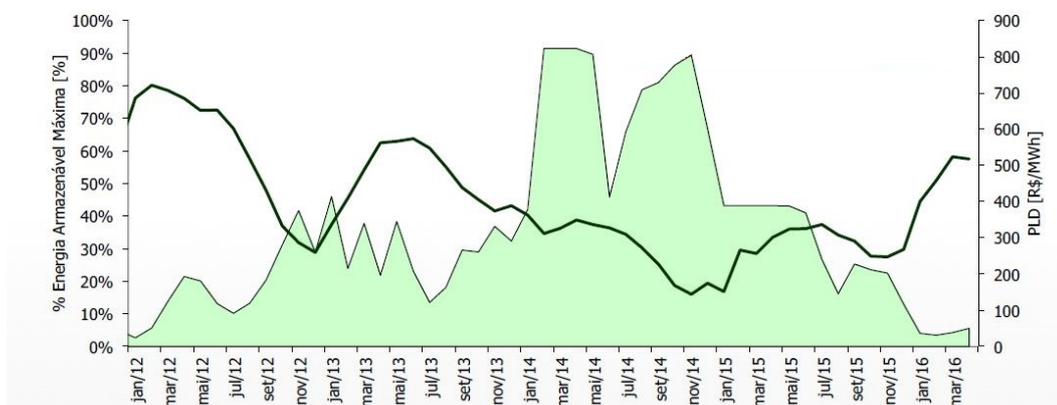
No Brasil a participação da energia hidráulica na matriz energética é da ordem de 42%, gerando cerca de 90%, de toda a eletricidade produzida no país. Embora hoje em dia exista a tendência de aumentar o incentivo de produção de energia elétrica baseado em outras fontes, tudo indica que a energia hidráulica continuará sendo a principal fonte geradora de energia elétrica do país [7].

As usinas hidráulicas dependem da energia armazenada em seus reservatórios para gerar suas disponibilidades para suprir as necessidades do sistema. O nível dos reservatórios está diretamente ligado ao custo marginal de operação, já que como dito em capítulos anteriores o despacho de energia elétrica é feito de forma a otimizar a utilização dos reservatórios e diminuir o custo operacional.

Como o preço spot é formado a partir do custo marginal de operação do sistema, é possível analisar os riscos hidrológicos em função das séries históricas de preços e suas variáveis. Cabe destacar, o nível de contratação dos geradores em relação à sua energia assegurada, que também controla o risco de exposição financeira às variáveis decorrentes da hidrologia como: vazões afluentes, energia natural afluente e energia armazenada correspondem às principais fontes de incerteza na previsão do PLD [17].

A Figura 6 mostra o comportamento da curva de energia armazenada e PLD do subsistema Sudeste/Centro Oeste entre 2012 e 2016. Nota-se que os preços são mais elevados quando os níveis de energia armazenada estão baixos. Destaca-se o ano de 2014 quando houve uma grave crise hídrica no país, acarretando em baixos níveis nos reservatórios que compõem a bacia resultando em altos valores para o PLD naquele período. Os reservatórios cheios indicam baixo custo de oportunidade para a movimentação do mercado [34].

Figura 6 – Comparativo Energia Armazenada e PLD

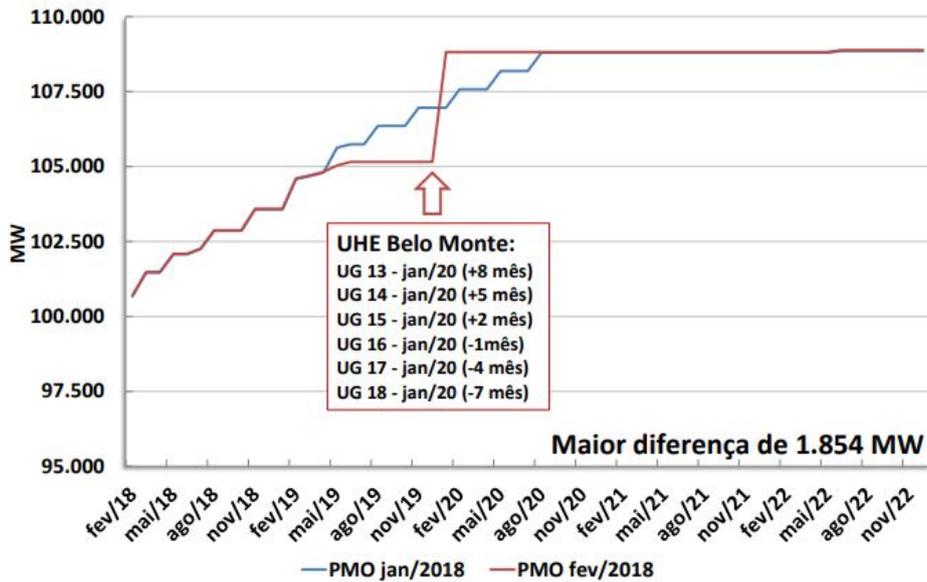


Fonte: ONS-CCEE [29] [10]

Como o Brasil ainda tem um grande potencial hidráulico que pode ser explorado, o

que contribui para a característica de um sistema com forte presença de usinas hidráulicas, é importante para o mercado observar a evolução de novas unidades geradoras previstas para o sistema. A Figura 7 apresenta a evolução esperada para as usinas hidroelétricas, podemos notar que a entrada em operação das unidades de Belo Monte trará grande aporte de energia ao sistema.

