

Gabriella Meira Leite Dantas

Análise da atratividade econômica da comercialização de energia nos diferentes ambientes de contratação considerando novas opções de financiamento disponíveis

PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
APRESENTADO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL
DA PUC-RIO, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO

Orientador: Fernando Luiz Cyrino Oliveira

Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, 2 de julho de 2020.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Verônica M. Leite e Jonatas O. Dantas Filho, pelo apoio incondicional e por terem me proporcionado, ao longo de toda a vida, o acesso a uma educação da melhor qualidade. Agradeço também à minha irmã, Emanuella M. L. Dantas, por estar sempre ao meu lado em todos os momentos da minha vida. Sem eles, esta conquista não seria possível.

Agradeço ao Gabriel Clemente, pelo grande suporte ao longo do desenvolvimento deste trabalho, e a todos os demais colegas da PSR, que contribuíram imensamente para o meu aprendizado. Em especial, agradeço ao Fernando Porrua, por suas contribuições e pelo enorme conhecimento que me passou. Agradeço também ao Luiz Barroso por suas contribuições.

Por fim, agradeço ao meu orientador Fernando Cyrino, pelo suporte no desenvolvimento deste trabalho.

Dedico esta conquista especialmente à minha avó Francisca Ivonete G. Dantas, que terei para sempre como exemplo.

Resumo

Com a tendência de crescimento da demanda no Ambiente de Contratação Livre (ACL), torna-se fundamental a existência de opções de financiamento que viabilizem projetos neste mercado. Nesse contexto, o BNDES lançou, em 2019, uma metodologia de avaliação de crédito voltada para projetos comprometidos no ACL. Em paralelo, novas fontes de financiamento têm se tornado cada vez mais relevantes, como debêntures e o Banco do Nordeste do Brasil (BNB). Destarte, este trabalho tem como objetivo avaliar a atratividade da comercialização de energia por usinas eólicas e solares no ACL, considerando diferentes arranjos de financiamento. Através da metodologia de Fluxo de Caixa Descontado, é calculada a distribuição de probabilidade da Taxa Interna de Retorno (TIR), a partir de diferentes cenários de Preços de Liquidação de Diferenças (PLD). A TIR obtida no Ambiente de Comercialização Regulada (ACR) é usada como *benchmark*. Os resultados indicam que é possível obter retornos significativamente maiores no ACL.

Palavras-chave: Avaliação econômico-financeira. Distribuição de probabilidade. Fluxo de Caixa Descontado. Taxa Interna de Retorno. Usinas Eólicas. Usinas Solares.

Abstract

With the tendency of growth in the demand of the Free Contracting Environment (ACL), it is essential to have financing options that assure the feasibility of projects trading energy in this market. In this context, the BNDES launched, in 2019, a credit assessment methodology for projects committed to the ACL. In parallel, new financing sources have become more relevant, such as the issuance of debentures and loans granted by Banco do Nordeste do Brasil (BNB). Thus, this work aims to assess the attractiveness of energy trading by wind and solar plants in the ACL, considering different financing arrangements. Using the Discounted Cash Flow methodology, the probability distribution of the Internal Rate of Return (IRR) is calculated, based on different spot price scenarios. The IRR obtained in the Regulated Contracting Environment (ACR) is used as a benchmark. The results indicate that it is possible to obtain considerably higher returns in the ACL.

Key words: Discounted Cash Flow. Economic-financial analysis. Internal Rate of Return. Probability distribution. Solar Power Plants. Wind Power Plants.

Sumário

1	Introdução	1
2	Referencial Teórico	6
2.1	Arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro.....	6
2.2	Avaliação econômico-financeira de projetos de geração de energia.....	13
3	Metodologia	16
4	Aplicação da Proposta	20
4.1	Premissas	20
4.1.1	Premissas gerais.....	20
4.1.2	Premissas de preço	24
4.1.3	Premissas de financiamento	25
4.2	Resultados	28
4.2.1	Eólica.....	28
4.2.2	Solar.....	30
5	Conclusões	33
	Referências bibliográficas	36

Lista de Figuras

Figura 1: Consumo no centro de gravidade por ambiente de comercialização - Fonte: CCEE e EPE	2
Figura 2: Fontes de Financiamento Desembolsadas de Longo Prazo (% volume total) - Fonte: Anbima	4
Figura 3: Volume do Financiamento de Longo Prazo destinado ao Setor de Energia Elétrica (% do volume total) - Fonte: Anbima	4
Figura 4: Histórico do Preço de Liquidação de Diferenças no Sudeste - Fonte: CCEE	9
Figura 5: Relação entre crescimento da demanda e entrada de novos equipamentos	10
Figura 6: Energia contratada por consumidores livres e especiais por duração de contrato (% volume total) – Fonte: CCEE (Janeiro/2020).....	11
Figura 7: A função dos diferentes ambientes de comercialização de energia no Setor Elétrico Brasileiro	12
Figura 8: Histórico da diferença entre PLD do Sudeste e Nordeste (R\$/MWh) - Fonte: CCEE ..	13
Figura 9: Exemplo de curva de oferta e demanda	18
Figura 10: Visão geral da metodologia.....	19
Figura 11: Projeção de preços no mercado livre incentivado.....	24
Figura 12: Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - Eólica	25
Figura 13: Resultados para tecnologia eólica considerando financiamento do BNDES com 50% de alavancagem	29
Figura 14: Resultados para tecnologia eólica considerando financiamento do BNDES com 75% de alavancagem	29
Figura 15: Resultados para tecnologia eólica considerando financiamento por meio de debêntures	30
Figura 16: Resultados para tecnologia solar fotovoltaica considerando financiamento do BNB .	31
Figura 17: Resultados para tecnologia solar fotovoltaica considerando financiamento por meio de debêntures.....	32

Lista de Tabelas

Tabela 1: Premissas gerais do projeto eólico.....	21
Tabela 2: Premissas gerais do projeto solar.....	22
Tabela 3: Premissas de custos e encargos setoriais	23
Tabela 4: Premissas de impostos	23
Tabela 5: Premissas de financiamento via bancos de fomento	27
Tabela 6: Premissas de financiamento por meio de debêntures	28

Lista de Siglas

ACL	O <i>Ambiente de Contratação Livre</i> é o ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores, comercializadores e consumidores livres.
ACR	O <i>Ambiente de Contratação Regulada</i> é o ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras.
ANEEL	A <i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i> é a agência reguladora para energia elétrica no Brasil.
BNB	Abreviatura de <i>Banco do Nordeste do Brasil</i> .
BNDES	Abreviatura de <i>Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social</i> .
CCEE	A <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i> é a organização encarregada da contabilização e liquidação das transações no mercado de curto prazo de energia elétrica e da organização dos leilões de energia.
CG	Abreviatura de <i>Centro de Gravidade</i> , ponto virtual onde geração e consumo se igualam.
COFINS	Abreviatura de <i>Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social</i> .
CSLL	Abreviatura de <i>Contribuição Social sobre o Lucro Líquido</i> .
DRE	Abreviatura de <i>Demonstrativo do Resultado do Exercício</i> . Trata-se de um documento que é elaborado anualmente e que detalha as receitas, custos e despesas de uma dada empresa do ponto de vista contábil e patrimonial.
IR	Abreviatura de <i>Imposto de Renda</i> .
O&M	Custo de operação e manutenção.
ONS	O <i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i> é a entidade responsável pela operação e pelo despacho do sistema.
P50	O valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior que 50%.

P90	O valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior que 90%.
PLD	O <i>Preço de Liquidação de Diferenças</i> é o preço de curto prazo calculado pela CCEE para cada patamar de carga (pesado, intermediário e leve), cada semana e cada submercado, com o mesmo software que o ONS usa para o despacho.
PIS	Abreviatura de <i>Programa de Integração Social</i> .
PMI	Abreviatura de <i>Ponto de Medição Individual</i> , que corresponde ao primeiro ponto do sistema de interesse restrito onde é possível identificar, de forma individualizada, a geração e o consumo interno de uma usina.
SEB	Abreviatura de <i>Sistema Elétrico Brasileiro</i> .
TFSEE	Abreviatura de <i>Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica</i> .
TIR	Abreviatura de <i>Taxa Interna de Retorno</i> .
TUSD	A <i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i> é uma tarifa paga por geradores e consumidores pelo direito de utilizar o sistema de distribuição.
TUST	A <i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i> é uma tarifa paga por todos os geradores e consumidores pelo direito de utilizar o sistema de transmissão
VPL	Abreviatura de <i>Valor Presente Líquido</i> .

1 Introdução

A dinâmica do atual marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), implementada pela Lei 10.848, de 15/3/2004, e regulamentada pelo Decreto 5.163, de 30/7/2004, teve como principal instrumento os leilões de energia do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), organizados pelo governo. Nesses leilões¹, são oferecidos contratos de longo prazo, firmados com alguns anos de antecedência com relação ao início de suprimento. Esses contratos possuem cláusulas padronizadas e têm a finalidade de suprir a obrigação das distribuidoras de energia de estarem com 100% de seu consumo coberto por contratos respaldados por ativos físicos de geração.

O estabelecimento destes contratos de longo prazo se tornou fundamental para a atuação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) como principal financiador de projetos de infraestrutura, por meio do instrumento conhecido como *Project Finance*². Desta forma, valendo-se dos contratos de longo prazo e de garantias adicionais, os investidores captavam recursos no BNDES a taxas inferiores às praticadas no mercado, visto que o banco utilizava a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) como o principal componente do custo de financiamento (DE CASTRO, ALVES e OLIVEIRA, 2019). Ancorado neste modelo, o banco foi responsável pelo financiamento de 73% da capacidade instalada adicionada ao sistema entre 2000 e 2020 (CEBDS, 2020).

Concomitantemente, há também o Ambiente de Contratação Livre (ACL), segmento do mercado no qual a compra e venda de energia elétrica ocorre através de contratos bilaterais livremente negociados entre geradores, consumidores livres e comercializadores. De acordo com a Lei nº 9.074 de 1995 e a Portaria MME nº 514 de 2018, qualquer consumidor com carga acima de 2 MW pode se tornar livre.

Neste mercado, há também a figura do consumidor especial, prevista na Lei nº 9.427 de 1996, que pode acessar um segmento do ACL conhecido como “ACL Incentivado”, desde que (i) compre

¹ Há diversos tipos de leilões, como: Leilão de Energia Nova, Leilão de Energia Existente e Leilão de Reserva. No entanto, no escopo desse trabalho, o foco será os Leilões de Energia Nova, principal responsável pela contratação de novos empreendimentos (CCEE).

² Nesta modalidade de financiamento, o fluxo de caixa do próprio projeto, vencedor do leilão, é utilizado como garantia e fonte para pagamento do financiamento.

energia proveniente de empreendimentos de fontes renováveis não convencionais³ e (ii) tenha carga entre 0,5 MW e 2 MW. Esta lei também prevê um desconto de pelo menos 50% nas tarifas de transmissão e distribuição destas fontes de geração, extensível aos consumidores que contratam sua energia. É válido ressaltar que este desconto não se restringe ao ACL, apesar de ser fundamental para a competitividade desses empreendimentos nesse mercado.

De acordo com dados da CCEE, a grande maioria dos contratos oferecidos no ACL é de curto prazo. Isso gera uma barreira na obtenção do financiamento na modalidade *Project Finance*, em função da dificuldade do empreendedor em comprovar fluxo de caixa do projeto para pagamento da dívida, dado que contratos de longo prazo não respondem pela maioria dos contratos no ambiente livre. Por outro lado, com o crescimento da demanda neste mercado (Figura 1), torna-se fundamental solucionar a questão do financiamento, especialmente devido à prevista redução dos seus limites de acesso, conforme Portaria MME nº 514 de 2018, que deve acelerar ainda mais esse crescimento.

