



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Padrão de Financiamento no Setor Elétrico no período 2015/2020

Nivalde de Castro
Nelson Siffert Filho
André Alves
Luiza Masseno Leal
Vinicius José Braz

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 104

agosto de 2021
Rio de Janeiro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 104

Padrão de Financiamento no Setor Elétrico no período 2015/2020¹

Nivalde de Castro
Nelson Siffert Filho
André Alves
Luiza Masseno Leal
Vinicius José Braz

agosto de 2021

¹ O presente texto foi publicado na Revista Brasileira de Energia Vol. 27 – nº 2 Edição Especial I. Sociedade Brasileira de Planejamento Energético - SBPE. Itajubá, 2021.

Sumário

Introdução	5
1. Marco teórico	9
1.1. Setor elétrico: características gerais	9
1.2. Formas de financiamento: o <i>corporate finance</i> e o <i>project finance</i>	13
1.2.1. <i>Corporate finance</i>	14
1.2.2. <i>Project finance</i>	14
2. Padrões de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro	16
2.1. O modelo do setor elétrico e atuação estatal.....	16
2.2. A reforma do setor elétrico na década de 1990.....	16
2.3. O novo modelo do setor elétrico.....	18
3. Investimentos e padrão de financiamento: de 2015 a 2020	20
3.1. Caracterização da amostra.....	20
3.2. Comportamento dos investimentos	22
3.3. Evolução do endividamento.....	27
3.4. Financiamento dos investimentos	31
3.5. Principais mudanças no padrão de financiamento	34
4. Perspectivas futuras	39
Considerações finais	43
Bibliografia	46

Lista de Siglas

ACL - Ambiente de Contratação Livre

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

AT - Ativo Total

BNB - Banco do Nordeste

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CAPEX - *Capital Expenditure*

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDI - Certificado de Depósito Interbancário

CVM - Comissão de Valores Mobiliários

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

GD - Geração Distribuída

IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo

IOF - Imposto de Operações Financeiras

IR - Imposto de Renda

MME - Ministério de Minas e Energia

NTN-B - Nota do Tesouro Nacional Série B

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PL - Patrimônio Líquido

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

PIB - Produto Interno Bruto

PPA - *Power Purchase Agreement*

RAP - Receita Anual Permitida

SEB - Setor Elétrico Brasileiro

SIN - Sistema Interligado Nacional

SPE - Sociedade de Propósito Específico

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

TLP - Taxa de Longo Prazo

UHE - Usina Hidrelétrica

Lista de Quadros

Quadro 1: Eixos temáticos e perguntas de pesquisa.....	7
--	---

Lista de Tabelas

Tabela 1: Representatividade de tamanho da amostra selecionada (2020).....	21
Tabela 2: Investimentos da amostra selecionada (2015/2020).....	24
Tabela 3: Endividamento da amostra selecionada (2015/2020)	28
Tabela 4: Apoio do BNDES ao setor elétrico e emissões de debêntures incentivadas	33

Introdução

Os setores de infraestrutura, dentre eles o setor elétrico, são considerados estratégicos para o desenvolvimento econômico de qualquer país. A ampliação da capacidade produtiva de infraestrutura determina externalidades positivas, refletindo em ganhos de competitividade econômica, no aumento da produtividade, no fortalecimento de cadeias produtivas e na geração de investimentos e empregos.

No entanto, do ponto de vista das condições de financiamento, os ativos de infraestrutura são caracterizados por serem capital-intensivos, apresentarem custos afundados (*sunk costs*) e possuírem longo prazo de maturação dos investimentos e de retorno. Estas três características resultam em incertezas econômicas e regulatórias. Desta forma, pode-se assinalar que o volume de investimentos e as condições de financiamento apresentam especificidades em relação a outros setores da economia.

No Brasil, é possível perceber que, ao longo dos últimos vinte anos (2001-2020), os bancos públicos, em especial o BNDES, assumiram um papel protagonista no financiamento dos investimentos do Setor Elétrico Brasileiro, por meio do *project finance*. Isso decorre, principalmente, das dificuldades de se encontrar condições adequadas para obtenção de *funding* de longo prazo via mercado de crédito, nos bancos comerciais e no mercado de capitais.

Neste período, foram estruturados diversos leilões de concessões e autorizações de projetos de geração de energia elétrica e de linhas de transmissão, realizados anualmente. Os vencedores destes leilões assinaram contratos bilaterais de longo prazo, que serviram como garantia para a obtenção de empréstimos e a viabilização do empreendimento, via os bancos nacionais de fomento, principalmente o BNDES e o BNB.

Observa-se, no entanto, que o modelo de financiamento do SEB está sendo revisto diante das mudanças (i) no mercado de energia elétrica, com a redução do mercado cativo, (ii) na política de financiamento e (iii) no cenário macroeconômico do país.

Em paralelo a esse processo, nos próximos anos e décadas, o SEB estará diante de novas oportunidades e desafios em função da agenda de mudanças climáticas, aliada à promoção e à difusão de inovações tecnológicas de baixo carbono e à crescente eletrificação das atividades produtivas. Assim, vislumbra-se um cenário que indica um novo e consistente ciclo de inversões em um espectro mais amplo e diversificado de atividades e segmentos produtivos.

Derivado deste contexto, o presente texto visa avaliar as estruturas financeiras, no período de 2015 a 2020, com base em uma amostra selecionada de projetos de geração e transmissão de energia elétrica, implementados por seis grupos considerados *players* estratégicos no SEB, a saber: Neoenergia, Energisa, CPFL Energia, AES Tietê e Engie. Buscou-se identificar sinais de eventuais modificações do padrão de financiamento e de tendências futuras. O objetivo do trabalho é, portanto, analisar e sistematizar questões associadas ao padrão de financiamento do setor elétrico no período 2015-2020, com ênfase nos projetos *greenfield* de geração e transmissão de energia.

Para tanto, fez-se necessário analisar o endividamento dos grupos controladores destes projetos, pois se constatou que uma parcela expressiva dos projetos *greenfield* foram financiados de forma corporativa, por meio emissão de dívidas por parte das empresas ou *holdings* controladoras. Desta forma, pretende-se responder às perguntas, para cada grupo da amostra, apresentadas no Quadro 1, as quais se dividem em cinco principais eixos:

- i. Investimentos e aquisições;
- ii. Mecanismos de financiamento;
- iii. Evolução do endividamento;
- iv. Posicionamento estratégico; e
- v. Perspectivas futuras.

Quadro 1: Eixos temáticos e perguntas de pesquisa

Investimentos e aquisições	1. Como se comportou o ciclo de investimentos no período analisado?
	2. Energia eólica é um campo de investimento crescente no grupo?
	3. Energia solar tem sido uma área de atração de novos investimentos?
	4. Linhas de transmissão têm representado uma área de atração de investimentos?
	5. O grupo utiliza aquisições de empresas como estratégia de crescimento?
Mecanismos de financiamento	6. Qual fonte de financiamento ganhou importância relativa no período analisado?
	7. Qual fonte diminuiu de importância relativa?
	8. O grupo demandará novas emissões no mercado de capitais nos próximos três anos para rolagem de dívidas que vencem no período?
	9. A <i>holding</i> do grupo é utilizada como instrumento de captação de dívidas?
	10. O grupo continua mantendo relações significativas com instituições públicas de financiamento?
	11. Foi identificada a utilização de <i>project finance</i> no período?
	12. Foi identificada a estruturação de <i>project finance</i> somente com partes privadas?
	13. As emissões de debêntures foram, todas elas, no âmbito da Instrução CVM nº 476/2009?
	14. Foi identificada emissão de debêntures ao nível dos projetos?
15. O acesso a fontes de financiamento externo tem sido recorrente?	
Evolução do endividamento	16. O grau de endividamento do grupo no período analisado, medido pela relação dívida líquida/EBTIDA, diminuiu, cresceu ou manteve-se estável?
	17. A tendência do endividamento, no período analisado, foi no sentido de aumentar ou diminuir a alavancagem?
	18. Como se manteve o prazo médio do endividamento?
	19. O grupo mantém os investimentos em nível elevado, a despeito do endividamento ser também expressivo?
	20. O grupo mantém investimentos em linhas de transmissão, a despeito do elevado endividamento?
Posicionamento	21. O grupo é um <i>player</i> com ativos no exterior?

estratégico	22. Tem buscado novos negócios (GD, serviços financeiros)?
	23. A transição energética representa uma ameaça ou uma oportunidade para o grupo?
	24. O grupo tem iniciativas expressivas relacionadas à transição energética no Brasil?
	25. O grupo entende a geração 100% renovável como estratégica?
Perspectivas futuras	26. O plano de investimentos do grupo aponta alguma nova tendência?
	27. Os investimentos serão alocados majoritariamente em qual área?

