

**INSPER INSTITUTO DE ENSINO E PESQUISA**

PROGRAMA DE MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA

VICTOR FONSECA SOARES

PRECIFICAÇÃO DE RISCO DE CONTRAPARTE EM CONTRATOS DE ENERGIA ELÉTRICA

SÃO PAULO

2016



Victor Fonseca Soares

Precificação de risco de contraparte em contratos de energia elétrica

Dissertação apresentada ao Programa de Mestrado Profissional em Economia do Insper, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia

Orientador:

Prof. Michael Viriato - Insper

São Paulo

2016

Soares, Victor Fonseca.

Precificação de risco de contraparte em contratos de energia elétrica/ Victor Fonseca Soares. – São Paulo, 2016.  
48f.

Dissertação (Mestrado – Programa de Mestrado Profissional em Economia. Área de concentração: Finanças Corporativas) – Insper Instituto de Ensino e Pesquisa.

Orientador: Prof. Michael Viriato

1. Mercado de energia elétrica brasileiro 2. Ambiente de Contratação Livre 3. Risco de contraparte 4. Credit Valuation Adjustment

## Folha de Aprovação

Victor Fonseca Soares

### **Precificação de risco de contraparte em contratos de energia elétrica**

Dissertação apresentada ao Programa de Mestrado Profissional em Economia do Insper, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Economia.

Data da Aprovação: \_\_ / \_\_ / \_\_

Banca Examinadora

---

Nome Completo  
Titulação  
Instituição

---

Nome Completo  
Titulação  
Instituição

---

Nome Completo  
Titulação  
Instituição

## Resumo

SOARES, Victor Fonseca. Precificação de risco de contraparte em contratos de energia elétrica. São Paulo, 2016. 48 f. Dissertação (Mestrado) – Insper Instituto de Ensino e Pesquisa.

Esta tese busca responder qual seria o prêmio de risco para contratos de compra e venda de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre com contrapartes que apresentam risco de crédito. Dada a ausência de uma *clearing house* no Brasil para este mercado, todos os contratos negociados apresentam risco de contraparte. A grande volatilidade do preço dos contratos futuros reforça a necessidade da precificação, uma vez que o custo de reposição pode ser relevante. O trabalho utiliza um paralelo da metodologia de Credit Value Adjustment para carteiras de crédito e de *forwards* para *commodities*. Como resultado, temos que a diferença entre o preço de venda para uma contraparte sem risco para uma contraparte arriscada pode ser considerável.

**Palavras-chave:** Mercado de energia elétrica brasileiro. Ambiente de Contratação Livre. Mercado livre de energia. Risco de contraparte em contratos de energia. Credit Valuation Adjustment.

## **Abstract**

SOARES, Victor Fonseca. Pricing Counterparty Risk in Electrical Energy Contracts. São Paulo, 2016. 48 f. Thesis (Masters degree) – Insper Instituto de Ensino e Pesquisa.

This paper aims at pricing what would be the accurate risk premium for Power Purchase Agreements (PPA) in the wholesale market with counterparties that have credit risk. Given the absence of a clearing house in Brazil for electrical energy market, all transactions have default counterparty risk. The high volatility of the price in the forward contracts reinforces the need for pricing, since the replacement cost may be relevant. The paper considers the Credit Value Adjustment for credit portfolio as a parallel for the Power Contract transactions. Consequently, there is a relevant difference between the sale price to a risk-free counterparty compared to a risky counterparty.

**Keyword:** Brazilian electricity market. Wholesale electricity market. Counterparty risk in energy contracts. Credit Valuation Adjustment.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	9
2	SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL .....	14
2.1	HISTÓRICO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	14
2.2	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA .....	17
2.3	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE .....	18
2.4	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	19
2.5	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	22
3	RISCO DE CRÉDITO.....	24
3.1	PROBABILIDADE HISTÓRICA DE DEFAULT .....	24
3.2	FUNÇÃO DENSIDADE DE DEFAULT .....	26
3.3	MODELO DE MERTON .....	27
3.4	CREDIT DEFAULT SWAPS .....	30
4	PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONTRATOS FUTUROS .....	32
5	MODELO DE PRECIFICAÇÃO DO RISCO DE CRÉDITO .....	37
6	ESTUDO DE CASO .....	41
7	CONCLUSÕES.....	46
8	Referências.....	47



## 1 INTRODUÇÃO

Desde a primeira utilização da energia elétrica no Brasil em 1879 na estação ferroviária central Dom Pedro II, o setor elétrico passou por diversas transformações. Iniciou-se, principalmente, pela iniciativa privada, no qual empresas multinacionais detinham os principais ativos de geração e distribuição de energia. Após 1930, o setor passou pela onda nacionalista, onde o estado, através de suas empresas públicas, estaduais e federais, construiu grandes empreendimentos hidroelétricos. Já nos governos Fernando Henrique e Dilma Rousseff, ocorreu uma parcial privatização das empresas estatais.

A atualização das funções dos agentes institucionais e a formulação de novas regras de comercialização, que estão vigentes até o momento, foram estabelecidas após a reforma do setor elétrico realizada no início do governo Lula. Nelas, consolidaram o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme Lei Nº 10.484 de 15 de março de 2004. No ACL, consumidores, geradores e comercializadores podem transacionar contratos de energia estabelecendo condições livremente negociadas.

No Ambiente de Contratação Livre, as compras e vendas de energia são firmadas através de contratos bilaterais (*over-the-counter* ou OTC). Atualmente, não existe nenhum organismo multilateral no Brasil em funcionamento com o objetivo de eliminar os riscos de contrapartes e uniformizar os produtos negociados.

Como em qualquer contrato futuro, nos contratos de compra e venda de energia, são estabelecidas as condições de preço, quantidade e data de entrega. O local de entrega da mercadoria é, obrigatoriamente, na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – responsável por realizar o encontro de posições de compra e venda de todo o mercado. A entrega é feita através de registros ou contratos virtuais de compra e venda de energia, que são liquidados mensalmente. As exposições dos agentes entre as posições de compra e venda são valoradas ao preço de curto prazo, chamado de Preço da Liquidações das Diferenças (PLD).

Entretanto, diferentemente de uma *clearing house*, o registro do produto e seu eventual pagamento devem ser realizados pelos compradores e vendedores, de acordo com

as condições estabelecidas em contrato. Desta forma, existem os riscos de não entrega (que seria equivalente a falta de registro na CCEE) e de não pagamento entre as contrapartes para todas as transações no mercado de energia brasileiro. A CCEE funciona somente como um ambiente de encontro de posições, os seus respectivos pagamentos são realizados bilateralmente.

Apesar da falta de *clearing house*, este mercado já se encontra maduro. Segundo boletim informativo divulgado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, no mês de julho de 2016, 27,1% de toda energia elétrica consumida no Brasil foi transacionada no ACL.

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia que visa valorar o *spread* no preço de energia que deveria ser cobrado de uma contraparte com determinado risco de crédito em um cenário incerto de futuros de preços de energia.

A motivação do trabalho advém de dois pontos: primeiro que, normalmente, na precificação de contratos futuros não se considera o risco de contraparte, conforme Brigo (2008), e, segundo, que existe uma característica exclusiva da eletricidade vista pela perspectiva de uma *commodity*: a energia elétrica, não pode ser armazenada de forma economicamente viável, ocasionando uma enorme volatilidade nos preços. Deste modo, não é possível realizar a precificação de contratos futuros através da maneira usual, utilizando a taxa de juros e o custo de estocagem, tratado por Bessembinder e Lemmon (2002).

Historicamente, no Brasil, a inadimplência nos contratos de eletricidade sempre foi baixa. Eletricidade é um item essencial para a indústria e o comércio, se seu fornecimento é interrompido não há produção de nenhum produto. Entretanto, dado o agravamento da crise no Brasil em 2015 e 2016, um grande número de empresa tem decretando falência, aumentando, assim, a importância da análise do risco de contraparte nos contratos de energia.

A importância do estudo do risco de crédito para o trabalho se dá pela necessidade em mensurar a probabilidade de *default* de determinada contraparte pelo período da transação

de compra e venda. Entende-se aqui que, uma vez ocorrido o *default*, o fluxo de pagamentos do comprador para o vendedor da energia é interrompido e o produto, a partir deste momento, será vendido para um terceiro. É ponto central que, no momento do *default*, haverá um novo valor de venda que será dado por uma curva futura de preços. Essa nova curva, muito provavelmente, irá possuir valores diferentes dos celebrados inicialmente. Neste cenário, haverá uma perda para o agente vendedor da energia.

Para o cálculo da probabilidade de *default*, foram exploradas três metodologias: (i) o método desenvolvido por Merton (1974), que trata o ativo como uma opção de compra. Pelo método, pode-se calcular a probabilidade de *default* para o tempo  $t$ . Para isso, serão necessárias as informações do valor do ativo, sua volatilidade e o valor das suas dívidas; (ii) a derivação do valor da probabilidade de *default*, dado o *spread* do *Credit Default Swap* para um determinado *corporate bond*, discorrido por Hull e White (2000); e pelo (iii) histórico de probabilidade de *default* publicada pelas agências de classificação de risco, que utilizam metodologia similar a desenvolvida por Altman (1968).

Pelo lado da curva futura de preços de energia, utilizada para marcar o novo fluxo de pagamentos, será necessário entender os mecanismos que a formam. Entre eles estão: (i) a perspectiva do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), (ii) a volatilidade histórica, (iii) a aversão ao risco de mercado das contrapartes e a (iv) oferta e demanda por lastro de energia.

É consenso que o principal fator de formação de preços é a expectativa do PLD para o período do contrato. O PLD é o resultado do Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema elétrico e representa o custo para se produzir o próximo MWh (unidade para a energia elétrica produzida ou consumida). Os valores são publicados, semanalmente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, limitados por valores máximos e mínimos que são divulgados anualmente pela Aneel.

De forma simplificada, o CMO é o resultado de um sistema de otimização, calculados pelos programas computacionais NEWAVE e DECOMP. O valor do CMO serve para definir as usinas que serão acionadas, que garantem o suprimento da demanda de energia do Sistema

Interligado Nacional (SIN). Quanto maior a perspectiva de folga de energia elétrica, menor será custo marginal calculado e menor o número de usinas térmicas que serão acionadas. Em um cenário adverso, ao exemplo de um período prolongado de seca, ou um aumento substancial no consumo de energia, o CMO sobe, dando a ordem para mais térmicas serem despachadas.

