UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO

ANDERSON DA SILVA RAMOS

AVALIAÇÃO DOS RISCOS E INCERTEZAS DE CONTRATAÇÕES DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

JUIZ DE FORA
2017

ANDERSON DA SILVA RAMOS

AVALIAÇÃO DOS RISCOS E INCERTEZAS DE CONTRATAÇÕES DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Orientador(a): D. Sc. Cristina Márcia Barros de Castro
Coorientador(a): D. Sc. Bruno Henriques Dias

JUIZ DE FORA
2017

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração
automática da Biblioteca Universitária da UFJF,
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Ramos, Anderson da Silva.
Avaliação dos riscos e incertezas de contratações das empresas distribuidoras de energia elétrica / Anderson da Silva Ramos. -- 2017.
60 f. : il.

Orientadora: Cristina Márcia Barros de Castro
Coorientador: Bruno Henriques Dias
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, 2017.

1. Análise de riscos. 2. Contratação de energia elétrica. 3. Empresas distribuidoras. 4. Modelagem estocástica. I. Castro, Cristina Márcia Barros de, orient. II. Dias, Bruno Henriques, coorient. III. Título.

ANDERSON DA SILVA RAMOS

AVALIAÇÃO DOS RISCOS E INCERTEZAS DE CONTRATAÇÕES DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Produção.

Aprovada em 30 de janeiro de 2017.

BANCA EXAMINADORA

D. Sc. Cristina Márcia Barros de Castro (Orientadora)
Universidade Federal de Juiz de Fora

D. Sc. Bruno Henriques Dias (Coorientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora

D. Sc. Luiz Henrique Dias Alves
Universidade Federal de Juiz de Fora

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, autor e senhor de minha vida, por me conceder tudo aquilo que sou, tenho e vivo, permitindo-me alcançar junto com meus familiares e amigos essa grande e importante conquista.

Aos meus pais, Adalton e Maria Heli, pelo amor incondicional, traduzido desde o primeiro “sim” ao querer de Deus por minha existência até a doação diária de suas vidas como base para que eu possa caminhar. Ao meu querido irmão, Adalton Júnior, maravilhoso amigo e companheiro em todas as circunstâncias de minha história.

A todos os meus parentes e amigos, pelo carinho e pelas orações, essenciais, como sempre, nesta jornada.

À minha orientadora, Cristina Castro, e ao meu coorientador, Bruno Dias, por toda a dedicação e atenção dispendidas para a construção deste trabalho. Ao professor Luiz Henrique, membro da banca, pelas considerações que colaboraram para o seu enriquecimento.

A todos os docentes, a começar por aqueles de minha infância até aqueles que estiveram presentes diretamente neste curso de graduação, pelos conhecimentos e experiências a mim transmitidos, que não só contribuíram para minha formação profissional, mas, com certeza, também para a pessoal.

Enfim, a todos que de algum modo fizeram e, continuarão a fazer, parte de minha história, pelo auxílio na caminhada, pois é certo de que sozinho ninguém é capaz de superar os desafios mais difíceis e alcançar grandes vitórias. Deus os abençoe!

RESUMO

Este trabalho apresenta e analisa a atuação das empresas brasileiras de distribuição em seus processos de contratação de energia elétrica, com foco nos principais riscos aos quais elas estão expostas, sobretudo quanto a desvios nos montantes adquiridos de energia frente às demandas de consumo projetadas. Para direcionar a atuação das distribuidoras, é apresentado um modelo estocástico que correlaciona as principais variáveis de impacto nos custos de contratação para um determinado horizonte de tempo, sendo discutidas as perspectivas atuais dentro da dinâmica do setor elétrico, em especial, os significativos patamares de sobrecontratação de energia, que vem gerando a necessidade de estabelecimento de novas medidas regulatórias capazes de possibilitar o ajuste dos portfólios de contratos das distribuidoras e, consequentemente, o maior equilíbrio no setor elétrico nacional.

Palavras-chave: Riscos e Incertezas; Contratação de Energia; Empresas de Distribuição.

ABSTRACT

This work presents and analyzes the performance of Brazilian distribution companies in their electric power contracting processes, focusing on the main risks to which they are exposed, especially regarding deviations in the purchased amounts of energy against projected consumption demands. In order to direct the distributors performance, a stochastic model is presented correlating the main variables of impact on the contracting costs in a certain time horizon, discussing the current perspectives within the dynamics of the electric sector, especially the significant levels of overcontracting which have been generating the need to establish new regulatory measures capable of adjusting the portfolios of distributors contracts and, consequently, the greater balance in the national electricity sector.

Keywords: Risks and Uncertainties; Energy Contracting; Distribution Companies.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Principais agentes direcionadores do setor elétrico 22
Figura 2: Energia comercializada no Mercado *Spot* 26
Figura 3: Taxonomia do risco 38
Figura 4: Evolução do PLD Mensal 49
Figura 5: Previsões de carga de energia do SIN 50

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Atribuições dos principais agentes direcionadores do setor elétrico 22
Quadro 2: Agentes do mercado de comercialização de energia 24
Quadro 3: Principais contratos no Ambiente de Contratação Regulada 27

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A-1 - Leilão com início de suprimento de energia, geralmente, um ano após sua realização

A-3 - Leilão com início de suprimento de energia três anos após sua realização

A-5 - Leilão com início de suprimento de energia cinco anos após sua realização

A1 - Montante contratado no leilão A-1

A3 - Montante contratado no leilão A-3

A5 - Montante contratado no leilão A-5

AJ - Montante contratado no leilão de ajuste

ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BRICS - Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul

CC - Carteira de contratos inicial da distribuidora

CCD - Parcela da carteira inicial advinda das demais formas de contrato do ACR

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ou parcela da carteira inicial da distribuidora advinda de contratos de energia existente

CCEN - Parcela da carteira inicial da distribuidora advinda de contratos de energia nova

CCGF - Contrato de Cota de Garantia Física

CD - Carga demandada de energia

CER - Contrato de Energia de Reserva

Chesf - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

CMO - Custo Marginal de Operação

CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

Conuer - Contrato de Uso de Energia de Reserva

DEF - Déficit ou subcontratação de energia

DMCSDC - Montante disponível para compra no MCSD

D+1 - Mercado do Dia Seguinte

EER - Encargo de Energia de Reserva

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

EXCNR - Excedente ou sobrecontratação de energia não repassável às tarifas

EXCR - Excedente ou sobrecontratação de energia repassável às tarifas

FFE - Fundo Federal de Eletrificação

GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico

H+1 - Mercado Intradiário

IUEE - Imposto Único de Energia Elétrica

LEE - Leilões de Energia Existente

LEN - Leilões de Energia Nova

LFA - Leilões de Fontes Alternativas

LPE - Leilões de Projetos Estruturantes

MAE - Mercado Atacadista de Energia

MCP - Mercado de Curto Prazo

MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MCSDC - Modalidade de compra do MCSD ou montante contratado no MCSD

MCSDCNA - Montante contratado no MCSD não acumulado

MCSDV - Modalidade de venda do MCSD ou montante vendido no MCSD

MCSDVNA - Montante vendido no MCSD não acumulado

MME - Ministério de Minas e Energia

MRE - Mecanismo de Realocação de Energia

MSUB - Multa por subcontratação

OIS - Operador Independente do Sistema

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PA1 - Preço do leilão A-1

PA3 - Preço do leilão A-3

PA5 - Preço do leilão A-5

PAJ - Preço do leilão de ajuste

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PDEF - Preço do déficit ou subcontratação de energia

PEPE - Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais

PEXCNR - Preço do excedente ou sobrecontratação de energia não repassável às tarifas

PIE - Produtor Independente de Energia

PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

PMC - Preço médio dos contratos

PMCSDC - Preço do contrato de compra no MCSD

PMCSDV - Preço do contrato de venda no MCSD

PND - Plano Nacional de Desestatização

PRED - Preço das reduções de contrato (mercado e clientes livres)

Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

PRSUB - Perda no repasse de subcontratação

RCLIV - Montante declarado de saída de consumidores livres para o ACL

RCLIVNA - Montante de redução de clientes livres não acumulado

RE-SEB - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RM - Montante de redução de mercado

RMNA - Montante de redução de mercado não acumulado

SCLIV - Montante de saída efetiva de consumidores livres para o ACL

SIN - Sistema Interligado Nacional

VL3 - Preço médio de aquisição nos leilões A-3

VL5 - Preço médio de aquisição nos leilões A-5

VR - Valor Anual de Referência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS 14
1.2 JUSTIFICATIVA 14
1.3 ESCOPO DO TRABALHO 15
1.4 OBJETIVOS 15
1.5 METODOLOGIA 16
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO 16

2 O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA 17

2.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO 17
2.2 ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO 21
2.2.1 Agentes direcionadores e suas atribuições 21
2.2.2 Ambientes de comercialização 23
2.2.3 Ambiente de Contratação Regulada 27
2.3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DO SETOR ELÉTRICO 31
2.4 ESTUDOS SOBRE O SETOR ELÉTRICO NACIONAL 34

3 ANÁLISE DOS RISCOS DE CONTRATAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS 37

3.1 RISCOS: ASPECTOS INICIAIS E CLASSIFICAÇÃO 37
3.2 ANÁLISE DE RISCOS 39
3.3 MODELO ESTOCÁSTICO PARA A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 41
3.4 CENÁRIO ATUAL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 48

4 CONCLUSÃO 53

REFERÊNCIAS 55

ANEXO A - TERMO DE AUTENTICIDADE 60

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O setor elétrico brasileiro vivenciou várias mudanças a partir da década de 1990, com vista a possibilitar o desenvolvimento do país, culminando na implantação do chamado Novo Modelo do Setor Elétrico no ano de 2004, o qual trouxe novas diretrizes para os papéis e relacionamentos entre os diversos agentes do setor, bem como para as regras dos processos de comercialização de energia elétrica.

Trabalhar com o atendimento pleno da demanda ao menor custo configura-se como um grande objetivo dessa nova estrutura, para o qual, no caso das empresas distribuidoras, foi estabelecida a necessidade de contratação de energia através de procedimentos regulados pelo governo, no chamado Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Existem ainda outras formas de contratação, no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Mercado de Curto Prazo (MCP), sendo somente esta última disponível como alternativa para as distribuidoras, as quais precisam planejar e escolher a melhor composição de suas compras com base, em especial, no menor preço de energia. Para essa decisão há diferentes fatores de influência que acabam por compor um cenário de incertezas aos agentes contratantes, sendo, por esta razão, de grande importância avaliar corretamente as variáveis envolvidas com vista ao alcance dos melhores resultados nas atividades de contratação. É nesse contexto em que se configura o presente estudo, que avalia a estrutura vigente no setor elétrico brasileiro e os riscos e incertezas enfrentados pelas empresas distribuidoras nos processos de comercialização.

1.2 JUSTIFICATIVA

Tendo em vista que as atuais regras de comercialização de energia elétrica no Brasil possuem como base o novo modelo do setor implantado em 2004 e se apresentam em constante processo de adequação para a melhoria do desempenho setorial, observa-se que estudos de avaliação do comportamento das contratações de energia por parte de empresas distribuidoras têm contribuído, e podem contribuir ainda mais, para a constatação dos aspectos de sucesso do novo modelo, bem como dos fatores de melhoria e das incertezas enfrentadas pelas organizações. No atual cenário de retração da economia brasileira, junto às discussões de escassez de água (principal fonte na matriz de energia elétrica do país), estas

incertezas tendem a ser acentuadas, sendo de grande relevância analisar as realidades e projeções futuras sobre a dinâmica do setor, a fim de contribuir para o melhor posicionamento dos agentes e, por consequência, para a consecução de resultados efetivos dentro das necessidades de desenvolvimento do país.

1.3 ESCOPO DO TRABALHO

Este trabalho se direciona para uma abordagem genérica sobre o modelo institucional do setor elétrico brasileiro e suas regras de comercialização, a fim de se descrever um panorama histórico e atual desse mercado no país. Além disso, é dado enfoque ao comportamento das empresas distribuidoras em escala ampla, com uma análise dos riscos e incertezas enfrentados em seus processos de contratação e a apresentação de um modelo que suporte às tomadas de decisão dentro do gerenciamento dos portfólios de contratos.

1.4 OBJETIVOS

O presente trabalho se volta para a análise dos riscos e incertezas das contratações de energia elétrica por parte de empresas distribuidoras, tendo em vista as regras de comercialização contidas no novo modelo energético brasileiro, bem como o atual cenário de crise econômica e ainda de incerteza hídrica nacional. Nesse sentido, o foco pode ser desdobrado nos seguintes objetivos específicos:

- Descrever a evolução do setor elétrico nacional, com suas principais características históricas e atuais de funcionamento;
- Avaliar comparativamente o setor elétrico brasileiro com realidades internacionais, a fim de verificar a adaptabilidade de modelos em meio a distintas condições de contorno;
- Detalhar a estrutura institucional e regulatória vigente para os processos de comercialização de energia elétrica no Brasil, com seus ambientes, agentes e regras de operacionalização;
- Apresentar um modelo estocástico de suporte aos processos de tomada de decisão para contratação de energia elétrica por parte das empresas distribuidoras, evidenciando as principais fontes de risco presentes nesses processos;

- Apresentar as perspectivas atuais e futuras para o setor elétrico, especialmente, quanto à atuação das distribuidoras.

1.5 METODOLOGIA

Considerando as classificações apresentadas por Silva e Menezes (2005), o trabalho, em seu escopo geral, caracteriza-se como “exploratório”, por adentrar na realidade do setor elétrico nacional e, mais especificamente, na atuação das empresas distribuidoras, observando e analisando as variáveis de interferência para o desenvolvimento destas empresas e, consequentemente, do setor como um todo; “aplicado”, por se voltar para o apoio às tomadas de decisão de contratação das distribuidoras frente ao cenário muito incerto vivenciado por elas; e “qualitativo”, por abordar de forma ampla os principais fatores de influência à variabilidade da dinâmica de comercialização, chegando à descrição de um modelo de relacionamento entre os fatores, mas sem a aplicação direta da formulação com dados numéricos do setor devido à sua atual configuração.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto por quatro capítulos, contando esta introdução, a qual é seguida no capítulo 2 por uma caracterização histórica e atual do setor de energia elétrica brasileiro, com posterior contraste a realidades de mercados internacionais e uma breve exposição dos principais trabalhos que tratam do novo modelo do setor elétrico, em especial, dos riscos de contratação das empresas distribuidoras.