Fonte: Elaboração própria.

Destaca-se que a metodologia do estudo consistiu em uma revisão bibliográfica sobre o tema, além de coleta, sistematização e análise de dados de uma amostra composta por seis grupos econômicos estratégicos do setor elétrico.

Assim, o trabalho está estruturado em quatro seções. A Seção 1 procura revisitar os aspectos teóricos relacionados aos ativos de geração e transmissão de energia elétrica, suas principais formas de financiamento e fontes de capital. A Seção 2 visa analisar o padrão de financiamento da expansão dos setores de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil, nos últimos 20 anos. Na Seção 3, é examinado o status atual dos níveis de investimentos e endividamento, bem como o padrão de financiamento dos grupos e projetos da amostra selecionada, buscando identificar eventuais mudanças. Por fim, na Seção 4, são analisadas as perspectivas futuras acerca do padrão de financiamento do SEB, assim como o posicionamento estratégico dos investimentos e novos modelos de negócios de diversos *players* do segmento, alinhados ao processo de transição energética da economia.

Neste sentido, busca-se identificar possíveis mudanças no padrão de financiamento nos segmentos de geração e transmissão que permitam ampliar a realização de novos investimentos no SEB, firmando, assim, a sua posição em relação à transição energética para o cumprimento da agenda climática e a construção de uma economia de baixo carbono.

1. Marco teórico

1.1. Setor elétrico: características gerais

Para investigar eventuais mudanças no padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro nos últimos anos, é necessária a compreensão dos elementos que fazem com que o setor, assim como os demais segmentos de infraestrutura, seja considerado diferenciado sob o ponto de vista econômico e financeiro.

De modo geral, os setores de infraestrutura são vistos como estratégicos, em função da sua importância para o desenvolvimento econômico a nível nacional, regional e internacional, dados os ganhos de produtividade e competitividade que geram para a economia como um todo. Já com relação ao aspecto financeiro, esses setores se notabilizam por certas características que os diferenciam dos demais, em razão de suas condições de financiabilidade, tema central da presente seção.

Do ponto de vista da busca de atração de *funding* de longo prazo, seja *equity* ou dívidas, o setor de infraestrutura possui características específicas, que fazem com que seja frequentemente considerado como pouco atrativo para os agentes privados, sobretudo em se tratando de projetos *greenfield*. Estas características são:

- i. Intensidade de capital aportado na fase de construção;
- ii. Longo prazo de maturação e de retorno de capital;
- iii. Presença de “custos afundados” ou irrecuperáveis;
- iv. Riscos de sobre custos na construção ou na operação;
- v. Atrasos na implantação dos projetos;
- vi. Incertezas regulatórias; e
- vii. Riscos socioambientais.

De forma sucinta, pode-se assinalar que os segmentos de infraestrutura se notabilizam pelos empreendimentos de grande porte, envolvendo elevados volumes de capital e prazos longos para o retorno dos investimentos. O montante de capital investido nessas atividades dificilmente poderá ser recuperado ou terá um uso alternativo, caracterizando o que é chamado de custos afundados (*sunk costs*) na teoria econômica.

Estas características são diferentes daquelas nas quais o setor privado busca concentrar os seus investimentos, marcadas por retornos maiores em prazos menores, além da possibilidade de desmobilizar os recursos empregados em um determinado empreendimento e migrar para outro. A baixa atratividade dos setores de infraestrutura para os agentes privados leva o poder público a assumir, de forma frequente, um papel preponderante e estratégico no investimento nesses setores, dada a sua capacidade de mobilizar recursos para o financiamento dessas atividades.

Neste contexto, a atuação do poder público ocorre de forma indireta, através da viabilização do financiamento de longo prazo a taxas de juros diferenciadas, o que geralmente é realizado por meio de bancos públicos de fomento ao desenvolvimento, como o BNDES e o BNB, para a construção e a operação dos ativos de infraestrutura delegados ao setor privado, por meio de concessões.

Nota-se que há uma forte relação de dependência entre investimento em infraestrutura e mecanismos adequados de financiamento. O *funding* necessário para os investimentos é elevado, de modo que, além do aporte de recursos dos acionistas controladores (*equity*), o projeto somente se viabiliza caso sejam estruturadas dívidas, oriundas dos bancos públicos de desenvolvimento, dos bancos comerciais, do mercado de capitais ou, ainda, de organismos multilaterais.

Para além da questão da oferta de mecanismos adequados de financiamento, cabe destacar a necessidade de se constituir, em paralelo, um arranjo institucional capaz de proporcionar um ambiente favorável aos investimentos no segmento de infraestrutura.

A institucionalidade reduz os riscos associados aos financiamentos de longo prazo, uma vez que o projeto financiado passou por todo um rito antes de iniciar a sua implantação. Este processo origina-se com a estruturação e modelagem de engenharia, regulatória, econômico-financeira e socioambiental. Desta forma, compõem as condições e requisitos dos editais de licitação dos empreendimentos um contrato de concessão ou autorização que irá balizar, por um longo período, as relações

contratuais entre o poder concedente e a concessionária. Especificamente no que diz respeito ao SEB, o arranjo institucional é composto por:

- i. Ministério de Minas e Energia, formulador da política setorial;
- ii. Empresa de Pesquisa Energética, responsável pelo planejamento do setor energético brasileiro;
- iii. Agência Nacional de Energia Elétrica, agência reguladora do setor elétrico;
- iv. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;
- v. Operador Nacional do Sistema Elétrico; e
- vi. Financiadores, entidades setoriais, entre outros.

Tendo em vista a natureza incompleta dos contratos econômicos (Hart, 1995), as instituições constituem uma forma de mitigar as incertezas e garantir que a mediação dos conflitos seja guiada pelos princípios que balizam os contratos, respeitando os direitos e deveres estabelecidos entre as partes.

Em estudo realizado no ano de 2005, o Banco Mundial indicou que seria necessária uma taxa de investimento entre 5% e 7% do PIB para que países emergentes alcançassem o padrão de infraestrutura observado nos países desenvolvidos. Contudo, observa-se, no caso brasileiro, que esta taxa está muito aquém. No período entre 2001 e 2013, a média dos investimentos em infraestrutura no país foi de 2,15% do PIB, enquanto que, nos últimos dois anos (2019/2020), o percentual de investimento tem sido inferior a 2%, valor muito próximo da taxa de depreciação.

A despeito das dificuldades em elevar os investimentos em infraestrutura como um todo, tanto do setor público como privado, nota-se que, em termos de financiamento de infraestrutura no Brasil, nos últimos 20 anos, o maior destaque é a atuação do BNDES. No âmbito do setor elétrico, a participação do Banco se notabiliza no financiamento de projetos de geração e transmissão de energia, por meio do mecanismo de *project finance*, no qual o fluxo de caixa do próprio projeto é utilizado para promover o pagamento das dívidas, tendo como garantia seus ativos e recebíveis, como será examinado em mais profundidade na seção seguinte.

Somente no período compreendido entre os anos de 2007 a 2015, o BNDES foi responsável pelo financiamento de 227 projetos de geração de energia, agregando 42 GW de capacidade nominal instalada, e de 93 projetos de linhas de transmissão, com 27 mil km de extensão, sendo que, na maioria das operações, o risco foi compartilhado com outros bancos. Os investimentos com apoio do BNDES em geração e transmissão, no período citado, somaram R\$ 209 bilhões, demandando financiamentos de R\$ 122 bilhões.

Este modelo de financiamento mostrou-se funcional para promover a expansão dos ativos de geração e transmissão do SEB, todavia o mesmo chegou ao seu limite, juntamente com a reorientação na atuação do BNDES.

Os contratos de compra e venda de energia que resultam dos leilões de geração são utilizados pelos empreendedores para obtenção de financiamento de longo prazo junto ao BNDES. Contudo, desde 2015, observa-se uma tendência de redução progressiva da atratividade dos recursos do BNDES, em especial com a mudança realizada em janeiro de 2018 da TJLP para a TLP, o que tornou os recursos do Banco pouco competitivos em relação ao mercado financeiro.