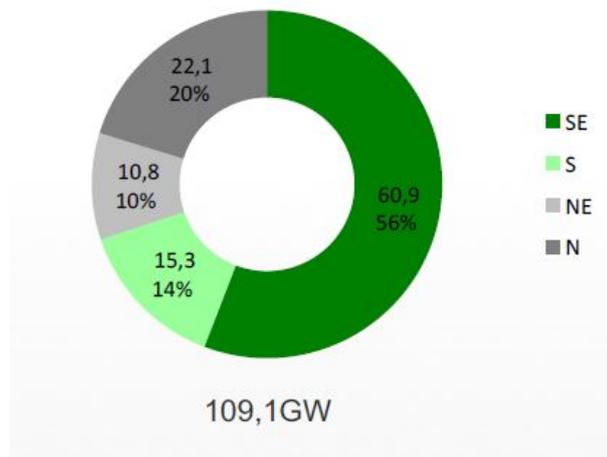
Figura 7 – Evolução da potência instalada das UHEs



Fonte: ONS-PMO FEVEREIRO 2018 [29]

A Figura 8 apresenta a capacidade instalada esperada em 2020 para as geração hidroelétrica em cada subsistema brasileiro.

Figura 8 – Capacidade Instalada Prevista para 2020



Fonte: ONS 2017 [29]

Caso os geradores fiquem expostos a riscos, pois venderam toda sua produção e o nível dos reservatórios estão abaixo do previsto, estes podem estar sujeitos a comprar energia no spot a preços altos e em períodos de seca. Em contrapartida, se optarem por aguardar melhores oportunidades, pode ser que ocorram precipitações e os preços permaneçam baixos com reservatórios cheios.

As hidroelétricas impactam em toda cadeia do mercado de energia, pois as usinas estão localizadas em bacias diferentes e possuem nível de armazenamento próprio, diferente de outros reservatórios, além da variabilidade da produção individual. Porém, bom desempenho individual nem sempre corresponde ao ótimo global. Manter um equilíbrio entre a quantidade produzida e contratada, considerando-se todas essas variáveis, leva os geradores a liquidarem suas compras e vendas frequentemente no curto prazo, ao preço PLD [8].

Nesse contexto é possível entender a importância do Mecanismo de Realocação de Energia, que visa compartilhar os riscos hidrológicos entre os agentes geradores, buscando garantir o equilíbrio dos recursos hidrelétricos. Assim, caso as usinas gerem quantidades inferiores a soma de suas energias asseguradas, as deficitárias receberão créditos menores e serão obrigadas a comprar energia no mercado de curto prazo

4.1.2 Risco da Geração Termoelétrica

As usinas termoelétricas, mostram-se como opções atrativas para o sistema elétrico, pois possuem maior disponibilidade. Porém devemos lembrar que o preço do combustível afeta diretamente o custo de operação.

As usinas termelétricas convencionais utilizam combustíveis fósseis como carvão, óleo combustível e gás natural. As nucleares usam combustíveis como o urânio e plutônio. Há também as usinas geradas a partir de fontes renováveis a biomassa.

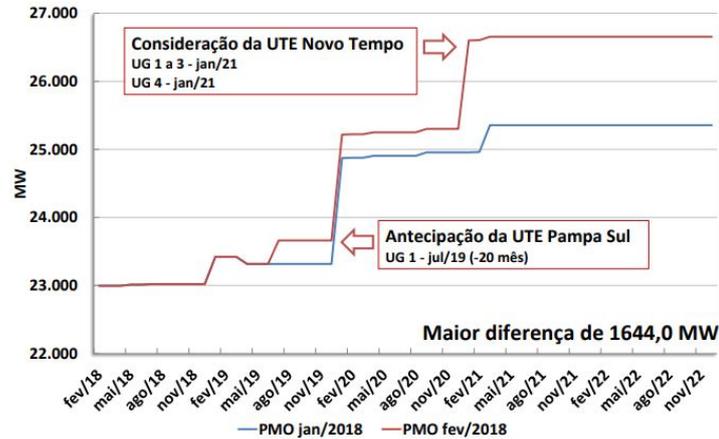
A falta de combustível para usinas termoelétricas é um dos principais riscos, tendo em vista que a produção nacional do gás natural e petróleo não são suficientes para suprir a demanda. Dessa forma a geração térmica fica dependente da importação de combustível a custos mais elevados, negociações políticas, além da variação cambial.

Destaca-se nos últimos anos o crescimento de usinas a biomassa, principalmente a partir da cana-de-açúcar, que tem se tornado cada vez mais competitiva e conta com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica como atrativo para venda da energia no mercado.

Na operação do SIN, a geração térmica tem o papel de trazer maior confiabilidade para o sistema, pois em condições de escassez hidrológica, onde os reservatórios estão em baixa, o operador acionará o maior número de térmicas, sempre buscando fazê-lo de forma ótima, com o intuito de minimizar as possibilidades de racionamento e garantir a segurança do sistema.

A Figura 9 apresenta a evolução esperada para as usinas térmicas, pode-se notar que a entrada em operação da UTE Novo Tempo que fica na cidade de Barcarena trará grande aporte de energia ao sistema.