No capítulo 3, são tratados aspectos conceituais relativos a riscos e análise de riscos, com a exposição de ferramentas de auxílio na dinâmica de gerenciamento, a se destacar a simulação. É feita ainda a descrição de um modelo estocástico para o direcionamento sobre as estratégias de contratação de energia, evidenciando o relacionamento entre as variáveis de influência nos custos de aquisição. O capítulo se encerra com uma breve apresentação dos principais desafios presentes e futuros para as empresas distribuidoras, sobretudo quanto às expectativas de significativa sobrecontratação para os próximos anos. Por fim, tem-se o último capítulo, no qual são apresentadas as principais observações extraídas com o desenvolvimento deste trabalho.

2 O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Tendo em vista a compreensão da dinâmica do setor elétrico brasileiro, faz-se importante avaliá-lo por meio de uma perspectiva histórica, voltada aos seus aspectos em evolução ao longo dos anos buscando alinhamento com o contexto mais amplo de estruturação nacional, já que este setor tem forte influência no desenvolvimento do país. Descrever o modelo atualmente vigente, por consequência, possibilita visualizar como o setor se encontra organizado e quais são suas forças e fraquezas capazes de interferir nos objetivos almejados no país. Nesse sentido, o presente capítulo vem tratar dos principais acontecimentos e fases que compõem a história da indústria de energia no Brasil, enfocando, posteriormente, no funcionamento da atual conjuntura, com seus agentes e ambientes de comercialização. Além disso, é estabelecido contraste com experiências internacionais de mercados de energia, a fim de se discutir o grau de maturidade do setor elétrico brasileiro, bem como a adaptabilidade de modelos frente a condições de contorno distintas entre países. Apresentam-se ainda alguns dos principais trabalhos que discorrem sobre o setor brasileiro, especialmente, quanto aos riscos de atuação das empresas distribuidoras de energia elétrica, que se configuram como alvo maior deste estudo.

2.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo Pinto Júnior et al. (apud CASTRO, 2009), o setor elétrico brasileiro tem suas origens no final do século XIX com um cenário de investimentos em geração, transmissão e distribuição prioritariamente estrangeiros e sem aparelho regulatório que delineasse a estruturação de um modelo coeso em âmbito nacional. Tolmasquim (2011) ressalta que os contratos eram celebrados de forma dispersa entre empreendedores e municípios, visando à exploração do potencial energético, sobretudo hidrelétrico, enquanto que a atuação federal era substancialmente incipiente.

Essas características perduraram até a década de 1930, quando a União começou a exercer papel predominante na indústria elétrica, configurando o chamado modelo estatal. As publicações da Constituição de 1934[1] e do Código de Águas, este por meio do Decreto nº 24.643 de julho de 1934[2], foram os pilares inicias desse novo período, conferindo, por

[1] Brasil, Congresso Nacional (1934).
[2] Brasil, Presidência da República (1934).

exemplo, à União a responsabilidade de gerir todas as outorgas da indústria elétrica no Brasil. A criação da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) em 1945, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em 1952, do Ministério de Minas e Energia (MME) em 1960 e da Eletrobrás em 1962 são também alguns importantes marcos no modelo estatal. Tolmasquim (2011) destaca que a Chesf apontou para uma divisão, embora não explícita e com relevantes exceções, dos esforços entre a União e os estados, sendo que a federação se focaria nas usinas de geração e sistemas de transmissão e os estados nas distribuidoras. O BNDES teve papel fundamental na expansão da oferta de energia na década de 1950 por administrar o Fundo Federal de Eletrificação (FFE), cujo um dos principais componentes era o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE) – tanto o fundo quanto o imposto foram criados pela Lei nº 2.308 de agosto de 1954[3]. O MME, criado pela Lei nº 3.782 de julho de 1960[4], veio com uma de suas atribuições direcionada a suportar os estudos e diretrizes do setor elétrico, enquanto que a Eletrobrás, em seus primeiros anos, centralizou o planejamento, o financiamento e a expansão da oferta de energia.

Sob forte ação da Eletrobrás, o setor elétrico apresentou grande desenvolvimento nas décadas de 1960 e 1970, o qual, segundo Tolmasquim (2011), foi impulsionado pelos recursos advindos do IUEE e também de duas outras fontes: o empréstimo compulsório e a receita garantida. O empréstimo, estabelecido pela Lei nº 4.156 de novembro de 1962[5], começou a ser cobrado, em favor da Eletrobrás, de todos os consumidores de energia elétrica no ano de 1964[6], fazendo parte da conta de energia assim como o imposto único. Já a receita garantida foi implementada no início da década de 1970, atrelada à medida de equalização tarifária, o que, em conjunto, assegurava remuneração de 10% a 12% para todas as concessionárias do setor elétrico. Com os recursos provenientes dessas três fontes, foi possível desenvolver várias medidas para a expansão do setor, conferindo sucesso ao modelo estatal até os últimos anos de 1970.

Na década seguinte, no entanto, a indústria de energia apresentou sérios problemas. Em meio a um cenário nacional de significativa crise econômica e fiscal, o Estado perdeu forças na promoção do crescimento da capacidade energética, enquanto que as empresas do setor se mostraram incapazes de enfrentar o panorama desfavorável, fato muito motivado

---

[3] Brasil, Congresso Nacional (1954).
[4] Brasil, Congresso Nacional (1960).
[5] Brasil, Congresso Nacional (1962).
[6] A partir de 1977, conforme o Decreto-Lei nº 1512 de dezembro de 1976 - Brasil, Presidência da República (1976), o empréstimo compulsório passou a ser cobrado somente dos consumidores industriais com uso igual ou superior a 2000kWh mensais. O recolhimento continuou até o ano de 1993.

pelas ineficiências encobertas pela remuneração garantida e equalização tarifária. Estas, segundo Wachsmuth (2014), permitiam que uma organização mal gerida, com altos custos, diminuísse artificialmente suas tarifas, sem qualquer motivação para melhorias nos processos. Embora tenha permanecido ao longo da década de 1980, o modelo estatal mostrou-se falho para contornar a crise, deparando-se, ao mesmo tempo, com um cenário externo, que impactou também internamente, de revisão do real papel do Estado, o qual, segundo a visão liberal emergente, deveria se conter exclusivamente a procedimentos regulatórios e ao fomento da iniciativa privada (TOLMASQUIM, 2011).

Por estas razões, a década de 1990 foi marcada como um período de reforma do setor elétrico brasileiro, encerrando o modelo estatal. Destaca-se o grande foco em se evitar uma falta de fornecimento de energia no país, por meio de regulamentação das concessões nos segmentos de transmissão e distribuição, tidos como monopólios naturais, e da privatização dos serviços de geração e comercialização, com vista a promover a competitividade entre as empresas atuantes (CASTRO, 2009).

Segundo Tolmasquim (2011), como primeira medida a ser ressaltada desse período, tem-se a instituição do Plano Nacional de Desestatização (PND), por meio da Lei nº 8.031 de abril de 1990[7], que, num contexto amplo, conferiu as bases para o aumento da participação privada nas atividades econômicas. Em março de 1993, a Lei nº 8631 (conhecida como Lei Eliseu Rezende)[8], dentre outros aspectos, extinguiu a remuneração garantida e a equalização tarifária, exigindo assim maior eficiência das empresas, e tornou obrigatória a celebração de contratos entre geradores e distribuidores de energia. Já em 1995, a Lei nº 8.987 (chamada Lei Geral das Concessões)[9] definiu regras para a prestação de serviços públicos, instituindo, por exemplo, a remuneração por preço em substituição à por custo, o que reforçou a motivação do aumento de eficiência. Ainda no mesmo ano, a Lei nº 9.074[10] direcionou os processos de renovação das concessões de serviços públicos, introduzindo também, no escopo do setor elétrico, duas novas figuras: o Produtor Independente de Energia (PIE), que comercializaria energia por sua conta e risco e o consumidor livre, comprador envolvido nas transações com o PIE. No ano de 1996, através da Lei nº 9.427[11], foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que atuaria como órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico,

[7] Brasil, Congresso Nacional (1990).
[8] Brasil, Congresso Nacional (1993).
[9] Brasil, Congresso Nacional (1995a).
[10] Brasil, Congresso Nacional (1995b).
[11] Brasil, Congresso Nacional (1996).

conduzindo os passos do novo modelo em construção. Este impulsionado pelo Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), o qual foi iniciado pelo Ministério de Minas e Energia também em 1996.

Tolmasquim (2011) salienta os principais resultados do projeto RE-SEB, que propunham, dentre outras recomendações, a estruturação de um mercado desverticalizado (com separação dos ativos de geração e transmissão), no qual se destacasse a livre comercialização de energia gerenciada por um órgão específico para os processos de contratação (no caso, o Mercado Atacadista de Energia – MAE), com a oferta física de energia efetuada por agente independente sob supervisão da ANEEL (no caso, o Operador Independente do Sistema – OIS, criado posteriormente como Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS). Vale abordar que tanto o MAE quanto o ONS foram criados pela Lei 9.648 de maio de 1998[12] e regulamentados pelo Decreto nº 2.655 de julho do mesmo ano[13].

Esperava-se, como já mencionado, que o novo modelo aumentasse a competitividade na geração e na comercialização, tendo a privatização nesses segmentos papel de grande importância. No entanto, o que ocorreu na prática foi a primazia na desestatização das distribuidoras, através, por exemplo, do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE), implantado em 1997, que fomentou o processo de privatização das distribuidoras estaduais. Com essa divergência, acabou-se por motivar o aumento da demanda por energia sem, contudo, garantir que os avanços em termos de capacidade de oferta fossem adequadamente desenvolvidos. Wachsmuth (2014) destaca que o setor elétrico tem como relevante característica o tempo de maturação de projetos de geração, normalmente de três a cinco anos, o que desperta para a necessidade de constante planejamento com vista a evitar que alterações positivas de demanda não sejam acompanhadas pela expansão da oferta.

Agravado pelo cenário hidrológico desfavorável no início do século XX, o desequilíbrio de oferta e demanda levou a uma grave crise de racionamento de energia nos anos de 2001 e 2002 (entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste e entre agosto de 2001 e janeiro de 2002, na região Norte). Para enfrentá-la, foram criados a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), por meio da Medida Provisória nº 2.147 de maio de 2001[14], e o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, através da Resolução nº 18 da GCE de agosto do mesmo ano[15]. Além disso, em

---

[12] Brasil, Congresso Nacional (1998).
[13] Brasil, Presidência da República (1998).
[14] Brasil, Presidência da República (2001).
[15] CGE, Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (2001).

termos operacionais, Castro (2009) destaca a construção emergencial de quarenta e nove usinas térmicas que ampliariam em 25% a capacidade instalada de geração nacional. Seguiram-se a estas outras medidas com vista a corrigir os problemas do setor elétrico, as quais levaram a estruturação do atual modelo, vigente a partir do ano de 2004.

2.2 ATUAL MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Instituído, especialmente, por meio das Leis nº 10.847[16] e 10.848[17], de março de 2004, e do Decreto nº 5.163[18], de julho do mesmo ano, o atual modelo do setor elétrico brasileiro teve suas bases direcionadas, especialmente, para a reestruturação institucional, regulatória e técnica que possibilitasse ao país o suprimento de energia necessária ao seu desenvolvimento, a universalização do acesso para os diferentes grupos da sociedade brasileira e a comercialização de energia elétrica a preços baixos para os consumidores finais pelo princípio da modicidade tarifária. Os tópicos que seguem visam a apresentar os principais aspectos que caracterizam esse amplo setor da economia, buscando compor uma descrição geral para a compreensão de seu funcionamento como base para as análises mais focais deste trabalho.

2.2.1 Agentes direcionadores e suas atribuições

Com vista a planejar, regulamentar, fiscalizar, gerir e operacionalizar os recursos e procedimentos dentro do setor de energia elétrica no Brasil, existem diferentes órgãos e corporações que trabalham de forma conjunta e interdependente. Destacam-se, neste momento, os agentes governamentais que atuam como principais direcionadores do modelo energético nacional, promovendo medidas integradas no sistema a fim de atingir objetivos sustentáveis para o país. Na Figura 1 são apresentados, de forma esquemática, esses agentes, evidenciando os relacionamentos mais diretos entre eles.

---

[16] Brasil, Congresso Nacional (2004a).
[17] Brasil, Congresso Nacional (2004b).
[18] Brasil, Presidência da República (2004).

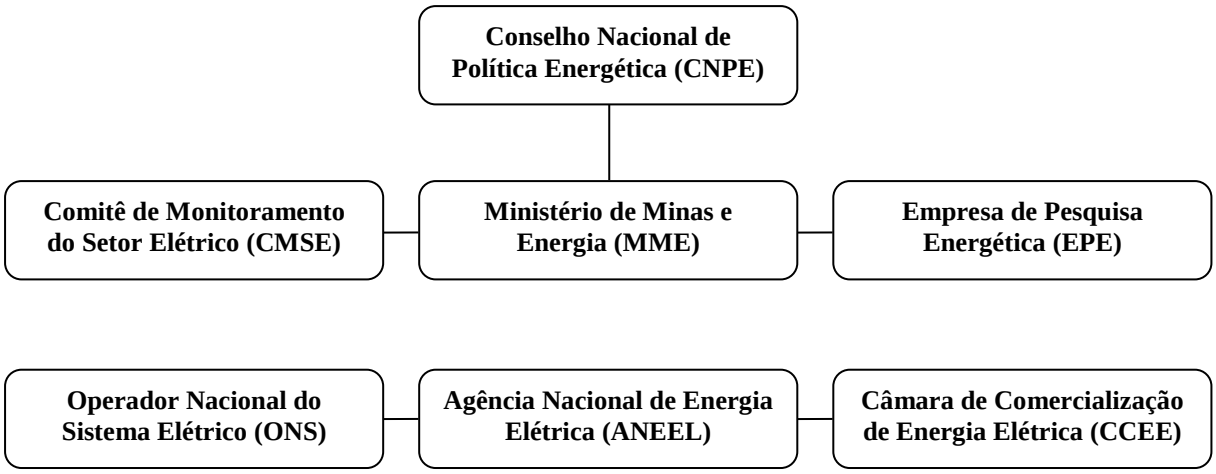

Figura 1: Principais agentes direcionadores do setor elétrico
Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - Adaptado

Quanto ao primeiro grupo, composto pelo CNPE, CMSE, MME e EPE, aponta-se que os trabalhos são voltados a uma perspectiva mais estratégica, com o estabelecimento de políticas e diretrizes, o monitoramento amplo do sistema e o desenvolvimento de análises para a proposição de medidas focadas no longo prazo. Já o segundo, representado pela ANEEL, ONS e CCEE, possui um viés de atuação para o desdobramento das diretrizes em regulamentações, a fiscalização dos agentes do setor, a operacionalização dos processos de comercialização de energia e a gestão do Sistema Interligado Nacional (SIN)[19]. No Quadro 2, têm-se as principais atribuições de cada agente segundo o exposto pela CCEE (2016a).