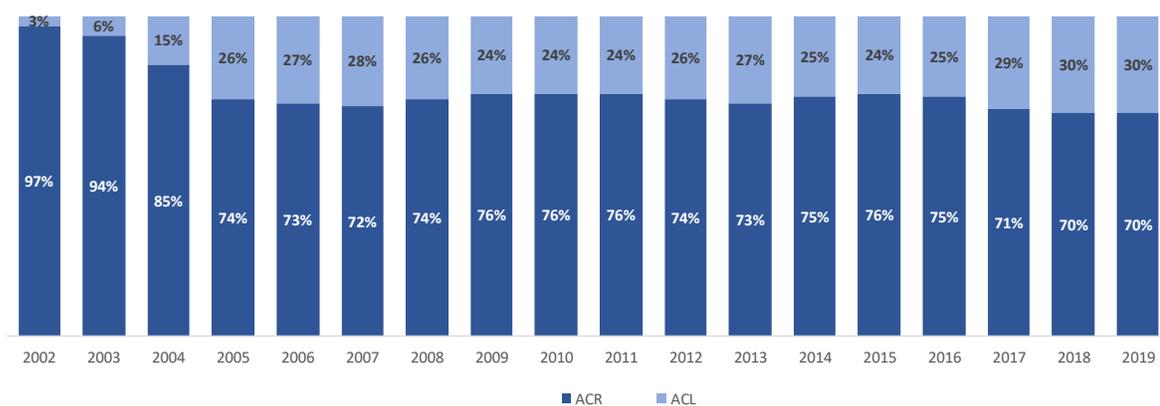


Figura 1: Consumo no centro de gravidade por ambiente de comercialização - Fonte: CCEE e EPE

Nesse cenário, o BNDES lançou, em 2019, uma nova metodologia de financiamento voltada para projetos do mercado livre, chamada de preço suporte. O preço suporte é considerado para a energia que não foi comercializada pelo investidor, viabilizando a avaliação de fluxo de caixa no longo prazo e o dimensionamento do crédito com prazo de pagamento compatível (GODOI, 2019).

³ Fontes renováveis não convencionais são: o aproveitamento de potencial hidráulico de potência igual ou inferior a 50 MW e empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50 MW.

Além disso, outras fontes de financiamento têm surgido, com destaque para as debêntures incentivadas. Criadas através da lei 12.431 de 2011, elas oferecem isenção de tributos para pessoas físicas e para investidores estrangeiros e redução da alíquota do Imposto de Renda (IR) em 15% para pessoas jurídicas residentes no país. De acordo com dados da Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA), desde a sua criação, em 2012, até setembro de 2019, foram emitidos R\$ 49,7 bilhões de papéis de projetos de energia.

A adoção de debêntures incentivadas foi impulsionada essencialmente por dois fatores: (i) mudança da taxa de juros básica do BNDES em 2018, da TJLP para Taxa de Longo Prazo (TLP), que aproximou as taxas de juros do banco daquelas praticadas no mercado, com o resultado geral de impor um encarecimento do custo do financiamento oferecido pelo BNDES; e (ii) aumento da capilaridade de plataformas de investimento no mercado, alavancando a distribuição e popularização desta modalidade de investimento, favorecendo a captação de recursos por parte das empresas. Adicionalmente, o movimento de queda da SELIC, que alcançou o patamar de 14,25% a.a., em 2015, e atualmente no patamar de 2,90% a.a.⁴, também contribuiu para tornar essa fonte de financiamento atrativa (DE CASTRO, ALVES e OLIVEIRA, 2019).

A mudança da TJLP para TLP possibilitou também maior protagonismo de outros bancos, em especial o BNB, que se tornou a principal instituição de fomento de energia solar, com condições mais competitivas que o BNDES. O banco foi responsável por aproximadamente 58% de todo financiamento destinado a projetos de energia solar até 2019, enquanto o BNDES contou com 26% do valor total financiado (GODOI, 2019). Assim como o BNDES, o BNB também desenvolveu uma metodologia para avaliar o financiamento de projetos negociados no ACL, com preços “suporte” entre 136 R\$/MWh e 216 R\$/MWh. Este nível de preços é bastante superior ao atual nível de preços suporte considerados pelo BNDES, que varia entre 110 R\$/MWh e 130 R\$/MWh, o que possibilita uma maior alavancagem do projeto.

Na Figura 2, é possível observar a evolução da participação das diferentes fontes de financiamento de longo prazo. Além disso, a Figura 3 mostra o volume de financiamento de longo prazo destinado ao setor de energia elétrica, que em 2018 contou com aproximadamente 83% do volume total.

⁴ Em 07/05/2020, de acordo com dados do Banco Central.

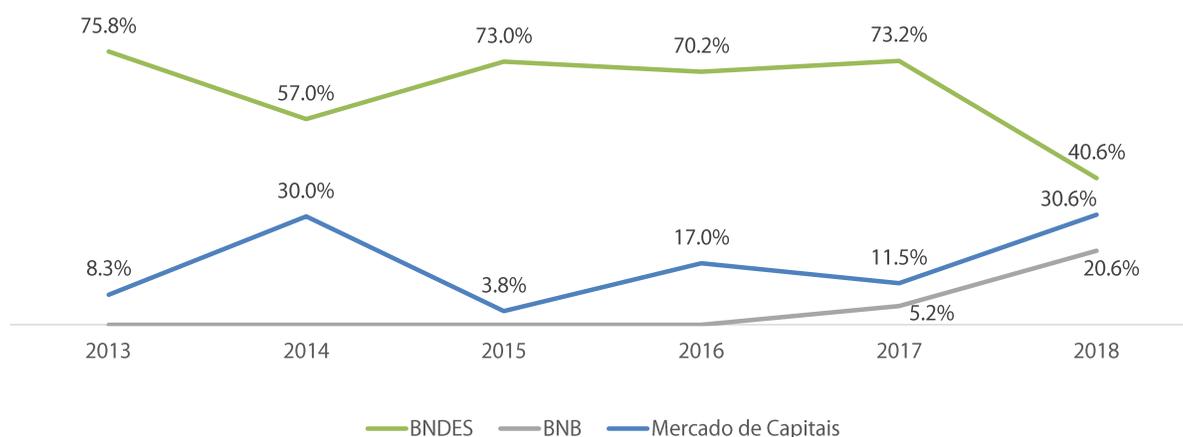


Figura 2: Fontes de Financiamento Desembolsadas de Longo Prazo (% volume total) - Fonte: Anbima

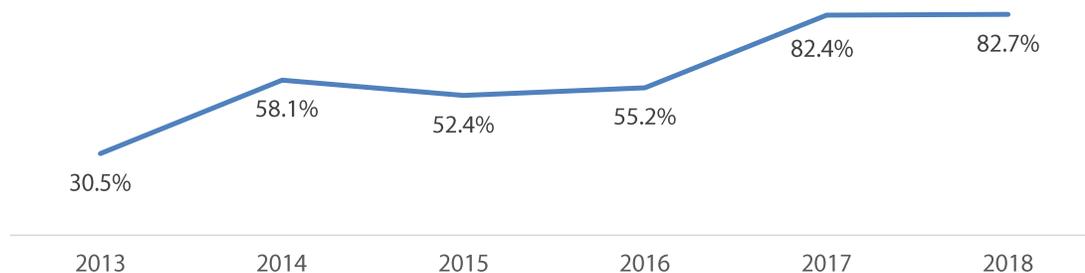


Figura 3: Volume do Financiamento de Longo Prazo destinado ao Setor de Energia Elétrica (% do volume total) - Fonte: Anbima

Isto posto, a atratividade econômica da comercialização de energia no ACL pode mudar consideravelmente em decorrência das novas opções de financiamento disponíveis. Adicionalmente, a queda dos preços dos leilões, em decorrência da sobrecontratação⁵ das distribuidoras, têm contribuído ainda mais para tornar o ACL mais atrativo⁶. Por fim, projetos de

⁵ Fatores como a crise econômica de 2015/2016 (que reduziu a demanda por eletricidade) e a elevação das tarifas (que reduziu o consumo e intensificou a migração de clientes do ACR para o ACL), produziram um excedente de energia contratada pelas distribuidoras superior ao limite regulatório de 5% para o qual há cobertura tarifária (SALES, HOCHSTETLER e MONTEIRO, 2016).

⁶ De acordo com dados da CCEE, os preços médios, ponderados pelo montante de energia contratado, do 30º Leilão de Energia Nova, realizado em outubro de 2019, foram 98,90 R\$/MWh para eólica e 84,40 R\$/MWh para solar. Por outro lado, de acordo com projeções da DCIDE, a expectativa de preço de longo prazo no ACL incentivado, em outubro/2019, era aproximadamente 200,00 R\$/MWh.

geração eólica e solar fotovoltaica têm se mostrado particularmente competitivos, em função da redução dos seus custos de investimento (EPE, 2018).

Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo analisar a atratividade econômica da comercialização de energia por usinas eólicas e solares no mercado livre, a partir da estimativa dos retornos obtidos sob a ótica da Taxa Interna de Retorno. Nesta análise, serão consideradas características técnicas típicas destas tecnologias, sua estrutura de custos e linhas de financiamento disponíveis. Além disso, os retornos obtidos com a comercialização de energia no mercado regulado serão utilizados como *benchmark*.

O documento está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 2 engloba o referencial teórico utilizado neste trabalho e é composto por dois subcapítulos. No primeiro subcapítulo, é apresentada uma visão geral do arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro; o segundo, por sua vez, apresenta metodologias de avaliação econômico-financeira. O Capítulo 3 descreve a metodologia que será utilizada. No Capítulo 4, são apresentados as premissas e os resultados da análise realizada. Por fim, o Capítulo 5 traz as conclusões do estudo.

2 Referencial Teórico

2.1 Arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro

O processo de reestruturação do setor elétrico que ocorreu em diversos países do mundo nos anos 90 se baseou principalmente na substituição dos procedimentos regulamentados utilizados para tomada de decisão por mecanismos de mercado. Em um mercado liberalizado, não há planos de expansão obrigatórios que determinam quais unidades de geração devem ser instaladas no sistema e quando atender a uma projeção de demanda. Ao invés disso, os participantes do mercado decidem por conta própria se desejam construir uma determinada instalação ou não, ao passo que empresas de distribuição e consumidores livres são os principais responsáveis por garantir seu próprio suprimento. Seguindo essas diretrizes, os diversos mercados de eletricidade foram projetados em todo o mundo, com o objetivo principal de induzir um suprimento de energia confiável e eficiente, convertido em tarifas adequadas para os usuários finais (BARROSO, ROSENBLATT, *et al.*, 2006).

A desregulamentação trouxe complexidade e sofisticação aos mercados de eletricidade. Independentemente do arranjo, uma característica que todos esses mercados têm em comum é a alta influência que o preço de curto prazo (conhecido como preço *spot*) exerce sobre o fluxo de caixa dos geradores, planejamento da expansão e estratégias de contratação. Apesar de cada país ter sua própria estrutura de mercado e estrutura regulatória, dois ambientes de comercialização de energia estão presentes em quase todos os mercados de eletricidade desregulados:

- i. Mercado de curto prazo - usualmente funciona como um mercado *day-ahead*⁷, no qual geradores e demandas oferecem um conjunto de quantidades a um determinado preço. Há um operador central responsável pela liquidação e consequente definição dos preços *spot*, que são considerados para a liquidação do dia seguinte.
- ii. Mercado a termo - compreende negociações de contratos de médio e/ou longo prazo (normalmente apenas instrumentos financeiros), que são usualmente usados pelas empresas

⁷ Pode também haver um sistema de dupla liquidação, com um mercado *day-ahead* e um mercado “em tempo real” (*real time*). Dessa forma, o mercado *real time* é um mercado físico, responsável por liquidar as diferenças entre energia gerada e energia vendida no mercado *day-ahead*, que é valorada ao “preço real” da energia (STOFT, 2002).

de geração de energia para proteger seu fluxo de caixa contra a volatilidade dos preços *spot* (FANZERES, STREET e BARROSO, 2014).

Assim como em outros países (incluindo a maioria dos países da América do Sul, além de algumas regiões nos Estados Unidos, Reino Unido, Espanha, entre outros), a reforma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) ocorreu em duas etapas, tendo a primeira iniciada em meados dos anos 90, seguindo as diretrizes gerais dos países mais desenvolvidos. Após um início bem-sucedido, com forte interesse dos investidores privados em privatizações e leilões de concessão de novos projetos, o processo de reforma foi interrompido por uma grave crise energética que afetou o país por 9 meses durante 2001-2002. Com o objetivo de solucionar os problemas identificados na primeira etapa de reformas, em 2004 foi lançado um modelo revisado do setor elétrico, inaugurando uma segunda etapa da reforma do SEB (BARROSO, ROSENBLATT, *et al.*, 2006). Este modelo foi implementado pela Lei 10.848, de 15.3.2004, e regulamentado pelo Decreto 5.163, de 30.7.2004 e está em vigência até os dias de hoje.