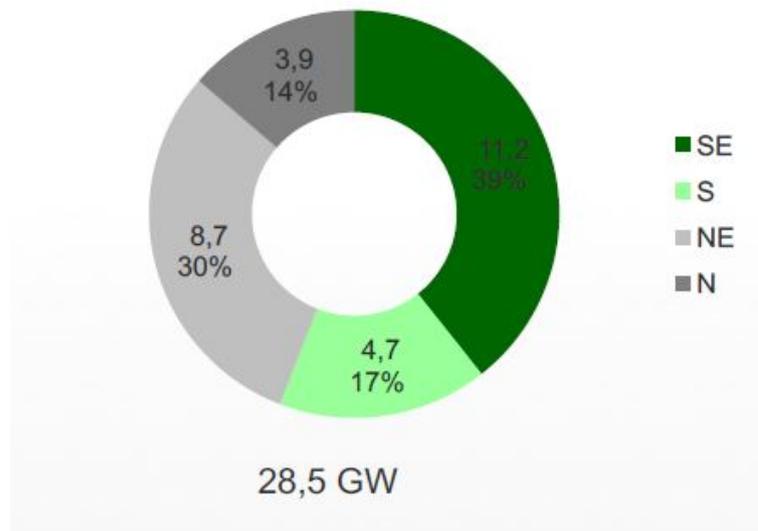
Figura 9 – Evolução da potência instalada das UTEs



Fonte: ONS-PMO FEVEREIRO 2018 [29]

A Figura 10 apresenta a capacidade instalada esperada em 2020 para as geração termoeletrica em cada subsistema brasileiro.

Figura 10 – Evolução da potência instalada das UTEs



Fonte: ONS 2017 [29]

A geração térmica tem importância estratégica na operação do SIN, e quando chamada para gerar cumprindo o despacho determinado pelo ONS ocorrer falta no suprimento do combustível para a usina, impedindo-a de cumprir o despacho, ficará então sujeita a penalidades pela energia não suprida, uma vez que está comprometida com a geração

do sistema. Para evitar essas penalizações, elas podem comprar energia no mercado de curto-prazo para satisfazer seus contratos.

4.2 MEDIDAS DE RISCO

Para medir os riscos associados ao mercado de energia vários modelos são utilizados desde modelos de value-at-risk até testes de stress, simulação Monte Carlo e outros. Cada vez mais pesquisadores no mundo todo produzem resultados propondo novos modelos que visam eliminar os pontos fracos dos antecedentes [33].

Em geral investimentos com baixo grau de risco apresentam menor retorno e maior segurança, por outro lado, investimentos com elevado risco tendem a ter maior retorno e maior grau de incerteza [10].

No mercado de energia um agente avesso a risco tende a contratar 100% do seu requisito no longo prazo, reduzindo eventuais variações de curto prazo do custo de energia. Em contrapartida, agentes tomadores de risco tendem a contratar volumes menores ao seu requisito e liquidar o seu deficit no Mercado spot, na esperança que o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo supere o PLD [10].

As metricas de riscos mais utilizadas no mercado de energia são: Value-at-Risk (VaR), Conditional VaR (CVaR).

4.2.1 Value-at-Risk (VaR)

Value-at-Risk (VaR) mede a pior perda esperada em condições normais de mercado ao longo de um intervalo de tempo específico em um determinado nível de confiança.

O cálculo do VaR pode ser feito da seguinte maneira:

$$VaR = E(W) - W^* \quad (4.1)$$

Onde

W: é o valor da carteira no final do intervalo de confiança

E(W): é o valor esperado da carteira no final do intervalo de confiança

W*: o menor valor dessa carteira no intervalo de confiança.

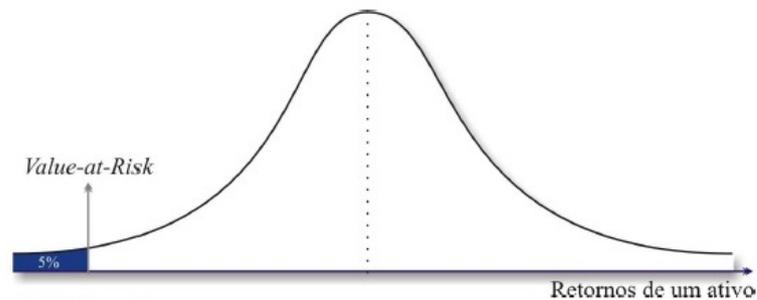
O VaR também pode ser definido como a perda monetária absoluta, ou seja:

$$VaR = -W^* \quad (4.2)$$

O seu cálculo pode ser feito tanto com o histórico da carteira como da probabilidade do seu valor futuro, ou suas distribuições de probabilidade. Caso a distribuição da carteira se comporte como uma normal, o cômputo do VaR pode ser simplificado consideravelmente, pois isso poderá ser feito diretamente pelo desvio padrão da carteira. É necessário para isso que a distribuição geral da carteira seja transformada em uma distribuição normal padronizada, com média zero e desvio-padrão igual a 1.

Na Figura 11 VaR representa o valor mínimo dentro do intervalo de confiança de 95%.

Figura 11 – Representação do Value at Risk.



Fonte: ABRADÉE 2018 [5]

As principais limitações à aplicação do VaR consistem no fato de que:

- O indicador em questão não fornece a medida das perdas potenciais que excedem o valor do próprio VaR;
- Quando empregada para otimização de carteiras pode causar um alongamento na cauda da curva de distribuição de perdas, criando um potencial de perdas mais elevadas quando estas ultrapassam os próprios valores do VaR;
- A sua aplicação é de difícil otimização, exceto quando assume uma distribuição normal para as variáveis de mercado na qual está sustentado;
- O VaR não se comporta muito bem no que diz respeito à adição de riscos, inclusive os independentes, criando graves problemas de agregação;
- A utilização do VaR não incentiva a diversificação da carteira, porque ele não leva em conta as consequências econômicas dos acontecimentos e das probabilidades que as controla.