Enquanto a TJLP é estabelecida com base na meta de inflação, a TLP é definida pelo IPCA, somada à taxa de juros real da NTN-B de cinco anos. Esta alteração teve o objetivo prático de aproximar as taxas de juros do BNDES às praticadas pelo mercado, o que provocou um encarecimento do custo do financiamento de projetos. Com isso, os setores tradicionalmente apoiados pelo BNDES, como o setor elétrico, buscaram diversificar as suas fontes de captação de recursos, demandando um volume de recursos menor do Banco para o financiamento de seus projetos.

No nível de política econômica, merece ser destacado o movimento de queda da taxa de juros, notadamente no biênio mais recente (2019/2020), o que levou os investidores a buscarem no mercado privado fontes para o financiamento de seus projetos, por meio de (i) captações no mercado externo ou (ii) das debêntures de infraestrutura.

Com a publicação da Lei nº 12.431/2011, as debêntures tornaram-se mais atrativas, uma vez que, por meio de resolução ministerial, passaram a gozar de incentivos fiscais, como a isenção de imposto de renda e do IOF. Destaca-se que, no período de 2012 a 2020, foram emitidas por empresas do setor de energia o montante de R\$ 63,5 bilhões em debêntures incentivadas.

O encarecimento do *funding* do BNDES, a redução da taxa de juros na economia e a criação de instrumentos incentivados como as debêntures resultaram na menor participação do Banco no financiamento do setor elétrico. Assim, a ampliação do espaço para alternativas de financiamento via mercado privado refletiu em princípios e objetivos da política econômica, a partir de 2015. A questão que se coloca, como uma hipótese deste estudo e que será examinada em seção posterior, é que essas mudanças se traduziram, efetivamente, em um novo padrão de financiamento para o Setor Elétrico Brasileiro.

Os desdobramentos em torno desta discussão são de grande importância face à necessidade de investimentos à expansão do SEB, projetada para os próximos anos, e aos demais setores de infraestrutura que demandam fontes adequadas e específicas para o seu financiamento.

O entendimento das condições diferenciadas de financiabilidade dos segmentos de infraestrutura, com foco no setor elétrico, bem como a compreensão acerca das mudanças ocorridas na orientação da política econômica ao longo dos últimos anos serão fundamentais para o estudo da hipótese de que o padrão de financiamento de projetos no setor elétrico vem sendo modificado.

1.2. Formas de financiamento: o *corporate finance* e o *project finance*

No atual estágio nacional de desenvolvimento do mercado financeiro e de capitais, há disponíveis diversos instrumentos para o financiamento de projetos. Contudo, no âmbito do setor elétrico, se destacam os mecanismos *corporate finance* e *project finance*, que serão abordados nas subseções a seguir.

1.2.1. *Corporate finance*

O *corporate finance* é uma modalidade de financiamento tradicional, que tem como uma de suas principais características a concessão de crédito da entidade financeira para a empresa, sem que esteja atrelado a um projeto específico. O crédito é concedido de acordo com a avaliação da capacidade financeira da empresa de modo geral, isto é, considerando seus ativos, passivos e patrimônio. O pagamento do serviço da dívida está associado, portanto, à capacidade de geração de caixa da companhia como um todo e não ao fluxo de caixa de um projeto específico, como ocorre no *project finance*.

Assim, no *corporate finance*, a concessão de crédito por parte da entidade financiadora irá depender da análise de crédito da empresa tomadora. Os mecanismos de *rating* corporativo procuram sinalizar a qualidade do crédito e, desta forma, o risco do credor nesta modalidade é diversificado, já que os empréstimos não estão vinculados a um ativo específico, mas sim a todo o conjunto de ativos da companhia.

Pelo lado dos acionistas, a modalidade *corporate finance* permite uma maior flexibilidade, já que os recursos levantados na operação podem ser utilizados de acordo com os objetivos da empresa e com as decisões da sua área financeira e estratégica, sem qualquer interferência dos credores (OLIVEIRA, 2019).

1.2.2. *Project finance*

O *project finance*, segundo definição de Finnerty (1999), é um instrumento de captação de recursos voltado ao financiamento de um projeto específico de investimento que pode ser economicamente separável. Nesta modalidade, o pagamento do serviço da dívida tem como fonte primária de recursos o fluxo de caixa do próprio projeto, assim como o retorno sobre o capital investido. Ainda de acordo com o autor, a estruturação de um financiamento na modalidade *project finance* exige um arranjo que permita que os riscos e os retornos sejam alocados da forma adequada e diversa entre os agentes.

A estruturação de um financiamento nesta modalidade ocorre através da criação de uma SPE, que constitui uma entidade de personalidade jurídica distinta. Desta forma,

o fluxo de caixa, o ativo, o passivo e o patrimônio da SPE são segregados da empresa patrocinadora (*sponsor*).

Diferentemente do que ocorre na modalidade *corporate finance*, no *project finance*, o pagamento das dívidas não depende da capacidade financeira dos seus acionistas controladores, mas sim da capacidade do projeto de gerar um fluxo de caixa suficiente para honrar o serviço da dívida e para garantir a remuneração do capital investido.

A modalidade de *project finance* vem sendo amplamente utilizada no SEB, sobretudo nos segmentos de geração e transmissão, consistindo no instrumento utilizado pelo BNDES para parametrizar o quanto de crédito é alocado em cada projeto. Este instrumento de financiamento impõe uma disciplina econômico-financeira, pois todo recurso complementar ao financiamento necessário para executar o projeto somente pode ter como origem o *equity* dos acionistas. Dívidas adicionais não previamente acordadas são vetadas, à medida que o índice de cobertura do serviço das dívidas tenha atingido o seu limite (usualmente acima de 1,2).

A maior difusão desta metodologia de concessão de crédito no SEB remete às reformas institucionais do setor iniciadas em meados da década de 1990, abrindo espaço para os agentes investidores privados. O instrumento ganhou mais força com o modelo setorial implementado em 2004, baseado nos leilões de geração e transmissão, que resultam na assinatura de contratos de longo prazo utilizados para compor as garantias do financiamento junto ao BNDES.

A predominância da incidência de operações deste tipo no SEB se explica pelo perfil dos investimentos realizados nos segmentos de geração e transmissão marcados pela intensidade de capital, pelo longo prazo de maturação dos investimentos e pela previsibilidade do fluxo de caixa dos projetos, proporcionada pelos contratos de longa duração.

2. Padrões de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro

2.1. O modelo do setor elétrico e atuação estatal

Desde meados do Século XX, o crescimento econômico baseado na industrialização associado ao processo de urbanização do país e à mudança no padrão de consumo de sua população aumentou, de forma expressiva, a demanda por energia elétrica no Brasil. Neste sentido, observou-se uma forte atuação de empresas públicas, com o objetivo de expandir a oferta de energia elétrica, de modo a garantir o atendimento às necessidades energéticas do país.

Essa atuação estatal justifica-se pelo diagnóstico realizado à época de que somente por meio das empresas públicas seria possível financiar o investimento nos setores de infraestrutura, seja por meio de recursos públicos, seja através da captação de financiamento externo. Desta forma, coube às empresas estatais federais, estaduais e municipais o papel de planejar, expandir e produzir energia elétrica, suportando os processos de industrialização e urbanização pelos quais o país passava (CASTRO; ROSENTAL, 2016). Tais empresas assumiram um papel preponderante e centralizador nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Além disso, as questões regulatórias do setor também eram de atribuição do Estado, a partir de 1934. As atividades envolvendo os segmentos de geração e transmissão cabiam ao governo federal, enquanto o segmento de distribuição era majoritariamente de responsabilidade dos governos estaduais (TOLMASQUIM, 2012).

2.2. A reforma do setor na década de 1990

A década de 1980 trouxe novos elementos que implicaram em grandes mudanças no paradigma vigente de mercado caracterizado pela atuação de empresas públicas nos setores de infraestrutura. As crises financeira e econômica que se instalaram no país

após o default da dívida externa do México em 1982 iniciou um processo de esgotamento do modelo de investimento do SEB baseado no Estado, criando a necessidade do estabelecimento de um novo modelo de financiamento para os segmentos de infraestrutura (CASTRO; ROSENTAL, 2016).

No Brasil, na década de 1990, assim como na maior parte dos demais países em desenvolvimento, prevaleceu o modelo marcado pela abertura dos setores de infraestrutura ao investimento privado. No caso do SEB, promoveu-se a retirada da Eletrobrás das atividades de planejamento, operação e expansão da capacidade produtiva do setor, associada a um intenso processo de privatização dos ativos, iniciando-se com o segmento de distribuição.