Desta forma, o preço transacionado nos contratos futuros de energia reflete todos os elementos da formação. Como os dados de preço dos contratos bilaterais não são públicos, há uma dificuldade de saber o valor do preço histórico dos contratos firmados. De qualquer forma, existem plataformas eletrônicas de negociação que divulgam os valores das operações fechadas e publicações de consultorias que pesquisam, entre dezenas de agentes compradores e vendedores, qual seria o valor justo da energia para contratos futuros. O conjunto dessas informações deveria refletir um valor próximo do contrato futuro para aquele momento e será utilizado neste trabalho como fonte de dados.

Para buscar responder qual o *spread* de preço justo ao risco de inadimplência, após compreensão das variáveis para o cálculo da probabilidade de *default* e o comportamento da curva futura de preços, esta dissertação propõe formular um modelo matemático para realizar a comparação entre o fluxo de uma operação de venda de energia futura para uma contraparte sem risco e o fluxo esperado de uma contraparte arriscada (nesta, foram sorteados dez mil de cenários, através de simulações de MonteCarlo, de eventos de default e de preços de reposição). A diferença entre os dois fluxos irá refletir qual será o *spread* necessário que deverá ser cobrado para tal operação. As principais variáveis para a precificação serão: (i) probabilidade de default, (ii) volatilidade da curva futura de preços (preço de reposição); (iii) preço atual do contrato; (iv) preço atual da curva *forward*.

O principal artigo neste tema foi publicado por Brigo, Chourdakis e Bakkar (2009) – os autores propuseram a inclusão de variável de risco de crédito na precificação de contratos de *commodities*, mais especificamente, utilizando o modelo de precificação de forward de petróleo. Em relação a modelagem de *commodities*, Brigo utilizou o modelo desenvolvido por Schwartz e Smith (2000), o qual modelava a curva de preços futura a partir do valor do ativo

no momento  $t_0$  e a curva de convergência de longo prazo. Brigo também incluiu em seu trabalho o mecanismo de correlação entre o preço do ativo e a probabilidade de *default* – em paralelo ao *wrong way risk* de taxa de juros.

Cannabaro, Picoult e Wilde (2005) também analisaram o risco de contraparte em contratos de *commodities*, entretanto, diferentemente de Brigo e Bakkar (2009), sua abordagem era mais estática e não possuía a dinâmica de correlação entre as variáveis de preço do ativo e risco de contraparte.

Entretanto, como demonstrado em outros artigos, para outras *commodities* e diferentes mercados, o resultado deste trabalho conclui que o risco de contraparte e a volatilidade da curva futura de preços de energia deveriam desempenhar uma função importante na precificação de um contrato e de um portfólio de contratos de energia elétrica. Há uma diferença no preço que deveria ser cobrado entre contrapartes com diferentes riscos de crédito.

Este trabalho se estrutura da seguinte forma: no capítulo 2 é realizado um histórico do setor elétrico brasileiro e de como este funciona; no capítulo 3 são apresentadas as metodologias de probabilidades de *default*; no capítulo 4 foram analisadas curvas de preço de energia e foi proposta uma metodologia de projeção; no capítulo 5 é apresentado o modelo que une o risco de *default* e os cenários de curvas futuras de preço de energia; no capítulo 6 é ilustrado um caso numérico; no capítulo 7 se dá a conclusão do trabalho.

## 2 SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Este capítulo apresenta brevemente o desenvolvimento do setor elétrico no Brasil, seu funcionamento e as características físicas que resultam na formação do preço de energia. Será também apresentado o Ambiente de Contratação Livre de Energia, onde são transacionados os contratos bilaterais que serão objeto da precificação de risco de crédito de contraparte.

### 2.1 HISTÓRICO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Silva (2011) descreveu sobre a evolução do setor elétrico, com suas diversas transformações nos séculos XIX e XX. A primeira utilização da energia elétrica no Brasil foi na iluminação, em 1879, da Estação Central da Estrada de Ferro Dom Pedro II no Rio de Janeiro, hoje chamada de Central do Brasil. Inicialmente, o desenvolvimento do setor elétrico foi realizado de forma descentralizada e de acordo com as necessidades locais da indústria. A primeira usina hidroelétrica foi construída em Juiz de Fora, Minas Gerais, em 1888. Chamada de Marmelos, ela atendia a iluminação da cidade e a indústria têxtil.

A partir de 1920, com iluminação das cidades, a utilização de bondes elétricos e a industrialização do país, algumas empresas estrangeiras instalaram-se no Brasil, como a subsidiária da *American Foreign Power Company, Ampforp*, um braço do *Electric Bond and Share Corporation*. Em 1930, a capacidade instalada tinha atingido 730 MW, com 891 usinas operando e abastecendo mais de 1.500 localidades.

Durante a Era Vargas, ocorreu uma mudança na abordagem do Estado com o setor elétrico, que passou por uma forte estatização e centralização. Com uma visão mais nacionalista, foi homologado o Código de Águas. Nele foi estabelecido que o aproveitamento do recurso natural está desvinculado à propriedade privada e que este deve ser objeto de autorização ou concessão pelo Governo Federal. Este movimento tentou conter o crescimento do monopólio das empresas estrangeiras e dar base para a implantação de empresas estatais.

Lima (1995) delineou o aumento da importância do estado desde a formulação do Código das águas até 1980. A participação de empresas estatais na capacidade instalada de

geração de energia elétrica passou de 6,8% em 1953 para 36,3% em 1963. Neste ano a capacidade instalada no Brasil já atingia a marca de 6.355 MW.

Durante o Regime Militar, foram intensificadas, as diretrizes de fortificação do Estado, principalmente através de suas empresas públicas. Entre 1967 e 1973 foram criadas 231 empresas públicas no setor de energia. Destaca-se a criação da CHESF, Eletrosul, Eletronorte e Furnas – subsidiárias da Eletrobrás que foi criada em 1962 por João Goulart.

Grandes projetos foram concebidos e implantados, como a usina de Itaipu, Tucuruí, Complexo de Paulo Afonso e o Complexo de Furnas. Ao final da década de 1980, o parque instalado no Brasil tinha 53.050 MW de capacidade.

A partir do governo Fernando Henrique, ocorreu um movimento de abertura, inspirado na reforma do modelo inglês, ocasionando a desverticalização. As empresas que possuíam toda a cadeia, geração, transmissão e distribuição, foram fatiadas em empresas independentes. Em paralelo, foi instituído um programa de privatização do setor, entretanto, o movimento foi incompleto, pois somente uma parte do parque gerador foi vendido. Na ocasião, houve um maior sucesso na venda das distribuidoras de energia. As empresas de geração, em especial as federais, que formam o grupo Eletrobrás, continuaram controladas pelo Estado. Outras empresas estaduais, de importância considerável, como Cemig e Copel, também não foram privatizadas.

Em 2003, no governo Lula, sob a tutela da Ministra de Minas e Energia Dilma Rousseff, foi iniciada uma nova onda de reforma do setor elétrico, agora com quatro diretrizes: (i) segurança energética, em resposta ao racionamento de energia ocorrido nos anos de 2001 e 2002; (ii) modicidade tarifária; (iii) estabilidade regulatória e (iv) inclusão social, realizada, principalmente, através do programa Luz para Todos.

Importantes alterações ocorreram na reforma, como a mudança de critério utilizado no modelo de concessão, que antes se dava pelo maior preço pago ao aproveitamento

energético e fora modificado para que o vencedor fosse aquele que oferecesse a menor tarifa, e a consolidação dos agentes institucionais. São eles:

- CNPE – O Conselho Nacional de Política Energética é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos nas áreas mais remotas ou de difícil acesso no país.
- MME – O Ministério de Minas e Energia é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE.
- Aneel – A Agência Nacional de Energia Elétrica tem como atribuições regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica.
- CMSE – O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico tem como função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico.
- EPE – A Empresa de Pesquisa Energética finalidade realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.
- CCEE – A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica atua desde a medição da energia gerada e efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e de venda no mercado de curto prazo. Também promove os leilões de energia, sob delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ONS – O Operador Nacional do Sistema Elétrico é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica.



Outra inovação foi a instituição de dois ambientes de contratação de energia, o Ambiente de Contratação Regulado – para o atendimento do mercado das distribuidoras – e o Ambiente de Contratação Livre, onde a dinâmica de contratação seguiria uma lógica de mercado no qual milhares de agentes (consumidores, comercializadores e geradores de energia) iriam formar preço pelas forças de oferta e demanda. De acordo com a CCEE, em novembro de 2016, havia mais de 5.000 agentes de comercialização.

## 2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

No Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ocorre a contratação de energia elétrica das concessionárias de distribuição para o suprimento de seu mercado, composto em sua maioria por consumidores residenciais, comerciais e pequenas indústrias. O processo de contratação da energia necessária para o suprimento de seu mercado é realizado através da realização de leilões reversos – no qual quem oferece o menor preço de venda é o vencedor.

Estes leilões são organizados pelo Governo Federal através da EPE, Aneel e CCEE. A partir de 2003, com o novo modelo setorial, foi definido que 100% da necessidade de consumo da distribuidora deveria ser coberto por contratos. Foi implantando um sistema de penalidades ao acionista das empresas de distribuição caso a contratação excedesse os limites inferiores ou superiores estabelecidos. Este mecanismo de incentivos tinha como o objetivo fomentar a expansão da capacidade instalada de usinas, proporcionando novos investimentos e reduzindo o risco de suprimento de energia.

A contratação foi dividida basicamente por dois tipos de leilões, o Leilão de Energia Nova (LEN) e o Leilão de Energia Existente (LEE).

Os leilões de Energia Nova resultam em contratos para projetos ainda não implantados. Estes leilões proporcionam um importante mecanismo para viabilizar a expansão do setor elétrico. Os prazos dos contratos variam de 20 a 30 anos, dando aos empreendedores a possibilidade de realizar o financiamento do projeto na modalidade de *Project Finance*, uma vez que existe um fluxo de pagamento garantidos por um longo prazo. A estrutura de prazos e as condições destes leilões permitiram à iniciativa privada, com

participação do Grupo Eletrobrás e apoiado pelo BNDES, a execução de grandes projetos hidroelétricos como Belo Monte (11.233 MW), Usina Hidroelétrica de Jirau (3.750 MW), Santo Antonio (3.568 MW) e Teles Pires (1.820 MW). Ocorreu também uma expansão relevante de projetos eólicos. Apoiado em quase sua totalidade de projetos no Mercado Regulado, a capacidade instalada desta fonte, divulgada em agosto de 2016 pela Aneel, atingiu 9.368 MW.