4.2.2 Conditional Value-at-Risk (CVaR)

O Conditional Value at risk (CVaR), que é uma medida de risco que tenta complementar o VaR. O CVaR pode ser considerado como o valor médio das perdas após o limite de confiança do VaR. Podendo ser expresso da seguinte forma:

$$CVaR = (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x,y) > VaR_\beta} f(x,y)p(y)dy \quad (4.3)$$

Em que:

$f(x,y)$: é a função de perdas;

x : é uma carteira;

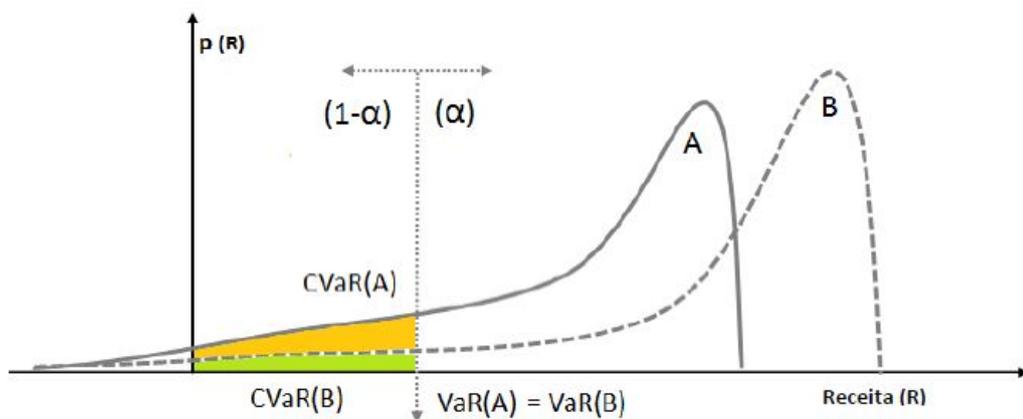
y : é um cenário de preço para a carteira x ;

β : é o valor do intervalo de confiança do VaR;

$p(y)$: é a função densidade de probabilidade do cenário de preços.

Utiliza-se esta métrica para auxiliar a redução da probabilidade de um portfólio sofrer grandes perdas. Por conta do CVaR fornecer mais informações a respeito da maior perda provável que o agente pode sofrer em decorrência da sua contratação, optou-se pela utilização dessa métrica para valorar o risco de exposição dos agentes no MCP. Na figura 12 é possível identificar a diferença entre as métricas VaR e CVaR:

Figura 12 – Diferença entre as métricas VaR e CVaR



Fonte: CCEE 2017 [10]

A partir de 2013 o CVaR foi inserido no NEWAVE e a aversão ao risco é feita diretamente na função objetivo, de forma que o problema de otimização fica definido como a minimização da ponderação entre os valores esperado de custo de operação e uma parcela do CVaR. Ao utilizar o CVaR o NEWAVE dá mais peso aos piores cenários, e ao tentar minimizar a função objetivo, esses cenários tendem a ser evitados, sendo assim mais avesso ao risco.

5 ADMINISTRAÇÃO DE RISCOS

Com muitos fatores contribuindo para a oscilação dos preços no mercado de energia como o fato da eletricidade não poder ser armazenada, os limites de capacidade nas linhas de transmissão, a volatilidade dos preços dos combustíveis e a incerteza da curva de demanda, é necessário adotar medidas que visem gerenciar da melhor forma possível os riscos envolvidos nas transações de compra venda de energia [17].

Os contratos são, na maioria das vezes, instrumentos utilizados para administrar os riscos envolvidos nas operações feitas dentro do mercado livre de energia. Existem vários tipos de contratos que podem ser firmados entre as comercializadoras e seus clientes que permitem que os riscos de transações financeiras possam ser transferidos ou divididos entre os interessados, melhorando dessa forma o fluxo de transações comerciais

5.1 CONTRATOS DERIVATIVOS

Hoje em dia, no ambiente livre os contratos derivativos são amplamente utilizados. Oriundos do mercado financeiro, os contratos derivativos são instrumentos de proteção para mitigar riscos envolvidos na compra e venda de energia elétrica.

O principal papel do contrato derivativo é reduzir ou eliminar prejuízos causados pela variação brusca ou inesperada dos preços de energia. São muito utilizados para gerenciar e diversificar riscos de mercado, servindo como seguro das operações dos agentes [14].

A probabilidade dos contratos de compra e venda não serem honrados aumenta quando há mudanças bruscas nos preços da energia elétrica, sendo assim os contratos derivativos tornam-se ferramentas importantes no auxílio gestão dos riscos provenientes da volatilidade dos preços.

Requisitos Básicos para a utilização de Contratos Derivativos na Comercialização de Energia Elétrica [14].

- perfeito funcionamento do mercado do ativo-objeto (no caso, o mercado físico de energia elétrica de compra e venda – seja o mercado de balcão ou mercado de bolsa, aqui comumente chamado de mercado spot);
- o preço do ativo-objeto, energia elétrica, deve ser resultante das forças de mercado – oferta e demanda;
- o mercado deve ser pulverizado, ou seja, existência de grande número de compradores e vendedores;
- a formação de preços deve ser transparente, com a divulgação ampla.

O uso de derivativos é importante não apenas no curto prazo, como também no longo prazo.