Uma particularidade deste modelo no caso brasileiro foi a priorização, por parte dos agentes privados, da compra de ativos em detrimento da expansão da capacidade de geração. Somado a este cenário de perda da capacidade de planejamento, com a redução dos investimentos, o país atravessou um período de hidrologias desfavoráveis, o que culminou com a grave crise do racionamento de energia iniciada no ano de 2001 (CASTRO; ROSENTAL, 2016).

A combinação da perda do planejamento, da falta de investimentos na expansão da oferta de energia e da escassez hídrica levou à maior crise energética já vivenciada no país e, conseqüentemente, à necessidade de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro. Assim, após a crise do racionamento de energia, procurou-se, em 2003, promover aperfeiçoamentos no arcabouço institucional e regulatório do setor, através de iniciativas como, por exemplo, a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e, ainda, a obrigação de que as distribuidoras adquirissem energia por meio de leilões e contratos de compra e venda de energia de longo prazo.

As mudanças introduzidas tinham como objetivo central enfrentar os dois principais problemas verificados, através da retomada da capacidade de planejamento e do

incentivo aos investimentos em geração e transmissão. No que diz respeito a este último, foram criadas condições para que os financiamentos de longo prazo de novos projetos de geração e transmissão viessem a ocorrer em larga escala, mediante a estruturação na modelagem do *project finance*.

2.3. O novo modelo do setor elétrico

A crise do modelo que prevaleceu até 2001, tendo como marco de ruptura o apagão de 2001, levou a um redesenho do setor elétrico, com profundas implicações para a atuação dos agentes econômicos privados, dentre os quais não apenas as empresas nacionais, como, inclusive, *players* internacionais que já atuavam no SEB, via aquisições no processo de privatização. De acordo com Castro e Rosental (2016), o novo modelo estabelecido em 2004 representa uma evolução em relação ao anterior, na medida em que prioriza o investimento em novos ativos de geração e transmissão em detrimento das privatizações, objetivo central até 2001. Observa-se que o novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro foi constituído com base em três princípios básicos: a garantia do suprimento, a modicidade tarifária e a universalização do acesso à energia elétrica.

No âmbito do padrão de financiamento, no modelo implementado em 2004, teve destaque a adoção de leilões para expansão da oferta de energia elétrica, com base na metodologia firmada nos primeiros leilões de linhas de transmissão do ano 2000. Outro elemento importante, que também se constituiu como um dos pilares do modelo, é a reincorporação do planejamento como instrumento da política energética, através da criação da EPE, em 2004.

Assim, com base na sistematização, pelo MME, pela EPE e pela ANEEL, das estimativas de demanda formuladas pelas distribuidoras de energia para um horizonte de três e cinco anos, são publicados editais para os leilões de energia com a definição de parâmetros, como o preço-teto em MW. Na outra ponta, os projetos de

geração se inscrevem nos leilões e competem entre si, vencendo aquele que ofertar o menor valor em relação ao preço-teto definido pelos editais.

Em seguida, os geradores vencedores dos leilões assinam contratos de longo prazo com as distribuidoras para o atendimento da demanda de energia por elas declaradas. Estes contratos são dados como garantia, na modelagem *project finance*, para a obtenção de financiamento junto ao BNDES, a uma taxa de juros indexada à TJLP².

No caso dos leilões de transmissão, a lógica é a mesma: lotes são definidos pelas autoridades do setor e vence o participante que aceitar receber a menor RAP³. Os contratos estabelecidos também são utilizados para obtenção de financiamento junto ao BNDES.

Siffert *et al.* (2009) atribuem aos modelos institucional, financeiro e jurídico estabelecidos a partir de 2004 as condições e os fundamentos que propiciaram e garantiram a expansão da capacidade de geração de energia elétrica e da rede nacional de linhas de transmissão. A significativa ampliação da capacidade instalada foi possível, em grande parte, pela diluição dos riscos de implantação e de operação dos projetos entre os agentes envolvidos, o que se reflete na diminuição dos riscos de crédito. Ainda de acordo com os autores, o BNDES, por meio de mecanismos de *project finance*, desempenha um papel fundamental como fornecedor de recursos de longo prazo, caracterizando-se como um provedor de *funding* crucial para o Setor Elétrico Brasileiro.

² A TJLP, instituída pela Medida Provisória nº 684/1994, é definida como o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. A TJLP, contudo, foi substituída pela TLP em contratos de financiamento firmados a partir de 1º de janeiro de 2018.

³ A RAP é a receita anual a qual as transmissoras tem direito pela prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, a partir da entrada em operação comercial das instalações de transmissão.

3. Investimentos e padrão de financiamento: de 2015 a 2020

3.1. Caracterização da amostra

Neste processo de expansão e financiamento das unidades geradoras e das linhas de transmissão, foi possível constatar que, a partir de 2015, ocorreram alterações macroeconômicas que configuram mudanças no padrão de financiamento do SEB no período recente (de 2015 a 2020). Nesta perspectiva, foi realizada uma análise à nível de grupos econômicos, considerando o endividamento e os mecanismos de financiamento dos projetos. Procurou-se, primeiramente, avaliar indicadores de capacidade de pagamento e estrutura de capital, através de duas métricas:

- i. Dívida líquida/EBTIDA; e
- ii. Patrimônio Líquido/ Ativo Total.

Em seguida, procurou-se observar outras características relevantes do financiamento, tais como:

- i. Instrumentos utilizados (empréstimo bancário, mercado de capitais, banco de desenvolvimento);
- ii. Prazos médios de endividamento;
- iii. Origem interna ou externa do *funding*; e
- iv. Estruturação com base corporativa ou *project finance*.

Há o entendimento de que, através das mudanças nos indicadores, nos instrumentos e no plano dos projetos ou dos seus grupos controladores, pode-se extrair as tendências quanto às possíveis alterações no padrão de financiamento.

Uma amostra selecionada de seis grupos econômicos representativos do Setor Elétrico Brasileiro foi constituída com a seguinte configuração:

- i. Três grupos com atuação relevante no segmento de distribuição de energia elétrica, sendo eles a CPFL Energia, a Energisa e a Neoenergia;
- ii. Dois grupos com forte concentração no segmento de geração de energia, quais sejam, a AES Tietê e a Engie; e
- iii. Um grupo com atuação exclusiva no segmento de transmissão de energia, a TAESA.

A amostra selecionada teve por base, exclusivamente, grupos de capital aberto com ações negociadas na bolsa de valores. Estes grupos econômicos apresentam maturidade em termos de governança, balanços auditados e relatórios anuais, bem como regularidade e transparência nas informações de fontes públicas que foram utilizadas neste trabalho.

Na Tabela 1, abaixo, são apresentados, para o ano de 2020, os dados consolidados dos grupos econômicos selecionados, seja quanto ao seu tamanho e expressividade no SEB, seja pela dimensão do mercado atendido, capacidade de geração, receitas líquidas e montante de ativos sob gestão.

Tabela 1: Representatividade de tamanho da amostra selecionada (2020)

Indicador	Unidade	2020
Número de distribuidoras		24
Número de consumidores	Milhões	33,1
Capacidade de geração	MW	27.889
Receita líquida	R\$ bilhões	91,7
Ativos totais	R\$ bilhões	982,5

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados públicos.

Muito embora a amostra seja reduzida em termos do número de grupos analisados, ela representa, por outro lado, valores expressivos referente às receitas ou mesmo à capacidade produtiva, no âmbito do SEB. Por exemplo, os grupos selecionados representam 15% do parque gerador nacional e 19,8% das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional.

Naturalmente, cabe a ressalva de que as evidências observadas quanto ao padrão de financiamento destes grupos não necessariamente se aplicam a todos os agentes do SEB, sem as devidas ponderações. Todavia, a despeito de não ser uma amostra que tenha a abrangência de todo o setor elétrico ou da maioria de suas empresas, acredita-se que seja possível a realização de inferências que apontem em que direção as alterações e os aprimoramento do padrão de financiamento do SEB deva seguir.

3.2. Comportamento dos investimentos

A análise do padrão de financiamento dos grupos econômicos que compõem a amostra analisada parte do levantamento e da sistematização de informações dos seus respectivos Relatórios Anuais, com foco nas variáveis de investimento para o período de 2015 a 2020.

O segmento de linhas de transmissão apresentou, no período mencionado, oportunidades de investimento de lotes colocados nos leilões da ordem de R\$ 59 bilhões em *Capital Expenditure*⁴, segundo estimativas dos investimentos previstos pela ANEEL. Destaca-se que os grupos da amostra se sagraram vencedores de projetos que representaram 1/3 do investimento total em linhas de transmissão no período. Deste modo, verifica-se que, para projetos de maior intensidade de capital, como no caso das linhas de transmissão, estes grupos são *players* estratégicos do SEB e se mostraram bastante atuantes.