Nos leilões de Energia Nova, como participam projetos não existentes, há uma necessidade de prazo para a construção, desta forma o prazo de entrega da energia depende do tipo leilão realizado. Existem dois tipos: o leilão A-3 e o leilão A-5. No leilão A-3, são contratados empreendimentos ao qual sua entrega de energia deve ocorrer em até 3 anos após a realização do leilão. Análogo ao A-3, o prazo para a entrega do projeto do leilão A-5 é de 5 anos. No leilão A-5, normalmente, são destinados a projetos mais complexos, como grandes usinas térmicas ou hidroelétricas.

Para os Leilões de Energia Existentes, são comercializadas usinas que já se encontram em pleno funcionamento. Como no leilão de energia nova, as empresas competem para ofertar o menor preço para as distribuidoras. Nesta modalidade, são realizados contratos com períodos de 1 a 8 anos de duração.

### 2.3 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Uma das maiores inovações das reformas ocorridas com Fernando Henrique e aperfeiçoadas por Dilma Rousseff, quando era Ministra de Minas e Energia, foi a criação do Mercado Livre de Energia. No Ambiente de Contratação Livre de Energia há uma menor presença estatal e um maior dinamismo nas relações. Ainda que parcialmente regulado e submetido às regras de comercialização, milhares de agentes, entre comercializadoras, geradores e consumidores, interagem e formam um sistema que mais se aproxima do livre mercado.

Conforme divulgado pela CCEE, cerca de 27% da energia entregue no Brasil tem como ponta final consumidores no Mercado Livre. A exigência para a participação deste mercado é dada pelo valor mínimo de demanda máxima contratada com a distribuidoras, consumidores

livres necessitam ter a demanda acima de 3.000 kW e os consumidores especiais necessitam de uma demanda contratada acima de 500 kW. A diferença entre o consumidor livre e o especial, é que o segundo necessariamente precisa contratar energia de fontes incentivadas. As fontes incentivadas têm como origem a geração de usinas com menor impacto ambiental, tais como eólicas, pequenas centrais hidroelétricas, usinas solares e usinas movidas a biomassa.

#### 2.4 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O Sistema Elétrico Brasileiro é constituído pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange mais de 98% de todo o consumo e geração de energia, e pelos Sistemas Isolados, os quais ainda não estão conectados ao restante do Brasil, em sua grande maioria situados na região Norte do Brasil. O SIN é composto pelos sistemas transmissão, geração, distribuição e consumo. Uma das principais peculiaridades do sistema elétrico brasileiro, em comparação com os demais sistemas no mundo, é sua dimensão e integração. Espelhando o SIN no continente europeu, ele iria englobar praticamente todos os países, com as extremidades em Portugal, Reino Unido, Itália, Suécia e Rússia.

O SIN é considerado um complexo sistema hidrotérmico, composto por mais de 4.500 empreendimentos, de grandes hidroelétricas a minicentrais solares. Ele é chamado de hidrotérmico pela predominância de hidroelétricas e térmicas: de acordo com o banco de informações da Aneel, as fontes hidroelétricas (de grandes empreendimentos a micro centrais hidroelétrica) representam 65% da capacidade instalada, as térmicas (gás natural, diesel, carvão, biomassa e nuclear) 29% da capacidade instalada e as usinas eólicas apenas 6%. A fonte solar ainda representa menos de 0,02% da capacidade instalada. A capacidade instalada no Brasil em novembro de 2016 era de 149 GW.

A dinâmica da escolha entre a geração térmica e a geração hidráulica é um dos principais elementos de formação do preço da energia. Desde dá década de 70, o sistema elétrico vem sendo operado de forma coordenada para que haja o maior aproveitamento dos recursos, minimizando o despacho térmico, de modo que o custo global da energia seja o menor possível.

O custo marginal de operação (CMO) orienta a quantidade de energia térmica que será gerada. As usinas térmicas com baixo custo de combustível, como é o caso de gás natural, entram em funcionamento (despachadas) primeiro que usinas movidas a óleo diesel, que possuem um custo de funcionamento maior. Mesmo que exista água suficiente, dada uma expectativa de menor afluência nos rios que possuem aproveitamentos hidroelétricos, usinas térmicas são despachadas com o objetivo de preservar a água dos reservatórios para que, posteriormente, este volume de água armazenado possa ser convertido em energia.

Os reservatórios das hidroelétricas foram inicialmente projetados para que pudessem operar de forma plurianual, de maneira que períodos com favorável precipitação de chuvas possam ser aproveitados para anos de seca e complementados com fontes térmicas. De acordo com o Operador Nacional do Sistema, a divisão da capacidade de armazenamento do sistema se dá da seguinte forma entre as regiões do Brasil: 70% no Sudeste/Centro Oeste; 18% no Nordeste; 7% no Sul e 5% no Norte. Apesar do Norte possuir grandes empreendimentos, como Tucuruí, dadas as características geográficas da região - terrenos planos - e restrições ambientais, os reservatórios são de baixa capacidade.

Em situações de equilíbrio estrutural entre oferta e demanda de energia, quando ocorrem períodos de abundância de chuvas, principalmente nas bacias do Sudeste, os preços de energia no mercado tendem a cair. O contrário também é verdadeiro, quando há desvios em relação às expectativas de precipitação e redução da vazão dos rios, ocorrem elevações nos preços de energia. Assim quando ocorrem secas severas ou rápido crescimento da demanda de energia, muitas térmicas são acionadas e o preço de energia elétrica – CMO – se eleva significativamente, superando em 10 vezes o preço médio.

Deste modo, o CMO reflete o custo marginal de operação e é calculado *ex-ante*. Semanalmente, o ONS simula a operação do sistema elétrico para o horizonte de 7 dias (com início no sábado e término na sexta-feira) Como resultado, são estabelecidos valores CMO que ordenam o acionamento das usinas termelétricas disponíveis e a quantidade de geração de cada usina hidroelétrica.

É importante entender o funcionamento do CMO, pois dele é derivado o Preço de Liquidações das Diferenças. O PLD é o preço efetivo no qual os agentes liquidam suas posições de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O PLD difere do CMO por possuir limites superior e inferior. No ano de 2016 estes valores foram de R\$ 30,25 / MWh e de R\$ 422,56 / MWh. Adicionalmente, na formação do PLD não são consideradas algumas restrições do sistema de transmissão e usinas em teste. Os softwares que calculam os preços são o Newave e o Decomp.

Ocorre que o PLD é o preço à vista. Ele irá valorar o valor financeiro das liquidações das posições de compra ou venda dos agentes quando estes estão com posições descobertas ou com sobras de contratos bilaterais no mês corrente da liquidação das posições. Podem ocorrer perdas financeiras significativas para os agentes, caso suas exposições sejam liquidadas com valores altos de PLD.

Apesar de ser um preço para o mês corrente, o PLD, também chamado de preço *spot*, irá influenciar o preço futuro de energia, entretanto, a sua correlação não é dada pela regra de não arbitragem (regra que define o preço futuro das demais *commodities*), conforme demonstrado por Eydeland e Geman (1999). A expectativa de entrada de novas usinas, a redução da demanda e a sazonalidade podem influenciar na formação do preço juntamente com o preço *spot*.

Adicionalmente, existem outros elementos fora da dinâmica de despacho que podem influenciar o preço de energia de contratos futuros, como variáveis regulatórias. Temos como exemplo a alteração nos parâmetros de aversão ao risco no modelo do NEWAVE ou a mudança de preços nas tarifas do mercado regulado. Uma vez que certos agentes possuem características que possibilitam a escolha da modalidade de mercado (ACR ou ACL) em que desejam adquirir energia, um eventual aumento no custo das tarifas de distribuidoras (ACR) irá acarretar uma onda de migração para o ACL, elevando assim os preços dos contratos bilaterais através da lógica de demanda e oferta.

Dentre todas as variáveis, pode-se afirmar que o custo marginal de operação é o fator de maior influência na formação da curva de preços futuro. Quando o preço *spot* está alto, há uma expectativa de tendência no despacho das usinas para os meses subsequentes, influenciando assim os preços negociados de contratos futuros.

Desta forma, compradores e vendedores que desejam se proteger de variações de preços firmam contratos futuros de energia, onde há a definição de preço e volume. Caso as contrapartes cumpram suas obrigações de pagamento e entrega, não haverá nenhuma variação em relação à expectativa de pagamentos e recebimentos do produto inicialmente acordado, independentemente de quaisquer condições de mercado.

## 2.5 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A contratação no mercado livre se dá, quase exclusivamente, por contratos futuros, nos quais são estabelecidos preço, volume e período de contratação. Nestes contratos ocorre a entrega do lastro da energia, equivalente à entrega física dos contratos de *commodities*. Contratos de *swaps*, no qual somente a diferença entre o preço acordado e o preço da liquidação, são pouquíssimo utilizados no mercado brasileiro.

Uma vez que os contratos possuem um preço fixo, independentemente do preço à vista ou PLD – que precifica o valor financeiros da diferença da geração e do contrato de venda no caso dos geradores e consumo e contratos de compra no caso dos consumidores – o comprador e o vendedor garantem a previsibilidade do montante de pagamentos.

Deste modo, uma vez que não existe uma *clearing house* de energia elétrica no Brasil, o risco predominante é a possibilidade de *default* da contraparte. Apesar de ser possível não realizar a entrega da energia em caso de não pagamento e realizar a venda para um terceiro, haverá o risco de mercado, caracterizado pela diferença entre o preço previamente negociado em contrato bilateral e o novo preço com uma nova contraparte

Um dos mecanismos para reduzir os prejuízos por *default* são as garantias atreladas aos contratos. Normalmente são exigidas fianças bancárias ou seguros no valor de alguns

meses de fornecimento. Uma idiosincrasia deste mercado ocorre no estabelecimento do valor destas garantias: um múltiplo do valor do faturamento mensal independentemente da qualidade de crédito da contraparte, prazo do contrato e a volatilidade dos preços. Como os contratos podem ser longos, de até 10 anos, normalmente, as garantias são insuficientes ou mesmo desnecessárias comparadas às potenciais perdas.