Enquanto a reforma do setor se baseou na competição entre agentes para a construção de nova capacidade de geração, o despacho do sistema - isto é, as decisões sobre quais usinas acionar e como usar o sistema de transmissão - permanece baseado em custos. Ele é realizado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS)⁸, que age como se todas as usinas pertencessem ao mesmo proprietário. As usinas hidrelétricas são despachadas com base nos custos de oportunidade esperados ("valor da água"), calculados por um modelo de otimização estocástica em vários estágios, que considera os níveis dos reservatórios do sistema, os custos de acionamento das usinas térmicas, projeções de demanda, novos projetos programados pelos próximos anos, um custo para a energia não suprida estabelecido pela ANEEL e vários cenários possíveis de vazões futuras (BARROSO, ROSENBLATT, *et al.*, 2006) (ONS, 2020).

A razão pela qual o despacho não foi alterado para um esquema de oferta de preços está relacionada com a predominância hidrelétrica no sistema⁹. Visto que há diversas hidrelétricas com diferentes proprietários em uma mesma cascata, essa mudança traria uma dificuldade em coordenar

⁸ As regras para operação do sistema estão consolidadas nos Procedimentos de Rede do ONS, disponível em <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>.

⁹ Atualmente, a participação de usinas hidrelétricas na matriz energética corresponde a aproximadamente 70% da capacidade instalada total (MW); no entanto, essa participação já chegou 84% em 2006 (ONS, 2020).

a geração, levando em consideração os usos múltiplos da água e restrições como irrigação e controle de inundações. Em particular, foi demonstrado que um despacho baseado em oferta de preços não levaria a um uso eficiente do armazenamento de reservatórios; o motivo é que os benefícios de decisões referentes ao armazenamento de água não são alocados adequadamente entre os geradores (BARROSO, ROSENBLATT, *et al.*, 2006).

Os custos marginais de curto prazo, calculados a partir do modelo estocástico de despacho, são usados como preço *spot* – no caso do Brasil, conhecidos como Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)¹⁰. Não há, portanto, preços *spot* "reais", com base no equilíbrio entre oferta e demanda (BARROSO, ROSENBLATT, *et al.*, 2006). Sendo assim, o Brasil difere da maioria dos países no que se refere ao funcionamento do seu mercado de curto prazo, pois não há um mercado *day-ahead*, no qual geradores e demandas fazem ofertas preço-quantidade para o dia seguinte.

Em teoria, os preços *spot* deveriam fornecer sinal econômico correto para a entrada de nova geração no sistema: se houver um desequilíbrio entre oferta e demanda, esses preços deverão aumentar e, assim, criar incentivos para a construção de novas usinas (ou seja, as receitas esperadas no mercado de curto prazo devem ser suficientes para remunerar o investimento e cobrir os custos operacionais). No sistema brasileiro, no entanto, os preços *spot* não fornecem um sinal econômico claro para os investidores, principalmente porque são altamente voláteis: eles podem ser muito baixos por vários anos e depois aumentar acentuadamente por alguns meses, antes de voltar a níveis "normais" (PEREIRA, BARROSO e ROSENBLATT, 2004). Na Figura 4 é possível observar a evolução do PLD no Sudeste.

¹⁰ O PLD é calculado semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, para três "patamares" (carga pesada, intermediária e leve), em cada um dos quatro "submercados", que correspondem aproximadamente (porém não exatamente) às regiões geográficas tradicionais (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte).

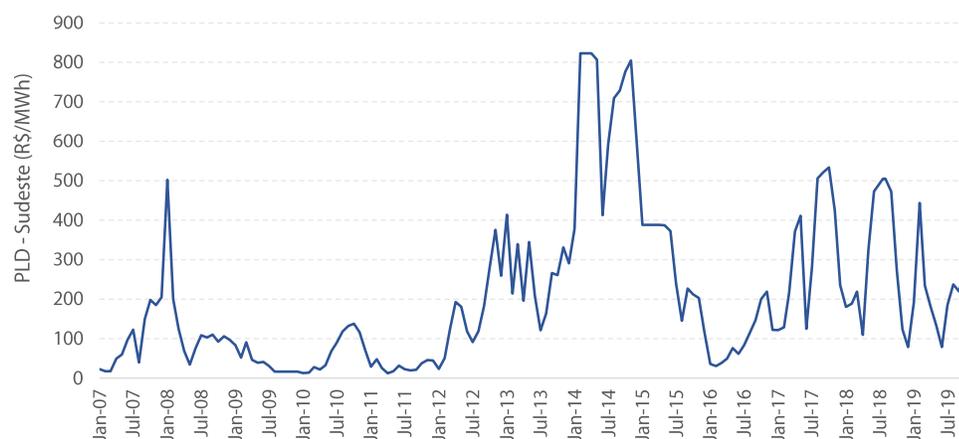


Figura 4: Histórico do Preço de Liquidação de Diferenças no Sudeste - Fonte: CCEE

A fim de promover o devido incentivo à entrada de nova geração no sistema brasileiro, foram criadas duas regras básicas:

- Cada consumidor deve garantir o atendimento a cem por cento de seu consumo por intermédio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- Visto que os contratos são apenas instrumentos financeiros, os mesmos devem ter um lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia contratada de maneira sustentável. Este lastro físico pode ser assegurado por projetos de geração própria ou por contratos de suprimento de terceiros, que por sua vez devem estar lastreados por projetos.

A combinação das duas regras apresentadas acima garante que para cada MWh de consumo no país existe um contrato de compra de energia, que por sua vez é “lastreado” por usinas que podem produzir seus montantes contratados de acordo com um critério de suprimento. Assim, a segurança de suprimento é assegurada. Adicionalmente, o requisito de 100% de contratação com lastro físico cria uma “ligação” entre o crescimento da demanda e a entrada de novos equipamentos: para cada MWh de acréscimo de consumo deve haver um contrato com lastro físico, o que motiva a entrada de nova geração. A figura abaixo ilustra este mecanismo.



Figura 5: Relação entre crescimento da demanda e entrada de novos equipamentos

Para verificar a segunda regra, o Ministério de Minas e Energia - MME atribui a cada usina no SEB um montante de energia (medido em MWh/ano ou MW médio) correspondendo à sua capacidade de produção sustentável, conhecido como “garantia física”, cuja metodologia de cálculo está regulamentada na Portaria MME 101/2016. No caso de usinas eólicas e solares, a garantia física é definida com base na produção anual de energia certificada, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% (para eólica) e 50% (para solar)¹¹, descontando-se perdas por consumo interno e perdas elétricas até o ponto de medição individual¹² da usina (BRASIL, 2016). Esses valores podem passar por processos de reajuste e/ou revisões e, caso o gerador tenha vendido energia acima da sua garantia física, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual¹³.

Como apresentado na seção anterior, os contratos são firmados em dois “ambientes de contratação”:

- ACR (Ambiente de Contratação Regulada), no qual são firmados contratos de longo prazo (entre 15 e 30 anos)¹⁴ entre geradores e as concessionárias de distribuição, as quais têm

¹¹ O valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% e 50% são conhecidos, respectivamente, como P90 e P50.

¹² O ponto de medição individual - PMI corresponde ao primeiro ponto do sistema de interesse restrito onde é possível identificar, de forma individualizada, a geração e o consumo interno de uma usina (BRASIL, 2016).

¹³ Os termos “lastro” e “garantia física” são usados como sinônimos neste trabalho.

¹⁴ No caso de Leilões de Energia Nova.

obrigação de contratar a energia demandada por seus consumidores cativos. Os contratos são firmados por meio de leilões organizados pelo governo e possuem cláusulas padronizadas. Cada gerador assina contratos bilaterais com todas as distribuidoras, em proporção às respectivas demandas, reduzindo assim o risco de inadimplência.

- ACL (Ambiente de Contratação Livre), no qual são firmados contratos bilaterais livremente negociados entre geradores, consumidores livres e comercializadores de energia.

A vantagem dos leilões do ACL é a de reconhecer que um contrato de energia provê estabilidade no fluxo de caixa das empresas geradoras, facilitando o acesso a financiamentos com custo mais reduzido devido ao menor risco (BARROSO, ROSENBLATT, *et al.*, 2011). Por outro lado, os contratos no ACL possuem tipicamente um prazo menor, o que leva a uma menor previsibilidade em seu fluxo de caixa. A Figura 6 mostra o volume de energia contratado por consumidores livres e especiais para cada duração de contrato.

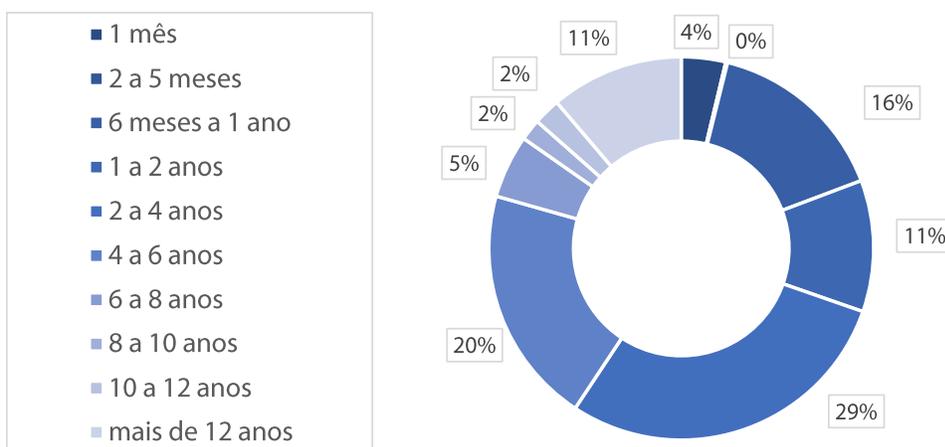


Figura 6: Energia contratada por consumidores livres e especiais por duração de contrato (% volume total) –

Fonte: CCEE (Janeiro/2020)

Uma vez que o despacho é realizado de forma centralizada e não tem nenhuma relação com os contratos, as usinas normalmente produzem volumes de energia diferentes daqueles que seus proprietários venderam através de contratos. Além disso, os consumidores tampouco consomem exatamente os montantes de energia que adquiriram através de contratos, especialmente em nível diário e mensal. Essas diferenças têm que ser reconciliadas, e isto é realizado todos os meses pela

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹⁵, no mercado de curto prazo. A contabilização e liquidação da CCEE consiste em calcular, para cada gerador, a diferença entre sua produção efetiva e seus compromissos contratuais, e para cada consumidor (distribuidora ou consumidor livre), a diferença entre sua cobertura contratual e seu consumo efetivo, além de liquidar essas diferenças ao PLD¹⁶.

A Figura 7 resume a função dos diferentes ambientes de comercialização de energia no SEB.

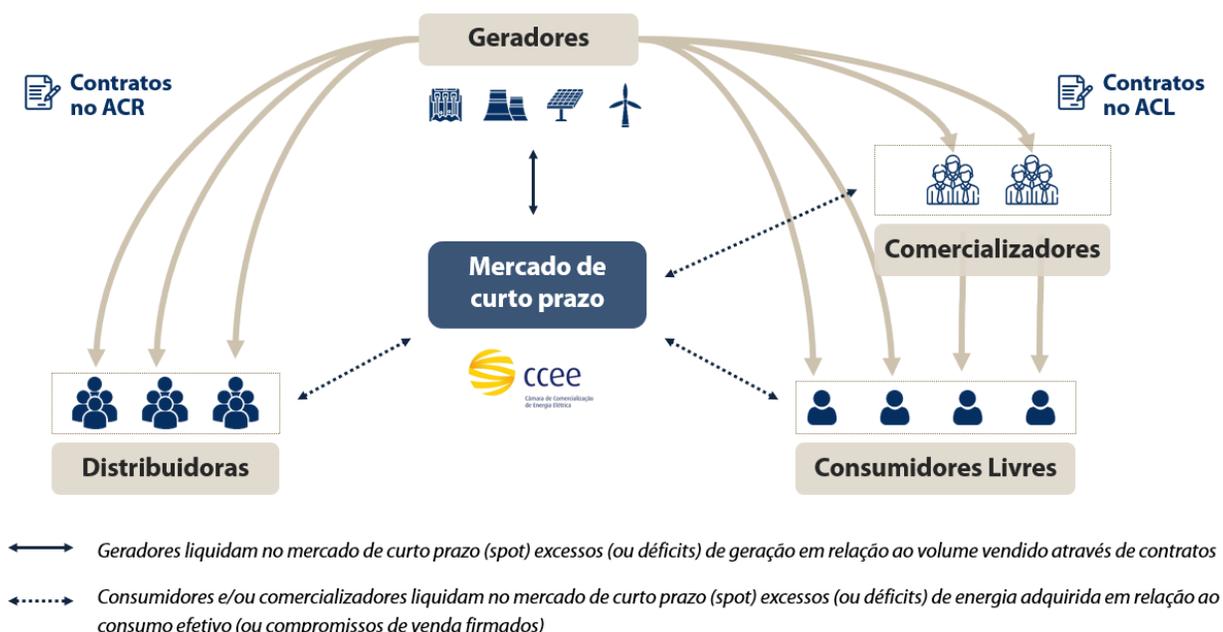


Figura 7: A função dos diferentes ambientes de comercialização de energia no Setor Elétrico Brasileiro

É importante ressaltar que, no processo de liquidação dos contratos na CCEE, pode haver uma exposição decorrente da diferença de PLD entre submercados. Por exemplo, caso o contrato defina que a entrega de energia ocorrerá no Sudeste e o gerador está localizado no Nordeste, o gerador estará exposto a diferença de PLD entre o Sudeste e Nordeste. Esse risco, no caso de contratos do ACR, é alocado ao consumidor. No entanto, como no ACL os contratos são negociados

¹⁵ As operações de comercialização de energia elétrica realizadas pela CCEE são regidas por regras e procedimentos disponíveis em www.ccee.org.br.