Quadro 1: Atribuições dos principais agentes direcionadores do setor elétrico

AGENTE	PRINCIPAIS ATRIBUIÇÕES
Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Estabelecer políticas e diretrizes que assegurem o suprimento de energia em todo o território nacional e que promovam constante melhoria na matriz energética
Ministério de Minas e Energia (MME)	Formular e implementar políticas com base nas diretrizes do CNPE e planejar e monitorar a segurança do suprimento de energia, atuando, se necessário, na correção de desequilíbrios entre oferta e demanda

[19] O Sistema Interligado Nacional (SIN) promove a integração de empresas de geração, transmissão e distribuição em quase todo o território brasileiro. Existem também sistemas de pequeno porte, chamados de Sistemas Isolados, especialmente, na região Amazônica do Brasil (ANEEL, apud CASTRO, 2009).

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	Acompanhar os processos de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia com vista a garantir a segurança para o abastecimento e expansão do setor
Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Desenvolver estudos que subsidiem o planejamento da matriz e dos recursos energéticos no curto, médio e longo prazos
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	Regulamentar e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia, zelando pela qualidade dos serviços, universalização do acesso e determinação das tarifas aos consumidores finais
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	Gerenciar o Sistema Interligado Nacional com foco no atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	Viabilizar e coordenar os processos de comercialização de energia elétrica por meio da implantação, divulgação e gerenciamento das regras e procedimentos associados

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Além dos órgãos direcionadores governamentais, compõem o setor elétrico diferentes corporações de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação, exportação e consumo de energia no país, sem falar da população em geral. As organizações envolvidas, fora aquelas que agem apenas como consumidoras ou comercializadoras, são de ordem pública ou privada com direito de concessão, permissão ou autorização para o uso dos recursos do sistema nacional, sendo que seus trabalhos devem contribuir para o setor como um todo, não se limitando a interesses locais. No tópico seguinte são apresentados em maior detalhe os agentes envolvidos nos ambientes de comercialização de energia no contexto amplo do funcionamento desse mercado.

2.2.2 Ambientes de comercialização

Atualmente, as operações comerciais de energia elétrica no Brasil devem ser estabelecidas em dois ambientes principais, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo que as diferenças contabilizadas entre oferta e demanda advindas desses ambientes podem ser negociadas no chamado Mercado de Curto Prazo (MCP). Segundo a ANEEL (2004), por meio da Convenção de Comercialização de

Energia Elétrica, o ACR se caracteriza por transações de compra e venda de energia envolvendo agentes vendedores e distribuidores em processos licitatórios, exceto casos previstos em lei, com regras e procedimentos previamente estabelecidos. Já o ACL se distingue por possibilitar negociações livres entre geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres e especiais de energia.

Entender quem são os agentes inseridos nos processos de comercialização permite uma melhor avaliação de sua dinâmica, visto que é grande a diversidade de empresas atuantes em um contexto de regras que delimitam suas participações nos ambientes de contratação. No Quadro 3 é apresentado como a CCEE (2016a) caracteriza esses agentes.

Quadro 2: Agentes do mercado de comercialização de energia

CATEGORIA	CLASSE	CARACTERIZAÇÃO
Geração	Concessionário de Serviço Público de Geração	Agente titular de concessão dada pelo Poder Concedente para a exploração, a título de serviço público, de recursos de geração
	Produtor Independente de Energia Elétrica	Agente individual ou participante de consórcio com direito de concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para a geração e comercialização de energia por sua conta e risco
	Autoprodutor	Agente concessionário, permissionário ou autorizado a produzir energia para seu consumo, podendo comercializar o excedente caso haja disposição deliberativa da ANEEL
Comercialização	Comercializador	Agente comprador no ACL que efetua venda de energia nesse mesmo ambiente ou, para as distribuidoras, em leilões de ajuste
	Consumidor Livre	Agente consumidor que, atendendo à legislação vigente*, pode escolher livremente sobre sua aquisição de energia (de geradores ou comercializadores)
	Consumidor Especial	Agente consumidor com demanda entre 500kW e 3MW que pode adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), biomassa, fonte eólica ou solar
	Importador	Agente autorizado pelo Poder Concedente a importar energia visando atendimento do mercado brasileiro
	Exportador	Agente autorizado pelo Poder Concedente a exportar energia visando atendimento do mercado estrangeiro

Distribuição	Distribuidor	Agente concessionário de distribuição de energia para consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas de acordo com a ANEEL

*Segundo a Lei nº 9.074/95, deve apresentar demanda mínima de 3MW e tensão de atendimento ilimitada (para consumidores inseridos no sistema após 08/07/1995) ou igual ou superior a 69kV (para consumidores inseridos antes de 08/07/1995).

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Vale salientar que os consumidores atendidos pelos agentes de distribuição podem ser divididos em dois grupos: cativos e potencialmente livres. O primeiro se refere àqueles agentes que não atendem às restrições para enquadramento como consumidores livres ou especiais, enquanto que o segundo, conforme o Decreto nº 5.163/04, se associa àqueles agentes que, mesmo atendendo às restrições, optam por comprar no mercado regulado.

Para participarem das operações de comercialização, as geradoras de energia elétrica precisam apresentar lastro físico para a garantia de sua capacidade de suprimento, o qual é definido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Wachsmuth (2014) trata deste lastro apontando uma importante característica da matriz energética brasileira, a predominância da fonte hídrica, que acaba por diferenciar a mensuração de capacidade do sistema nacional em relação a outros majoritariamente termelétricos. Enquanto que nestes a capacidade instalada dos geradores já representa a medida adequada de potência, usada como lastro, o sistema hidrelétrico requer a determinação da produção de energia que se consegue obter em um cenário de hidrologia crítica. Dessa forma, em sua grande maioria, a garantia física de uma usina brasileira é expressa em MWh/ano, sendo obtida por procedimentos de otimização realizados pelos órgãos competentes, com a consideração de históricos de séries hidrológicas.

Outro aspecto dentro dos processos de comercialização de energia diretamente relacionado à configuração da matriz energética nacional é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que se direciona para o compartilhamento dos riscos hidrológicos vividos pelos agentes geradores. Por meio desse mecanismo, há a realocação contábil da energia entre agentes com superávit e déficit na produção comparando-se com os valores de garantia física, fruto, especialmente, das diferenças hidrológicas entre as regiões do país em um mesmo período de tempo. O MRE abrange todas as geradoras de fonte hídrica submetidas ao despacho de energia centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (CCEE, 2016a).

Os agentes distribuidores, ao participarem dos processos licitatórios para a compra de energia, necessitam apresentar suas previsões de demanda com vista ao seu completo atendimento dentro do mercado regulado, conforme o Decreto nº 5.163/04. Essas previsões se referem a horizontes de longo prazo, o que exige das empresas analisar com cautela às perspectivas de consumo de seus clientes, considerando que desvios entre as quantidades contratadas e as efetivamente utilizadas podem gerar penalidades às distribuidoras.

Essas previsões de consumo, bem como o lastro das geradoras e todas as demais informações relativas às transações de compra e venda de energia, devem ser registradas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a qual, como já mencionado, é o órgão que viabiliza e coordena as trocas no mercado de energia elétrica do país. Os registros dos montantes contratados nos ambientes ACR e ACL e dos realmente gerados e consumidos possibilitam à CCEE configurar o Mercado de Curto Prazo, também conhecido como Mercado *Spot*. Neste, segundo a CCEE (apud CASTRO, 2009), é efetuada a comercialização do excedente entre a energia verificada, disponível no sistema, e a energia contratada, como ilustra a Figura 2.

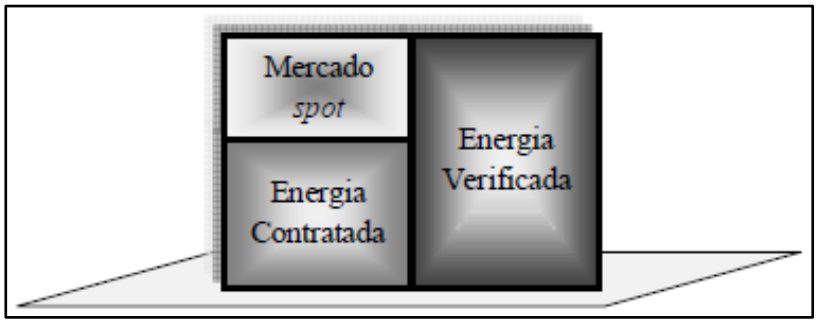

Figura 2: Energia comercializada no Mercado *Spot*
Fonte: CCEE (apud CASTRO, 2009)

Destaca-se que as negociações no Mercado de Curto Prazo são realizadas com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), o qual se associa ao custo marginal de operação (CMO) do sistema elétrico, possuindo como limite mínimo um valor que considera os custos de operação e manutenção das hidrelétricas e como limite máximo o custo variável de operação da usina termelétrica mais cara (CASTRO, 2009). Tem-se novamente aqui a influência da configuração da matriz energética nacional, que leva à busca por uma solução ótima de equilíbrio, via PLD, entre os benefícios de usar os recursos hídricos no presente e no futuro, considerando os gastos com combustíveis para as usinas termelétricas. Vale ressaltar que o PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga de energia e para cada

um dos quatros submercados do Sistema Interligado Nacional (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte), estes configurados por limites de intercâmbio presentes nas linhas de transmissão (CCEE, 2016a).

Considerando o foco deste trabalho nos riscos e incertezas das contratações de empresas distribuidoras, as quais operam prioritariamente no ACR, a seguir é aprofundada a descrição da dinâmica desse ambiente.

2.2.3 Ambiente de Contratação Regulada

No Ambiente de Contratação Regulada, a principal forma de comercialização é dada via processos licitatórios com base no modelo de leilão, através do qual se busca o atingimento do princípio da modicidade tarifária. Este está relacionado à cobrança de tarifas com o menor valor possível para os consumidores finais, possibilitando o uso de energia por parte dos mesmos sem prejuízos à sustentabilidade econômica das empresas envolvidas na cadeia de fornecimento e à qualidade dos serviços prestados. O Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) é a forma de acordo predominante nesse ambiente, tendo papel essencial no atendimento da demanda dos agentes distribuidores. Há ainda outros tipos de contrato, sendo os principais apresentados no Quadro 4, alguns não advindos de leilões, que são alternativas para as distribuidoras nas negociações reguladas (CCEE, 2016a) e (CCEE, 2016b).

Quadro 3: Principais contratos no Ambiente de Contratação Regulada

CONTRATO	CARACTERIZAÇÃO
Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR)	Celebrado entre agentes vendedores e distribuidores por meio de editais de energia nova, existente, de fontes alternativas ou de projetos estruturantes com cláusulas e condições previamente definidas, sem possibilidade de alteração por parte dos agentes
Contrato de Cota de Garantia Física (CCGF)	Celebrado entre distribuidores e agentes de geração de energia hidrelétrica com concessão, permissão ou autorização renovada a partir de 12 de setembro de 2012
Contrato de Cota de Energia Nuclear	Celebrado entre a Eletrobrás Eletronuclear*, concessionária para operação das usinas Angra 1 e Angra 2, e agentes de distribuição adquirentes de energia dessas usinas

Contrato de Ajuste	Celebrado entre agentes vendedores e distribuidores em leilões direcionados à complementação da energia já contratada pelas distribuidoras (fato necessário por diferenças em suas previsões de demanda), com prazo máximo de suprimento de dois anos
Contrato de Geração Distribuída	Celebrado entre agente distribuidor e empreendimento de geração conectado diretamente à sua rede**, a partir de chamada pública promovida pelo distribuidor. Essa forma de contratação pode corresponder a até 10% da carga do distribuidor.
Contrato do Proinfa	Celebrado entre agentes vendedores do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa)*** e distribuidores, consumidores livres, consumidores especiais ou autoprodutores adquirentes de quotas-parte do programa, sendo a comercialização intermediada pela Eletrobrás
Contrato de Itaipu	Celebrado entre a Eletrobrás, no papel de agente comercializador da usina Itaipu Binacional, e as distribuidoras detentoras de quotas-parte da usina (localizadas nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro-Oeste)
Contrato de Energia de Reserva (CER)	Celebrado, nos leilões de energia de reserva, entre agentes vendedores e a CCEE, na representação dos consumidores do ACR ou do ACL
Contrato de Uso de Energia de Reserva (Conuer)	Celebrado, nos leilões de energia de reserva, entre a CCEE e consumidores do ACR ou do ACL (distribuidores, autoprodutores, consumidores livres e consumidores especiais)

*Maiores informações sobre a Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobrás e a Eletrobrás Eletronuclear podem ser obtidas em Eletrobrás (2016) e Eletrobrás Eletronuclear (2016).
**Segundo o Decreto nº 5.163/04, não são considerados os empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30MW e os termelétricos (que não utilizem biomassa ou resíduo de processo como combustível) com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulamentação da ANEEL.
***O Proinfa, instituído pela Lei nº 10.438/02 – Brasil, Congresso Nacional (2002), é um programa coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e gerenciado pela Eletrobrás pelo qual há o incentivo à geração de energia por fontes alternativas (pequenas centrais hidrelétricas, usinas de biomassa e usinas eólicas).