O mercado de curto prazo pode apresentar variações importantes de preços e, neste caso, os derivativos podem equacionar perfeitamente tal desequilíbrio, através da compra ou venda de contratos com posição contrária àquela do mercado físico. O mercado de derivativos para a indústria de energia elétrica poderia dar robustez e liquidez para o mercado físico.

O uso de derivativos no setor de energia elétrica pode trazer os seguintes benefícios:

- melhoria substancial da formação de preços no mercado físico;
- preços mais justos e adequados ao bom funcionamento do mercado de energia elétrica;
- diminuição do nível de risco dos agentes, principalmente de mercado;
- diminuição abrupta do nível de inadimplência dos agentes, já que o uso de derivativos reduziria as suas perdas e incertezas;
- aumento de liquidez do mercado físico;
- melhoria do nível de confiança do mercado;
- o volume de energia negociado no mercado futuro suplantaria o volume negociado no mercado físico, resultando em preços e condições menos voláteis no mercado físico;
- melhor gerenciamento do risco de mercado, aumentando a confiança dos agentes e melhorando a disposição para investir na expansão do sistema elétrico;
- aumento de operações de longo prazo (compra e venda).

Os tipos de contratos derivativos mais utilizados na comercialização de energia são os contratos a termo ou forwards, futuros, opções e swaps. Esses contratos podem ser comercializados tanto em bolsas de mercadorias e futuros quanto no mercado de balcão [17].

5.1.1 Contratos a Termo ou Forwards

Os Contratos a termo ou contratos forward regulamentam operações de compra e de venda de um ativo objeto, entre um comprador e um vendedor, para a liquidação física ou financeira em determinado prazo. Este tipo de contrato protege o comprador contra o risco de uma elevação brusca do preço da commodity, enquanto o vendedor objetiva eliminar os riscos relacionados a uma possível queda do preço de seu ativo [19].

As operações feitas no mercado a termo não poderão ser transferida para terceiros. Estes contratos são customizados para atender as necessidades dos compradores e vendedores,

não permitem ajustes além dos pactuados e são negociados diretamente entre os agentes [14].

Os compradores precisam encontrar vendedores que dispõem de produtos com as características que requerem. A dificuldade de encontrar contrapartes com os mesmos interesses impõe restrições à utilização desse instrumento financeiro. Além disso, como os contratos a termo são operações privadas, os demais participantes do mercado não têm informação sobre o negócio. As condições contratuais não são divulgadas formalmente e, com isso, não se sabe exatamente como os preços estão se formando no mercado a Termo [24].

É preciso considerar neste tipo de contrato os riscos de inadimplência e de descontinuidade do contrato, que estão relacionados com a ausência de um sistema adequado de garantias.

Em contratos a Termo as partes envolvidas são obrigadas a permanecer no mercado até o vencimento do contrato, a não ser que estejam dispostas a renegociar o contrato e sofrer as penalidades contratuais.

5.1.2 Contrato Futuro

Define-se como contrato futuro as operações de compra e venda de um determinado volume de um ativo padronizado, por um preço pré-determinado, para liquidação numa data futura. Ao contrario do contrato a termo, os compradores e vendedores do contrato futuro fecham negócio com uma Bolsa, e não entre eles. Como as operações no mercado futuro são realizadas nos pregões das Bolsas, comprador e vendedor não ficam presos um ao outro [24].

Como os contratos futuros são negociados em mercados organizados, as suas características contratuais são padronizadas e nestes mercados existe uma câmara de compensação, responsável pela padronização dos contratos e que assume o risco de não-cumprimento dos mesmos. Como dito anteriormente, os contratos futuros não são exercidos entre as partes, mas entre estas e a Câmara de Compensação [17].

Para que o mercado futuros funcione bem, é preciso que o spot tenha grande pulverização tanto para compradores, como para vendedores. É importante que não haja monopólio e que exista bastante liquidez, permitindo a formação correta dos preços. Além disso, para que ocorra uma boa aceitação pelo mercado, não deve haver controle governamental do preço do ativo, o que reduziria a confiança na estrutura de preços e, principalmente, afetaria sobremaneira a volatilidade. Sem oscilação do preço do ativo-objeto, o contrato derivativo perde sua função principal [14].

Uma diferença fundamental em relação aos contratos a termo, é a existência de ajustes diários. Em face da volatilidade dos preços desde a abertura até a data de vencimento do contrato, a Bolsa adota o procedimento de ajustar diariamente o preço futuro em relação

ao preço spot ao qual os agentes estão posicionados, cobrando as perdas e pagando os ganhos [14].

O ajuste diário dificulta a participação dos agentes comercializadores do setor de energia elétrica, pois podem representar grandes desembolsos de caixa, dependendo do volume de contratos e da volatilidade de preços.

5.1.3 Contrato de Opções

No contrato de opções, é negociado o direito de compra ou venda de um ativo numa data futura, por um preço pré-determinado. Uma característica relevante desse contrato é que ele permite que o seu detentor tenha um direito sobre algo, mas diferente dos outros contratos não o prende a nenhuma obrigação. O titular da opção é quem compra o contrato e adquire um direito.

O participante que vende uma opção é conhecido como lançador da opção e assume uma obrigação. Para obter essa vantagem sobre o lançador, o titular deve pagar-lhe o prêmio da opção, que é o preço negociado entre as partes. No caso de não exercer o seu direito, o titular perde apenas o prêmio que pagou pela opção [24].