¹⁶ Todas as compras e vendas de energia na CCEE são consideradas no "Centro de Gravidade", ponto virtual onde geração e consumo se igualam. A existência deste ponto virtual torna possível a comercialização de energia desconsiderando a localização entre as medições realizadas em diferentes pontos reais do Sistema Interligado Nacional (CCEE).

bilateralmente, este risco pode ser alocado ao gerador. A Figura 8 mostra o histórico da diferença entre o PLD do Sudeste e Nordeste.

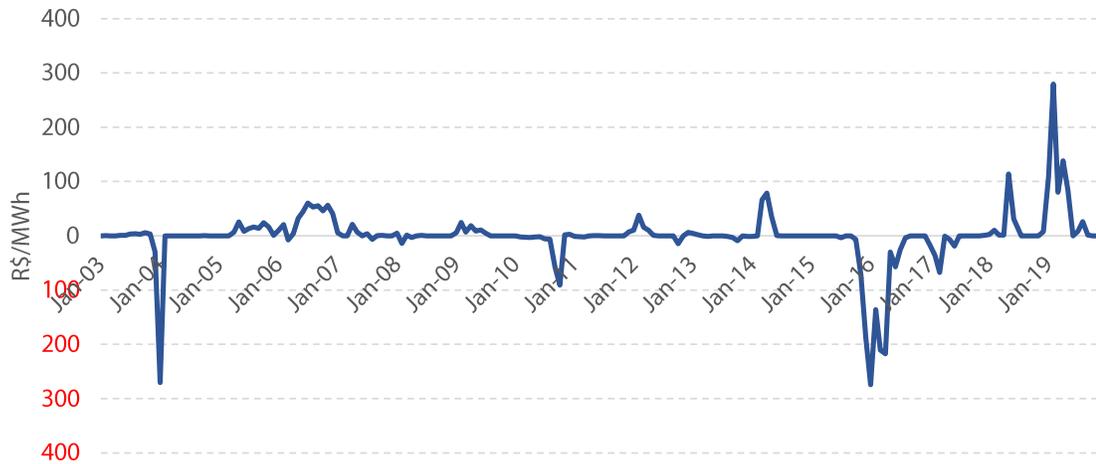


Figura 8: Histórico da diferença entre PLD do Sudeste e Nordeste (R\$/MWh) - Fonte: CCEE

2.2 Avaliação econômico-financeira de projetos de geração de energia

Como apresentado anteriormente, contratos de médio e/ou longo prazo são usualmente usados pelas empresas de geração de energia para proteger seu fluxo de caixa contra a volatilidade dos preços *spot* (FANZERES, STREET e BARROSO, 2014). O objetivo das empresas é investir em projetos que gerem um valor maior que seus custos. Essa diferença é medida através do Valor Presente Líquido (VPL), calculado com base no método conhecido como fluxo de caixa descontado, de acordo com a seguinte fórmula (BREALEY, MYERS e ALLEN, 2011):

$$VPL = C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots$$

Onde:

- C_i é o fluxo de caixa esperado do projeto no ano i
- r é o custo de capital, que deve refletir tanto a desvalorização do dinheiro ao longo do tempo como o risco do projeto.

Busca-se, portanto, investir em projetos com VPL positivo e rejeitar aqueles com VPL negativo. Analogamente, pode-se também tomar a decisão de investimento com base na Taxa Interna de Retorno (TIR) do projeto. A TIR corresponde à taxa de desconto que faz com que o VPL

seja igual a zero. Essa taxa é, então, comparada ao custo de capital da empresa, que aceita projetos que oferecem um retorno maior do que seu custo de capital (BREALEY, MYERS e ALLEN, 2011).

O fluxo de caixa pode ser avaliado sob a ótica da firma ou dos acionistas. No Fluxo de Caixa Livre para a Firma, avalia-se a companhia inteira, considerando a parte dos acionistas e a parte dos detentores de dívida. Este método consiste em projetar o fluxo de caixa que a empresa gera para seus acionistas e credores, após o pagamento dos fornecedores, empregados, tributos e os reinvestimentos necessários. Já no Fluxo de Caixa Livre para os Acionistas, calcula-se o fluxo que sobra para o acionista, e não à empresa. Com isso, é necessário considerar também as variações decorrentes do endividamento da empresa: juros, amortização de principal e até captação de novas dívidas, se necessário (DAMODARAN, 2011).

Os modelos tradicionais de análise de investimento são usualmente determinísticos e constroem o fluxo de caixa de um projeto de geração baseado em um cenário específico, que representa o valor esperado dos fluxos. Entretanto, essa metodologia se mostra insuficiente na presença de fluxos compostos por variáveis estocásticas, como a geração de energia e os preços *spot*. Sendo assim, a forma mais adequada para se considerar uma ampla gama de incertezas nos principais riscos é a partir de uma avaliação probabilística (SOARES, STREET, *et al.*, 2007).

No contexto do SEB, Soares, Street *et al.* (2007) propõem um modelo de avaliação de novos investimentos de geração de energia sob incerteza, onde os distintos riscos associados à implementação de um projeto podem ser quantificados e precificados. Para se obter os cenários das incertezas que irão compor o fluxo de caixa, é utilizado um modelo de despacho hidrotérmico estocástico, gerando cenários correlacionados de produção da usina e preços de liquidação de diferenças. Para as demais incertezas, utiliza-se uma representação por cenário com probabilidades de ocorrência. Calcula-se, portanto, um fluxo de caixa para cada um dos cenários, e sua respectiva TIR. Obtendo a TIR para cada cenário, é possível construir sua distribuição de probabilidade. Dessa forma, pode-se encontrar um valor mínimo (TIR_{min}) tal que a probabilidade da TIR ser maior que TIR_{min} seja superior a um nível de significância pré-determinado (α). Isso é o mesmo que encontrar o Value-at-Risk (VaR α) da TIR.

Ainda no âmbito do SEB, Medellin, Hidalgo e Correia (2018) propõem a utilização de métodos de simulação de Monte Carlo e fluxo de caixa descontado para cálculo do Valor Presente Líquido para avaliação de projetos de geração de energia que visam participar em leilões. A geração e o

preço da energia no mercado de curto prazo são considerados variáveis estocásticas e, a partir de seus dados históricos, são geradas amostras aleatórias. A partir de um estudo de caso realizado para usinas a biomassa, o estudo conclui que o método proposto permite avaliar a viabilidade econômica dos projetos analisados e que os riscos para esse tipo de projeto são gerenciáveis e mensuráveis.

Nos Estados Unidos, Wyman e Jablonowski (2011) analisam a viabilidade econômica de projetos de energia eólica *offshore*. O objetivo é estimar o VPL probabilístico dos projetos, a partir de simulações de Monte Carlo. Uma vez que feita a análise dos fluxos de caixa, a sensibilidade do VPL às diversas entradas do fluxo de caixa foi estimada por meio de design experimental de acordo com o método Box Behken. Com esses resultados, foram utilizadas técnicas de regressão para gerar equações características para VPL. Por fim, com as equações características do VPL, são geradas amostragens aleatórias para desenvolver estimativas probabilísticas do VPL do projeto.

Por fim, Monjas-Barroso e Balibrea-Iniesta (2013) avaliaram projetos de investimento baseados em energia eólica na Dinamarca, Finlândia e Portugal. Foram modeladas as principais incertezas que afetam esse tipo de projeto: custos de investimento, preço de electricidade, índice de preços ao consumidor e produção de energia elétrica. Para cada um desses países, foram analisados os mecanismos de incentivo público à energia eólica, identificando as reais opções de cada arbabouço regulatório e avaliando seu impacto no VPL. Para esse fim, foram utilizados dois métodos diferentes de avaliação de opções: o método de Monte Carlo e o método binomial. Concluiu-se que os resultados obtidos usando os dois métodos são bastante semelhantes.

3 Metodologia

A avaliação da atratividade econômica da comercialização de energia por usinas eólicas e solares no mercado livre será realizada com o software OptValue, desenvolvido pela empresa PSR, cuja metodologia é descrita por Soares, Street *et al.* (2007). O OptValue é um modelo de avaliação econômico-financeira que, a partir de simulações considerando diferentes cenários de PLD¹⁷, calcula o retorno de um determinado projeto de geração de energia. Sendo assim, considerando as receitas auferidas pelo projeto, suas despesas e custos, o modelo calcula um fluxo de caixa para cada cenário e, com base nesses fluxos de caixa, calcula a distribuição de probabilidade da TIR¹⁸.

No escopo deste trabalho, as variáveis que vão compor o fluxo de caixa do projeto são:

- Tipo de Usina (Eólica ou Solar);
- Vida útil econômica do empreendimento;
- Potência instalada, disponível e garantia física;
- Custos de O&M fixos e variáveis;
- Cenários de PLD futuros;
- Perdas (consumo interno, conexão de uso exclusivo e/ou Rede Básica);
- Cronograma de desembolsos de investimentos;
- Depreciação;
- Esquemas de Financiamento;
- Impostos (IR, CSLL, PIS/COFINS);
- Encargos setoriais;
- Custos de conexão (TUST/TUSD);
- Seguros (Garantias e Ativos);
- Tipo de contrato;
- Preço de energia.

¹⁷ No âmbito deste trabalho, serão considerados 1200 cenários de PLD.

¹⁸ Neste trabalho, a TIR será calculada sob a ótica do acionista.

Os cenários de PLD são resultado do modelo de despacho hidrotérmico SDDP, também desenvolvido pela PSR¹⁹. O PLD é o preço considerado na liquidação das diferenças entre a geração da usina e o montante de energia vendido através de contratos. Dessa forma, caso a geração seja superior ao montante de energia contratado em um determinado mês, o excesso de energia será vendido no mercado de curto prazo. Por outro lado, se a geração da usina for inferior ao seu compromisso contratual, essa diferença deverá ser comprada no mercado de curto prazo.

A garantia física será calculada com base no P90 (para eólica) e P50 (para solar)²⁰ referentes aos 1200 cenários futuros de geração, provenientes do software *Time Series Lab* (TSL), desenvolvido pela PSR. Esses cenários são gerados com base em um histórico sintético, construído a partir de dados de reanálise de velocidade do vento e irradiação solar provenientes da base de dados MERRA-2, da Nasa. A geração das usinas, por sua vez, será tratada como uma variável determinística, cujo valor será igual média de todos os cenários de geração para cada mês do horizonte.

Os preços dos contratos no mercado livre, por sua vez, serão resultado do modelo de otimização OptPrice, desenvolvido pela PSR. Sua metodologia é descrita por Cavaliere, Granville *et al.* (2019). Este modelo baseia-se no conceito de equilíbrio de mercado e tem como resultado uma projeção dos preços no ACL Convencional. A abordagem é construir a curva de oferta do gerador (quantidade de energia que ele está disposto a vender a cada preço) e a curva de demanda do consumidor (sua disposição de comprar energia a cada preço). O ponto de cruzamento das curvas determina o preço do contrato, como indica a Figura 9. Para calcular os preços no ACL Incentivado, é somado um *spread* ao preço do ACL convencional, cujo valor é igual ao desconto médio na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD²¹ dos consumidores livres que poderiam ser supridos por geradores incentivados.