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Com relação aos contratos no ACR, é relevante destacar alguns aspectos. Primeiro, tem-se que os acordos de cotas de garantia física são oriundos de uma importante mudança ocorrida no final do ano de 2012 e início de 2013 (por meio da Medida Provisória nº 579[20], do Decreto nº 7.805[21] e da Lei nº 12.783[22], sendo os primeiros de setembro de 2012 e a última de janeiro de 2013). Essas regulamentações trataram especialmente do processo de renovação automática dos direitos de concessão, permissão ou autorização das geradoras hidrelétricas em operação (direitos obtidos anteriormente pela Lei nº 9.074/95). As geradoras que

[20] Brasil, Presidência da República (2012a).
[21] Brasil, Presidência da República (2012b).
[22] Brasil, Congresso Nacional (2013).

aderissem a esse modelo de renovação não precisariam passar por procedimentos de licitação, desde que atendessem a alguns requisitos, dos quais se ressalta aqui a destinação de toda a sua garantia física de energia para comercialização dentro do mercado regulado no formato de cotas, cuja alocação às distribuidoras seria feita por intermédio da ANEEL. Dessa forma, os contratos dessas geradoras deixam de apresentar a forma de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) para constituir o Contrato de Cota de Garantia Física (CCGF).

Outro aspecto de destaque está relacionado aos contratos advindos de leilões de energia de reserva, a qual, segundo o Decreto nº 6353 de janeiro de 2008[23], se volta ao aumento da segurança no suprimento do Sistema Interligado Nacional, sendo proveniente de empreendimentos geradores específicos para sua composição. A contabilização e a liquidação dessa energia são feitas somente no mercado de curto prazo com o processo de contratação originando dois tipos de acordos, um entre os agentes vendedores e a CCEE, chamado de Contrato de Energia de Reserva (CER), e outro entre a CCEE e os agentes consumidores do ACR ou ACL, conhecido como Contrato de Uso de Energia de Reserva (Conuer). Os custos financeiros, administrativos e tributários advindos da contratação dessa parcela de energia devem ser pagos por todos os usuários finais do SIN, por meio do Encargo de Energia de Reserva (EER), o qual, no caso das distribuidoras, pode ser repassado nas tarifas cobradas de seus consumidores.

Agora, dando enfoque ao CCEAR, salienta-se que há a possibilidade de negociação de energia advinda de empreendimentos geradores já existentes e de novos, sendo distintos os processos licitatórios que abrangem esses agentes (em princípio, respectivamente, Leilões de Energia Existente - LEE e Leilões de Energia Nova - LEN). Tolmasquim (2011) salienta que essa diferenciação é importante para sustentar o princípio da modicidade tarifária, visto que impede a comercialização de energia de usinas existentes com o mesmo preço daquela advinda de empreendimentos novos, a qual naturalmente deve ser mais cara devido ao processo de recuperação de capital investido nas usinas ainda se fazer relevante. Segundo a Lei nº 10.848/04, entende-se, em linhas gerais, como novo empreendimento de geração aquele que até o início do processo para expansão e comercialização da oferta de energia elétrica não seja detentor de outorga de concessão, permissão ou autorização ou, no caso de já sendo detentor, venha a ampliar seus serviços (restringindo-se ao seu acréscimo de capacidade). É válido apontar que há ainda no contexto dos acordos na forma de CCEAR,

[23]Brasil, Presidência da República (2008).

com menor representatividade em termos de montantes comercializados e quantidades de licitações, os Leilões de Fontes Alternativas – LFA e os Leilões de Projetos Estruturantes – LPE[24].

Conforme a Lei nº 10.848/04, nos leilões de energia existente - LEE, o início do fornecimento de energia deve ser previsto, no máximo, para o segundo ano subsequente ao do processo de licitação, sendo a duração mínima de suprimento de um ano e a máxima de quinze anos. Já nos leilões de energia nova - LEN, o fornecimento deve ser iniciado no terceiro ou quinto ano após a licitação com duração mínima e máxima de, respectivamente, quinze e trinta e cinco anos. Comumente, os leilões são caracterizados considerando a defasagem entre o ano de sua ocorrência e o ano de início de fornecimento (ano A), sendo os LEE conhecidos como leilões A-1 e os LEN como A-3 ou A-5. Vale ressaltar que a referência usual aos processos de energia existente ainda não contempla a alteração na Lei nº 10.848/04 promovida pela Lei nº 13.097 de janeiro de 2015[25], pela qual foi estendido o prazo máximo para início do suprimento, de um para dois anos.

É importante ratificar aqui o fato das distribuidoras terem que contratar a totalidade de suas demandas no mercado regulado, ficando expostas a penalizações caso haja desequilíbrios entre a energia contratada e a efetivamente consumida. Dessa forma, é intrínseco aos processos de comercialização das distribuidoras um significativo grau de riscos e incertezas, o qual se constitui como o foco do presente trabalho. A saber, de acordo com Wachsmuth (2014), as penalizações passíveis para os agentes estão associadas à necessidade de arcar com os valores de PLD no mercado de curto prazo sem direito de repasse nas tarifas aos consumidores finais. Em caso de subcontratação, se o PLD estiver acima do valor anual de referência (VR)[26] dos contratos, as distribuidoras têm que pagar a diferença entre PLD e VR para o montante de déficit de energia, visto que só a última parcela pode ser cobrada dos consumidores. Além disso, as empresas precisam pagar uma multa valorada ao maior preço entre PLD e VR. Já na sobrecontratação, quando excedente a 5% da carga de demanda, se o PLD estiver abaixo do VR, as distribuidoras têm prejuízo ao vender a energia no mercado de curto prazo. Em situações de PLD elevado, a sobrecontratação pode ser benéfica para as

---

[24] Projetos estruturantes são empreendimentos apontados pelo Conselho Nacional de Pesquisa Energética como de caráter estratégico e de grande relevância pública. Citam-se como exemplos de LPE, as licitações associadas às hidrelétricas de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte ocorridas, respectivamente, nos anos de 2007, 2008 e 2010 (TOLMASQUIM, 2011).

[25] Brasil, Congresso Nacional (2015).

[26] Segundo o Decreto nº 5.163/04, o Valor Anual de Referência (VR) regula o repasse dos custos de energia para os consumidores finais, sendo definido como a média dos preços de aquisição nos leilões A-5 e A-3 ponderados pelas respectivas quantidades contratadas.

empresas conferindo lucro nas transações, o que não ocorre para a subcontratação, na qual o ganho advindo de PLD abaixo do VR deve ser repassado nas tarifas dos consumidores finais.

Por fim, os contratos de comercialização de energia no ambiente regulado possuem também uma classificação quanto à modalidade de contratação, sendo ela: por quantidade ou por disponibilidade. Segundo a ABRADEE (2016)[27], os acordos por quantidade trabalham com o suprimento de um montante fixo de energia a um preço determinado, por MWh, pago pelos agentes distribuidores, enquanto que os contratos por disponibilidade se relacionam a condições em que o pagamento pré-estabelecido é feito para a manutenção da capacidade de produção dos geradores (custos fixos das usinas), sendo que os custos variáveis da energia são cobertos de acordo com a efetiva necessidade de produção. Dessa forma, a princípio, tem-se que os riscos associados a diferenças entre o volume contratado e o gerado/consumido acabam sendo assumidos de modos distintos dentro das modalidades, visto que na contratação por quantidade são os geradores que necessitam recorrer ao mercado de curto prazo para equalizar possíveis desequilíbrios nas contratações, enquanto que na vertente por disponibilidade são os distribuidores que arcam com os valores de energia via PLD. Vale abordar que, em maioria, os acordos por quantidade se vinculam a usinas hidrelétricas e os por disponibilidade a termelétricas, tendo-se mais uma vez aqui o impacto da predominância hídrica na matriz energética nacional, que leva ao uso dos recursos térmicos, em especial, somente como complementação à oferta dos geradores hidrelétricos, sobretudo em cenários de escassez hídrica.

2.3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DO SETOR ELÉTRICO

Dada a apresentação das principais características do setor elétrico brasileiro, faz-se importante abordar, de forma ampla, as experiências internacionais vividas a partir do processo de liberalização nos anos de 1990, a fim de estabelecer um comparativo entre a dinâmica nacional para a comercialização de energia elétrica e o cenário presente em outros países. Dessa forma, pode-se melhor compreender a relação de interdependência entre diferentes aspectos para a configuração do setor elétrico, a qual tende a dificultar

[27] A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) é uma sociedade civil de direito privado e sem fins lucrativos voltada, especialmente, para suportar os agentes distribuidores associados em questões técnicas, comerciais, econômico-financeiras e institucionais no mercado brasileiro de energia elétrica.

substancialmente a implementação de um modelo padronizado para o setor a nível global, dadas as condições de contorno específicas de cada macrorregião, país ou estado.

Destaca-se, por primeiro, o arcabouço existente na Europa, onde se encontram importantes exemplos de países que conseguiram desenvolver a liberalização do setor elétrico a níveis muito avançados, configurando mercados competitivos para o atacado e para o varejo nas trocas comerciais de energia elétrica. Em linhas gerais, Mayo (2012) apresenta que os mercados atacadistas europeus, que envolvem a negociação de grandes volumes de energia, são caracterizados por contratações bilaterais estabelecidas em mercados de balcão ou em bolsas organizadas, sendo a maior parte das transações feitas no primeiro ambiente. As negociações de longo prazo ocorrem, em especial, nos mercados de balcão, enquanto que trocas de curto prazo são efetuadas em maior número dentro de bolsas organizadas. Estas oferecem normalmente alternativas de compra e venda para D+1 (Mercado do Dia Seguinte), H+1 (Mercado Intradiário) e em tempo real (Mercado de Balanceamento), abrangendo ainda as liquidações de desequilíbrios energéticos. Os produtos negociados nos mercados atacadistas podem ser separados em dois grupos: físicos e financeiros. O primeiro se refere às contratações cuja energia é propriamente entregue e consumida, enquanto que o segundo engloba todos os tipos de derivativos de energia, como: contratos futuros, a termo, por diferenças, opções, entre outros, utilizados para a mitigação dos riscos oriundos da dinâmica do setor elétrico.

Tratando das transações no varejo, boa parte dos mercados europeus já oferecem a possibilidade de todos os consumidores, inclusive os residenciais, contratarem energia de forma livre, ou seja, podendo escolher o agente fornecedor, sem vinculação direta à distribuidora (esta só recebe pelo serviço operacional que efetua, enquanto que o montante de energia consumido é pago separadamente ao agente fornecedor, fenômeno conhecido como *unbundling*). De acordo com o relatório técnico “Tendências para a comercialização de energia elétrica”, publicado em 2014 pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL), a Alemanha e o Reino Unido são exemplos de países nos quais 100% da energia é contratada livremente. Além disso, já existem produtos inovadores nos mercados europeus empregando o conceito *multi-utility* (produtos com escopo múltiplo e atuação diversificada), por meio dos quais a energia é comercializada junto a outros itens, como gás, telefonia, internet, entre outros.

Embora as características apresentadas apontem para um grande desenvolvimento do setor elétrico europeu, tendo por base os conceitos de liberalização da década de 1990, é

importante salientar que este vivencia continuamente grandes desafios, sobretudo no que tange ao estabelecimento de um mercado único de energia no continente. Não são todos os mercados nacionais ou regionais que possuem o mesmo nível de liberalização, reflexo das diferenças regulatórias ainda existentes, as quais, junto às restrições nas interconexões dos sistemas de transmissão, se configuram como principais entraves para a integração plena do setor elétrico europeu (MAYO, 2012).

No Brasil, a maior parte das transações ocorrem dentro do mercado regulado, com base nos contratos advindos dos leilões de energia. A parcela de comercialização bilateral no atacado é ainda muita pouco representativa se comparada ao sistema europeu, assim como a parcela de contratações livres no varejo. Destaca-se aqui que essas diferenças não devem ser interpretadas apenas como deficiências no modelo brasileiro, tendo em vista as distintas condições de contorno dos sistemas. Segundo a GESEL (2014), o modelo brasileiro é referência mundial para a inserção competitiva de novos projetos de energia renovável no mix de geração, que demandam elevados custos fixos, por conseguir fomentar os investimentos de longo prazo independente das incertezas dos preços do mercado de curto prazo. Essa característica advém, principalmente, da natureza prioritariamente hidráulica da matriz energética nacional.

Os países europeus, a se destacar o Reino Unido, têm começado a rever alguns dos aspectos presentes na atual configuração de seus mercados de energia, frente à necessidade de expansão de renováveis na matriz de geração. As trocas bilaterais de curto prazo, que em princípio atendem à predominância térmica no sistema elétrico europeu, muitas vezes não motivam os investimentos para a construção de novas usinas de fontes renováveis por não darem garantia de receita a esses empreendimentos. Dessa forma, ratifica-se que as diferenças de mercado entre os países precisam ser avaliadas de modo holístico, a fim de correlacionar as muitas variáveis que impactam as configurações.

Saindo da esfera europeia, vale destacar que outros modelos avançados em termos de liberalização podem ser encontrados na Austrália e em alguns estados norte-americanos, em especial, o Texas. Os Estados Unidos, como um todo, apresentam uma característica interessante em seu setor elétrico por este ser gerenciado de forma descentralizada em cada estado, o que possibilita a coexistência de modelos bastante distintos dentro do mesmo país. Alguns estados possuem forte comercialização regulada, enquanto que outros se destacam no processo de liberalização.

Ao avaliar as nações da América do Sul e Central, tem-se que o Chile e a Colômbia possuem experiências bem desenvolvidas em seus mercados competitivos, enquanto que os demais países ou implementaram apenas medidas básicas para a liberalização, sem grandes avanços, como é o caso do México, da Costa Rica e do Uruguai, ou retrocederam após o movimento inicial de liberalização por questões além do setor elétrico, como a Argentina e a Bolívia, ou mesmo não chegaram a implementar medidas, como a Venezuela e o Paraguai. Por fim, salienta-se que dentro do grupo dos BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul), sem considerar o Brasil, também não são observados mercados competitivos sólidos, sendo que na China, maior sistema elétrico do mundo, a geração é ainda centralizada pelo governo (GESEL, 2014).

2.4 ESTUDOS SOBRE O SETOR ELÉTRICO NACIONAL

Nesta seção, são apresentadas algumas das principais publicações relativas ao atual modelo do setor elétrico nacional, enfocando, especialmente, a temática de contratação no ambiente regulado, visto que desde o ano de 2004 vêm sendo realizados vários trabalhos direcionados a descrever e avaliar as características do novo modelo em seus diferentes ambientes.