Por outro lado, neste período, não se observa a mesma expressividade por parte dos grupos da amostra no total dos investimentos nos projetos de geração submetidos nos leilões de energia nova para atender ao mercado cativo das distribuidoras. Os investimentos estimados somaram R\$ 72 bilhões, incluindo diferentes fontes de energia, como térmica, solar, eólica e, em menor escala, hídrica (PCHs). Neste sentido, a atuação dos seis grupos respondeu por menos de 5% do total dos projetos leiloados.

No segmento de geração, duas ponderações podem ser levantadas a respeito da atuação dos grupos da amostra. A primeira delas refere-se ao fato de que, nos leilões do período, não foram incluídas usinas hidrelétricas de grande porte, caracterizadas por serem ativos com maior intensidade de capital, verificando-se uma maior pulverização dos agentes empreendedores.

⁴ *Capital Expenditure* é representado, em português, pela sigla CAPEX, referente às despesas de capital ou investimento em bens de capital.

Deste modo, as barreiras à entrada no segmento de geração mostraram-se reduzidas, permitindo que diferentes agentes, como construtoras, fundos de investimentos ou, ainda, *players* internacionais do setor elétrico, a exemplo da ENEL, passassem a ter um papel ativo nos leilões ocorridos no período.

Como segunda ponderação, ressalta-se que os dados obtidos indicam que os seis grupos da amostra realizaram investimentos significativos no segmento de energia eólica, totalizando valores acima de R\$ 10 bilhões. Todavia, parte destes investimentos ocorreu fora dos leilões, por meio de operações *brownfield*, a exemplo das aquisições realizadas pela AES Tietê dos *clusters* eólicos de Alto Sertão (386 MW), Ventus (187 MW) e Santos (158 MW), transação acima de R\$ 1,5 bilhão. Além disso, outra tendência que deve ganhar mais consistência foram os investimentos em projetos *greenfield* de parques eólicos direcionados para atender o mercado livre.

A partir da análise realizada, constata-se que, no ano de 2020, os seis grupos investiram um total de R\$ 18,8 bilhões, assim divididos:

- i. A maior parte dos investimentos (R\$ 7,9 bilhões ou 42%) foi destinada ao segmento de distribuição de energia;
- ii. O setor de transmissão, responsável por R\$ 6,6 bilhões de CAPEX no ano, foi a segunda maior área de concentração de investimentos, alcançando 35% do total;
- iii. Os investimentos em energia eólica (R\$ 3,8 bilhões) responderam por 20% do total investido; e
- iv. Investimentos em energia solar fotovoltaica também foram observados, embora em menor escala.

Na amostra selecionada, os três grupos que possuem concessionárias no segmento de distribuição de energia realizaram investimentos direcionados à modernização e à ampliação da rede elétrica e de subestações. Estes investimentos possuem a finalidade de atender o mercado de consumidores cativos de acordo com os critérios de qualidade estabelecidos pela ANEEL, como, por exemplo, os indicadores DEC e FEC, ampliando, também, a base de ativos remunerados destas concessionárias. Estas inversões são fundamentais para que as concessionárias não sejam penalizadas nos reajustes anuais e nas revisões tarifárias. Nota-se que os financiamentos para estas

atividades ocorrem com base no financiamento corporativo, mediante a utilização de dois mecanismos, o endividamento bancário interno e externo e as emissões de debêntures.

Para além do segmento de distribuição de energia, no levantamento dos investimentos realizados no período analisado, considerou-se o seu montante anual e a área à qual foram direcionados, sendo esta metodologia um importante sinalizador da estratégia de expansão desses grupos. Ademais, os investimentos foram diferenciados se sua origem teve por base os leilões de geração ou transmissão ou, no caso da geração, as transações bilaterais no mercado livre de energia.

Com relação aos investimentos decorrentes dos leilões de geração ou transmissão, a Tabela 2 quantifica a participação do montante de investimentos associados aos lances vitoriosos, observando-se que a execução do CAPEX ocorre nos anos seguintes. A Tabela 2 retrata, também, a soma dos investimentos destes grupos no período analisado, independentemente de serem ou não provenientes dos leilões. As diferenças entre estes indicadores são explicadas em razão dos investimentos totais incluírem parques de geração eólica dedicados a atender o mercado livre.

*Tabela 2: Investimentos da amostra selecionada (de 2015 a 2020)**

Indicador	Unidade	Período 2015-2020
Participação dos investimentos da amostra nos leilões de transmissão	%	33
Participação dos investimentos da amostra nos leilões de geração	%	4
Investimento em distribuição	R\$ bilhões	39,25
Investimento em linhas de transmissão	R\$ bilhões	18,58
Investimento em geração	R\$ bilhões	26,48
Outros investimentos	R\$ bilhões	6,20
Investimento total**	R\$ bilhões	90,32

(*) Em alguns grupos da amostra, os investimentos anuais não são apresentados nos Relatórios Anuais desagregados por segmento. Neste caso, foi estimado a distribuição dos investimentos entre os segmentos de linhas de transmissão, geração e outros investimentos.

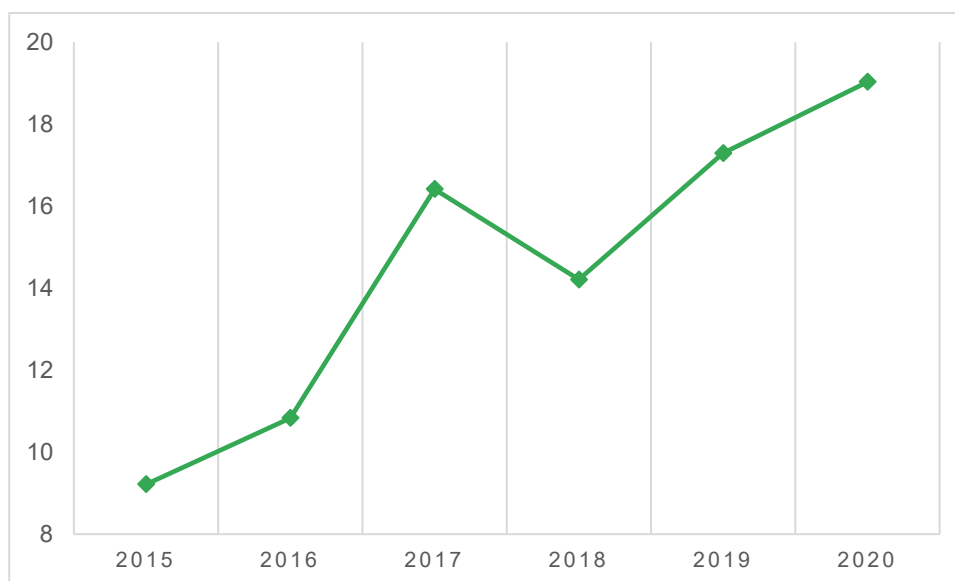
(**) O valor do investimento total considerado na demonstração financeira dos grupos econômicos engloba, em alguns casos, a aquisição de participações societárias, além de outros investimentos não especificados.

Fonte: Relatórios Anuais e de Demonstrações Financeiras dos grupos da amostra, no período 2015/2020, disponíveis nos seus respectivos sites na web.

Em termos de ciclo de investimentos, verificou-se que, para boa parte da amostra, nos anos iniciais do período analisado (2015 e 2016), houve a conclusão de projetos de geração hídrica e de linhas de transmissão. Estas decisões de investimentos, oriundos do sucesso em leilões, deram-se nos anos iniciais da década passada, ou seja, entre 2010 e 2015. Investimentos significativos foram finalizados, a exemplo da UHE Belo Monte e da UHE Teles Pires, nos quais grupos da amostra detêm participação societária. Estes projetos, na fase analisada, concluíram o ciclo de investimentos, mas ainda demandaram *funding* dos seus acionistas, elevando os indicadores de endividamento. Após estes aportes de capital, sucedeu-se, em alguns grupos, um curto período de busca por desalavancagem.

No período mais recente, entre 2019 e 2020, identifica-se a retomada dos investimentos, com ênfase nos segmentos de linhas de transmissão e de energias renováveis (eólica e solar). Inicia-se, assim, nos últimos dois anos, um novo ciclo de investimentos. O Gráfico 1 apresenta os investimentos totais realizados pelos grupos econômicos no período de 2015 a 2020, no qual é possível perceber a retoma dos investimentos nos últimos dois anos.