¹⁹ A metodologia de programação dinâmica estocástica dual (PDDE), incorporada no modelo SDDP, é a mesma utilizada nos modelos computacionais de despacho do ONS e no cálculo dos preços da CCEE (PSR).

²⁰ A metodologia de cálculo da garantia física é definida pela Portaria MME 101/2016 e é descrita brevemente no Capítulo 2.1 desse documento.

²¹ A TUSD de todos os subgrupos de alta tensão e modalidades, das 30 maiores distribuidoras, é calculada com base na metodologia de cálculo definida pela ANEEL nos Módulos 2, 3, 5 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (ANEEL), considerando os resultados da simulação da expansão da oferta de longo prazo provenientes do modelo OptGen, desenvolvido pela PSR. O OptGen é uma ferramenta computacional para determinar a expansão de mínimo

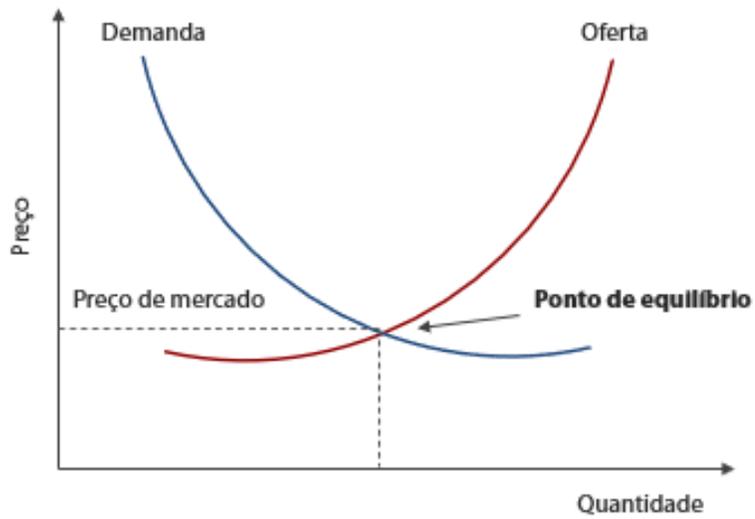


Figura 9: Exemplo de curva de oferta e demanda

custo (geração e interligações regionais) de um sistema hidrotérmico multirregional. A operação do sistema é representada de maneira detalhada levando em conta a incerteza nas afluências, restrições de emissão de gases de efeito estufa e restrições de capacidade mínima, entre outros aspectos (PSR).

No fluxograma abaixo é possível observar uma visão geral da metodologia empregada.

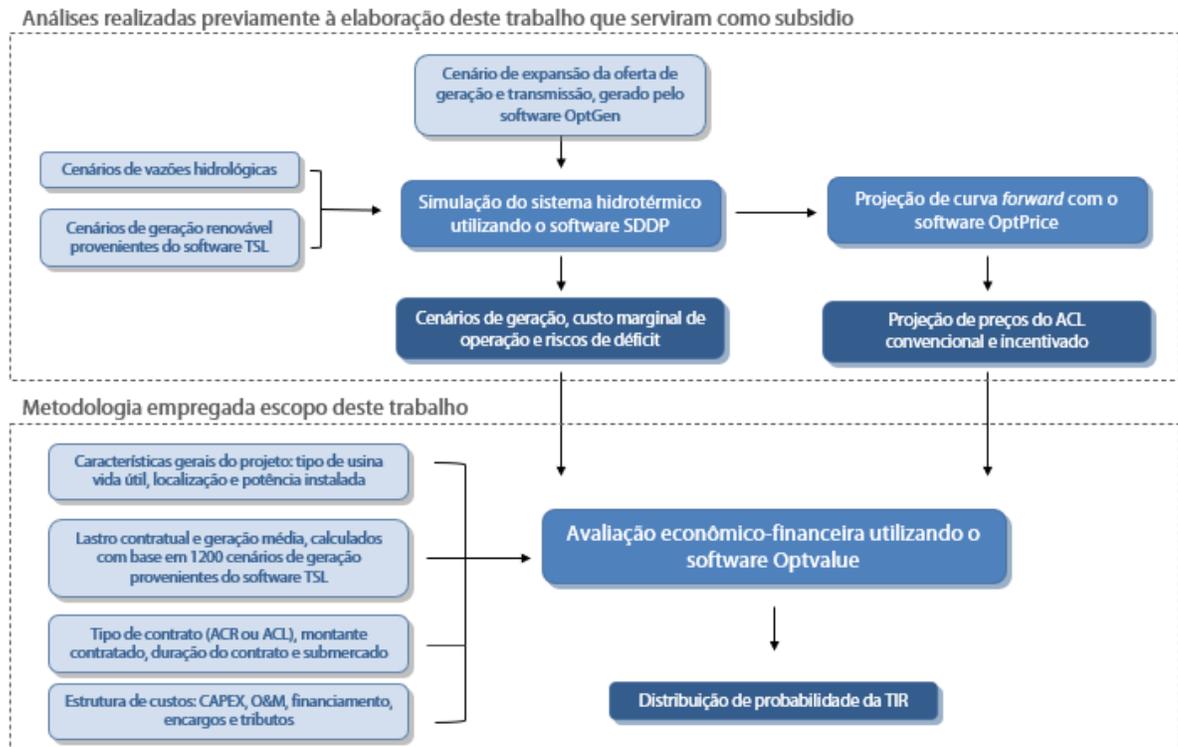


Figura 10: Visão geral da metodologia

4 Aplicação da Proposta

O objetivo deste capítulo é analisar a atratividade econômica da comercialização de energia por usinas eólicas e solares no mercado livre incentivado, a partir da estimativa dos retornos obtidos sob a ótica da Taxa Interna de Retorno para o acionista.

Primeiramente, serão apresentadas as premissas utilizadas na análise, obtidas através de consultas a especialistas do mercado e, quando possível, por meio de fontes públicas. Foram consideradas características típicas destas tecnologias, sua estrutura de custos, projeção de preços no mercado livre incentivado e linhas de financiamento disponíveis. Para cada uma das tecnologias, avaliou-se a rentabilidade obtida com dois arranjos de financiamento²²:

- Financiamento via banco de fomento (BNDES para eólica e BNB para solar²³)
- Financiamento por meio de debêntures

As simulações serão realizadas em moeda constante e os resultados apresentados correspondem a valores de TIR reais, sob a ótica do acionista. Nas conclusões, os retornos obtidos com a comercialização de energia no mercado regulado serão utilizados como *benchmark*. A partir de consultas a especialistas do mercado, identificou-se uma TIR real média de 6% a.a.²⁴ neste mercado.

4.1 Premissas

4.1.1 Premissas gerais

Com base na análise dos dados dos projetos vencedores dos últimos leilões, divulgados pela CCEE, identificou-se que tipicamente projetos eólicos e solares possuem uma potência instalada

²² É válido ressaltar que o investidor também poderia captar o empréstimo por ambas as fontes simultaneamente. No entanto, esse arranjo não será considerado, visto que é preferível para o investidor recorrer a uma única fonte, de forma a evitar elevados custos de transação.

²³No caso da fonte eólica, optou-se pelo financiamento via BNDES devido à predominância do banco no financiamento desse tipo de projeto, que foi responsável por financiar 80% da capacidade eólica instalada em operação ou construção (CEBDS, 2020). Por outro lado, no caso da fonte solar, o BNB é a principal instituição de fomento, sendo responsável por aproximadamente 58% de todo financiamento destinado a projetos de energia solar até 2019 (GODOI, 2019).

²⁴ É válido ressaltar que, para obter esse nível de retorno, investidores têm adotado estratégias de vender parte da sua energia no ACL, uma vez que o baixo nível de preços nos leilões não é suficiente para garantir o retorno almejado.

de 30 MW. No que diz respeito à localização das usinas, assumiu-se que elas estariam localizadas no submercado Nordeste, região com maior potencial eólico e solar (NEIVA, DUTRA, *et al.*, 2013) (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017). Diante da perspectiva de redução de preços nos próximos anos, em função da crise gerada pela pandemia da Covid-19 em 2020, assumiu-se que as usinas iniciarão sua operação comercial em janeiro/2026, quando os preços devem se tornar mais atrativos.

A garantia física foi calculada com base no percentil P90 (para eólica) e P50 (para solar), a partir de cenários sintéticos de geração provenientes do software *Time Series Lab*, conforme descrito no Capítulo 3. Assumiu-se também que 100% da garantia física (após perdas até o Centro de Gravidade²⁵) seria comercializada. A geração foi considerada determinística ao longo do horizonte analisado, definida com base na média dos cenários de geração para cada mês.

A Tabela 1 e Tabela 2 apresentam as premissas do projeto eólico e solar²⁶, respectivamente. As premissas de custo de investimento, O&M, vida útil e desembolso do investimento foram obtidas por meio de consulta a especialistas do mercado.

Tabela 1: Premissas gerais do projeto eólico

Potência Instalada	30 MW
Localização	Paraíba
Perdas do PMI ao CG	2,5%
Geração Média no CG (% Potência Instalada)	49,5%
Garantia Física ²⁷	14,52 MW médio

²⁵ Por meio de consulta a especialistas do mercado, assumiu-se 2,5% de perdas até o Centro de Gravidade.

²⁶ É válido ressaltar que usinas eólicas e solares são classificadas como “não despachadas individualmente”, em função das características da fonte primária de geração, que impedem o atendimento ao despacho centralizado de forma sistemática (ONS, 2020). Por essa razão, considera-se que o custo variável unitário dessas usinas é igual a zero, como ilustrado no relatório InfoPLD da CCEE, disponível em www.ccee.org.br.

²⁷ No Centro de Gravidade.

Montante contratado	100% do lastro no centro de gravidade
Geração ao longo dos meses	Geração média dos cenários para cada mês do horizonte
Investimento	4000 R\$/kW Instalado
O&M Fixo	85 R\$/kW ano
O&M Variável	0 R\$/MWh
Vida útil	30 anos (360 meses)
Início da operação comercial	Janeiro/2026
Desembolso do financiamento	40% em 2024 e 60% em 2025

Tabela 2: Premissas gerais do projeto solar

Potência Instalada	30 MW
Localização	Bahia
Perdas do PMI ao CG	2,5%
Geração Média no CG (% Potência Instalada)	25,2%
Garantia Física ²⁸	7,57 MW médio
Montante contratado	100% do lastro no centro de gravidade
Geração ao longo dos meses	Geração média dos cenários para cada mês do horizonte
Investimento	3500 R\$/kW Instalado
Investimento para troca de inversores no ano 12	10% do investimento inicial

²⁸ No Centro de Gravidade.

O&M Fixo	1,0% do investimento, ao ano
O&M Variável	0 R\$/MWh
Vida útil	30 anos (360 meses)
Início da operação comercial	Janeiro/2026
Desembolso do financiamento	40% em 2024 e 60% em 2025

Adicionalmente, foram definidas premissas de custos e encargos setoriais. A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) é divulgada anualmente pela ANEEL; já os demais encargos foram obtidos a partir de consultas a especialistas do mercado. Por fim, com base em dados divulgados pela Receita Federal, obteve-se as premissas de impostos, considerando a tributação pelo Lucro Presumido. Essas premissas são apresentadas, respectivamente, na Tabela 3 e Tabela 4.

Tabela 3: Premissas de custos e encargos setoriais

TFSEE	764,73 R\$/kW Instalado * 0,4% * Potência Instalada
Tarifa de uso da transmissão (TUST) ²⁹	4,5 R\$/kW Instalado por mês
CCEE	0,20 R\$/MWh
ONS	0,5 R\$/kW Instalado por ano
Seguro Operação	0,2% do Valor do Imobilizado

Tabela 4: Premissas de impostos

COFINS/PIS ³⁰	3,65%
Base de cálculo da Contribuição Social	12%

²⁹ Valor que já considera o desconto de 50% para renováveis, conforme regulamentação vigente.

³⁰ Considerou-se 50% de dedução do PIS/COFINS sobre os custos de O&M. Lucro presumido não pode ter dedução de PIS/COFINS em nenhuma despesa.