Em geral, a exigência de garantias do contrato é somente da parte compradora. Possivelmente isto se deve ao fato que, historicamente, o vendedor possuía a usina de geração de energia e, teoricamente, não havia o risco de não entregar a energia. Entretanto, hoje, isto não é necessariamente verdade. Pelas atuais regras de comercialização, comercializadores e geradores de energia podem vender sem possuírem o ativo ou lastro.

Entre 2013 e 2016, este modelo de garantias se mostrou frágil e inadequado. Ocorreram diversos *defaults* tanto da parte compradora, quanto da vendedora.

Em fevereiro de 2014, devido à crise hídrica de 2013 e 2014 e a falta de expansão adequada do sistema elétrico, os preços de energia elétrica atingiram seu ápice (preço teto de R\$ 822,83 / MWh). Algumas empresas que tinham compromisso de entrega não conseguiram honrar o contrato e os compradores de energia tiveram um aumento de custos relevantes (entre 6 a 8 vezes). Algumas indústrias pararam a produção ou mesmo fecharam.

No mesmo ano de 2014, muitas empresas, preocupadas com o desequilíbrio do sistema elétrico, compraram energia para os anos seguintes, entretanto em patamares muito superiores ao preço médio ou um custo razoável pelo produto. Desde 2015 ocorre a situação inversa aos evento ocorrido em 2014, onde empresas que compraram energia não conseguem honrar os pagamentos. Este cenário foi reforçado pela crise, principalmente da indústria, em 2015 e 2016.

### 3 RISCO DE CRÉDITO

A importância do estudo risco de crédito dá-se pela necessidade em se prever uma potencial ou iminente ocorrência de uma contraparte não cumprir suas obrigações contratuais. Conforme Jorion (2003), seu efeito é medido pelo custo de reposição dos fluxos de caixa, caso a outra parte fique inadimplente. Como apresentado anteriormente, a falta de uma *clearing house* para os contratos de energia no Brasil, faz este item ser de extrema importância na avaliação de um contrato de compra e venda de energia elétrica, pois o risco de um *default* estará intrínseco à qualidade de crédito do tomador ou vendedor.

A saída de interesse deste capítulo é a probabilidade de *default* em um determinado período – função definida por  $F(t) = P[\tau \leq t]$ , onde  $\tau$  é o tempo do *default*. Esta variável será utilizada no modelo de precificação, quanto maior a probabilidade de *default*, maior será o risco atrelada a operação.

Serão revisadas três metodologias: (i) taxa de *default* histórico, tipicamente desenvolvido pelas agências de *rating*; (ii) metodologia de Merton, que calcula o valor do ativo de uma empresa como uma opção de compra; e (iii) através da inferência da taxa de probabilidade de *default* dado *spread* do *Credit Default Swap*.

O método escolhido será indiferente para o resultado do modelo de precificação do *spread* de risco, uma vez que a variável para calibragem será somente o valor da probabilidade no tempo  $t$  escolhido.

#### 3.1 PROBABILIDADE HISTÓRICA DE DEFAULT

Tipicamente, o valor de probabilidade de *default* por informação histórica é produzido pelas agências de *rating*. Dada uma série de critérios, as agências agrupam títulos públicos ou privados em faixas de risco. Era de se esperar mudanças relativamente frequentes na avaliação, uma vez que variáveis financeiras e econômicas são dinâmicas. Entretanto, mudanças nas classificações ocorrem de forma morosa e não tão frequente.



Um dos objetivos das agências de *rating* é a relativa estabilidade em suas classificações, conforme comentado por Hull e White (2002). Não seria esperado que em poucas semanas, após a publicação de um *rating*, houvesse uma mudança para melhor ou pior na classificação de uma empresa ou de um título da dívida de algum país. Somente deveria ocorrer, caso existisse um novo fato realmente relevante ou desconhecido até então. A razão para isto é que as qualificações publicadas são utilizadas por grandes fundos de investimento que realizam grandes movimentações. Muitos deles, principalmente os grandes fundos de pensão, possuem algumas restrições em relação a títulos mais arriscados, alguns deles somente investem em títulos com classificação *investment grade*. Mudanças frequentes iriam acarretar um custo alto de transação.

A Tabela 1, publicada pela agência de risco Moody's, ilustra as probabilidades de *default* acumuladas para cada uma das classificações de risco ao longo de 10 anos.

Tabela 1 – Probabilidade acumulada de *default*

	Ano									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Aaa	0,00%	0,00%	0,02%	0,08%	0,16%	0,26%	0,37%	0,53%	0,70%	0,90%
Aa	0,06%	0,18%	0,29%	0,05%	0,70%	1,01%	1,34%	1,65%	1,95%	2,29%
A	0,07%	0,24%	0,50%	0,81%	1,12%	1,45%	1,80%	2,13%	2,50%	2,90%
Baa	0,29%	0,85%	1,56%	2,34%	3,14%	3,94%	4,71%	5,48%	6,28%	7,06%
Ba	1,34%	3,20%	5,32%	7,49%	9,59%	11,56%	13,36%	14,11%	16,73%	18,44%
B	4,05%	8,79%	13,49%	17,72%	21,43%	24,66%	27,59%	30,04%	32,15%	33,93%
Caa-C	13,73%	22,46%	29,03%	33,92%	37,64%	40,58%	42,87%	44,92%	47,00%	48,98%

Fonte: Moody's

O valor de probabilidade presente na Tabela 1 é a probabilidade acumulada de *default*, como é de se esperar, ela é sempre crescente. Entretanto, sua derivada, que reflete o aumento ou decréscimo do delta de probabilidade um ano para o outro, muda ao longo do tempo.

Desta forma, para que se tenha a probabilidade de um determinado intervalo  $\Delta t$ , é necessário obter a diferença entre os dois períodos. A probabilidade é chamada de

probabilidade condicional, seu valor reflete a probabilidade de *default* caso não tenha ocorrido nenhum *default* nos anos anteriores. Seu valor é dado por:

$$F(t) = \frac{Pacm_t - Pacm_{t-1}}{1 - Pacm_{t-1}} \quad (3.1)$$

Na equação 3.1, temos que  $F(t)$  corresponde a probabilidade de *default* no tempo  $t$  e  $Pacm_t$  a probabilidade acumulada de *default* em  $t$ .

### 3.2 FUNÇÃO DENSIDADE DE DEFAULT

Para determinar a probabilidade de *default* para períodos específicos, pode-se extrair também uma função contínua de probabilidade de *default*. Este modelo é chamado de Modelo de Densidade de *Default*. Com ele, é possível calcular a probabilidade de evento para qualquer intervalo de período  $\Delta t$ . E, diferentemente da Probabilidade Histórica de *Default*, agora, é possível estipular qualquer tamanho de intervalo de tempo. Este modelo é útil para que sejam transformadas probabilidades anuais em valores mensais, semestrais ou em qualquer intervalo de tempo desejado.

Para isto, os eventos de *default* são modelados como um processo de Poisson com intensidade  $\lambda$ . Sendo que probabilidade de *default* para intervalo de tempo é dada por  $\lambda * \Delta t$  e o valor esperado de tempo de *default* definida como  $1/\lambda$ , conforme definido por Saunders (2002). Para a forma contínua, a probabilidade de *default* é dada por:

$$F(t) = P[\tau \leq t] = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.2)$$

Como pode-se ver na Tabela 1, a Função Densidade de *Default* pode não ser constante ao longo do tempo, ou seja, a intensidade  $\lambda$  seria uma variável que possui diferentes valores ao longo do tempo, sendo assim denotada como  $\lambda(t)$ . Deste modo, a taxa de *default* não será determinística ou não constante e será dada por:

$$F(t) = P[\tau \leq t] = 1 - e^{-\int \lambda(t) ds} \quad (3.3)$$

Como a probabilidade de *default*, pelas agências de rating, é, normalmente, dada em intervalos anuais, podemos reduzir a função acima em uma série de funções contínuas para diferentes períodos e, assim, ter como resultado um conjunto de funções na qual a intensidade é constante.

$$P[\tau \leq t] = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda_1 t} & \text{se } 0 \ll t \ll T_1 \\ 1 - e^{-\lambda_1 t_1 - (t - T_1)\lambda_1} & \text{se } T_1 \ll t \ll T_2 \\ \vdots & \\ 1 - e^{-\sum_{j=1}^{J-1} \lambda_j (T_j - T_{j-1}) - (t - T_{j-1})\lambda_j} & \text{se } T_{j-1} \ll t \end{cases} \quad (3.4)$$

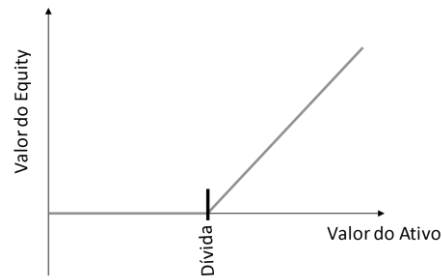
Com o conjunto de funções acima, pode-se calcular, para cada intervalo  $\Delta t$ , uma intensidade diferente de risco de *default*. Este modelo se torna útil para que sejam calculadas probabilidades de *default* em intervalos de tempo diferentes dos especificados nas publicações de rating. Utilizando a metodologia de probabilidade condicional e a função de densidade, pode-se definir para todo o período de tempo probabilidades de *default* com qualquer intervalo de tempo desejado.

### 3.3 MODELO DE MERTON

Merton (1974) propôs um modelo no qual ele aplicou a teoria de precificação de opções para analisar o risco de uma dívida. Este modelo vem sendo adaptado comercialmente pela agência de risco Moody's – chamado de Moody's KMV – em modelos de previsão de *default* de empresas que possuem ações transacionadas em bolsa.

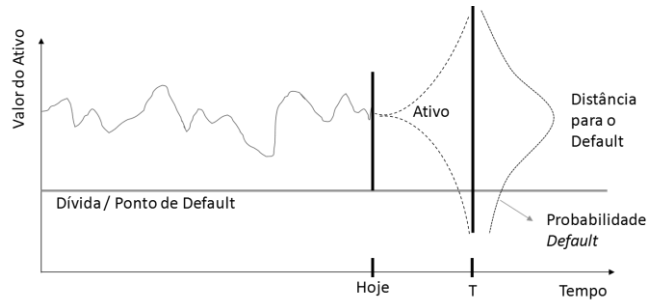
De modo simplificado, o modelo simula o valor da firma como uma opção de compra, conforme ilustrado na Figura 2. Temos que caso o valor do ativo seja menor que o valor das obrigações, o valor da firma seria zero e, conseqüentemente, o evento de *default* ocorre. Quando o valor do ativo se encontra acima de suas dívidas, não haveria o evento de *default*.