Castro (2004) avaliou o posicionamento das distribuidoras ao considerar as previsões de suas demandas para os anos de 2009, 2010 e 2011. Por meio de uma simulação de Monte Carlo, o autor construiu cenários de contratação através dos leilões de 2004, A-1, A-3 e A-5 e do mercado de curto prazo, constatando que a melhor opção seria que os agentes efetuassem a compra de maior parte da energia nos leilões de 2004 com início de suprimento em 2006, a fim de não incorrer em riscos de subcontratação. Dias (2006), por sua vez, apresentou um modelo de apoio à tomada de decisão para as distribuidoras combinando técnicas econômicas e de otimização, a fim de contribuir para a comercialização eficiente de energia com a minimização de riscos e custos.

Souza (2008) tratou os riscos no mercado de energia de forma qualitativa, avaliando quais as reais fontes de incertezas existentes no novo modelo para as distribuidoras, bem como os instrumentos de gestão previstos para enfrentá-las. O autor concluiu que esses instrumentos apresentaram efeito positivo para as empresas nos quatro anos iniciais do atual modelo elétrico, requerendo, no entanto, intensificação no controle dos processos de comercialização, com maior integração entre as instituições de planejamento, operação e

regulação do sistema. Entre outros pontos, o autor ainda salientou que houve transferência de riscos para os consumidores cativos, os quais se encontravam com atuação fortemente limitada, embora fossem agentes-chave na configuração da demanda de energia. Para as fraquezas observadas no sistema, oriundas especialmente da estrutura regulatória, o autor apresentou sugestões de medidas a serem discutidas em outros trabalhos.

Castro (2009) avaliou o comportamento das distribuidoras por meio da análise dos resultados dos leilões realizados até 2008, da proposição de uma ferramenta de tomada de decisão baseada em algoritmos genéticos e da simulação de leilões de energia existente conforme as regras de comercialização. Foi observada, tanto nas licitações reais quanto via a ferramenta desenvolvida, preferência das empresas por contratar nos leilões A-1, devido aos menores preço da energia. Pela simulação dos LEE, constatou-se que o aumento do número de participantes configura maior competividade e possibilidade de descontratação, reduzindo os preços praticados nos leilões.

Tolmasquim (2011) sumarizou toda a dinâmica do setor elétrico brasileiro, desde a sua origem no final do século XIX até os dias atuais, adentrando no arcabouço vigente, com seus agentes, regulamentações, ambientes e regras de comercialização e resultados alcançados. Rego (2012) estudou os leilões no ambiente regulado por meio das licitações de novos empreendimentos realizadas entre 2005 e 2011, apontando para medidas a fim de contornar as fraquezas observadas no sistema, sendo elas: a contratação de termelétricas por disponibilidade, a determinação de preço-teto para os leilões, a dificuldade de reduzir a interferência de mercado da Eletrobrás e ao emprego de licitações por custo privado.

Perondi (2012) propôs um modelo de planejamento da compra de energia elétrica por parte dos agentes distribuidores, correlacionando os processos de curto e longo prazo. Com o emprego da técnica de inteligência artificial conhecida como lógica *fuzzy*, o autor inseriu as incertezas associadas aos trabalhos de contratação, simulando o comportamento ótimo para um horizonte de cinco anos, com discretização anual (longo prazo) e mensal (curto prazo). Veronese (2013), por sua vez, desenvolveu um modelo baseado numa abordagem de processos estocásticos multiestágio, com solução via o algoritmo chamado *Progressive Hedging*, considerando as regras de comercialização e de repasse de custos nas tarifas aos consumidores finais e as prováveis mudanças de demanda e de PLD no mercado de curto prazo.

Lopes (2014) desenvolveu para as decisões de contratação das distribuidoras uma estratégia alicerçada em dois métodos computacionais de otimização: algoritmos genéticos e

evolução diferencial, focando-se nas incertezas do PLD. A autora validou sua proposta por meio de uma simulação com horizonte de cinco anos, comparando os resultados com uma estratégia cujo valor de PLD foi considerado conhecido. Por fim, Wachsmuth (2014) avaliou os impactos da Medida Provisória nº 579/13, que levou a instituição dos contratos de garantia física, e do posterior aumento do limite de sobrecontratação das distribuidoras para 5% de sua carga contratada, com vista a mitigar os riscos provenientes do sistema de cotas. O autor criou um modelo de otimização estocástico que direciona, por meio de uma árvore de demandas incertas futuras, o adequado posicionamento das distribuidoras.

Como mencionado anteriormente, as publicações apresentadas fazem parte da significativa literatura que trata do setor elétrico brasileiro, sendo elas importantes para a verificação da relevância do tema, em especial, com o foco voltado ao ambiente regulado. Diferentes autores buscam entender os riscos enfrentados pelos agentes distribuidores, sobretudo, para desenvolver análises e ferramentas eficientes de suporte à tomada de decisão.

3 ANÁLISE DOS RISCOS DE CONTRATAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS

Após descrever o arcabouço histórico e o atual do setor elétrico brasileiro, as configurações de mercados internacionais e os principais trabalhos relativos aos riscos das distribuidoras no Brasil, adentra-se na caracterização conceitual e genérica dos fatores tratados como riscos, sobretudo dentro da dinâmica empresarial, estabelecendo vínculo da abordagem teórica com as incertezas vivenciadas nos processos de contratação de energia elétrica. Em seguida, são apresentados meios para subsidiar a análise e a gestão de riscos, com foco em abordagens probabilísticas, a se destacar a simulação, que conseguem retratar de forma mais efetiva a variabilidade dos aspectos de influência de um determinado fenômeno em estudo. A continuidade do capítulo traz a descrição de um modelo estocástico para suporte às atividades de tomada de decisão na contratação de energia pelas distribuidoras, seguida pela exposição da realidade presente destas empresas tendo em vista seus portfólios de contratos e as perspectivas de mercado.

3.1 RISCOS: ASPECTOS INICIAIS E CLASSIFICAÇÃO

Ao tratar do termo “risco”, Damodaran (2009) exibe que embora ele esteja presente nas mais diversas atividades humanas, não há unanimidade para sua definição. Diferentes áreas de conhecimento trazem perspectivas ora similares ora complementares para o assunto, de acordo com a relevância em cada âmbito de estudo. O autor apresenta, por exemplo, que algumas definições interpretam o risco somente como a probabilidade de um determinado evento ocorrer, enquanto que outras fazem o paralelo entre essa probabilidade e as consequências do evento. Diferença clássica também é observada na natureza dos resultados considerados, já que em alguns casos o foco de interesse se limita aos efeitos negativos, ao passo que em outros, quaisquer resultados, positivos ou negativos, são avaliados, desde que apresentem ocorrência incerta. O autor salienta que essa segunda perspectiva, mais abrangente, acaba por possibilitar maior potencial para que as empresas usufruam de condições incertas, não se atendo apenas à busca pela minimização da exposição a riscos, mas trabalhando também na sua gestão para a exploração de oportunidades. O desenho de estratégia de contratação de energia elétrica tratado neste trabalho traz essa vertente de análise, ao buscar a redução dos custos de comercialização para as empresas distribuidoras frente à variabilidade

nos preços e na demanda de energia, sem que a estratégia se baseie na eliminação desta variabilidade.

Lima (2015) também apresenta o risco nessa visão mais genérica, acrescentando que a incerteza dos resultados está relacionada geralmente a uma vasta gama de fatores, como as mudanças macroeconômicas e os fenômenos da natureza, não possuindo caráter estritamente local, mas sim com interdependência mais ampla, até mesmo em escala global. Aprofundando na caracterização dos riscos no contexto empresarial, o autor destaca uma taxonomia que os divide em três grandes categorias: riscos estratégicos, não estratégicos e financeiros. Nestas ainda estão presentes subgrupos de riscos, associados, especialmente, pela fonte de incerteza e pelo grau de interferência da organização. Na Figura 3 é apresentada de forma esquemática essa taxonomia.

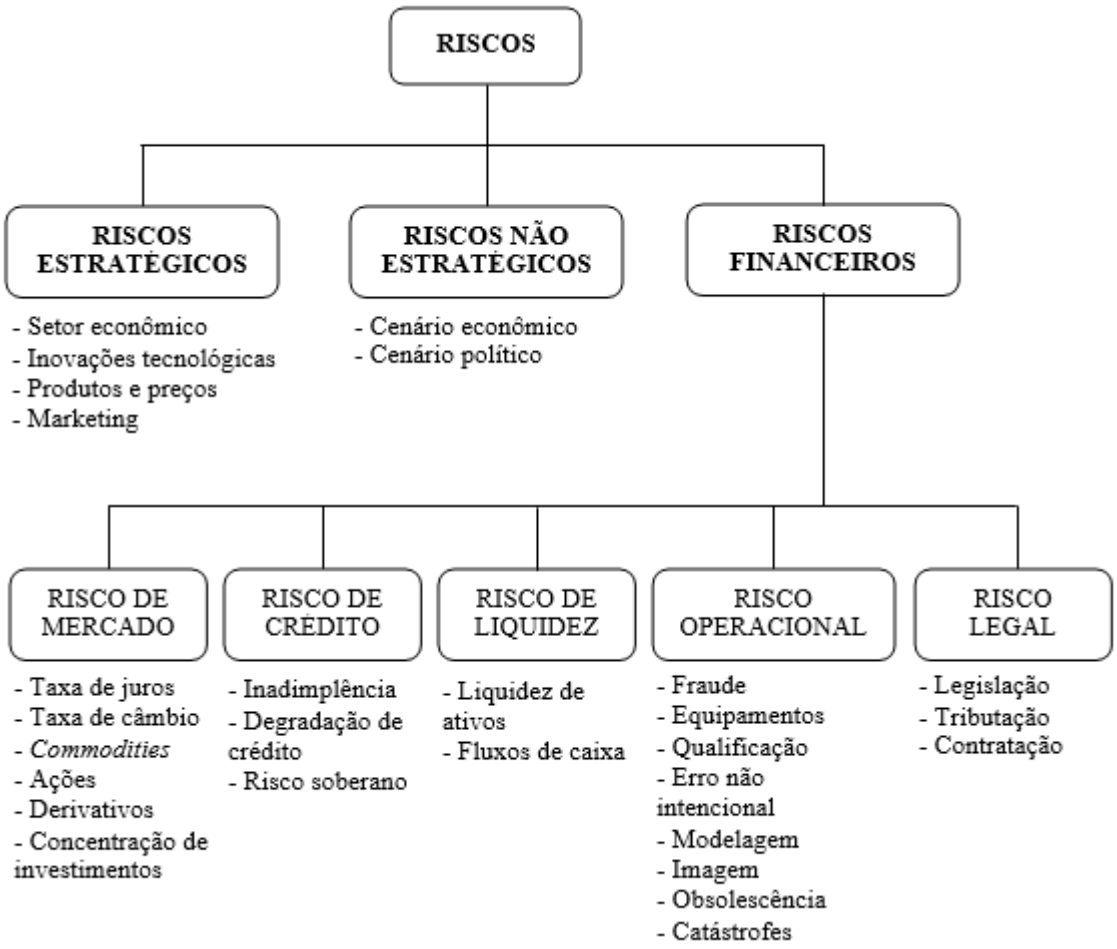

Figura 3: Taxonomia do risco
Fonte: Lima (2015) - Adaptado

Os riscos estratégicos, também chamados de riscos do negócio, são aqueles sobre os quais os gestores possuem maior atuação ao definirem o posicionamento competitivo da organização. As tomadas de decisão relativas a lançamento de produtos, às políticas de preços e de investimentos e às campanhas de marketing, por exemplo, são embasadas sobretudo na configuração do setor no qual a empresa está inserida e se direcionam para conferir vantagem competitiva dadas as alternativas identificadas. Essa diversidade de opções origina os riscos estratégicos, já que cada uma delas apresenta potencialidades distintas, que podem se adequar melhor ou pior aos acontecimentos futuros no mercado. Já os riscos não estratégicos estão associados às variações macroeconômicas e geopolíticas, que fogem do escopo de interferência direta dos gestores, embora estes possam atuar com a diversificação do negócio para mitigar as incertezas. Por fim, os riscos financeiros se vinculam a possíveis flutuações de fatores como: preços de ativos e passivos da empresa (riscos de mercado), recebimento de dívidas de terceiros (riscos de crédito), facilidade de transação de ativos (riscos de liquidez), interferência de erros humanos e tecnológicos ou efeitos ambientais (riscos operacionais) e amparo legal sobre as operações da organização (riscos legais). Lima (2015) salienta que embora haja essa proposta de segregação dos riscos, na prática eles ocorrem de maneira combinada no cotidiano empresarial.

No contexto da comercialização de energia elétrica, a busca por parte das empresas distribuidoras pela melhor estratégia de contratação funciona como ferramenta essencial na gestão de seus riscos estratégicos, tendo em vista a possibilidade de atuação direta de seus administradores. Embora submetida a incertezas mais amplas do cenário macroeconômico, regulatório e ambiental, a forma como as distribuidoras contratam sua energia e, consequentemente, como elas se posicionam no setor advém do processo de tomada de decisão dos gestores, avaliando as diferentes variáveis de influência.

3.2 ANÁLISE DE RISCOS

Lima (2015) define a análise de riscos como o processo pelo qual os diversos fatores de incerteza são identificados, mensurados e avaliados de forma a suportar os processos de tomada de decisão. Para que as atividades de gestão de riscos ocorram são necessárias diferentes ferramentas, as quais, segundo o autor, têm apresentado significativo desenvolvimento, sobretudo desde meados do século XX. Damodaran (2009), que corrobora com essa visão, destaca que as ferramentas podem estar associadas a abordagens mais

pontuais, gerando valores únicos ajustados para os riscos, ou mais probabilísticas, fornecendo informações amplas dos diferentes resultados possíveis e, consequentemente, de sua variabilidade. Adentrando neste segundo grupo, o autor apresenta três importantes técnicas de mensuração de riscos: a análise de cenários, a árvore de decisão e a simulação, sendo esta última exposta como a mais completa.