Gráfico 1: Investimentos totais por ano dos grupos econômicos da amostra (de 2015 a 2020)
(em bilhões de reais)



Fonte: Elaboração própria, com base nos Relatórios de Atividades de 2015 a 2020.

Todos os grupos da amostra, com exceção da AES Tietê, passam a encarar o segmento de linhas de transmissão como sendo a fronteira de expansão dos seus ativos no setor elétrico. Esta estratégia de investimento deve-se às características de as linhas de transmissão serem empreendimentos de baixo risco de execução e operação, especialmente após 2017, quando cláusulas dos editais foram alteradas, com destaque para o aumento do prazo de execução. Assim, os riscos da construção, a qual, em alguns casos, chegava a seis anos, e relacionados à obtenção do licenciamento ambiental foram reduzidos. Neste sentido, dadas as melhorias na modelagem nos leilões, foram mitigados os riscos de atraso na implantação dos empreendimentos, abrindo, por outro lado, a possibilidade de estratégias que consideram a antecipação da entrada em operação das linhas de transmissão.

Outro segmento que merece destaque é o de energias renováveis. Os investimentos em parques eólicos mostraram-se expressivos, proporcionando uma competitividade crescente desta fonte de energia, particularmente no período analisado (2015/2020). Observa-se uma regionalização da geração eólica na Região Nordeste, com a formação de diversos *clusters* de produção, notadamente em localidades no semiárido.

No que diz respeito à energia solar, embora não sejam significativos os montantes alocados, alguns grupos, a exemplo da AES Tietê, formularam estratégias agressivas de expansão no segmento. Observaram-se, também, aquisições de usinas solares implantadas por outros empreendedores, além de iniciativas de projetos *greenfield*. Trata-se de uma estratégia para firmar a AES como um grupo de fontes renováveis, buscando se posicionar, com protagonismo, no processo de transição energética.

Nos grupos da amostra, oportunidades envolvendo renováveis no mercado livre de energia (ACL) têm impulsionado novos investimentos em energia eólica e solar centralizada. Na geração distribuída, foram verificadas, nas concessionárias de distribuição da amostra, iniciativas buscando maior protagonismo no segmento. Neste sentido, nota-se que alguns grupos chegam a ofertar alternativas de fornecimento de energia solar para consumidores cativos. Estes grupos buscam fidelizar sua base de clientes, independentemente se o fornecimento é atendido pela

distribuidora (mercado cativo) ou por uma comercializadora do grupo (mercado livre), aproveitando-se das externalidades e simetrias da informação que o monopólio natural oferece.

3.3. Evolução do endividamento

Com relação à evolução do endividamento dos grupos no período de 2015 a 2020, buscou-se avaliar, para cada grupo, o comportamento anual de indicadores associados à:

- i. Capacidade de pagamento: dívida líquida/EBITDA; e
- ii. Estrutura de capital representada pelo grau de capitalização ou alavancagem: PL/AT.

Os grupos que mantiveram uma relação dívida líquida/EBITDA acima de três vezes foram classificados com elevado nível de endividamento. Quanto à estrutura de capital, um grau de alavancagem acima de 80% foi considerado alto. Outras variáveis associadas ao endividamento também foram observadas, destacando-se os seguintes questionamentos:

- i. Qual fonte de financiamento ganhou importância relativa no período analisado?
- ii. Qual fonte diminuiu de importância relativa?
- iii. A *holding* foi utilizada como instrumento de captação de dívidas?
- iv. Os grupos da amostra mantêm operações de financiamento significativas com instituições públicas de fomento (BNDES, BNB ou BASA)?
- v. Foi identificada a utilização de *project finance* no período, em especial entre partes privadas?
- vi. Foi verificada a emissão de debêntures a nível dos projetos?
- vii. As emissões de debêntures ocorreram com base na Instrução CVM nº 476/2009 (privadas) ou na Instrução CVM nº 400/2003 (públicas)?

A Tabela 3, abaixo, apresenta os principais indicadores relativos ao endividamento dos grupos analisados.

Tabela 3: Endividamento da amostra selecionada: 2015 a 2020

Indicador	Unidade	2015*	2020
Dívida financeira total	R\$ bilhões	41,46	92,66
% de dívida em moeda nacional (média)	%	44,32	33,77
% de dívida em debentures (média)	%	19,75	38,12
% de dívida em moeda estrangeira (média)	%	36,43	28,53
Maior indicador dívida líquida/EBTIDA		3,8	
Menor indicador dívida líquida/EBITDA		0,3	

(*) Para o ano de 2015, dois grupos econômicos não apresentavam, em suas demonstrações financeiras, os dados específicos de participação da dívida em moeda nacional e estrangeira.

Fonte: Elaboração própria.

O crescimento consolidado das dívidas bancárias (empréstimos com bancos comerciais nacionais, bancos internacionais e bancos de fomento) e junto ao mercado de capitais (debêntures no mercado local e *bonds* no mercado externo), ou seja, a dívida financeira total, evoluiu de R\$ 41,4 bilhões, em 2015, para R\$ 92,6 bilhões, em 2020.

Entretanto, este indicador, por si só, não ilumina aspectos referentes à manutenção de um quadro de solvência, devendo-se observar o comportamento da capacidade de pagamento, representada pela relação dívida líquida/EBTIDA. Neste caso, verifica-se um comportamento heterogêneo na amostra selecionada. Três grupos mantiveram, ao longo do período, uma relação próxima ou acima de três vezes, ou seja, um nível elevado de endividamento. O patamar de investimentos destes grupos, a despeito de uma pequena redução no biênio 2017/2018, voltou a se elevar no período recente (2019/2020), em função dos novos investimentos em linhas de transmissão, conforme foi destacado no Gráfico 1.

Os grupos que permaneceram investindo, sobretudo em linhas de transmissão, procuraram se valer das oportunidades existentes para ampliar sua base de ativos e, conseqüentemente, os recebíveis associados às respectivas RAP. Estes grupos

objetivaram, também, manter ativas suas equipes de análise, engenharia e implantação de projetos, concentrando suas atividades no segmento de linhas de transmissão.

Outros dois grupos apresentaram uma alavancagem menor, abaixo da relação de duas vezes, tendo, no período mais recente, ampliado o montante de dívidas em função da aquisição de projetos eólicos em operação (*brownfield*), bem como de novos projetos *greenfield* neste segmento de geração renovável.

Outra característica observada no período é a manutenção em patamares elevados das captações de dívida externa, com base na Lei nº 4.131/1962, embora estas operações sejam associadas a instrumentos de *hedge* cambial. Estas operações, em sua grande maioria, são de endividamento bancário externo, não representando emissão de *bonds*. Um *swap* destas dívidas é realizado para indexadores locais, como o CDI, de tal modo que o custo final destes financiamentos representa um prêmio em relação a uma remuneração 100% em CDI. Todavia, podem ser observados casos pontuais de emissão de *bonds*, inclusive *Green Bonds*⁵.

Uma característica marcante do canal de financiamento externo são os prazos das dívidas relativamente curtos, variando de dois a quatro anos. A participação relativamente elevada destas dívidas no total do endividamento implicou, no conjunto da amostra, uma redução do prazo médio de endividamento, o qual, em alguns grupos, se tornou inferior a cinco anos.

Como exemplo de captações externas, observa-se que, no ano de 2020, um grupo apenas realizou uma captação de R\$ 2,8 bilhões, elevando as dívidas externas a 20% do total do endividamento. Por sua vez, outro grupo apresentava, em 2020, cerca de 40% do seu endividamento junto a bancos comerciais internacionais, sendo a sua principal fonte de *funding*.

⁵ *Green Bonds*, ou títulos verdes, são títulos de renda fixa utilizados na captação de recursos para financiar exclusivamente projetos sustentáveis.

Entretanto, os grupos da amostra ampliaram o seu endividamento sobretudo com o instrumento das debêntures, emitidas e colocadas no mercado interno. Neste sentido, o montante das dívidas em debêntures, por parte dos grupos analisados, alcançou R\$ 35,3 bilhões, em 2020. Destaca-se que este valor representa 42% do valor total das emissões de debêntures incentivadas no SEB realizadas no período de 2012 a 2020. A maioria das emissões de debêntures ocorreu no âmbito da Instrução CVM nº 476/2009 ou seja, uma colocação privada com até 50 subscritores. As operações da Instrução CVM nº 400/2003, relativas às emissões públicas, ocorreram em todos os grupos da amostra, embora o montante captado tenha sido bem menor.