Figura 2 – Valor do Equity como modela como uma opção



Desta forma, pode-se modelar o valor do ativo por Black-Scholes e obter-se a probabilidade de entrada em *default*, conforme mostrado na figura 3.

Figura 3 – Probabilidade de *Default* por KMZ/Merton



Será assumido neste trabalho, que pelo lado das obrigações de pagamento seriam cumpridas caso a opção de compra fosse exercida ou o valor da firma maior que valor das dívidas. Da mesma forma, caso a opção não fosse exercida, a empresa entraria em *default* e não cumpriria suas obrigações. No trabalho de Merton (1974) temos que o valor da firma seria dado por:

$$E_T = \max(0; V - D), \tag{3.5}$$

e pela equação de Black-Scholes-Merton, o valor da firma é dado por:

$$E_T = V_0 * N(d_1) - D * e^{-rT} * N(d_2). \tag{3.6}$$

Onde:

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{V_0}{D}\right) + \left(r + \frac{\sigma_V^2}{2}\right) * T}{\sigma_V * \sqrt{T}} ; \quad (3.7)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma_V * \sqrt{T} . \quad (3.8)$$

Para todas as equações acima, consideramos que:

- $V_0$  : Valor dos ativos da empresa no tempo zero
- $V_T$  : Valor dos ativos da empresa no tempo T
- $E_0$  : Valor do equity da empresa no tempo zero
- $E_T$  : Valor do equity no tempo T
- $D$  : Valor da dívida, juros e principal, que seria paga ao tempo T
- $\sigma_V$  Volatilidade do ativo
- $\sigma_V$  Volatilidade do equity

Temos então que a probabilidade de *default* é dada por  $N(-d_2)$ . Conforme descrito por Hull e White (2002), como a volatilidade e o valor do ativo não é diretamente observável, devemos usar as observações e a volatilidade do valor de mercado da firma, caso esta tenha ações em bolsa. Pela metodologia de Hull e White, temos então que a probabilidade de *default* será:

$$F(t) = \frac{\ln\left(\frac{V_0}{D}\right) + \left(r + \frac{\sigma_V^2}{2}\right) * t}{\sigma_V * \sqrt{t}} - \sigma_V * \sqrt{t} . \quad (3.7)$$

Um dos problemas desta metodologia é que somente podemos calcular a probabilidade de *default* em companhias abertas, restringindo bastante o universo de empresas, principalmente no mercado brasileiro.

### 3.4 CREDIT DEFAULT SWAPS

Hull e White(2000) definiram o *Credit Default Swap* (CDS) como um contrato que proporciona um seguro contra o risco de *default* em relação ao risco de um *bond* de uma empresa específica ou de um título de dívida.

O vendedor deste produto ganha pagamentos periódicos para garantir um evento de *default*. A compensação pode se dar de duas formas: (i) o tomador do CDS transfere o título pelo valor de face para o vendedor do CDS ou (ii) o vendedor do CDS paga ao tomador a diferença entre o valor de face e o valor ao qual o título está sendo transacionado no mercado.

Uma vez que o valor do *spread* do CDS em relação à taxa sem risco reflete o risco de *default* da contraparte, é possível extrair a estimativa do mercado sobre a probabilidade de *default* através dos valores dos *spreads* CDS comercializados. Seguindo Hull e White (2000) para as derivações das fórmulas de probabilidade de *default*, temos que a única diferença de valor entre o valor de uma dívida de uma empresa (*bonds*) e um título sem risco é o risco de *default* da empresa:

$$\text{Valor dívida} - \text{Valor título} = \text{Valor Presente do Custo de Default.} \quad (3.8)$$

A seguir será apresentada a fórmula de precificação do risco, entretanto, acrescenta-se a taxa de recuperação  $R$ , também chamada de *recovery rate* no valor presente do custo do *default*. O *Recovery Rate* é um valor, dado em porcentagem, que indica, após ocorrido o *default*, quando do valor devido é recuperado.

Então, para se descobrir a probabilidade de *default*, primeiro, faz-se necessário, encontrar qual a perda em valor presente. Esta primeira análise será para tempos discretos em uma carteira simulada de *bonds* com diversos vencimentos, sendo que o primeiro *bond* possui vencimento em  $t=1$ , e o segundo *bond* possui vencimento em  $t=2$ , e assim sucessivamente. A perda para cada um deles é dada por:

$$\alpha_{ij} = v(t) [F_j - R_j(t_i)C_j(t_i)], \text{ onde:} \quad (3.9)$$

- $\alpha_{ij}$  : Valor Presente da perda, calculado como a diferença entre o valor do título  $j$  como se não houvesse *default* versus o valor do título com *default* no tempo  $t_i$
- $v(t)$  : Valor presente de R\$ 1 no tempo  $t$  (taxa de desconto neutra ao risco)
- $F_j$  : Preço Forward da dívida  $f$  sem risco hoje
- $R(t_i)$  : Taxa de recuperação no tempo  $t_i$
- $C(t_i)$  : Valor requerido pelos tomadores da dívida no tempo  $t_i$

Assim, com o valor do *default*  $\alpha$ , pode-se calcular a diferença de valor presente entre a dívida sem risco, apresentada abaixo como  $G$ , e o valor da dívida com risco,  $B$ , sendo o somatório das perdas multiplicada pelas suas respectivas probabilidades neutra ao risco, determinadas como  $p$  para cada um dos títulos  $j$ .

$$G_j - B_j = \sum_{i=1}^j p_i \alpha_{ij}. \quad (3.10)$$

Isolando a probabilidade  $p$ , para um determinado título  $j$ , temos que seu valor será derivado da função 3.10:

$$p_j = \frac{G_t - B_t - \sum_{i=1}^{j-1} p_i \alpha_{ij}}{\alpha_{ij}} \quad (3.11)$$

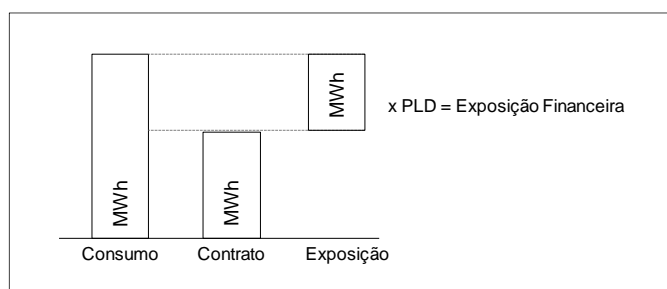
Na equação, 3.11, o *default* foi definido somente na data de maturidade. Para acharmos as probabilidades contínuas de *default*, será necessária a utilização a metodologia da função densidade de *default* da equação 3.2.

#### 4 PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CONTRATOS FUTUROS

A dinâmica da mudança dos preços de contratos futuros ao longo do tempo é a outra variável de importância para modelo, que será proposto no capítulo 5. Na ausência de alteração nos preços de energia praticados pelo mercado, entre a data da operação e o momento de *default* de uma das contrapartes, não haverá, neste caso, perda financeira para a outra contraparte, pois, uma vez estático, o preço de venda teria o mesmo preço do valor de reposição. Se o preço se mantivesse sempre no mesmo patamar, não seria necessário diferenciar a qualidade de crédito nem do comprador, nem do vendedor da energia. A análise de crédito, todavia, faz-se necessária pois o preço de energia apresenta volatilidade considerável, principalmente, por não ser possível, economicamente, o armazenamento em grande escala dessa *commodity*.

Conforme visto no capítulo 2, caso um determinado consumidor livre de energia não firme contratos futuros de energia, todo seu consumo será precificado ao PLD do mês corrente, pois não haverá nenhum contrato de compra como contrapartida. Conforme ilustrado na Figura 4, a exposição financeira de um consumidor se dá pela diferença entre o consumo da quantidade de energia e os contratos de compra, multiplicada pelo respectivo PLD.

Figura 4 – Esquemático de exposição financeira na contratação de energia elétrica



Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Uma vez que os agentes possuem aversão ao risco e também desejam ter controle e previsão sobre os custos, contratos futuros de energia tornam-se fundamentais para a correta manutenção do portfólio. É extremamente raro alguma empresa que não firme contratos



futuros de energia com outras empresas. A aversão ao risco do PLD e as suas projeções são dois dos principais fatores para a precificação dos contratos de energia.

Importante reforçar que, diferente da maioria das *commodities*, o preço *spot* da energia não determina o preço futuro da energia, somente influencia. Eydeland e Geman (1999) descreveram que não é observada a teoria de não-arbitragem em energia elétrica. Normalmente, para uma *commodity* armazenável, o preço futuro é a derivada do preço atual e o custo do carregamento, conforme demonstrou Brennan e Schwartz (1985) em seu primeiro trabalho. Para a maioria das *commodities*, o preço futuro é dado por:

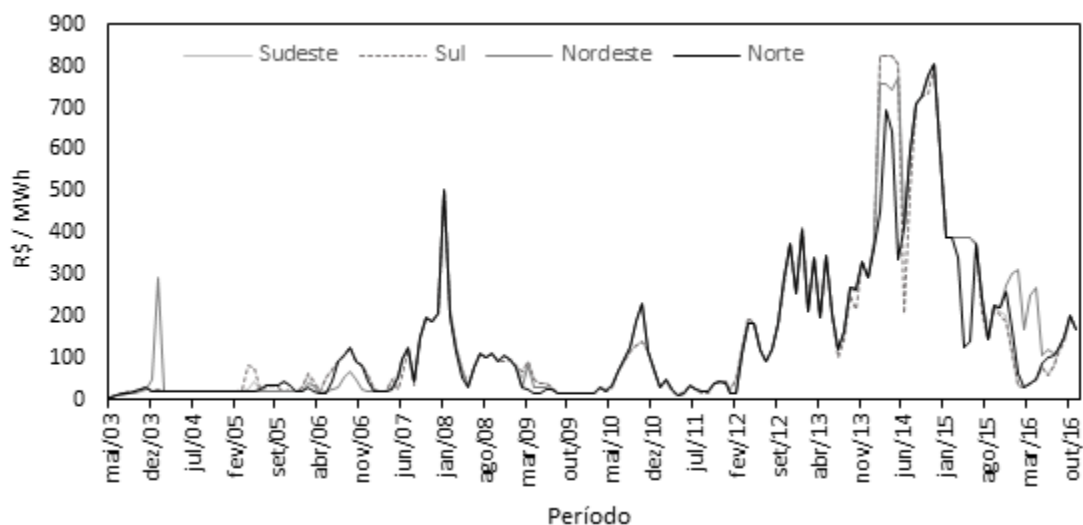
$$F(t, T) = S(t)e^{(r-y)(T-t)}, \quad (4.1)$$

onde,  $r$  é a taxa livre e risco e  $y$  é o custo de estocagem da *commodity*.