Alíquota que incidirá sobre a base de cálculo da Contribuição Social	9%
Base de cálculo do Imposto de Renda	8%
Alíquota que incidirá sobre a base de cálculo do Imposto de Renda ³¹	15%

4.1.2 Premissas de preço

As premissas de preço dos contratos são resultado do modelo de otimização OptPrice. Assumiu-se que cada contrato teria uma duração de 4 anos, conforme o exemplo apresentado por Primavera (2019), na descrição da metodologia do preço suporte. A Figura 11 apresenta a projeção de preços no mercado livre incentivado para contratos com duração de 4 anos. É válido ressaltar que, mesmo considerando o início da operação comercial em janeiro/2026, ainda há um impacto da crise gerada pela Covid-19 no preço do contrato inicial³².

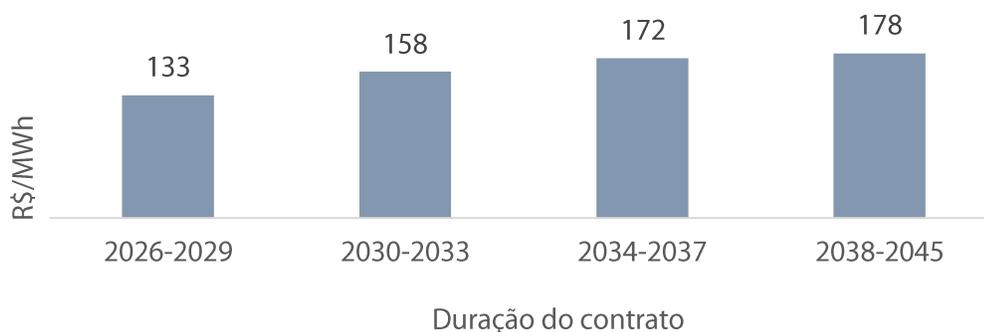


Figura 11: Projeção de preços no mercado livre incentivado³³

³¹ Além disso, há um adicional de imposto de renda sobre a parcela do lucro presumido que exceder ao valor da multiplicação de R\$ 20.000,00 pelo número de meses do respectivo período de apuração, calculado mediante a aplicação do percentual de 10%.

³² Antes da crise gerada pela Covid-19, o preço projetado para um contrato de 4 anos iniciando em janeiro/2026 era de 156 R\$/MWh. Após a crise, este preço reduziu para 133 R\$/MWh.

³³ Como as projeções de preço do modelo OptPrice terminam em 2040, considerou-se, a partir de 2038, um preço único, equivalente à última projeção de preços resultante do modelo, que seria de um contrato com duração de 2037 a 2040.

4.1.3 Premissas de financiamento

4.1.3.1 Financiamento via bancos de fomento

4.1.3.1.1 Eólica

Assumiu-se que o financiamento via banco de fomento do projeto eólico se daria por meio do BNDES, principal instituição de fomento do setor elétrico. A porcentagem de participação do banco foi determinada a fim de atender à condição de que o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) deve ser no mínimo igual a 1,3 em todos os anos³⁴. Na avaliação do fluxo de caixa, assumiu-se que o investidor teria um contrato inicial de 4 anos³⁵ e, para o restante do horizonte, considerou-se o preço suporte para energia descontratada, que varia de acordo com 3 patamares: 130 R\$/MWh do 1º ao 5º ano, 120 R\$/MWh do 6º ao 10º ano e 110 R\$/MWh a partir do 11º ano (PRIMAVERA, 2019). É válido ressaltar que, neste caso, foi feita uma avaliação determinística, desconsiderando qualquer receita ou custo decorrente da venda ou compra de energia no mercado de curto prazo. No gráfico abaixo, é possível observar o ICSD para diferentes composições de financiamento.

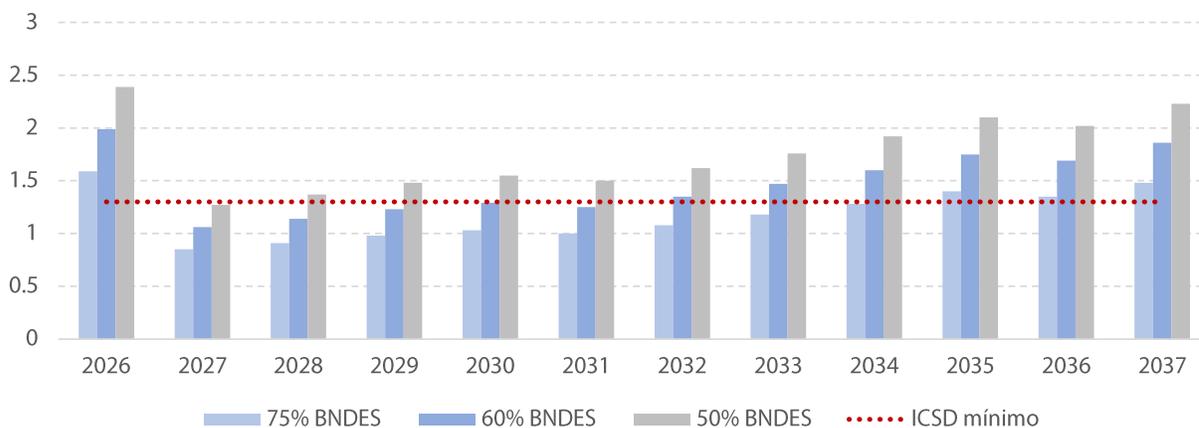


Figura 12: Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - Eólica

Dessa forma, considerou-se uma participação do BNDES de 50%. É válido ressaltar que essa porcentagem está bem abaixo do que geralmente se pratica no mercado, que é entre de 70 a

³⁴ O índice de cobertura da dívida para cada ano é igual à razão entre o Fluxo Operacional da Empresa pelo serviço da dívida (soma do juro com amortização).

³⁵ O preço considerado para o contrato inicial é resultado do modelo de otimização OptPrice, desenvolvido pela PSR..

80%. É possível, portanto, que investidores acabem optando por não investir em um projeto com uma alavancagem tão baixa. Por esta razão, será apresentado também os resultados considerando uma participação de 75% do BNDES, que pode vir a se concretizar a partir de negociações com o banco ou, até mesmo, caso a metodologia passe a considerar preços suportes mais elevados.

O sistema de amortização³⁶ utilizado foi o Sistema de Amortização Constante (SAC), conforme descrição da metodologia do preço suporte por Primavera (2019). Esse método consiste no pagamento da dívida baseada em parcelas de amortizações iguais e juros decrescentes. Além disso, considerou-se um período de carência de 6 meses, a partir do início da operação da última unidade geradora, conforme prazos definidos no site do BNDES. Por fim, assumiu-se um prazo total de amortização de 15 anos, definido com base em consultas a especialistas do mercado.

A taxa de juros³⁷, por sua vez, foi calculada com base em três componentes:

$$TLP + \text{Remuneração do BNDES} + \text{Taxa de risco de crédito}$$

Onde:

- A TLP para contratos assinados em abril vale: $IPCA^{38} + 1,98\%$ a.a.
- A remuneração do BNDES para projetos eólicos é de 1,3% a.a.
- A taxa de risco de crédito é variável conforme risco do cliente e prazo do financiamento.

A partir de consulta a especialistas do mercado, observou-se que a taxa de risco de crédito de projetos eólicos é geralmente entre 1,5 e 2%. Assumiu-se, portanto, uma taxa de 1,8%.

4.1.3.1.2 Solar

No caso do projeto solar, assumiu-se que o financiamento via banco de fomento se daria por meio do BNB, principal instituição de fomento de energia solar. Neste caso, não foi possível encontrar informações públicas que possibilitassem a determinação da alavancagem com base na condição de ICSD. Dessa forma, considerou-se uma participação de 75%, conforme práticas do mercado. Assim como no financiamento do BNDES, o sistema de amortização utilizado foi o Sistema de Amortização Constante (SAC). Além disso, considerou-se um período de carência de

³⁶ O termo "amortização" se refere ao processo de pagamento da dívida por meio de pagamentos períodos de principal e juros ao longo do tempo.

³⁷ Essa taxa é considerada para linhas de financiamento do BNDES Finem, conforme site do BNDES (BNDES).

³⁸ Assumiu-se como valor do IPCA a projeção do Banco Central, divulgada em 30/04/2020, de 3,5% a.a. para 2022, 2023 e 2024 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2020).

8 anos, a partir do início da operação da última unidade geradora e um prazo total de amortização de 24 anos, conforme site do BNB.

A taxa de juros corresponde à Taxa de Juros dos Fundos Constitucionais (TFC), definida pelas Resoluções do CMN nº 4.622 de 02/01/2018, nº 4.672 de 26/06/2018, nº 4.768 de 19/12/2019 e pela Lei nº 13.682, de 19/06/2018 (BANCO DO NORDESTE DO BRASIL, 2020). Ela é composta por uma componente de atualização monetária, que corresponde à variação do IPCA, e por uma parcela pré-fixada, divulgada todo ano pelo Banco Central do Brasil (BCB). De acordo com o Comunicado nº 35.243 de 28/2/2020, do BCB, a TFC para 2020 vale:

$$IPCA^{39} + 1,0254\% \text{ a. a.}$$

Na tabela abaixo, é possível observar um resumo das condições de financiamento consideradas como caso base para as simulações.

Tabela 5: Premissas de financiamento via bancos de fomento

Projeto	Sistema de amortização	Alavancagem ⁴⁰	Carência	Prazo total de amortização	Taxa de Juros (nominal)
Eólica	SAC	50% BNDES	6 meses	15 anos	8,58% a.a.
Solar	SAC	75% BNB	8 anos	24 anos	4,5% a.a.

4.1.3.2 Financiamento por meio de debêntures

No caso do financiamento através de debêntures, não se considerou diferenciação de condições para as tecnologias. A duração e taxa de juros do financiamento foram obtidas a partir da média das debêntures emitidas entre 2018 e 2019 por empresas de geração de energia, conforme dados divulgados pela ANBIMA. No que diz respeito a amortização, assumiu-se que ela ocorre na data de vencimento. Por fim, assumiu-se 75% de participação de debêntures no financiamento, conforme práticas de mercado.

³⁹ Assumiu-se como valor do IPCA a projeção do Banco Central, divulgada em 30/04/2020, de 3,5% a.a. para 2022, 2023 e 2024 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2020).

⁴⁰ No caso do projeto eólico, será considerado uma alavancagem de 75% do BNDES como sensibilidade.

Tabela 6: Premissas de financiamento por meio de debêntures

Alavancagem	Amortização	Duração	Taxa de Juros (nominal)
75% Debêntures	100% na data de vencimento	10 anos	9,5% a.a.

4.2 Resultados

Considerando as premissas descritas anteriormente, foram realizadas simulações para cada tecnologia e arranjo de financiamento, a fim de calcular a TIR do acionista (em termos reais). As respectivas distribuições de probabilidade da TIR, resultantes destas simulações, são apresentadas a seguir.

4.2.1 Eólica

4.2.1.1 Financiamento via BNDES

Primeiramente, foram realizadas simulações considerando financiamento via banco de fomento para a tecnologia eólica. Neste caso, considerou-se que o financiamento se daria por meio do BNDES, principal instituição de fomento do setor elétrico. A fim de garantir o atendimento à condição de ICSD mínimo de 1,3 em todos os anos, assumiu-se uma participação de 50% do BNDES. A Figura 13 apresenta os resultados da distribuição de probabilidades da TIR real do acionista neste caso.