Uma característica relevante das emissões das debêntures é que a maioria foi estruturada como emissões corporativas e, em geral, nas *holdings* controladoras. Assim, não se verifica, nas garantias destas debêntures, uma correlação com a geração de caixa dos projetos.

Observa-se que o fluxo de pagamentos das debêntures está associado à capacidade de pagamento de cada grupo econômico em particular, sendo, em dois casos da amostra, necessárias emissões para rolagem dos vencimentos anuais. Nestes dois grupos, a soma do montante de vencimentos anuais das dívidas com os investimentos anuais implicou em volumes de captação equivalentes ao EBTIDA anual. Há um exemplo em que, mantido o patamar atual de investimentos, o volume que precisa ser captado se torna expressivo, acima de R\$ 4 bilhões/ano.

Quando se associa a redução dos prazos médios do endividamento com o descasamento do fluxo de caixa, os grupos com maior alavancagem passam a depender das condições de liquidez do mercado de capitais para manter elevado o nível de investimentos. Neste sentido, destaca-se que uma mudança abrupta das condições de liquidez pode comprometer seriamente a capacidade de manutenção dos compromissos financeiros ou dos planos de investimento.

Como exemplo da relevância das debêntures, observa-se que um dos grupos da amostra apresentava, em 2020, cerca de 80% do seu endividamento na forma de debêntures, sendo o restante dividido entre bancos comerciais nacionais e

endividamento externo. Em outro grupo, a participação das debêntures nas captações mais do que dobra no período entre 2015 e 2020, passando de 28% para 59% do total.

Observa-se, também, no período analisado, uma redução da participação dos bancos comerciais nacionais no financiamento das empresas da amostra. Em determinado grupo, o endividamento junto aos bancos comerciais nacionais foi reduzido de 29% do endividamento total para 1,5%. Em outro grupo, o endividamento junto aos bancos comerciais nacionais no total das dívidas financeiras foi reduzido de 35% para 18%. Para o conjunto da amostra, o endividamento externo manteve a sua relevância ao longo dos anos analisados, ao passo que as debêntures tiveram a sua importância ampliada, se consolidando como uma fonte expressiva de financiamento no período.

O BNDES, por seu turno, manteve sua posição ativa no financiamento de longo prazo em projetos *greenfield*. Os desembolsos do Banco no SEB, de 2015 a 2020, somam R\$ 88,9 bilhões, representando 114% do volume de debêntures incentivadas no mesmo período. Observa-se que a participação do BNDES, enquanto fonte de *funding*, foi distinta para cada grupo, sendo mais expressiva no caso de grupos com os quais o Banco mantém um relacionamento de longo prazo.

Contudo, para o setor elétrico como um todo, o BNDES reduziu sua hegemonia e abrangência de atuação. Mais do que isto, o Banco deixou de irradiar as métricas de disciplina financeira que emanam e estão alinhadas com a técnica do *project finance*, as quais impunha aos *players* uma estrutura de capital mais robusta.

3.4. Financiamento dos investimentos

A análise do padrão de financiamento objetiva verificar como ocorreu o financiamento do CAPEX dos grupos da amostra. Optou-se por segregar os financiamentos relacionados à expansão de capacidade produtiva, uma vez que o padrão de financiamento que se procura examinar é aquele que viabiliza a criação de novos ativos no setor elétrico, em especial nos segmentos de linhas de transmissão e geração de energia (hídrica, eólica, solar e térmica). Os financiamentos que dizem respeito à

rolagem de dívidas, embora sejam considerados nos indicadores analisados, não são representativos em termos de expansão de capacidade.

Deste modo, buscou-se utilizar diversas fontes de informação, como os Relatórios Anuais dos grupos da amostra, dados do BNDES disponível na internet, Boletim de Debêntures Incentivadas do Ministério da Economia e, ainda, notícias na mídia, no sentido de identificar os projetos nos segmentos de transmissão e geração de energia que foram executados no período analisado e suas respectivas formas de financiamento.

Do metucioso exame realizado, constatou-se que uma parcela relevante dos projetos foi implementada com base no financiamento corporativo, ou seja, o risco de crédito estava associado ao desempenho econômico-financeiro dos seus acionistas ou das *holdings* controladoras das suas empresas. Assim, o risco de crédito não era diretamente vinculado ao fluxo de caixa gerado pelas atividades do projeto financiado, como ocorre no caso do *project finance*.

Uma evidência desta característica é o fato de que parte significativa das debêntures colocadas no mercado pelos grupos da amostra foi emitida nas *holdings* controladoras, tendo como finalidade apoiar a implantação de projetos das suas controladas. Muitas destas debêntures fizeram uso do incentivo fiscal associado às debêntures incentivadas de infraestrutura, com base na Lei nº 12.431/2011.

Nota-se que, no período de 2015 a 2020, ocorreram 255 emissões de debêntures incentivadas no setor elétrico, somando R\$ 71,3 bilhões. As debêntures que foram emitidas em estruturas de financiamento do tipo *project finance* são antes a exceção do que a regra. Deste modo, as debêntures não incentivadas ou que não fizeram uso das Portarias MME nºs 245/2017 e 345/2017 foram voltadas à rolagem de dívidas, de tal sorte que, para parte dos grupos da amostra, o volume necessário de captações para fechar o caixa, anualmente, tem se tornado crescente.

Quanto ao papel do BNDES de financiador tradicional do setor elétrico, verificou-se que, no período analisado, a troca da TJLP pela TLP, associada à acentuada queda na

taxa de juros no mercado doméstico e internacional, fez com que o Banco perdesse a hegemonia no financiamento de longo prazo. Houve, ao contrário, iniciativas de pagamento antecipado das dívidas junto ao BNDES, de tal maneira que os ativos em garantia aos financiamentos ficassem liberados para ser objeto de realavancagem, sem as condições restritivas do BNDES.

A despeito desta perda de atratividade financeira, o BNDES continuou a ter relevância no financiamento a parques eólicos, usinas solares, termoelétricas e linhas de transmissão no período, como pode ser observado na Tabela 4, a seguir. No período analisado, as aprovações de financiamentos por parte do Banco ao SEB chegaram a R\$ 111,8 bilhões, tendo os desembolsos atingindo R\$ 88,9 bilhões. Deste modo, pode-se assinalar que o BNDES continuou sendo a principal fonte de financiamento para a expansão do SEB, em que pese o fato das debêntures incentivadas terem aumentado sua relevância, de modo a atingir um montante de R\$ 71,3 bilhões no período.

Destaca-se que, de 2009 a 2014, as aprovações do BNDES ao setor elétrico somaram R\$ 126,0 bilhões, contra apenas R\$ 5,1 bilhões das debêntures incentivadas, demonstrando que o Banco era, neste período, praticamente o provedor único do *funding* de terceiros para implantação dos projetos do SEB.

Tabela 4: Apoio do BNDES ao Setor Elétrico Brasileiro e emissões de debêntures incentivadas (2009-2020)

(Em bilhões de R\$)

Origem dos Recursos	Período 2009/2014	Período 2015/2020
Aprovações BNDES	126,0	111,8
Desembolsos BNDES	101,3	88,9
Debêntures Incentivadas (**)	5,1	71,3

Fonte: Elaboração própria, a partir de BNDES (2021) e Ministério da Economia (2021).

No período recente, de 2019 a 2020, observa-se, com relação aos grupos da amostra, o retorno do BNDES no financiamento às distribuidoras de energia. Dois financiamentos foram concedidos a diferentes concessionárias de distribuição controladas por grupos da amostra, em valores totais da ordem de R\$ 3 bilhões.

A lógica dos agentes econômicos, particularmente daqueles mais endividados, que possuem relações expressivas com diferentes canais de financiamento, é manter também passivos com o BNDES, visando diversificar as fontes de financiamento. É curioso observar que, para alguns grupos, em especial aqueles de controle externo, as relações com o BNDES se mantiveram intensas e com participação expressiva no *funding* total, acima de 30% do volume global de captações. Uma hipótese plausível para explicar esta constatação é que, para estes grupos, em que pese os custos das dívidas terem se elevado em comparação aos custos de mercado, as relações com um banco federal de fomento vão para além das condições financeiras, representando um *stakeholder* institucional capaz de reduzir e mitigar riscos de natureza regulatória.