Damodaran (2009) ressalta que um dos pontos relevantes de contraste entre essas técnicas se refere à quantidade de resultados passíveis de serem trabalhados em cada uma delas. Enquanto que as análises de cenários e as árvores de decisão tendem a trabalhar com um conjunto mais restrito de possíveis desfechos (nas árvores, o conjunto escolhido é comumente mais representativo para o risco como um todo), as simulações conseguem gerar e comparar um grande número de caminhos de resultado. Outro ponto de contraste está associado à interdependência entre os fatores de risco, sendo que quando esta é muito significativa, há melhor adequação com a avaliação de cenários e a simulação, visto que a construção das árvores se torna de elevada complexidade. Por outro lado, ao se trabalhar com aspectos de riscos sequenciais, as árvores ganham destaque junto às simulações, enquanto que os cenários dependem de riscos simultâneos.

Aprofundando na abordagem de simulação, Damodaran (2009) apresenta que ela é constituída basicamente por quatro etapas: a determinação das variáveis, a definição das distribuições de probabilidade, a verificação de correlação entre as variáveis e a execução da simulação. Na primeira, devem ser avaliadas todas as informações de interesse ao problema em estudo, a fim de escolher quais delas possuem variabilidade significativa para o resultado e, consequentemente, necessitam ser tratadas como variáveis. Em teoria, a simulação possibilita que qualquer dado de entrada seja considerado uma variável, porém, em termos práticos, isso tende a dificultar substancialmente a fase de definição das distribuições de probabilidade. Nesta, os comportamentos das variáveis precisam ser resumidos de forma numérica, seja por meio de dados históricos, de dados cruzados associados a informações correlatas ou da escolha de distribuições estatísticas que melhor capturem a variabilidade dos dados com consequente estimativa de seus parâmetros. Muitas vezes, a opção de qual destes meios utilizar não é uma tarefa simples, visto que observações passadas para as variáveis e informações correlatas podem não existir ou mesmo não refletir as expectativas futuras de comportamento.

Dada a especificação das distribuições de probabilidade, deve-se verificar a correlação existente entre as variáveis. Para casos de interdependência forte, Damodaran

(2009) sugere duas alternativas de tratamento: variar apenas a informação que mais exerce impacto no resultado ou incluir a correlação de modo explícito na simulação. Para o autor, a segunda alternativa acrescenta mais detalhes às estimativas. Em seguida, como última etapa, são efetuadas as rodadas de simulação, nas quais são geradas combinações de números aleatórios conforme as distribuições das variáveis e, por consequência, diferentes resultados possíveis para o fenômeno em estudo. Quanto maior for o número de variáveis, a diversidade de distribuições ou a quantidade potencial de resultados, mais rodadas de simulação tendem a ser necessárias para a análise da variabilidade global, isto é, do risco ao qual se está submetido.

3.3 MODELO ESTOCÁSTICO PARA A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para avaliar os riscos vivenciados pelas empresas distribuidoras no processo de contratação de energia elétrica, é importante manter-se atento ao fato de que existem vários aspectos de influência na dinâmica setorial, de cunho macroeconômico, geopolítico e ambiental. Os modelos presentes na literatura buscam identificar e trabalhar as variáveis de maior relevância, capazes de resumir os cenários de incerteza e, consequentemente, apontar para as melhores estratégias de contratação. Na maioria desses modelos, as diferentes variáveis e cenários avaliados estão associados a probabilidades de ocorrência, compondo, por isso, análises estocásticas para o problema em estudo.

Dias (2006) apresenta um modelo de programação estocástica com foco na minimização dos custos de energia num dado horizonte de tempo (em anos), considerando, em linhas gerais, os custos de contratação nos leilões do ambiente regulado (A-1, A-3, A-5 e ajuste) e as penalizações às quais as distribuidoras estão expostas nos casos de subcontratação e sobrecontratação. Além disso, são contabilizadas importantes possibilidades previstas legalmente para a adequação da quantidade de energia contratada: o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)[28], em suas modalidades de compra e venda (respectivamente, MCSDC e MCSDV), e as declarações de redução de energia associadas à saída de clientes potencialmente livres do mercado regulado para o livre e à parcela de redução de mercado (esta limitada a um determinado patamar estabelecido na regulamentação

[28] Segundo Dias (2006), o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) visa possibilitar pequenos ajustes frente a desvios na realização da demanda prevista, através da oferta de excedentes de compra de alguns agentes para outros com déficits.

vigente). Vale salientar que, segundo a CCEE (2016c), essas alternativas de declaração de diminuição do montante contratado também são atividades de MCSD, com a característica de que as parcelas de energia tal qual trabalhadas no modelo são devolvidas aos agentes vendedores. A seguir, na Equação (3-1), é apresentada a função objetivo da formulação elaborada com base no modelo proposto por Dias (2006).

$$MIN = \sum_{k=1}^{K} \lambda_k \sum_{t=1}^{T} \left[\left(\sum_{j=1}^{t} \frac{1}{(1+\alpha)^{j-1}} * \left(PA1_{j-1} * A1_{j-1} + PA3_{j-3} * A3_{j-3} + PA5_{j-5} * A5_{j-5} \right) \right) + \frac{1}{(1+\alpha)^{t}} * \left(PAJ_{t,k} * AJ_{t,k} + PDEF_{t,k} * DEF_{t,k} + PEXCNR_{t,k} * EXCNR_{t,k} + PMCSDC_{t,k} * MCSDC_{t,k} - PMCSDV_{t,k} * MCSDV_{t,k} - PRED_{t,k} * \left(RCLIV_{t,k} + RM_{t,k} \right) \right) \right] \quad (3\text{-}1)$$

Onde:

K - quantidade total de cenários avaliados;

T - horizonte de tempo (em anos);

λ_k - probabilidade de ocorrência do cenário k;

α - taxa de desconto para os preços da energia;

$PA1_{j-1}$ - preço do leilão A-1 com início de suprimento no ano j;

$A1_{j-1}$ - montante contratado no leilão A-1 com início de suprimento no ano j;

$PA3_{j-3}$ - preço do leilão A-3 com início de suprimento no ano j;

$A3_{j-3}$ - montante contratado no leilão A-3 com início de suprimento no ano j;

$PA5_{j-5}$ - preço do leilão A-5 com início de suprimento no ano j;

$A5_{j-5}$ - montante contratado no leilão A-5 com início de suprimento no ano j;

$PAJ_{t,k}$ - preço do leilão de ajuste no ano t e cenário k;

$AJ_{t,k}$ - montante contratado no leilão de ajuste no ano t e cenário k;

$PDEF_{t,k}$ - preço do déficit (subcontratação) no ano t e cenário k;

$DEF_{t,k}$ - déficit no ano t e cenário k;

$PEXCNR_{t,k}$ - preço do excedente (sobrecontratação) não repassável à tarifa no ano t e cenário k;

$EXCNR_{t,k}$ - excedente não repassável à tarifa no ano t e cenário k;

$PMCSDC_{t,k}$ - preço do contrato de compra no MCSD no ano t e cenário k;

$MCSDC_{t,k}$ - montante contratado no MCSD no ano t e cenário k;

$PMCSDV_{t,k}$ - preço do contrato de venda no MCSD no ano t e cenário k;

$MCSDV_{t,k}$ - montante vendido no MCSD no ano t e cenário k;

$PRED_{t,k}$ - preço das reduções de contrato no ano t e cenário k;
$RCLIV_{t,k}$ - montante declarado de saída de consumidores livres para o ACL no ano t e cenário k;
$RM_{t,k}$ - montante de redução de mercado no ano t e cenário k.

É importante observar que na função objetivo, Equação (3-1), não são consideradas todas as formas de contratação das distribuidoras no ambiente regulado, visto que, como já mencionado, elas têm, em geral, grande parte de sua necessidade atendida via contratos de cotas de garantia física, da usina de Itaipu, das geradoras nucleares e do programa Proinfa, sem falar da geração distribuída que acaba atendendo a empresas específicas. Isto se deve ao fato de que as cotas são rateadas pela Aneel e já compõem a priori a carteira de contratos das distribuidoras, sendo o seu impacto no modelo incluído pelo ajuste das demandas a serem supridas por meio dos novos contratos. Da mesma forma, os montantes já adquiridos em leilões de energia existente e de nova anteriores ao horizonte de planejamento (iniciado no ano 0, para o qual são consideradas apenas as possibilidades de contratação, sem tratar do custo de suprimento de energia que ocorre no mesmo) não são contabilizados em termos de custo na função objetivo, mas sim na redução das demandas presentes nas restrições do modelo. Abaixo, nas Equações (3-2), (3-3) e (3-4), é apresentado o conjunto das restrições de demanda junto à configuração da carteira de contratos inicial da distribuidora, bem como as restrições das variáveis (preços e montantes de energia) associadas a alguns leilões anteriores ao horizonte de planejamento, que em princípio aparecem na função objetivo, mas cujo impacto deve ser anulado pela atribuição do valor zero nas restrições.

$$\sum_{j=1}^{t}\left(A1_{j-1}+A3_{j-3}+A5_{j-5}\right)+AJ_{t,k}-RCLIV_{t,k}-RM_{t,k}+MCSDC_{t,k}-MCSDV_{t,k}+DEF_{t,k}- \\ EXCNR_{t,k}-EXCR_{t,k}=CD_{t,k}-CC_{t,k}-SCLIV_{t,k} \qquad 1\le t\le T, 1\le k\le K \tag{3-2}$$

$$CC_{t,k} = CCEE_t + CCEN_t + CCD_{t,k} \quad 1\le t\le T \tag{3-3}$$

$$PA3_{-2}, PA3_{-1}, A3_{-2}, A3_{-1}, PA5_{-4}, PA5_{-3}, PA5_{-2}, PA5_{-1}, A5_{-4}, A5_{-3}, A5_{-2}, A5_{-1}=0 \tag{3-4}$$

Onde:
$EXCR_{t,k}$ - excedente repassável à tarifa no ano t e cenário k;
$CD_{t,k}$ - carga demandada de energia prevista no ano t e cenário k;
CC_t - carteira de contratos inicial da distribuidora no ano t e cenário k;
$CCEE_t$ - parcela da carteira inicial advinda de contratos de energia existente com suprimento no ano t;

$CCEN_t$ - parcela da carteira inicial advinda de contratos de energia nova com suprimento no ano t;
$CCD_{t,k}$ - parcela da carteira inicial advinda das demais formas de contrato do ACR (por exemplo, cotas) com suprimento no ano t;
$SCLIV_{t,k}$ - montante de saída efetiva de consumidores livres para o ACL no ano t e cenário k.

O grupo de restrições de demanda, Equação (3-2), mostra que os contratos de energia existente e nova realizados dentro do horizonte de planejamento do modelo, junto aos mecanismos de adequação da carga contratada (leilões de ajuste, reduções e compensações de sobras e déficits), buscam atender à carga (demanda de consumo mais perdas) prevista para um determinado ano reduzida pela carteira de contratos oriunda de leilões anteriores e de cotas de energia, bem como pela saída efetiva de consumidores potencialmente livres para o ACL. Os desvios nesse atendimento são balanceados via as variáveis dos montantes de sobrecontratação e subcontratação.

Quanto à sobrecontratação, destaca-se que há um termo relativo ao excedente de energia repassável às tarifas dos consumidores finais e outro da parcela não repassável. Estes termos se associam à dinâmica de contabilização da sobrecontratação de energia elétrica, visto que se o excedente for de até 5% da carga da distribuidora, ela pode incluir em suas tarifas as perdas oriundas da venda de energia no mercado de curto prazo a um PLD abaixo do valor médio dos contratos. Ao ultrapassar esse limite, as empresas devem arcar com a diferença. Logo, faz-se necessário no modelo restringir o valor do termo de excedente repassável à parcela máxima permitida na legislação, bem como a configuração do preço da parcela não repassável. Essas restrições são apresentadas nas Equações (3-5) e (3-6).

$$EXCR_{t,k} \leq 0{,}05 * \left(CD_{t,k} - SCLIV_{t,k}\right) \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-5}$$

$$PEXCNR_{t,k} = PMC_{t,k} - PLD_{t,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-6}$$

Onde:
$PMC_{t,k}$ - preço médio dos contratos no ano t e cenário k;
$PLD_{t,k}$ - preço de liquidação das diferenças no ano t e cenário k.

É valido destacar que na sobrecontratação as distribuidoras têm a possibilidade de auferir lucro ao vender energia no MCP a um preço acima do valor médio dos contratos. Esse fenômeno seria dado na formulação através de um valor negativo para o preço do excedente não repassável.

Por outro lado, no caso da subcontratação, além desta não apresentar um limite de variação sem penalizações, as empresas não conseguem auferir lucro quando de sua ocorrência independentemente do valor do PLD. Isto se deve ao fato de que o preço do déficit é constituído de duas parcelas não negativas: a perda no repasse e a multa por subcontratação. A primeira é dada pela diferença entre o PLD e o mínimo entre PLD e VR – valor anual de referência (este definido como a média dos preços de aquisição nos leilões A-5 e A-3 ponderados pelas respectivas quantidades contratadas), enquanto que a segunda pelo máximo entre PLD e VR. Observa-se que mesmo na perda no repasse o valor é não negativo, visto que quando o PLD de compra está alto, a distribuidora só consegue repassar a energia com base no VR, e quando o PLD está baixo, a parcela de perda fica nula. A seguir, nas Equações (3-7), (3-8) e (3-9), tem-se apresentada a formulação do preço de déficit ou subcontratação.

$$PDEF_{t,k} = PRSUB_{t,k} + MSUB_{t,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-7}$$

$$PRSUB_{t,k} = PLD_{t,k} - mín\{PLD_{t,k}; VR_{t,k}\} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-8}$$

$$MSUB_{t,k} = máx\{PLD_{t,k}; VR_{t,k}\} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-9}$$

Onde:

$PRSUB_{t,k}$ - perda no repasse de subcontratação no ano t e cenário k;

$MSUB_{t,k}$ – multa por subcontratação no ano t e cenário k;

$VR_{t,k}$ - valor anual de referência no ano t e cenário k.