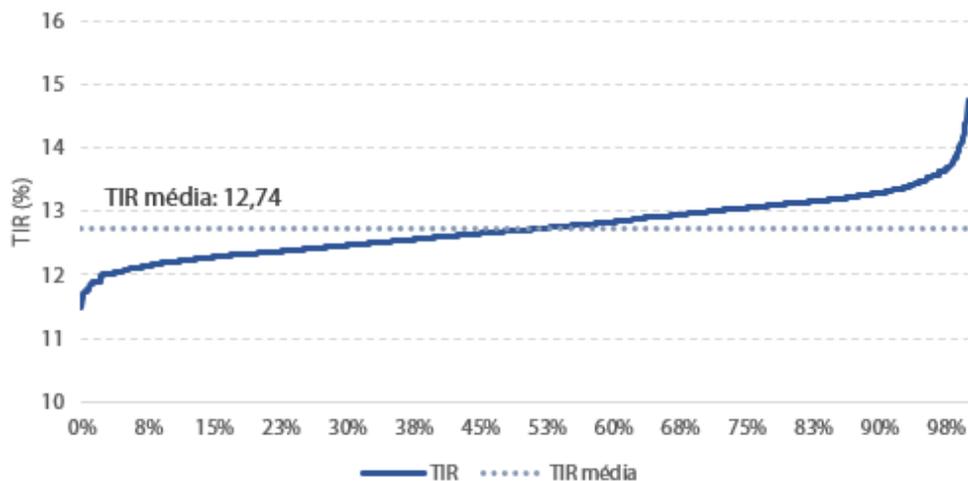


Figura 13: Resultados para tecnologia eólica considerando financiamento do BNDES com 50% de alavancagem

É possível observar que TIR média obtida é consideravelmente superior àquela observada no ACR, atualmente em torno de 6% a.a. No entanto, a alavancagem considerada neste caso está bem abaixo do que geralmente se pratica no mercado. Portanto, foram realizadas simulações considerando uma participação de 75% do BNDES, cujos resultados são apresentados na Figura 14. É possível observar que, com uma maior alavancagem, pode-se obter uma rentabilidade ainda maior.

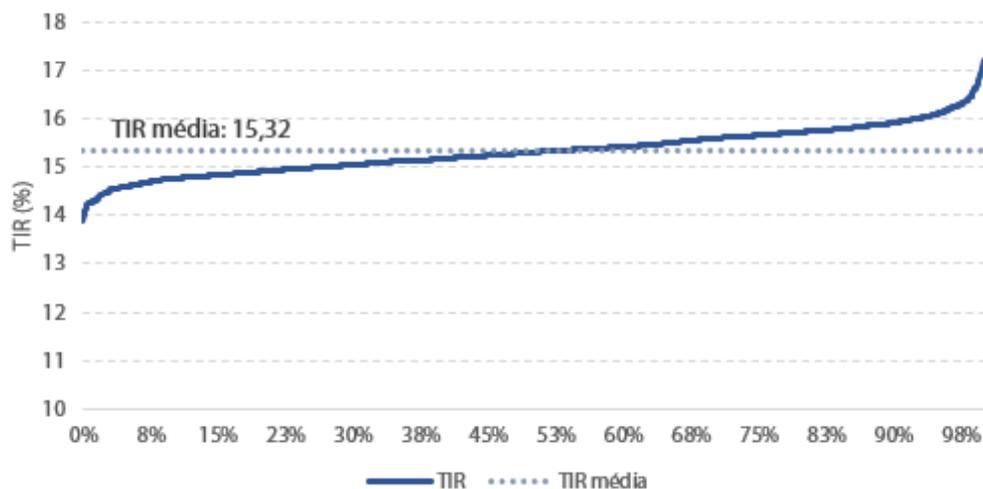


Figura 14: Resultados para tecnologia eólica considerando financiamento do BNDES com 75% de alavancagem

4.2.1.2 Financiamento por meio de debêntures

Já no caso do financiamento por meio de debêntures, considerou-se uma alavancagem de 75%, conforme práticas de mercado. A Figura 15 apresenta os resultados deste arranjo de financiamento para a tecnologia eólica.

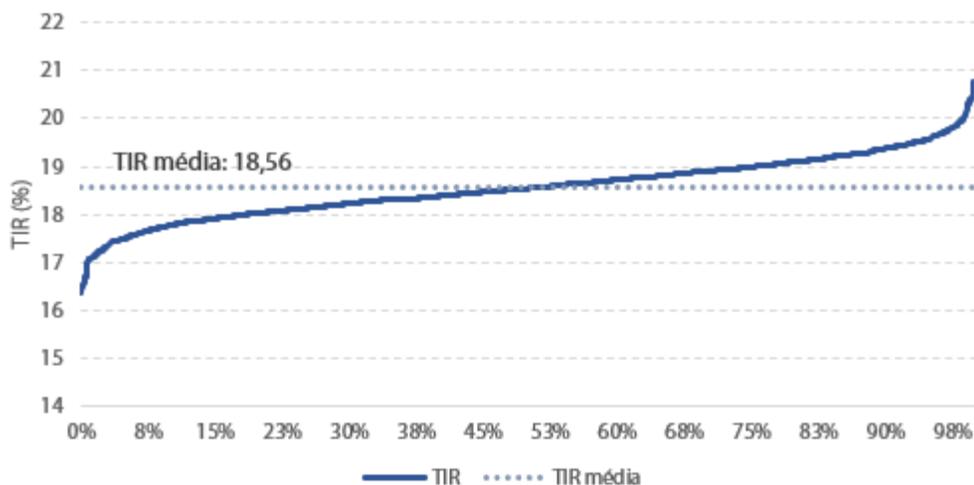


Figura 15: Resultados para tecnologia eólica considerando financiamento por meio de debêntures

Neste caso, foi possível obter uma rentabilidade ainda maior, já que o empréstimo é amortizado integralmente na data de vencimento do título. Além disso, a taxa de juros considerada para debêntures é próxima daquela praticada pelo BNDES.

É válido ressaltar, no entanto, que há uma maior dificuldade por parte do investidor em captar o valor almejado neste caso, visto que mercado de debêntures é bastante fragmentado. Nesse sentido, empresas com um maior *rating* terão uma maior facilidade.

4.2.2 Solar

4.2.2.1 Financiamento via BNB

Já no caso da tecnologia solar, considerou-se que o financiamento via banco de fomento se daria por meio do BNB, principal instituição de fomento de energia solar. Neste caso, assumiu-se uma alavancagem de 75%, conforme práticas do mercado, visto que não foi possível encontrar informações públicas que possibilitassem a determinação da alavancagem com base na condição de ICSD. A Figura 16 apresenta os resultados da distribuição de probabilidades da TIR real do

acionista para este arranjo. É possível observar que a TIR real média obtida é significativamente superior à rentabilidade de 6% a.a. atualmente observada no ACR.

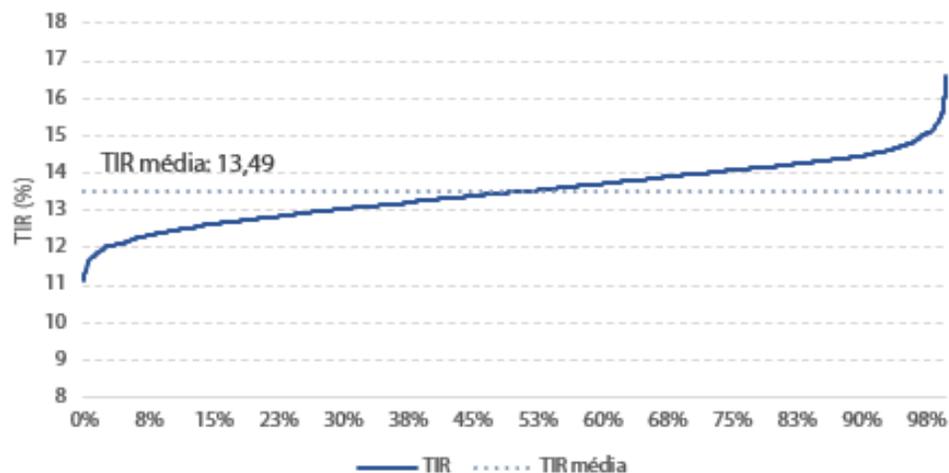


Figura 16: Resultados para tecnologia solar fotovoltaica considerando financiamento do BNB

Apesar de o banco oferecer condições bastante competitivas, há uma barreira em função da limitação de recursos. De acordo com a superintendência de Negócios de Atacado e Governo do BNB, a demanda por recursos é maior que a oferta (GODOI, 2019).

4.2.2.2 Financiamento por meio de debêntures

Por fim, foram realizadas simulações considerando o financiamento por meio de debêntures para a tecnologia solar fotovoltaica. A Figura 17 apresenta os resultados para este arranjo. Conforme práticas de mercado, considerou-se uma alavancagem de 75%.

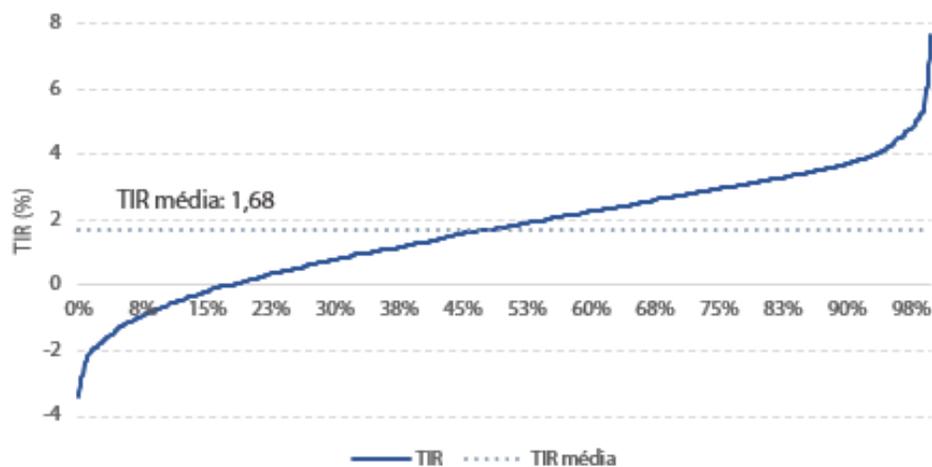


Figura 17: Resultados para tecnologia solar fotovoltaica considerando financiamento por meio de debêntures

Neste caso, obteve-se uma rentabilidade bastante inferior ao retorno de 6% a.a., observado no ACR. A diferença é ainda maior se essa rentabilidade for comparada com a TIR real média de 13% a.a., obtida considerando financiamento do BNB e venda de energia no ACL (conforme apresentado na Figura 16). Isso ocorre pois, atualmente, o BNB apresenta condições substancialmente mais atrativas que as debêntures. A taxa de juros do banco, em valores nominais, vale aproximadamente 4% a.a., enquanto a taxa de juros no caso de debêntures está em torno de 9% a.a. Além disso, o prazo da amortização no caso do BNB é de 24 anos, enquanto para debêntures este prazo é, na média, 10 anos. Portanto, é justificável a grande diferença da rentabilidade entre esses dois casos.

5 Conclusões

No caso da fonte eólica, ambos os arranjos de financiamento avaliados resultaram em uma rentabilidade significativamente maior que àquela observada no ACR (atualmente, em torno de 6% a.a. real). Neste caso, as debêntures se mostraram a opção mais atrativa, com uma TIR real média de aproximadamente 18% a.a. A principal razão pela maior rentabilidade das debêntures frente ao financiamento do BNDES é o fato de o empréstimo ser amortizado integralmente na data de vencimento do título. No entanto, é válido ressaltar que, apesar de as debêntures terem apresentado uma maior rentabilidade, pode haver uma dificuldade por parte do investidor em captar financiamento neste mercado, que é bastante fragmentado. Nesse sentido, empresas com um maior *rating* terão uma maior facilidade. Além disso, é importante mencionar que a taxa de juros considerada foi definida com base no histórico de emissões, enquanto, no caso do BNDES, considerou-se uma taxa de juros mais aderente às condições atuais de mercado, que é aquela utilizada em contratos assinados em abril/2020. Sendo assim, é possível que a taxa de juros das debêntures aumente em decorrência pandemia gerada pela Covid-19 em 2020, devido a uma maior aversão a risco dos investidores.

No que diz respeito ao financiamento do BNDES, obteve-se também uma rentabilidade bastante atrativa. Neste caso, há uma menor barreira de acesso ao financiamento, visto que a captação depende apenas da decisão do banco e não de diversos investidores, como no caso de debêntures. Além disso, o BNDES tem se mostrado uma importante fonte de financiamento de projetos eólicos, tendo financiado R\$ 13 bilhões entre 2017 e 2019⁴¹ (CEBDS, 2020). No que se refere à metodologia desenvolvida pelo banco para avaliação de projetos no ACL, o atual nível de preços suporte só garante a condição de ICSD mínimo de 1,3 com uma alavancagem de 50%, bem abaixo do que geralmente se observa no mercado, que está entre 70% e 80%. Uma possível revisão da metodologia, aumentando o preço suporte, possibilitaria uma participação maior do BNDES no financiamento, estimulando o investimento e garantindo maiores retornos. É válido mencionar também que, mesmo nas atuais condições, os investidores podem negociar com o banco a fim de tentar obter uma maior alavancagem.