Outra diferença em relação aos contratos futuros é que a margem de garantia e os ajustes diários, que desestimulam compradores desses contratos, são substituídos por um único pagamento inicial (prêmio), que representa sua perda máxima. A margem de garantia deve ser depositada apenas pelo lançador (vendedor da opção), pois é o único que oferece risco de não cumprimento do contrato [14].

Os contratos de opção são divididos em duas categorias de compra e de venda:

- Call: é o contrato que dá o direito ao titular de comprar o ativo objeto numa data futura a um preço pré-determinado. Neste caso o lançador assume a obrigação de vendê-lo nas mesmas condições;
- Put: é o contrato que dá o direito ao titular de vender o ativo-objeto numa data futura a um preço pré-determinado.

O preço definido no contrato, pelo qual será transacionado o ativo-objeto, é conhecido como strike price ou preço de exercício. Pode-se concluir que os contratos de opções caracterizam-se pela exposição ao risco de apenas uma parte.

5.1.4 Contratos Swap

Os contratos de swap podem ser descritos como um acordo entre duas partes para troca de risco de uma posição ativa ou passiva, em data futura. Nos contratos é estabelecido a fórmula de cálculo acordada entre as partes. Os contratos de swap são geralmente negociados entre dois agentes, através de uma instituição financeira, de forma a deixar os agentes anônimos [12].

Em geral essas operações ocorrem quando um agente tem expectativa de queda do preço da commodity e prefere submeter-se a preços flutuantes, ou seja, troca um fluxo de caixa constante por um variável. Na outra ponta, outro agente prefere garantir a sua rentabilidade com aquele preço fixo negociado, pois, que lhe proporciona um lucro considerado adequado [14].

Os contratos Swaps de energia permitem aos seus players pagar um preço fixo por energia, não importando o preço de flutuação da energia sobre o período de tempo contratado. São estabelecidos tipicamente para uma quantidade fixa de energia a um preço de referência para uma variação do preço spot de um gerador ou na posição de um consumidor.

No Setor Elétrico Brasileiro as operações de swap de energia que mais se destacam são as que trocam-se prazos, preços, indexadores de preço e pontos de entrega. O contrato swap de energia é amplamente utilizado para fornecer um preço pequeno para médio seguro até muitos anos. Os contratos Swap podem ser vistos como um grupo de contratos forward com múltiplas datas estabelecidas e preços forward idênticos para cada acordo.

6 ESTUDO DE CASO

Para exemplificar a utilização dos contratos vamos supor que uma empresa precisa celebrar um contrato com uma comercializadora para suprir o consumo de 1GWh para o mês de julho de 2018. Os valores descritos para o PLD tem como base valores praticados para o mês estudado, podem ser encontrados na base de dados do CCEE.

Opção 1 : Contrato a Termo

Nesse caso será celebrado entre a empresa e a comercializadora um contrato a Termo, que tem como característica principal serem liquidados em uma data pré determinada. Neste caso o contrato será celebrado no mês de janeiro 2018 para ser liquidado no mês de julho de 2018.

A tabela 1 apresenta os valores médios do PLD nos meses de janeiro e fevereiro de 2018 e o valor esperado para o PLD em julho do mesmo ano tendo como base os valores apurados em anos anteriores [10].

Tabela 1 – PREÇOS BASES PARA O CONTRATO A TERMO [Reais/MWh

Data	Preço de compra	preço de venda
Janeiro 2018	180,07	181,07
Fevereiro 2018	188,79	189,79
Julho 2018	280,81	281,81

Supondo que a empresa feche o contrato com a comercializadora pagando o valor de 281, 81 reais/MWh deverá pagar então em na data de liquidação 281.810,00 reais pela energia comprada.

No entanto como o contrato foi fechado com 6 meses de antecedência e como já visto na teoria o preço do PLD pode sofrer variação dependendo das condições operativas do sistema, é possível que dois cenários diferentes ocorram.

1. Cenário 1: O preço do PLD em julho de 2018 é maior que o valor proposto no contrato.

Supondo que o PLD médio apurado no mês de julho de 2018 seja 300,10 reais/MWh. Assim a empresa lucraria 18.290,00 reais correspondente a diferença entre o preço do PLD pago estabelecido em contrato e o preço realmente apurado no mês de interesse.

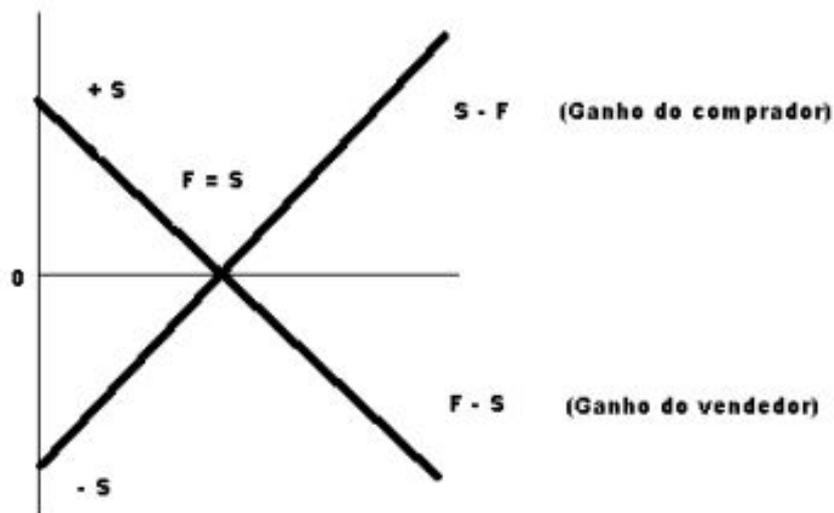
2. Cenário 2: O preço do PLD em julho de 2018 é menor que o valor proposto no contrato.