Outro grupo de restrições importantes se associa à parcela de redução de mercado relativa a alterações diversas no setor, a qual, segundo a CCEE (2016c), está limitada a 4% do montante dos contratos de energia existente vigentes no ano anterior à sua contabilização. Dado que as reduções são acumulativas frente aos montantes originalmente contratados (uma vez declarada a sobra em um ano, esta é considerada até o final da vigência dos CCEARs), o termo de redução de mercado anual até agora exposto na função objetivo e nas restrições é composto pelo somatório das diminuições ao longo dos anos. De modo similar, as reduções oriundas das declarações de saída de clientes potencialmente livres para o ACL ocorrem cumulativamente, sendo que a parcela específica de um determinado ano, sem acumulação, é limitada ao montante da troca efetiva dos consumidores. Esse limite é importante ao explicitar que as declarações das distribuidoras podem ser menores do que as reduções efetivas, oferecendo a elas uma possibilidade de se protegerem, caso necessário, contra as penalidades

de subcontratação. O mesmo racional de acumulação ao longo dos anos pode ser aplicado para os montantes de energia transacionados entre as distribuidoras no mecanismo de compensação de sobras e déficits, originando os conjuntos de restrições mostrados nas Equações (3-10) a (3-17).

$$RMNA_{t,k} \leq 0{,}04 * \left(\sum_{j=1}^{t-1} CCEE_j + A1_{j-1} - RM_{j,k} - RCLIV_{j,k} + MCSDC_{j,k} - MCSDV_{j,k} \right) \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k < K \tag{3-10}$$

$$RCLIVNA_{t,k} \leq SCLIV_{t,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-11}$$

$$MCSDVNA_{t,k} + RMNA_{t,k} + RCLIVNA_{t,k} \leq 0{,}04 * \left(\sum_{j=1}^{t-1} CCEE_j + A1_{j-1} - RM_{j,k} - RCLIV_{j,k} + MCSDC_{j,k} - MCSDV_{j,k} \right) + SCLIV_{t,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k < K \tag{3-12}$$

$$MCSDCNA_{t,k} \leq DMCSDC_{t,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k < K \tag{3-13}$$

$$RM_{t,k} = \sum_{j=1}^{t} RMNA_{j,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k < K \tag{3-14}$$

$$RCLIV_{t,k} = \sum_{j=1}^{t} RCLIVNA_{j,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-15}$$

$$MCSDV_{t,k} = \sum_{j=1}^{t} MCSDVNA_{j,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-16}$$

$$MCSDC_{t,k} = \sum_{j=1}^{t} MCSDCNA_{j,k} \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-17}$$

Onde:

$RMNA_{t,k}$ - montante de redução de mercado não acumulado no ano t e cenário k;

$RCLIVNA_{t,k}$ - montante de redução de clientes livres não acumulado no ano t e cenário k;

$MCSDCNA_{t,k}$ - montante contratado no MCSD não acumulado no ano t e cenário k;

$MCSDVNA_{t,k}$ - montante vendido no MCSD não acumulado no ano t e cenário k;

$DMCSDC_{t,k}$ - montante disponível para compra no MCSD no ano t e cenário k.

O preço das reduções de mercado e de clientes livres, PRED, apresentado na função objetivo, Equação (3-1), está diretamente relacionado aos valores definidos nos CCEARs de energia existente da distribuidora, podendo ser expresso como a média ponderada destes valores no ano de contabilização das reduções. Já os preços associados aos montantes do mecanismo de compensação de sobras e déficits em suas modalidades de compra e venda, respectivamente, PMCSDC e PMCSDV, dependem dos valores dos contratos transacionados entre as distribuidoras.

Quanto aos montantes de energia adquiridos nos leilões do ACR, ressalta-se que a parcela oriunda da modalidade de ajuste tem como limitação o percentual de 5% na carga contratada das distribuidoras, conforme o Decreto nº 5.163/04. Já no leilão de energia existente (A-1), as empresas podem adquirir entre 96% e 100% do chamado Montante de Reposição (MR), o qual compreende todos os contratos de energia com fim de suprimento no ano de ocorrência do leilão e a redução da quantidade contratada no ano A em relação ao A-1 (sem considerar as reduções de mercado e de clientes livres e os vencimentos de contratos de ajuste). Para os leilões de energia nova (A-3 e A-5), não há restrições para o montante de compra. A seguir, nas Equações (3-18) e (3-19), são destacadas as restrições de contratação dos leilões de ajuste e A-1.

$$AJ_{t,k} \leq 0{,}05 * \left(\sum_{j=1}^{t} \left(A1_{j-1} + A3_{j-3} + A5_{j-5} \right) + AJ_{t,k} + CC_{t,k} - RCLIV_{t,k} - RM_{t,k} + MCSDC_{t,k} - MCSDV_{t,k} \right) \quad 1 \leq t \leq T, 1 \leq k \leq K \tag{3-18}$$

$$0{,}96 * MR_t \leq A1_t \leq MR_t \quad 1 \leq t \leq T \tag{3-19}$$

Onde:

MR_t - montante de reposição no ano t.

No que tange aos valores monetários dos leilões, os preços de contratação variam conforme a dinâmica do setor elétrico, sendo fortemente impactados pelo PLD vigente quando da ocorrência dos processos licitatórios, bem como de outros fatores, a se destacar, por exemplo, a fonte geradora negociada. Em princípio, na função objetivo, Equação (3-1), a

contabilização dos preços é feita de forma completa nos custos das distribuidoras, no entanto, grande parte dos valores de aquisição pode ser repassada pelas empresas aos consumidores finais. De acordo com Decreto nº 5.163/04, os leilões A-1 e A-5 oferecem atualmente a possibilidade de repasse integral dos custos associados ao montante contratado, enquanto que os A-3 têm a limitação de repasse total referente somente a 2% da carga da distribuidora no ano A-5, acrescida, quando presente, do excesso adquirido em A-3 frente à sua declaração de necessidade naquele ano. Para a parcela superior a esse limite de carga de 2%, o repasse deve ser ao menor valor entre a média dos preços de aquisição nos leilões A-5 e a média dos praticados nos A-3 (VL5 e VL3, respectivamente). Já os leilões de ajuste possuem a restrição de repasse no máximo entre a média dos custos marginais de operação (CMOs) futuros e a média móvel de cinco anos do valor de referência atualizado.

Conforme mencionado, o modelo estocástico descrito busca retratar os custos da energia para as distribuidoras em seus processos de contratação, tendo por objetivo final o estabelecimento da melhor estratégia de aquisição baseada no menor custo total ao longo de um determinado horizonte de análise. Este, como trabalhado na literatura e na dinâmica cotidiana do setor, geralmente compreende um período de cinco anos, no qual as previsões de preços, demandas e outras variáveis tendem a ser mais assertivas, bem como é possível observar o impacto de todas as modalidades de contratação, inclusive dos leilões A-5. O trabalho de simulação com os fatores de influência nesse modelo possibilita a avaliação de inúmeros cenários com suas respectivas probabilidades de ocorrência, indicando o melhor posicionamento dentro das condições regulatórias vigentes, do portfólio de contratos das distribuidoras e das projeções futuras de comportamento do mercado. Retirando a ordem de minimização na função objetivo, pode-se visualizar a variabilidade dos custos nos distintos cenários para posterior identificação das variáveis de maior impacto marginal no resultado e, consequentemente, na gestão dos riscos de contratação.

3.4 CENÁRIO ATUAL DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Olhando para o cenário atual de contratação das distribuidoras brasileiras, são verificadas projeções de sobrecontratação acima do limite de 5% da carga prevista a perdurar pelos próximos anos, advinda, principalmente, da redução nas expectativas de crescimento no consumo de energia motivada pela retração da economia do país (ROCKMANN, 2016) e (LEITE, 2016). Esse cenário, dentre outras implicações, levou ao cancelamento do segundo

leilão de energia de reserva do ano de 2016, que seria realizado no mês de dezembro, pela avaliação de não necessidade dados os montantes de energia já disponíveis para as distribuidoras (CCEE, 2016a).

Anteriormente, nos anos de 2013 a 2015, a preocupação dos agentes do setor elétrico estava voltada para o risco de déficit de energia frente a níveis de afluência muito baixos, que impactaram de forma substancial os reservatórios das usinas hidrelétricas e, consequentemente, a sua capacidade de geração. Esse cenário levou, por exemplo, o preço da energia liquidada no mercado de curto prazo a atingir, em 2014, seus maiores valores dentro da série histórica desde a implementação do novo modelo do setor elétrico, conforme apresentado na Figura 4.

Figura 4: Evolução do PLD Mensal
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE

Agora, no entanto, o risco de déficit não é o fator mais relevante na dinâmica do setor, visto que a demanda não apresenta o crescimento esperado e tem perspectivas futuras bem mais contidas que antes, o que pode ser observado na Figura 5, na qual se encontram as projeções de carga de energia do SIN apresentadas no Plano da Operação Energética (PEN), divulgado anualmente pelo ONS. É importante salientar que a referência ao PEN 2017 baseia-se na previsão do ONS e da EPE apresentada no final do ano de 2016 para a carga nos próximos cinco anos, sendo que esta previsão deve auxiliar na elaboração do plano de operação a ser divulgado em 2017. Verifica-se, por exemplo, que a carga esperada para o ano de 2021 dentro do último conjunto de projeções está no mesmo patamar apresentado no PEN 2013 para o ano de 2017, cerca de 76000 MWmed, o que revela a queda nas expectativas de crescimento nos últimos anos. Além do fator relacionado à evolução da demanda, Rockmann (2016) destaca que novos projetos de geração e transmissão foram concluídos, aumentando a capacidade de oferta de energia.

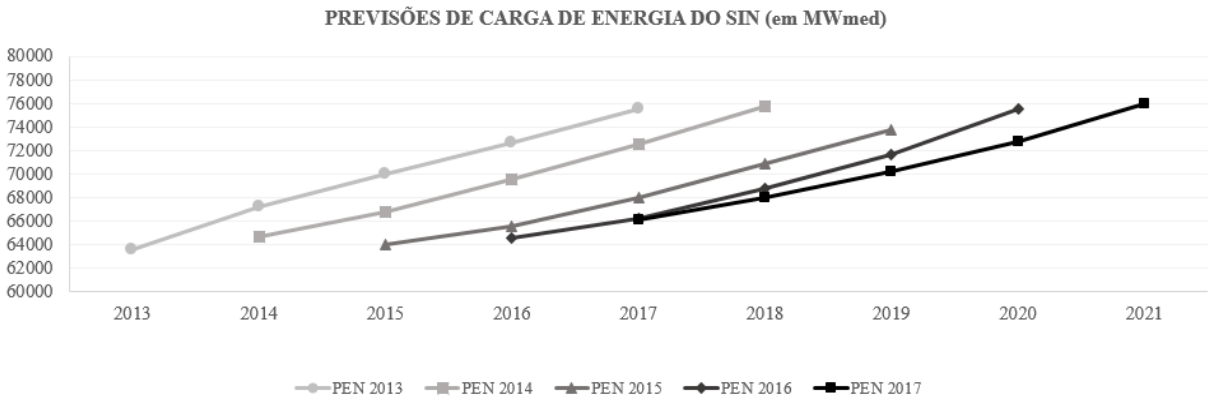

Figura 5: Previsões de carga de energia do SIN
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS e da EPE

Por outro lado, a sobrecontratação das distribuidoras tomou lugar de destaque no setor elétrico, pois atrelado à retração econômica e do consumo de energia, o aumento das tarifas aos consumidores desde 2015, motivado, segundo Leite (2016), pelo repasse de custos congelados em 2013 e 2014, tem levado a muitos agentes potencialmente livres a exercerem a opção de saída para o ACL, aumentando o impacto na demanda do ACR. Além disso, o PLD retornou a patamares mais baixos com a redução do consumo e a melhoria, embora ainda pequena, dos níveis de afluência, o que tende a elevar a parcela de perda das distribuidoras referente ao excedente não repassável de energia. Outro fator importante para a configuração da sobrecontratação é que as empresas efetuaram contratos de energia nova nos últimos anos com a perspectiva do crescimento da carga, o que sustenta as projeções de continuidade do excesso de energia contratada para os próximos anos.

Como uma das medidas de contorno a esse cenário, a Aneel estabeleceu em dezembro de 2015, em sua Resolução Normativa nº 693[29], alterada posteriormente em junho de 2016 pela Resolução Normativa nº 727[30], o MCSD Energia Nova. Este é direcionado para a compensação de sobras e déficits de energia e potência de contratos de comercialização provenientes de novos empreendimentos de geração, seja na modalidade quantidade ou disponibilidade. Pela Resolução Normativa nº 711[31], de abril de 2016, a Aneel definiu também outra importante medida, ligada à regulamentação de contratos bilaterais entre as partes envolvidas em CCEARs, possibilitando a redução parcial ou total, temporária ou permanente do suprimento dos montantes de energia transacionados. Destaca-se ainda a

[29] Aneel (2015).
[30] Aneel (2016a).
[31] Aneel (2016b).

Resolução Normativa nº 706[32], de março de 2016, pela qual a agência reguladora tratou da contabilização de cotas de garantia física no montante de reposição, apresentando que as parcelas de cotas avaliadas como sobras involuntárias de energia (alheias às declarações de necessidade das distribuidoras) podem ser abatidos no cálculo do MR. Estas medidas, assim como outras ainda em discussão, têm envolvido diferentes agentes do setor elétrico e, em suma, se direcionam à ampliação de meios para que as distribuidoras ajustem seus portfólios de contratos com foco em mitigar ou eliminar a sobrecontratação passível de penalização, devendo-se considerar o impacto das medidas na dinâmica do setor como um todo.

Duas observações aqui são bastante relevantes, uma quanto à modelagem anteriormente apresentada e outra sobre o comportamento do setor elétrico e seus riscos. Primeira, o estabelecimento das medidas supracitadas para o ajuste dos portfólios de contratos leva, em princípio, à necessidade de introdução de novos fatores dentro da formulação do modelo estocástico. Com o MCSD Energia Nova, por exemplo, não só os montantes de energia existente podem ser reduzidos ou compensados, mas também aqueles associados a novos empreendimentos. Este mecanismo está ainda em suas primeiras realizações, com a ocorrência inicial no segundo semestre de 2016, tendendo a ser muito representativo no cenário de sobrecontratação. É importante, portanto, manter-se atento a evolução das tratativas apresentadas atualmente, a fim de se avaliar suas formas de aplicação e suas continuidades.