A falta de relação de não arbitragem, entre o preço *spot* e o preço futuro, fica clara em sistemas térmicos. Nestes, em certos horários de maior demanda, o preço da energia pode ser dezenas de vezes maior que a expectativa de preço do dia seguinte. Também, como um forte exemplo, pode-se pensar no valor da energia *spot* no Brasil em 2014 que em alguns meses chegou a mais de R\$ 800 / MWh. Naquele momento, era claro para os agentes, que o preço refletia uma situação conjuntural de estiagem severa, e que haveria, em um momento próximo, uma reversão para os preços médios.

O Gráfico 5 ilustra o comportamento do PLD ao longo dos últimos 15 anos. Como referência, foram plotados os dados de PLD médio dos 4 submercados elétricos, Sudeste/Centro-oeste, Sul, Nordeste e Norte. Como se pode verificar, em grande parte do tempo, os preços de PLD dos submercados possuem o mesmo comportamento e valor.

Gráfico 5 – Histórico de preços mensais médios do PLD de maio/2003 a outubro/2016

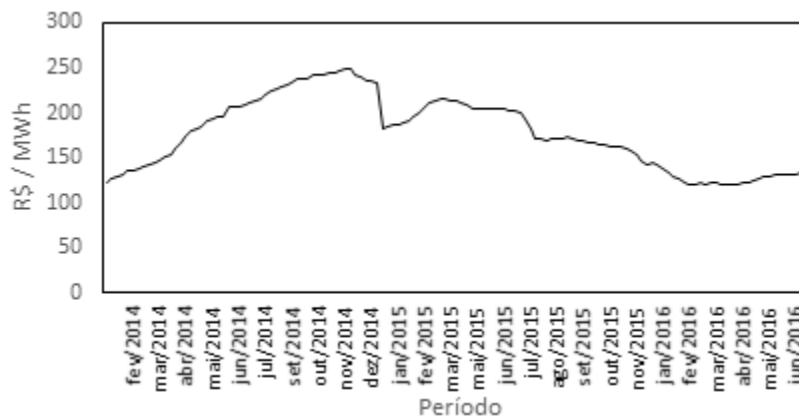


Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Para a modelagem de preços futuros, será utilizado o histórico da variação da curva de preços de longo prazo (contratos com prazos com 4 anos ou mais), publicada por plataforma de negociações e consultoria de preços. Através desse conjunto de preços, serão extraídos a volatilidade e a projeção mais atualizada de preço futuro de energia. Apesar de possuir um menor tempo de amostra que o histórico de PLD, os valores refletem com mais exatidão qual seria o comportamento do preço, uma vez que as curvas são formadas através de registro de transações ou observações de transações realizadas no mercado. O Gráfico 6 mostra o comportamento do preço médio de contratos futuros. A variável de interesse dos dados será o histórico de retornos dos preços médios. Com a série é possível o cálculo da volatilidade mensal e anual.

A partir do preço mais atual de curva forward, e sua respectiva volatilidade, é possível construir projeções de possíveis cenários de preço para um determinado momento  $t$ . Caso sejam propostas formas mais precisas de geração de cenários de preço de energia futuro, o modelo proposto neste trabalho para a obtenção do *spread* de preço continuará o mesmo, entretanto, o resultado será mais aderente a realidade.

Gráfico 6 – Preços médios de longo prazo de janeiro de 2014 a junho de 2016



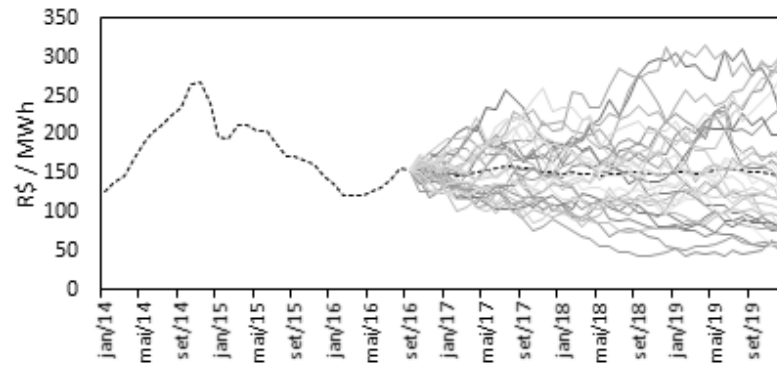
Fonte: Dcide e BBCE

Será considerado que as distribuições de retornos da curva de preços seguem um padrão normal. O desvio padrão será obtido pelo histórico de retorno dos preços históricos. Desta forma, pode-se modelar uma série temporal de preço, onde o preço futuro de energia cotado no dia seguinte ( $Y_{t+1}$ ) será o valor do preço futuro hoje ( $Y_t$ ) adicionado a variável aleatória ( $a_t$ ) que segue a distribuição normal, conforme fórmula abaixo:

$$Y_t = Y_{t-1} + a_t . \tag{4.2}$$

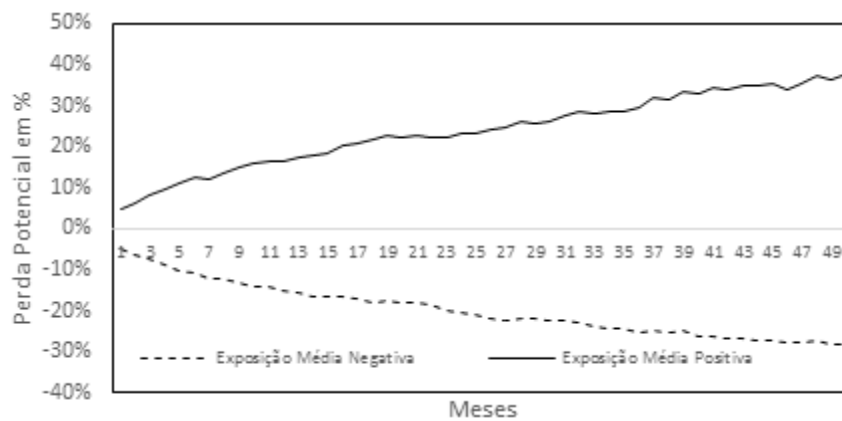
Assim, para cada momento  $t$ , teremos uma distribuição de valores possíveis para a curva forward em questão. O gráfico 7 ilustra o preço histórico e os cenários gerados através de simulações de Monte Carlo.

Gráfico 7 – Possíveis Cenários de Preços de Contratos Futuros



Na hipótese de *default* de uma das contrapartes, os inúmeros cenários de preços simulados irão compor possíveis custos de reposição. Reforça-se que somente os cenários com preços inferiores ao preço inicial serão considerados para o cálculo da perda esperada. Caso contrário, a parte em dificuldade irá continuar com o contrato, ou o repassará, uma vez que este possui valor. O conjunto de cenários negativos será definido como Exposição Positiva Esperada, conforme descrito por Gregory (2012). O Gráfico 8 ilustra as duas curvas de exposições esperadas.

Gráfico 8 – Exposição Média Esperada por agrupamento positivo e negativo



## 5 MODELO DE PRECIFICAÇÃO DO RISCO DE CRÉDITO

Conforme discutido no Capítulo 4, o risco de contraparte é definido como sendo a potencial perda financeira ocasionada em uma determinada transação por um possível *default* de uma das partes. Este risco pode ser precificado pela metodologia *de Credit Valuation Adjustment (CVA)*, que, por definição, mede o valor da diferença de resultado entre duas transações, sendo uma sem risco e a outra com risco, conforme Gregory (2012). De modo simplificado, pode-se escrever:

$$\text{Valor com risco} = \text{Valor sem risco} - \text{CVA} \quad (5.1)$$

Isolando-se o CVA e abrindo os valores na somatória de fluxos, o CVA será dado pela seguinte equação:

$$CVA \approx (1 - Rec) \sum_{i=1}^m DF(t_i) EE(t_i) PD(t_{i-1}, t_i), \text{ onde:} \quad (5.2)$$

- $1 - Rec$  : *Loss Given Default*. Corresponde a porcentagem de perda do fluxo.
- DF: Taxa de desconto para cada período
- $v(t)$  : Valor presente de R\$ 1 no tempo t (taxa de desconto neutra ao risco)
- EE : Exposição Esperada para cada um dos períodos
- PD: Probabilidade de *Default*

Neste capítulo, será utilizado o conceito do CVA para uma transação bilateral de uma *commodity*. Para isto, vamos recorrer à formula geral de precificação de risco de contraparte que será demonstrada a seguir (equação 5.3), adaptada para uma transação envolvendo *commodities*. Este problema foi desenvolvido por Brigo e Bakkar (2009).

Pelo modelo geral, será formulada uma transação bilateral, na qual a contraparte vendedora, “B”, considerada sem risco, vende o produto para a contraparte, “C”, considerada com risco, com maturidade no tempo T. Sendo  $\tau$  o tempo do *default*, temos o que se segue:

- (i) Caso  $\tau > T$ , não há *default*, e o vendedor “B” recebe pagamento da contraparte “C”. Neste caso não haverá nenhum prejuízo para “B”.
- (ii) Caso  $\tau < T$ , ocorre o *default*, a contraparte “C” não consegue cumprir suas obrigações e o que se segue ocorre:
- (iii) No tempo  $\tau$  é calculado o VPL do fluxo de pagamentos até a maturidade.
  - a. Caso o fluxo seja positivo para o vendedor, o pagamento é realizado, ou seja, não há nenhum prejuízo para “B”.
  - b. Caso o fluxo seja negativo para o vendedor, somente uma fração do VPL é recuperada pelo vendedor.