⁴¹ A fonte eólica foi a que mais recebeu financiamento do BNDES neste período, seguida por usinas térmicas, com R\$ 1,96 bilhões, e solares, com R\$ 1,69 bilhões.

Já no caso da fonte solar, o BNB se mostrou como a fonte de financiamento mais atrativa. Neste caso, obteve-se uma TIR real média de aproximadamente 13% a.a., significativamente maior que àquela observada no ACR. Não foi possível avaliar a metodologia de análise de crédito do banco para projetos no ACL, uma vez que a mesma não foi divulgada publicamente. Contudo, o volume de financiamento destinado ao ACL⁴², divulgado pelo banco, indica que a metodologia foi efetiva no que diz respeito à viabilização de projetos contratados no ACL. Além disso, sabe-se que os preços “suporte” do banco, que estão, em 2020, entre 136 R\$/MWh e 216 R\$/MWh, são consideravelmente maiores que os atuais preços suporte do BNDES, que variam entre 110 R\$/MWh e 130 R\$/MWh. No entanto, no caso do financiamento do BNB, pode haver uma barreira em função da limitação de recursos, visto que a demanda por recursos é maior que a oferta (GODOI, 2019).

Com relação ao financiamento do projeto solar por meio de debêntures, os resultados não se mostraram atrativos. Neste caso, obteve-se uma TIR real média de aproximadamente 2% a.a., bem abaixo da rentabilidade obtida no ACR. A grande diferença de rentabilidade entre os dois arranjos de financiamento, no caso da tecnologia solar, ocorre pois o BNB apresenta condições substancialmente melhores que as debêntures.

A principal razão pela qual o projeto solar obteve retornos muito menores que o eólico para o mesmo arranjo de financiamento (no caso das debêntures) se deve a diferença no nível dos fatores de capacidade⁴³ das tecnologias. Ao longo do horizonte analisado, o projeto eólico tem uma geração média de 49%, enquanto a do projeto solar é de 25%. Nesse sentido, a expectativa de uma redução ainda maior na estrutura de custos de sistemas fotovoltaicos será fundamental para uma maior rentabilidade desse tipo de projeto. Esse processo já vem ocorrendo ao longo dos últimos anos, devido a inovações tecnológicas, aumentos na eficiência e economia de escala. Contudo, entre 2020 e 2050, é esperado que esses custos reduzam mais de 30% (EPE, 2018). Já no caso da tecnologia eólica, esse processo de desenvolvimento tecnológico encontra-se em um estágio mais avançado. Os custos de fabricação de aerogeradores e os custos associados caíram

⁴² Do início de 2019 até meados deste mesmo ano, R\$ 3.126.300.970,97 foram destinados ao ACL e R\$ 3.470.953.225,10 ao ACR. Além disso, R\$ 970.773.350,01 foram destinados a projetos que contratados em ambos os ambientes (GODOI, 2019).

⁴³ O fator de capacidade corresponde à razão entre a geração média e a potência instalada da usina.

substancialmente durante a última década, enquanto aumentaram a qualidade e o tamanho. Além da melhoria técnica, se pôde observar também uma redução de custos através de economias de escala, resultantes da melhoria contínua do processo de fabricação e métodos de instalação e produtos (EPE, 2018).

Dessarte, é possível concluir que para ambos os projetos analisados pode-se obter uma rentabilidade significativamente maior comparado ao ACR. Portanto, em linhas gerais, as novas opções de financiamento disponíveis contribuem para um aumento da oferta de projetos eólicos e solares no ACL, que será fundamental para atender o crescimento da demanda neste mercado, especialmente com a redução de seus limites de acesso. Contudo, é importante ressaltar que, apesar da estratégia de comercialização de energia no ACL garantir maiores retornos, esse mercado apresenta também maiores riscos, como, por exemplo, uma incerteza se o investidor conseguirá de fato firmar contratos no futuro. Há também um maior risco de inadimplência que, no caso do ACR, é diluído, uma vez que, nos leilões, cada gerador assina contratos com todas as distribuidoras. Além disso, como no ACL os contratos são negociados bilateralmente, o gerador pode estar exposto a riscos que o consumidor livre não está disposto a arcar, como, por exemplo, o risco da diferença de preços entre submercados.

Por fim, é válido ressaltar a importância da realização de trabalhos futuros, aprofundando a pesquisa acerca do tema aqui apresentado. Neste trabalho, buscou-se analisar a rentabilidade de projetos comprometidos no ACL sob uma ótica mais generalista, desconsiderando possíveis diferenças de custos entre diferentes empresas. Como trabalhos futuros, sugere-se, portanto, a realização de análises mais específicas, considerando empresas com diferentes *ratings*, com o objetivo de demonstrar como essas diferenças afeta a rentabilidade dos projetos. Adicionalmente, devido à limitação de dados públicos disponíveis, não foi possível realizar análises mais profundas acerca da metodologia utilizada pelo BNB na avaliação de crédito para o ACL. Sendo possível obter esses dados, sugere-se a realização de análises para verificar se a metodologia desenvolvida pelo banco contribui de fato para maiores investimentos no ACL.

Referências bibliográficas

ANBIMA. Participação relativa do BNDES no financiamento de project finance cai para 41%, 2019. Disponível em: <https://www.anbima.com.br/pt_br/informar/relatorios/mercado-de-capitais/boletim-de-financiamento-de-projetos/participacao-relativa-do-bndes-no-financiamento-de-project-finance-cai-para-41.htm>. Acesso em: 20 fev. 2020.

ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 13 abr. 2020. Módulos 2,3,5 e 7.

ANEEL. Taxa de Fiscalização. Disponível em: <<https://sistemas.aneel.gov.br/concessionarios/taxafiscalizacao/aplicativo/default.asp?flag=2>>. Acesso em: 01 maio 2020.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Séries de estatísticas consolidadas, 2020. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>>. Acesso em: 01 maio 2020.

BANCO DO NORDESTE DO BRASIL. Programação Regional FNE 2020, Fortaleza, p. 67, 2020. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/documents/80786/208762/Programa%C3%A7%C3%A3o+FNE+2020_05052020.pdf/e0494e7b-474a-d8a0-2ece-970f5ee711aa>. Acesso em: 07 maio 2020.

BARROSO, L. A. et al. **Auctions of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform**. IEEE Power Engineering Society General Meeting. Montreal: IEEE. 2006.

BARROSO, L. A. et al. **Seis anos de Leilões de Energia Nova no Brasil: lições aprendidas e sugestões de aprimoramento**. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis: [s.n.]. 2011.

BNDES. Financiamento. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/>>. Acesso em: 20 fev. 2020.

BRASIL. Lei nº 9.074, de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União.**, Brasília, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm>. Acesso em: 20 fev. 2020.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. 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 da União.**, Brasília, 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 20 fev. 2020.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. **Diário Oficial da União.**, Brasília, 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 20 fev. 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 101, de 22 de março de 2016. Define a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN. **Diário Oficial da União.**, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018514mme.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2020.

BRASIL. Ministério da Economia. Banco Central do Brasil. Comunicado nº 35.243. Divulga os componentes prefixados da Taxa de Juros dos Fundos Constitucionais (TFC). **Diário Oficial da União**, 28 fev. 2020. Disponível em: <<http://www.in.gov.br/web/dou/-/comunicado-n-35.243-de-28-de-fevereiro-de-2020-245554785>>. Acesso em: 01 maio 2020.

BREALEY, R.; MYERS, S.; ALLEN, F. **Principles of Corporate Finance**. 10. ed. Nova Iorque: McGraw-Hill/Irwin, 2011.

CAVALIERE, M. et al. **Forward Electricity Contract Price Projection: A Market Equilibrium Approach**. [S.l.]: [s.n.]. abr. 2019.

CCEE. InfoMercado Mensal, 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?showFlag=F&_afLoop=3112632217815589#!%40%40%3F_afLoop%3D3112632217815589%26showFlag%3DF%26_adf.ctrl-state%3Dm38i9ho1b_9>. Acesso em: 20 fev. 2020.

CCEE. O que fazemos: conheça as atribuições e o foco de atuação da CCEE. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=ggon4foj8_1&_afLoop=99391571469494#!%40%40%3F_afLoop%3D99391571469494%26_adf.ctrl-state%3Dggon4foj8_5>. Acesso em: 20 fev. 2020.

CEBDS. **Webinar PPA's Corporativos de Energia Renovável**. [S.l.]. 2020.

DAMODARAN, A. **The Little Book of Valuation**. Hoboken: Wiley, 2011. 14-16 p.

DCIDE. Índice de Curva Forward. Disponível em: <<https://www.denergia.com.br/dashboard>>. Acesso em: 20 fev. 2020.

DE CASTRO, N.; ALVES, A.; OLIVEIRA, C. O Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro: o papel do BNDES e as novas tendências. **Canal Energia**, 05 nov. 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53089288/o-financiamento-do-setor-eletrico-brasileiro-o-papel-do-bndes-e-as-novas-tendencias>>. Acesso em: 20 fev. 2020.

EPE. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050**. Rio de Janeiro. 2018.

FANZERES, B.; STREET, A.; BARROSO, L. A. **Contracting Strategies for Generation Companies with Ambiguity Aversion on Spot Price Distribution**. Power Systems Computation Conference. Wroclaw: IEEE. 2014.

GODOI, M. BNDES lança preço suporte para financiar projetos no mercado livre. **Canal Energia**, São Paulo, 30 out. 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53116650/bndes-lanca-preco-suporte-para-financiar-projetos-no-mercado-livre>>. Acesso em: 20 fev. 2020.

GODOI, M. Recursos não faltam, mas pode melhorar. **Canal Energia**, São Paulo, 20 set. 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/especiais/53112567/recursos-nao-faltam-mas-pode-melhorar>>. Acesso em: 07 maio 2020.

GODOI, M. Solar: fonte consolida seu brilho no país. **Canal Energia**, São Paulo, 2019.

MEDELLIN, V.; HIDALGO, I.; CORREIA, P. Probabilistic valuation for power generation projects from sugarcane in reserve energy auctions. **Energy**, São Paulo, v. 147, n. 2018, p. 608-611, fev. 2018.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA. Perguntas e Respostas Pessoa Jurídica 2019. **Secretaria Especial da Receita Federal do Brasil**, 2019. Disponível em:

<<http://receita.economia.gov.br/orientacao/tributaria/declaracoes-e-demonstrativos/ecf-escrituracao-contabil-fiscal/perguntas-e-respostas-pessoa-juridica-2019>>. Acesso em: 01 maio 2020.

MONJAS-BARROSO, M.; BALIBREA-INIESTA, J. Valuation of projects for power generation with renewable energy: a comparative study based on real regulatory options. **Energy Policy**, v. 55, p. 335-352, abr. 2013.

NEIVA, A. et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Cepel. Rio de Janeiro, p. 21. 2013.

ONS. Capacidade Instalada de Geração, 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx>. Acesso em: 15 abr. 2020.

ONS. **Procedimentos de Rede**. 2020.1. ed. [S.l.]: [s.n.], 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 20 fev. 2020. Submódulos 8.1 e 26.2.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. São José dos Campos, p. 38. 2017.

PEREIRA, M. V.; BARROSO, L. A.; ROSENBLATT, J. **Supply Adequacy in the Brazilian Power Market**. IEEE Power Engineering Society General Meeting. Denver: IEEE. 2004.

PRIMAVERA, C. **BNDES e o Mercado Livre de Energia**. 8º Encontro de Negócios ABEEólica. São Paulo: [s.n.]. 2019.

PSR. Software. Disponível em: <<https://www.psr-inc.com/software/>>. Acesso em: 13 abr. 2020.

SALES, C.; HOCHSTETLER, R.; MONTEIRO, E. Sobrecontratação – Parte 1: Diagnóstico da situação. **Canal Energia**, 28 abr. 2016. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/17300644/sobrecontratacao-parte-1-diagnostico-da-situacao>>.

SOARES, L. et al. **Precificação e seleção de novos empreendimentos de geração no setor elétrico brasileiro**: um enfoque risco retorno. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2007.

STOFT, S. **Power System Economics: Designing Markets for Electricity**. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2002. 203 p.

WYMAN, C. M.; JABLONOWSKI, C. **Determining probabilistic estimates of net present value for US offshore wind projects.** 30th USAEE/IAEE. Washington: [s.n.]. 2011.