Supondo que o PLD médio apurado no mês de julho de 2018 seja 240,08 reais/MWh. Assim a empresa perderia 41.730,00 reais correspondente a diferença entre o preço do PLD pago estabelecido em contrato e o preço realmente apurado no mês de interesse.

Este tipo de contrato representa um risco para os dois lados, em função do que acontece no momento da liquidação: o ganho de um representa a perda do outro, ou seja, cada centavo ganho por um vem de um centavo perdido pelo outro.

A Figura 13 mostra o gráfico conhecido por mostrar perfis de ganhos e perdas. O eixo horizontal representa a evolução do preço spot, ou seja o PLD na data do vencimento do contrato e eixo vertical representa o ganho contrato. Será fixado que F é o valor contratado para a data futura e S é o valor do ativo nessa data futura:

Figura 13 – Perfis de ganhos e perdas no contrato a Termo



Fonte: FELIPE 2009 [17]

Opção 2 : Contrato de Opção

Nesse caso será celebrado entre a empresa e a comercializadora um contrato de opção, que tem como característica principal serem liquidados em uma data pré determinada. Neste caso o contrato será celebrado no mês de janeiro 2018 para ser liquidado no mês de julho de 2018.

Supondo que a empresa feche o contrato com a comercializadora pagando o valor de 281,81 reais/MWh em julho de 2018 e o preço do prêmio dessa opção é 8000,00 reais.

O preço do PLD pode sofrer variação dependendo das condições operativas do sistema, é possível que dois cenários diferentes ocorram.

1. Cenário 1: O preço do PLD em julho de 2018 é maior que o valor proposto no contrato.

Supondo que o PLD médio apurado no mês de julho de 2018 seja 300,10 reais/MWh, assim:

$$1000 * (300,10 - 281,81) - 8.000,00 = 10.290,00 \quad (6.1)$$

Caso o comprador exerça sua opção neste cenário teria um lucro final de 10.290,00 reais

2. Cenário 2: O preço do PLD em julho de 2018 é menor que o valor proposto no contrato.

Supondo que o PLD médio apurado no mês de julho de 2018 seja 240,08 reais/MWh, assim:

$$1000 * (240,08 - 281,81) - 8.000,00 = -49.730,00 \quad (6.2)$$

Caso o comprador queira exercer sua opção neste cenário, terá um prejuízo final de 49.730,00 reais. Como o contrato é de opção, o comprador pode optar por comprar a energia no mercado spot ao preço de PLD.

Nos exemplos acima é possível notar que ambos os contratos apresentam vantagens e desvantagens tanto para os compradores como para comercializadores. A escolha do contrato que melhor se encaixa as necessidades do cliente dependerá de uma análise detalhada do perfil de consumo do mesmo.

7 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise sobre mercado de energia no Brasil com o objetivo de mostrar um panorama do mercado livre e da comercialização de energia, assim como entender os princípios básicos de riscos e contratos no setor.

Percebe-se que a desverticalização do setor elétrico brasileiro trouxe um enorme avanço para os agentes e transformou as relações comerciais, inserindo novos ambientes de comercialização e trazendo ao mercado de energia maior liquidez e segurança.

Destaca-se dentro do setor elétrico a necessidade de criar um novo agente que tornou-se responsável pelas operações comerciais. O agente comercializador tem o papel de intermediar as transações comerciais, assumindo também parte dos riscos associados. Hoje, no Brasil, já existem mais de 100 empresas comercializadoras autorizadas pela ANEEL, que além de gerir os contratos de compra e venda de energia, também prestam vários outros serviços ligados a gestão de energia ao seus clientes.

Como toda atividade que envolve comercialização, o mercado de energia também possui riscos em suas operações. Alguns riscos são característicos do mercado financeiro, outros riscos são característicos da matriz energética brasileira, e têm forte impacto nos preços praticados na comercialização. Assim como no mercado financeiro, o mercado de energia também utiliza métricas de risco que auxiliam na tomada de decisão. Vemos que o CVar é um métrica importante no mercado de energia e passou em 2013 a fazer parte do NEWAVE, um dos principais programas do setor elétrico, que define o despacho das usinas e a operação do sistema interligado nacional.

É possível também administrar os riscos do mercado no fechamento dos contratos de compra e venda entre comercializador e consumidor. Nesse trabalho, apresentamos alguns tipos de contratos praticados no mercado, suas características e diferenças. Um estudo a fim de exemplificar e esclarecer o funcionamento básico dos dois principais contratos praticados no mercado de energia, mostrando possíveis perdas ou ganhos na visão do consumidor, foi apresentado ao final do trabalho.

O Mercado livre e a comercialização de energia, tem ganhado força nos últimos anos com a adesão cada vez maior de consumidores. Espera-se que no futuro os consumidores que hoje fazem parte do mercado cativo (ACR) também tornem-se consumidores livre, o que trará um volume ainda maior de transações financeiras para o setor. Como recomendações para próximos estudos, seria interessante a utilização de ferramentas computacionais, que avaliem os riscos do setor e os riscos dos contratos, e assim ajudem a decidir de forma ótima qual o melhor contrato de acordo com o perfil do consumidor.