Será definido, a seguir, que a expressão  $\bar{\Pi}(t, T)$  é o somatório dos fluxos financeiros esperados de uma determinada transação, descontada a uma determinada taxa. Para transações sem risco, a expressão será  $\Pi(t, T)$ . A diferença entre as duas será a perda esperada na transação com risco. Assim temos que:

$$\bar{\Pi}(t, T) = 1_{(\tau > T)} \Pi(t, T) + 1_{(t < \tau \leq T)} [\Pi(t, \tau) + D(t, \tau) (\text{Rec}(\text{VPL}(\tau))^+ - (\text{VPL}(\tau))^-)] \quad (5.3)$$

A variável  $D(t, \tau)$  representa a taxa de desconto estocástico. Pode-se deduzir pela equação (5.3), na hipótese de  $\tau$  ser maior que T, que não haverá perda. Como  $\tau$  foi maior que o tempo final da transação, não ocorreu *default* durante o fluxo de pagamentos, desta forma o *payoff* será idêntico ao valor do *payoff* de uma contraparte sem risco:

$$\bar{\Pi}(t, T) = \Pi(t, T) . \quad (5.4)$$

Caso  $\tau$  seja menor que  $T$ , o *payoff* para o vendedor será a soma dos pagamentos realizados até  $\tau$ , acrescido do valor residual do *payoff* do fluxo – somente para valores negativos. Para valores positivos, o fluxo será integralmente pago pelo devedor, pois, entende-se, que, mesmo em dificuldade financeira, a contraparte compradora usaria este fluxo como um ativo, uma vez que o resultado está acima do valor dos pagamentos.

A função acima também funciona para valores esperados, deste modo, pode-se reescrever a função como:

$$E[\bar{\Pi}(t, T)] = E[\Pi(t, T)] - E_t[L_{GD} 1_{(t < \tau \leq T)} D_{(t, \tau)} (NPV(\tau))^+ ], \quad (5.5)$$

onde  $L_{GD} = 1 - REC$  é chamado de *Loss Given Default*. Esta variável representa a fração que não é recuperada.

Em um contrato futuro, tratando-se, agora, de contratos de *commodities*, o *payoff* das partes compradoras e vendedora é dado pela diferença entre o preço acordado,  $K$ , e o valor do ativo na maturidade,  $S_T$ .

$$S_T - K_T \text{ (payoff compradora), } K - S_T \text{ (payoff vendedora).}$$

Quando esta expressão é descontada ao tempo  $t$ , pela taxa livre de risco e pela distribuição neutra ao risco, temos que:

$$E_{(t)}[D(t, T) * (S_t - K)] = D(t, T) * (E[S_T] - K) = D(t, T) * (F(t, T) - K). \quad (5.6)$$

Sendo o *payoff* de um contrato futuro de uma *commodity* em NPV, denotado por  $FWD(t, T; K)$ , teremos a seguinte expressão para representar o valor da NPV de uma contraparte com risco:

$$\begin{aligned} \overline{Fwdp}_{(t,T;K)} &= Fwdp_{(t,T;K)} \\ &\quad - LGD \sum_{j=1}^b Q(T_{j-1} < \tau \leq j) E_t [D(t, T_j)(Fwdp(T_j, T; K))^+] \end{aligned} \tag{5.7}$$

A equação mostra que o valor do NPV de um contrato hoje com uma contraparte com risco é o valor do NPV do contrato sem risco reduzido da potencial perda esperada dos cenários negativos de NPV, descontados a probabilidade neutra ao risco. Com este modelo, pode-se, através de simulações de Monte Carlo, realizar o cruzamento de cenários de *default* e de curvas futuras de preço.



Neste capítulo, serão aplicados a teoria e o modelo proposto em um estudo de caso envolvendo um consumidor e um gerador de energia elétrica. A empresa que deseja comprar energia é uma fabricante de alumínio que está em dificuldades financeiras, mas precisa obter uma grande quantidade de energia, por ser eletrointensiva. A geradora de energia não possui contratos de longo prazo, mas deseja reverter esse cenário para que fique menos exposta ao mercado de curto prazo, uma vez que seus investidores possuem um perfil de menor risco.

Será apresentada uma transação de venda de um contrato de energia futuro para uma contraparte com risco (empresa de alumínio). A fim de minimizar uma eventual perda financeira, será calculado o valor do *spread* justo (cobrado do consumidor pela geradora), considerando no cálculo o valor esperado de perda frente a uma consequente necessidade de reposição da energia negociada. As variáveis necessárias para a avaliação do *spread* justo são:

- (1) Risco de crédito da contraparte: que irá determinar a probabilidade de *default* ao longo do período do contrato. A empresa de alumínio possui *rating* B. Os valores de probabilidade de *default* estão na Tabela 8.
- (2) A volatilidade do preço da energia: pois, quanto maior a volatilidade, maior será a dispersão de preços futuros, considerados na ocorrência de um evento de *default*. Será utilizado o valor histórico de 2,8% ao mês.
- (3) O prazo inicial de suprimento: quanto mais distante do período inicial, maior será a dispersão das possíveis curvas de preço. Na simulação, serão 7 meses para o início do fornecimento.
- (4) O período de suprimento: o contrato terá 4 anos de duração.
- (5) O valor da curva futura de preços e o valor da operação – inicialmente sem a incorporação do *spread* de risco. Ambos valores serão R\$ 131,50/MWh.

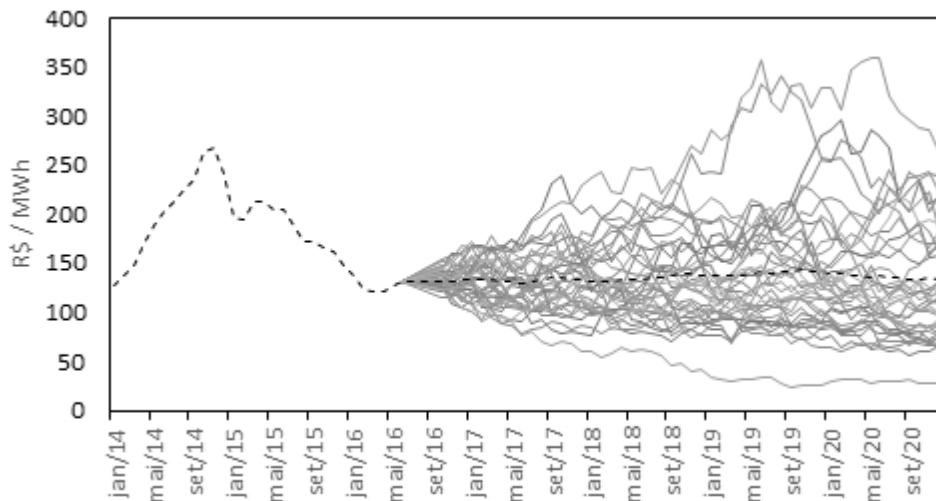
Tabela 8 – Risco de *default* de uma contraparte com Rating B

	Ano									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Acumulada	4,0%	8,8%	13,5%	17,7%	21,4%	24,7%	27,6%	30,0%	32,2%	33,9%
Condicional	4,0%	4,9%	5,0%	4,4%	3,9%	3,4%	3,0%	2,5%	2,2%	1,8%

Para esta análise, o montante de suprimento será indiferente, uma vez que a referência é unitária. Assim, caso seja necessário achar o volume financeiro total ajustado – equivalente ao CVA – somente será necessária a multiplicar o preço unitário pelo montante total de energia do contrato.

Conforme anteriormente analisado, os preços de reposição podem variar ao longo do tempo - para este estudo de caso foram simulados 10.000 cenários de preços. O Gráfico 9, apenas ilustrativo, demonstra a projeção de 100 cenários aleatórios.

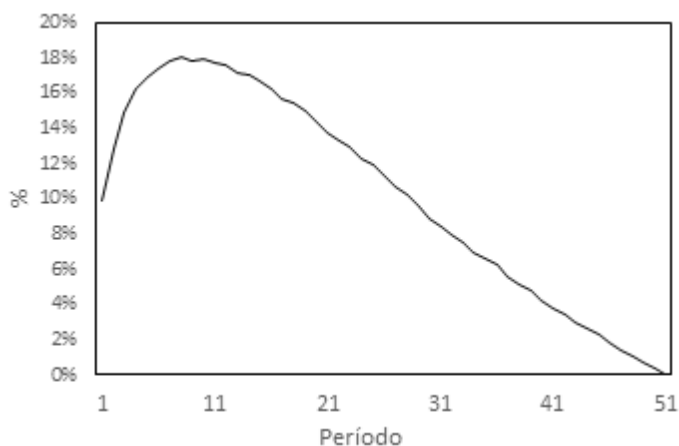
Gráfico 9 – Possíveis cenários de preços futuros de energia



Analisando-se o Gráfico 10, verifica-se que a perda esperada cresce, no período inicial, e decai até o final do contrato. Isto se deve a dois fatores simultâneos: (i) ao aumento da Exposição Positiva Esperada com o passar do tempo, uma vez que existe volatilidade no preço de reposição, (ii) e ao pagamento das parcelas dos períodos iniciais do fluxo, reduzindo a quantidade de parcelas em risco. Desta forma, neste estudo de caso, o pico de risco de

exposição ocorre entre o 9º e o 12º pagamento. Ainda, a variável de risco de crédito não está sendo considerada na perda potencial.

Gráfico 10 – Perda potencial comparada ao VPL de uma transação sem risco



Para inserir a probabilidade de risco de *default*, a matriz total de exposições financeira deverá ser multiplicada pela matriz de eventos de *default* simulada. Obtém-se, assim, cenários nos quais não há nenhuma perda (quando não ocorre *default*, ou quando ocorre o *default* e o preço de reposição é maior que o preço da curva inicial) e cenários onde há perda (quando ocorre o *default* e o preço de reposição está abaixo do preço inicial). Necessário recordar que se o preço futuro for maior que o preço inicial, o comprador irá utilizar este contrato como um ativo, pois ele poderá ser revendido.

O Gráfico 11 ilustra a perda, por unidade de energia, em vários cenários adversos (nos quais ocorrem o *default* e o preço se encontra menor que o preço inicial). Pode-se verificar que, ao longo do período do contrato, de janeiro de 2017 a dezembro de 2020, existem, distribuídos de forma aleatória, vários cenários de *default* com diferentes níveis de perdas, igualmente sorteados.