O segundo aspecto aponta para a exemplificação clara das incertezas vivenciadas pelas distribuidoras e, no contexto mais amplo, por todos os agentes do setor elétrico. Em um curto espaço de tempo, por mudanças setoriais e sobretudo macroeconômicas, as condições de atuação das empresas se alteraram substancialmente. As decisões de contratação que até pouco tempo se direcionavam para a quantidade a ser adquirida em cada modalidade de leilão com vista a promover a expansão do setor e atender a uma demanda crescente, hoje se destinam a gerenciar as formas de ajuste de contratos para evitar penalizações de sobrecontratação e, por conseguinte, grandes perdas financeiras. Nesse sentido, os riscos não estratégicos, segundo a taxonomia apresentada por Lima (2015), acabaram por se sobrepor aos de natureza estratégica, chegando a alterar as perspectivas de tomada de decisão dos agentes distribuidores. Por isso, pode-se salientar que direcionar o foco de análise para as condições mais latentes sem deixar de lado possíveis e significativas mudanças de

[32] Aneel (2016c).

comportamento do setor e do país parece ser o grande desafio das distribuidoras em suas estratégias de contratação.

4 CONCLUSÃO

Pelo exposto inicialmente sobre a evolução histórica e o modelo atual do setor elétrico brasileiro, vale salientar a percepção de que o setor é marcado por constantes mudanças, impactando e sendo impactado pelo cenário amplo de desenvolvimento do país. Diferentes medidas foram implantadas durante o século XX, ora voltadas para conferir poder ao Estado, ora para promover a desestatização do setor. Em ambas as vertentes, algumas medidas apresentaram sucesso e outras não geraram resultados tão efetivos, levando à necessidade de reestruturação que culminou no Novo Modelo do Setor Elétrico. Este é composto por um significativo arcabouço regulatório e institucional, que conseguiu contornar o cenário insatisfatório de suprimento de energia vivenciado no Brasil, em especial, no início do século XXI. No entanto, é esse mesmo modelo que passa por frequentes ajustes, principalmente, em termos regulatórios, para promover equilíbrio entre as necessidades dos diferentes agentes do setor e, consequentemente, garantir sua eficácia e eficiência.

O contraste do modelo brasileiro com mercados internacionais de energia mostra que em alguns países, como Alemanha, Reino Unido e Austrália, e em alguns estados norte-americanos o processo de liberalização do setor elétrico iniciado nos anos de 1990 avançou substancialmente, originando grandes mercados bilaterais no atacado e consumo livre, parcial ou total, no varejo. No Brasil, o processo se desenvolveu de forma diferente com maior atuação governamental e com o ACL ganhando força somente nos últimos anos. No entanto, o modelo brasileiro favorece a expansão de fontes alternativas de geração que necessitam de investimentos de longo prazo, o que vem sendo um importante desafio para os mercados mais liberalizados.

Tratando das perspectivas das empresas distribuidoras no Brasil, o atual modelo de comercialização de energia veio oportunizar um ambiente direcionado para o atendimento de suas demandas, com regras e procedimentos, em princípio, bem definidos, o que tende a contribuir para a maior segurança dos processos de compra de energia. Por outro lado, as distribuidoras começaram a se deparar fortemente com a necessidade de previsões de demanda de longo prazo junto à possibilidade de penalizações em casos de sub e sobrecontratação. Dessa forma, compõe-se um cenário de riscos para esses agentes nas atividades de comercialização, o qual se agrava com as incertezas atuais advindas da crise econômica nacional, que tem gerado expectativas de níveis significativos de sobrecontratação para as distribuidoras, expondo-as a possíveis prejuízos financeiros. Vale apontar que embora

tenha ocorrido uma pequena melhoria no nível de afluências, deve-se manter atento às reservas hídricas, visto que a matriz energética brasileira é predominantemente hidrelétrica.

Para direcionar a tomada de decisão das distribuidoras, o modelo estocástico apresentado, embora sintético em termos das fórmulas de cálculo de seus componentes, abrange as principais variáveis de impacto nos custos de contratação das empresas, contribuindo para que elas determinem o melhor portfólio de contratos nos leilões de energia existente e nova frente as restrições regulatórias existentes. É importante considerar as variabilidades de resultados nos diferentes cenários para a identificação dos fatores de maior impacto e, consequentemente, o gerenciamento dos riscos aos quais as distribuidoras estão expostas. Dessa forma, consegue-se explorar melhor as ferramentas de análise probabilísticas, sobretudo a simulação.

Sugere-se que o modelo seja avaliado em termos práticos dentro do cenário do setor elétrico após a estabilização das novas medidas implementadas pela Aneel, a se destacar o MCSD Energia Nova. Hoje, as projeções de sobrecontratação com os montantes já adquiridos em leilões pelas distribuidoras junto às cotas de energia acabam por não apontar para necessidades de contratação, interferindo na relevância e aplicabilidade do modelo, proposto para o direcionamento relativo às quantidades a serem adquiridas nos processos de contratação. Além disso, outros procedimentos regulamentares ainda devem ser definidos, sendo relevante o acompanhamento dos mesmos para introdução de novos fatores no modelo.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Cartilha: Entenda a indústria de energia elétrica – Módulo 6: O mercado de energia elétrica**. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha>. Acesso em: 07 de junho de 2016.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 109. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. ANEEL, 26 de outubro de 2004.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 693. Estabelece os critérios para aplicação do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica e de potência de contrato de comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração. ANEEL, 15 de dezembro de 2015.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 727. Altera as Resoluções Normativas nº 693, de 15 de dezembro de 2015, nº 453, 18 de outubro de 2011, e nº 421, de 30 de novembro de 2010. ANEEL, 21 de junho de 2016a.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 711. Estabelece critérios e condições para celebração de acordos bilaterais entre partes signatárias de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR. Aprova a nova versão do Submódulo 4.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata dos Demais Componentes Financeiros. Revoga a Resolução Normativa nº 508, de 4 de setembro de 2012. ANEEL, 19 de abril de 2016b.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 706. Altera as Resoluções Normativas nº 421, de 30 de novembro de 2010, que estabelece os critérios para cálculo do Montante de Reposição e contratações adicionais dos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional – SIN, e nº 453, de 18 de outubro de 2011, que estabelece os critérios para cálculo dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária em atendimento aos artigos 2º, 3º e 18º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. ANEEL, 29 de março de 2016c.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil. Diário Oficial, 16 de julho de 1934.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 2.308/54. Institui o Fundo Federal de Eletrificação, cria o Imposto Único sobre Energia Elétrica, altera a legislação do imposto de consumo e dá outras providências. Diário Oficial, 31 de agosto de 1954.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 3.782/60. Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia e dá outras providências. Diário Oficial, 22 de julho de 1960.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 4.156/62. Altera a legislação sobre o Fundo Federal de Eletrificação e dá outras providências. Diário Oficial, 30 de novembro de 1962.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 8.031/90. Cria o Programa Nacional de Desestatização e dá outras providências. Diário Oficial, 13 de abril de 1990.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 8.631/93. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Diário Oficial, 04 de março de 1993.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 8.987/95. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal e dá outras providências. Diário Oficial, 14 de fevereiro de 1995a.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 9.074/95. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial, 08 de julho de 1995b.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 9.427/96. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial, 27 de dezembro de 1996.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 9.648/98. Autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Diário Oficial, 28 de maio de 1998.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 10.438/02. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, a recomposição tarifária extraordinária e a universalização do serviço público de energia elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dá outras providências. Diário Oficial, 29 de abril de 2002.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 10.847/04. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Diário Oficial, 16 de março de 2004a.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 10.848/04. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial, 16 de março de 2004b.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 12.783/13. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária e dá outras providências. Diário Oficial, 14 de janeiro de 2013.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. Lei nº 13.097/15. Dispõe sobre a alteração do prazo dos contratos resultantes de leilões para aquisição de geração existente e dá outras providências. Diário Oficial, 20 de janeiro de 2015.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto n° 24.643/34. Decreta o Código de Águas. Diário Oficial, 10 de julho de 1934.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto-Lei n° 1.512/76. Altera a legislação do empréstimo compulsório instituído em favor da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e dá outras providências. Diário Oficial, 29 de dezembro de 1976.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 2.655/98. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico e dá outras providências. Diário Oficial, 03 de julho de 1998.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Medida Provisória nº 2.147/01. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial, 16 de maio de 2001.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 5.163/04. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial, 30 de julho de 2004.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 6.353/08. Regulamenta a contratação de energia de reserva e dá outras providências. Diário Oficial, 17 de janeiro de 2008.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Medida Provisória nº 579/12. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária e dá outras providências. Diário Oficial, 12 de setembro de 2012a.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Decreto nº 7.805/12. Regulamenta a Medida Provisória nº 579, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária e dá outras providências. Diário Oficial, 17 de setembro de 2012b.

CASTRO, C. M. B. de. **Estratégias de contratações das empresas distribuidoras nos leilões de energia**. Viçosa, 2009. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Viçosa.

CASTRO, M. A. L. **Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no Novo Modelo do Setor Elétrico**. Brasília, 2004. Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, informação técnicas, site: http://www.ccee.org.br. Acesso em: 20 de maio de 2016a.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras de Comercialização: Contratos**. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afrLoop=918121006610776#%40%3F_afrLoop%3D918121006610776%26_adf.ctrl-state%3Drtarp4fdm_49. Acesso em: 20 de maio de 2016b.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Procedimentos de Comercialização: Módulo 8 – MCSD; Submódulo 8.1 – MCSD mensal, trocas livres e 4%**. Disponível em: http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afrLoop=32430126715308#%40%3F_afrLoop%3D32430126715308%26_adf.ctrl-state%3Ddaeeypg66_17. Acesso em: 15 de novembro de 2016c.

CGE, Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Resolução nº 18/01. Cria o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico e estabelece suas atribuições. Diário Oficial, 23 de junho de 2001.

DAMODARAN, A. **Gestão estratégica do risco: uma referência para a tomada de riscos empresariais**. Traduzido por: Félix Nonnenmacher. 1. ed. Porto Alegre: Bookman, 2009.

DIAS, B. H. **Modelo de análise de riscos aplicado ao Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro, 2006. Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S. A., informações gerais, site: http://www.eletrobras.gov.br. Acesso em: 30 de maio de 2016.

Eletrobrás Eletronuclear, informações gerais, site: http://www.eletronuclear.gov.br. Acesso em: 30 de maio de 2016.

GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétrico. **Tendências para a comercialização de energia elétrica**. Relatório Técnico. Campinas, 2014.

LEITE, N. F. **O erro não foi de cálculo**. Disponível em: http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases/2815-artigo-correio-braziliense-nelson-leite-da-abradee-o-erro-nao-foi-de-calculo. Acesso em: 01 de novembro de 2016.

LIMA, F. G. **Análise de Riscos**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2015.

LOPES, P. B. **Estratégia robusta de contratação de energia elétrica para distribuidoras no Brasil**. Salvador, 2014. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal da Bahia.

MAYO, R. **Mercados de Eletricidade**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética 2013/2017 – PEN 2013**. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/PEN%202013%20-%20Vol%201%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf. Acesso em: 20 de dezembro de 2016a.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014**. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/RE-3-0166-2014_PEN%202014_SumarioExecutivo.pdf. Acesso em: 20 de dezembro de 2016b.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética 2015/2019 – PEN 2015**. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/RE-3-0135-2015_PEN2015_SumarioExecutivo.pdf. Acesso em: 20 de dezembro de 2016c.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética 2016/2020 – PEN 2016**. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/RE-3-0101-2016_PEN2016_SumarioExecutivo.pdf. Acesso em: 20 de dezembro de 2016d.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico; EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética ciclo 2017 (2017-2021)**. Disponível em: http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Boletim%20Tecnico%20ONS-EPE%20-%20Planejamento%20Anual%20-%202017-2021_VF.pdf. Acesso em: 20 de dezembro de 2016.

PERONDI, G. **Metodologia de contratação de energia elétrica por agentes de distribuição no longo e curto prazos**. Curitiba, 2012. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Paraná.

REGO, E. E. **Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações**. São Paulo, 2012. Tese de Doutorado – Universidade de São Paulo.

ROCKMANN, R. **Sobra de energia traz prejuízos**. Disponível em: http://www.abraceel.com.br/zpublisher/materias/clipping_txt.asp?id=184721. Acesso em: 01 de novembro de 2016.

SILVA, E. L. da; MENEZES, E. M. **Metodologia da Pesquisa e Elaboração de Dissertação**. 4. ed. rev. atual. Florianópolis: UFSC, 2005.

SOUZA, F. C. de. **Dinâmica da gestão de riscos no ambiente de contratação regulada do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro, 2008. Tese de Doutorado – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.

VERONESE, H. D. **Um modelo de otimização estocástica baseado em *Progressive Hedging* para definição de estratégia de contratação de energia no ambiente regulado**. Florianópolis, 2013. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina.

WACHSMUTH, G. M. **Avaliação da estratégia de contratação de energia no ambiente regulado frente ao atual arcabouço regulatório**. Rio de Janeiro, 2014. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ANEXO A – TERMO DE AUTENTICIDADE

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA

Termo de Declaração de Autenticidade de Autoria

Declaro, sob as penas da lei e para os devidos fins, junto à Universidade Federal de Juiz de Fora, que meu Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Graduação em Engenharia de Produção é original, de minha única e exclusiva autoria. E não se trata de cópia integral ou parcial de textos e trabalhos de autoria de outrem, seja em formato de papel, eletrônico, digital, áudio-visual ou qualquer outro meio.
Declaro ainda ter total conhecimento e compreensão do que é considerado plágio, não apenas a cópia integral do trabalho, mas também de parte dele, inclusive de artigos e/ou parágrafos, sem citação do autor ou de sua fonte.
Declaro, por fim, ter total conhecimento e compreensão das punições decorrentes da prática de plágio, através das sanções civis previstas na lei do direito autoral[1] e criminais previstas no Código Penal[2], além das cominações administrativas e acadêmicas que poderão resultar em reprovação no Trabalho de Conclusão de Curso.

Juiz de Fora, 30 de Janeiro de 2017.

Anderson da Silva Ramos	201249002
NOME LEGÍVEL DO ALUNO (A)	Matrícula
Anderson da Silva Ramos	102.034.806-27
ASSINATURA	CPF

[1] LEI N° 9.610, DE 19 DE FEVEREIRO DE 1998. Altera, atualiza e consolida a legislação sobre direitos autorais e dá outras providências.
[2] Art. 184. Violar direitos de autor e os que lhe são conexos: Pena - detenção, de 3 (três) meses a 1 (um) ano, ou multa.