REFERÊNCIAS

- [1] ARAUJO, J. L. *A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. Nova Economia*, 11 (1), 77-96. 2001
- [2] ABREU, Y.V, *A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas*. São Paulo, BR. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de São Paulo, 1999.
- [3] ABRACEL – Associação Brasileira de Comercializadores de Energia *Cartilha Mercado livre de energia*, disponível em <<http://www.abraceel.com.br>>. Último acesso 10 de agosto de 2017
- [4] ABRACONEE – Associação Brasileira dos Contadores do Setor elétrico, disponível em <<http://www.abraconee.com.br>>. Último acesso 10 de agosto de 2017.
- [5] ABRADÉE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico>>. Último acesso 10 de agosto de 2017.
- [6] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>, último acesso dia 9 de agosto de 2017.
- [7] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, *Atlas do sistema elétrico* disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas>>, último acesso dia 8 de março de 2018
- [8] BARROSO. L.A, GRANVILLE S., TRIKENREICH J, PEREIRA M. V, LINO P, *Avaliação de estratégias de redução de risco hidrológico para empresas com portfólios predominantemente hidrelétricos*. XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, MG, 2004.
- [9] BRANDT, S.A. *Comercialização Agrícola*. Sao Paulo: Livroceres, 1980.
- [10] CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.ccee.org.br> . Último acesso 10 de agosto de 2017
- [11] CHAGAS, M.E., *O setor elétrico brasileiro: o modelo após a reforma de 2004*, Florianópolis, BR. MONOGRAFIA. Universidade Federal de Santa Catarina, 2008.
- [12] CHEW L., *Gerenciando os Riscos de Derivativos: o uso e o abuso da alavancagem*. Qualitymark Editora, Rio de Janeiro, 1999.
- [13] CICONET, F., *Estudo sobre a operação descentralizada de sistemas com predomínio de geração hidrelétrica*. Florianópolis, BR. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.
- [14] COMERCIALIZA ENERGIA, disponível em <<http://comercializaenergia.com.br/2016/12/12/derivativos-na-comercializacao-de-energia-eletrica/>>, último acesso dia 8 de março de 2018.
- [15] COOPERS E LYBRAND, *Estágio VII do projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro*, Relatório Principal, V. ii, 1997
- [16] CORREIA, T.B.; MELO, E.; COSTA, A. M.; SILVA, A.J, *Trajectoria das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado*, Revista Economia, v.7, n.3, p.607–627, 2006

- [17] NUNES, F.D. M; *Estudo do Risco Associado a comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro*, Florianópolis, BR. MONOGRAFIA. Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.
- [18] FILARDI, F.; LEITE, A. L.; TORRES, A. A. Análise de resultados de indicadores de gestão e de regulação após a privatização: estudo de caso da Light Serviços de Eletricidade . Revista de administração, 18-22.2014
- [19] NUNES, F.D. M; *Estudo do Risco Associado a comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro*, Florianópolis, BR. MONOGRAFIA. Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.
- [20] HOUAISSIS, A., VILLAR, M. S. *Dicionário Houaiss da Língua Portuguesa*, Rio de Janeiro Ed.Objetiva, 2001.
- [21] JORION, P. *A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado. Value at Risk. Tradução da Bolsa de Mercadorias e Futuro*, Cultura Editores Associados. São Paulo, 1998.
- [22] MARTIN, J. M. M. *Mecanismos de avaliação de contratos de compra e venda de energia em ambiente competitivo*. Florianópolis, BR. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina, 2002.
- [23] MENDES, .1.T. *Comercialização Agrícola*. Paraná:Universitária, 1994
- [24] MONTANO, P. F. *O Uso De Contratos Derivativos Como Instrumento De Gestão De Risco Na Indústria De Energia Elétrica*. Rio de Janeiro, BR. Monografia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.
- [25] TEIXEIRA, L. S. M. *Fundamentos da comercialização de energia elétrica no Brasil* . Santa Catarina, BR. Monografia. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis 2009.
- [26] LORENZO, H. C. *O setor elétrico brasileiro: passado e futuro*. Perspectivas, pp. 147-170. 2001
- [27] LOSEKANN, L. *Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência*. Rio de Janeiro, BR. Tese (Doutorado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.
- [28] RIBEIRO, L. H. M. *Risco De Mercado Na Comercialização De Energia Elétrica: Uma Análise Estruturada Com Foco No Ambiente De Contratação Livre - ACL*. São Paulo, BR. Dissertação de mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo 2015
- [29] ONS – Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Último acesso 10 de agosto de 2017
- [30] PIRES, J. *Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: BNDES, Area de Planejamento, Departamento Econômico-DEPEC, 2000.
- [31] SANTOS, F. F. *Gerenciamento de riscos: otimização multiobjetivo e análise de portfólio*. Belo Horizonte, BR. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais, 2013.

- [32] SOZZI, G. *Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro*. São Paulo, BR. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, 2015.
- [33] TOMAROZI, R. *Identificação, Modelagem E Mitigação de Riscos Em Operações De Comercialização De Energia Elétrica No Mercado Brasileiro*. Paraná, BR. Dissertação de Mestrado. Universidade de Federal do Paraná, 2002.
- [34] VEIGA.M; *Análise de risco no mercado de energia elétrica*. 1999.
- [35] WELCH, G. V,ENGEL, M, ADAMS H. W.; Acquiring energy resources in a competitive market. *Power and Energy Magazine, IEEE*, v.1, n.3, p.36-42. 2003.