Entre as dez mil simulações realizadas, existem cenários com maior e menor severidade de perda. Destaca-se que, após a ocorrência de *default*, a perda é constante ao longo dos próximos períodos, uma vez que haverá um novo contrato ao preço da curva *forward* vigente no instante  $\tau$ . O Gráfico 12 ilustra o agrupamento de todos os cenários com

seus respectivos resultados, ordenados pelo nível da perda. Cada ponto, dentre os 10.000, representa a somatória das perdas em cada um dos meses até o final do contrato.

Gráfico 11 – Perda, por unidade de energia, em diferentes cenários de default

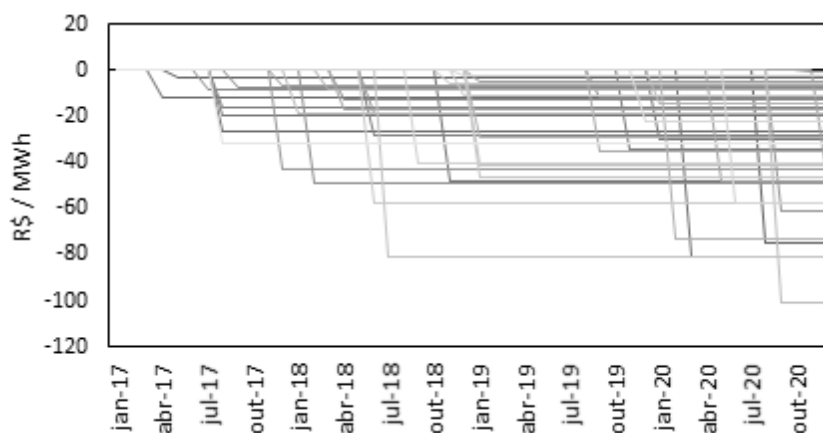
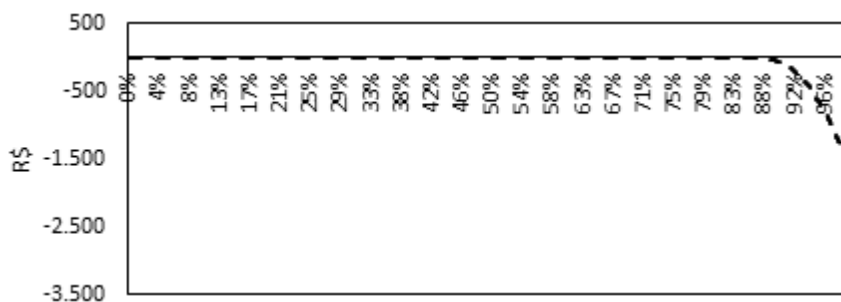


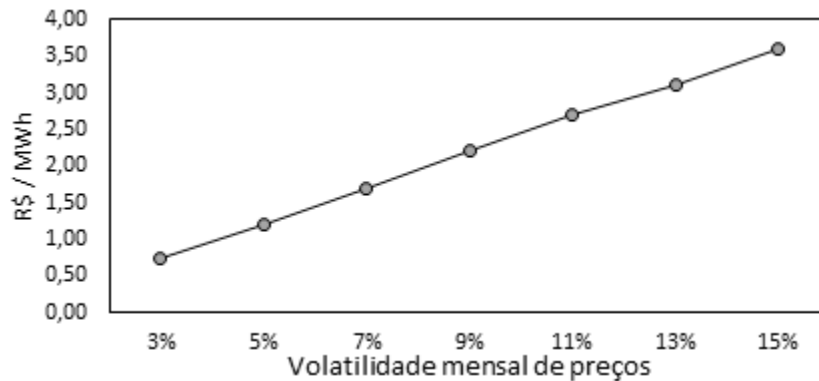
Gráfico 12 – Perda total para cada unidade de energia em probabilidade acumulada



Como os cenários de *default*, mesmo para contrapartes arriscadas, são menos prováveis que cenários de não *default*, as perdas médias são, em certo modo, pouco relevantes. Na simulação, para a contraparte em questão, deveria ser adicionado ao preço o valor de R\$ 1,60 / MWh, o equivalente a um *spread* de 1,25% frente a uma contraparte sem risco.

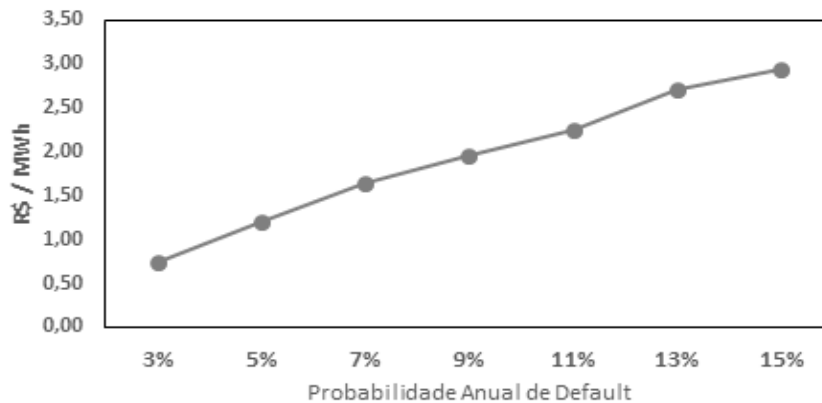
Analisando-se outros cenários com probabilidades de *default* e volatilidades diferentes, constata-se que o *spread* de risco pode ser maior que o apresentado no estudo de caso. O Gráfico 13 ilustra como se comporta a mudança do *spread* de risco de acordo com o aumento da volatilidade mensal.

Gráfico 13 – Mudança de *spread* de risco em relação a volatilidade de preços



De forma análoga, no Gráfico 14, temos a variação de probabilidade de *default* anual e o *spread* de risco. O preço inicial utilizado foi de R\$ 150,00 / MWh e o prazo da operação foi de 4 anos para ambas as simulações de sensibilidade.

Gráfico 14 – Mudança de *spread* de risco em relação a probabilidade anual de *default*



Conforme esperado, quanto maior a probabilidade de *default* e volatilidade, maior o *spread* de risco esperado. Entretanto, a análise para um cenário esperado (média dos resultados) não se mostra eficaz dado o perfil de distribuição de perdas, por ser esta muito assimétrica. Para o caso estudado, caso o *spread* de risco fosse requisitado para um VaR de 95%, o valor adicional referente ao risco seria de R\$ 12,60 / MWh, 7,8 vezes maior que o valor médio de perda.

Assim, dada a distribuição de perdas, o valor médio esperado para o *spread*, pode ser inadequado em uma gestão de risco mais conservadora.

## 7 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi demonstrado que o risco de crédito deveria influenciar a precificação de contratos de energia elétrica. Quanto maior a volatilidade e o maior o risco de *default*, maior o risco implícito da operação.

Inspirado na metodologia de *Credit Value Adjustment*, os cenários de preço e probabilidade de *default* foram combinados através do método de Monte Carlo. As simulações foram realizadas com a premissa de que partes estejam negociando em uma situação na qual não existe aversão ao risco.

Como resultado, foi visto que, uma vez que há uma incerteza no preço futuro de energia, há uma crescente Exposição Positiva Esperada. Entretanto, também foi constatado que o período crítico para a ocorrência de um *default* encontra-se nos períodos iniciais, pois somente uma pequena parcela dos pagamentos foi realizada e há alto valor remanescente que será objeto de reposição.

Importante reforçar que não foi considerada nenhuma correlação entre o aumento de probabilidade de *default* e expectativa da redução do preço *forward*, algo provável e que pode ser abordado através da metodologia *Wrong Way Risk*.

Seria intuitivo observar a correlação positiva, entre queda no preço de energia e aumento na probabilidade de *default*, uma vez que a queda na atividade econômica muito provavelmente resultará na redução dos preços de energia e no nível de insolvência das empresas. Caso a correlação fosse inserida na análise, o *spread* de risco seria maior.

Também foi levantada a hipótese de utilização da métrica de VaR para proteção de perdas, onde o valor do *spread* seria exponencialmente maior, uma vez que a distribuição de cenários possui valores extremos relevantes, acima de 95%.

## 8 Referências

- ALTMAN, Edward I.. **Financial ratios, discriminant analysis and prediction of corporate bankruptcy**. Journal of Finance, 1968. p 589-609.
- BRIGO, Damiano ; CHOURDAKIS, Kyriakos e BAKKAR, Imane. **Counterparty risk valuation for Energy commodities swaps**. Energy Risk, 2008.
- BRIGO, Damiano ; MASSETI, Massino. Risk Neutral Pricing of Counterparty Risk. In: PYKHTIN, Michael. (Editor). **Counterparty Credit Risk Modelling**. Risk Books, 2005. 480p.
- BESSEMBINDER; Hendrik ; L. LEMMON, Michael. **Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets**. Journal of Finance, 2002. p 1347-1382.
- CANNABARO, E.; PICOULT, E.; WILDE, T.. **Counterparty Risk**. Energy Risk, 2005.
- DENG, S.J.; OREN, S.S.. **Electricity derivatives and risk management**. Energy, 2006, vol. 31, p 940-953.
- EYDELAND, A.; GEMAN, H. **Fundamentals of electricity derivative pricing**. Energy Modelling and Management of Uncertainty, Risk Books, 1999.
- GREGORY, Jon. **Counterparty Credit Risk and Credit Value Adjustment**. – 2<sup>nd</sup> ed. 2012
- HALIFU, Maierdan. **Counterparty credit risk in energy-commodity forward**. Tese de Mestrado em Finanças, Graduate School of Business, Economics and Law University of Gothenburg, Suécia, 2011.
- HULL, John; WHITE, Alan. **The valuation of credit default swap options**. The Journal of Derivatives, 2000, p.40-50.
- JORION, Philippe. **Financial Risk Manager Handbook**. 2003.
- LIMA, J.L. **Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do Código de Águas à crise dos anos 80**. Rio de Janeiro, Memória da Eletricidade, 1995.
- MERTON, R.C.. **On the pricing of corporate debt: The risk structure of interest rates**. The Journal of Finance, 1974, p. 449-470.
- SCHWARTZ; Eduardo; SMITH, James E. **Short-Term Variations and Long-Term Dynamics in Commodity Prices**. Management Science, 2000, p. 893-911.
- SILVA, BRUNO. **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo**. Tese de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2011.