3.5. Principais mudanças no padrão de financiamento

Para o período analisado, uma primeira e significativa constatação em relação aos investimentos em novos projetos de linhas de transmissão e de parques eólicos parte dos grupos da amostra foi que a estruturação de operações de financiamento na modelagem de *project finance* teve sua participação reduzida. Observa-se que a principal causa deste arrefecimento foi a diminuição do protagonismo do BNDES no financiamento do setor elétrico como um todo. No que se refere aos grupos sob análise, a diminuição da participação do BNDES decorreu, no ciclo de investimentos do período em questão, da sua redução de alavancagem com o Banco, devido às mudanças macroeconômicas examinadas anteriormente, abrindo a possibilidade e a necessidade de outros mecanismos de financiamento, que foram ativados e ganharam participação.

A redução da relevância do mecanismo do *project finance* tem como consequência o processo de desvinculação do perfil de geração de caixa dos projetos com o fluxo de

pagamento das dívidas que foram contraídas. Há, por exemplo, emissões de debêntures que fazem uso dos incentivos fiscais, sendo denominadas por debêntures de infraestrutura, que possuem prazos de oito anos, com vencimento *bullet*⁶ no último ano.

Neste caso, em que pese a debênture ter como finalidade financiar investimentos, não se verifica, no fluxo de repagamentos, uma aderência ao fluxo de caixa dos projetos financiados. É possível observar emissões nas *holdings* que tiveram seus recursos alocados em diferentes projetos. Ademais, as garantias destas debêntures não são aquelas tipicamente utilizadas no *project finance*, como o penhor das ações e a cessão e vinculação de recebíveis. Em muitos casos, verificam-se, até mesmo, debêntures *clean*, quando não há garantias. Seus prazos médios são relativamente longos, variando de seis a doze anos.

Os grupos que conservaram os investimentos em patamares elevados, sobretudo com a incorporação de projetos de linhas de transmissão no seu portfólio de inversões, optaram por manter alta a relação dívida líquida/EBTIDA. A liquidez apresentada nos mercados doméstico e internacional propiciou um fácil acesso ao crédito para esses grupos, sem a necessidade de se submeterem às amarras da estruturação do financiamento com base no *project finance*.

No entanto, merece ser destacado que, quando se conjugam as variáveis apresentadas em seguida, é criado, para alguns grupos, um cenário de vulnerabilidade financeira em um ambiente de restrição de liquidez:

- i. Redução do prazo médio de financiamento, característica observada em praticamente todos os grupos da amostra;
- ii. Patamares relativamente altos de endividamento;
- iii. Baixo nível de capitalização (relação PL/AT); e
- iv. Descasamento no fluxo de caixa.

⁶ Tipo de empréstimo no qual a totalidade do montante da dívida é paga no final do seu período.

Assim, avalia-se que é observado um descasamento entre o crescimento das receitas, com a entrada em operação de novos projetos, e as despesas com o serviço das dívidas (pagamento de principal e juros). Como consequência, novas emissões tornam-se necessárias para rolagem das dívidas que vencem nos próximos três a quatro anos.

Destaca-se que a estruturação dos financiamentos da expansão do setor elétrico com base no *project finance* implica em uma disciplina financeira, de tal modo que eventuais sobre custos ou atrasos na implantação demandam, no momento presente, que os acionistas aportem *equity* no projeto. O fluxo de caixa é cedido em garantia ao repagamento das dívidas, dentro de limites de índices de cobertura do serviço das dívidas já pré-estabelecidos.

Deste modo, o projeto – agente tomador dos financiamentos, sob a forma de uma SPE – não comporta carregar mais dívidas, cabendo aos acionistas aportarem recursos. Quando, por outro lado, as dívidas são corporativas, sejam bancárias ou junto ao mercado de capitais, não há a segregação de recebíveis para servi-las.

A manutenção e, em alguns casos, o incremento do endividamento junto a fontes externas durante o período de 2015 a 2020 foi outra característica observada na amostra selecionada. Estas operações são, na sua totalidade, submetidas a *hedge* cambial ou *swap* para outro indexador, notadamente o CDI. Observa-se, na amostra, grupos em que mais de 60% da dívida ocorre em CDI. Esta fonte de financiamento cresce em um período de baixa acentuada nos juros internacionais, acarretando uma redução do prazo médio de endividamento dos grupos da amostra, para em torno de dois a três anos.

Os empréstimos bancários junto aos bancos comerciais locais também representam uma fonte expressiva de financiamento. Todavia, de um modo geral, se constata um arrefecimento da importância relativa desta fonte de financiamento. Uma suposição, com relativa consistência, é que uma parcela do financiamento bancário tenha migrado para debêntures.

Os bancos comerciais subscreveram parte expressiva das debêntures, seja para operações com seus fundos de investimento, seja para operações de tesouraria ou recolocação junto a fundos de terceiros. O fato de mais de 80% das emissões das debêntures terem ocorrido sob a égide da Instrução CVM nº 476/2009 (colocação privada) é um sinal do papel ativo dos bancos estruturadores na colocação das debêntures junto aos seus pares.

Por fim, mas não menos importante, cabe examinar o papel do BNDES, durante o período de 2015 a 2020, no financiamento a projetos de transmissão e geração de energia, com exemplos de apoio expressivo aos grupos econômicos da amostra. Em 2020, o BNDES financiou um total de R\$ 3,4 bilhões para apenas um grupo da amostra, visando apoiar inversões no segmento de linhas de transmissão.

No mesmo ano, este grupo liquidou antecipadamente um empréstimo de cerca de R\$ 800 milhões, liberando as garantias de um grande projeto hídrico para dispor de um ativo que permitisse uma nova realavancagem em valores superiores àquele previamente pago. Com o aumento do custo do *funding* do BNDES, contudo, elevou-se o custo de oportunidade de manter dívidas com o Banco, mantendo o ativo indisponível para novas realavancagens.

As aprovações do BNDES para o setor elétrico, em 2020, somaram R\$ 28,7 bilhões, destacando-se que os níveis de participação do Banco são elevados nas operações estruturadas na modelagem de *project finance*, com um total de 80%.

Na amostra selecionada, os grupos com controle acionário no exterior, com atuação estratégica e global no setor elétrico, mantiveram o BNDES como fonte expressiva de financiamento para projetos de parques eólicos e linhas de transmissão. Trata-se de uma estratégia para manter canais abertos e diversificados entre diferentes fontes de *funding*. O BNDES também é visto por estes investidores como um importante *stakeholder*, capaz de mitigar riscos de natureza política e regulatória.

Curiosamente, o BNDES, a despeito da nova política adotada de se retirar de financiamentos de atividades maduras, às quais o mercado de capitais poderia

atender, realizou, por outro lado, no biênio 2019 e 2020, financiamentos expressivos (próximo de R\$ 3 bilhões) para distribuidoras de dois grupos da amostra. O segmento de distribuição, cujo financiamento é realizado em bases corporativas, possui um CAPEX menos divisível e de menor vida útil do que os segmentos de geração e transmissão, uma vez que estas distribuidoras possuem amplo acesso ao mercado bancário e de capitais. Assim, a manutenção de operações com BNDES, em especial no segmento de distribuição, é uma forma de não pressionar outros canais de financiamento, dado o cenário de endividamento relativamente elevado de alguns grupos.

Em 2020, foi também expressiva a articulação do BNDES na estruturação de uma operação conjunta com os bancos comerciais, da ordem de R\$ 15 bilhões, destinada a mitigar os efeitos da pandemia da Covid-19 no fluxo de caixa das distribuidoras de energia. Apenas os grupos da amostra captaram mais de R\$ 3 bilhões, demonstrando, mais uma vez, o papel estratégico do Banco como um importante instrumento de financiamento do SEB.

Sob o ponto de vista do BNDES, manter operações expressivas no segmento de geração renovável e distribuição de energia elétrica é uma maneira de reduzir a velocidade com que diminui sua carteira de ativos de crédito junto ao setor elétrico. Em um cenário no qual pré-pagamentos estão ocorrendo, com farta liquidez em outros canais de financiamento, como os empréstimos externos (Lei nº 4.131/1962) e as emissões de debêntures, o BNDES buscou, com êxito, manter ativas suas operações. Destaca-se que o risco de crédito do SEB, a despeito das turbulências, tem se demonstrado favorável ao longo dos últimos anos.

Nestes termos, pode-se afirmar que a manutenção do BNDES como agente e instrumento ativo no financiamento da expansão do setor elétrico pode se tornar imprescindível e extremamente necessário para garantir as bases do modelo do SEB. Destaca-se que os volumes de *funding* serão ainda maiores com a inserção, em um futuro próximo, do Brasil na transição energética enquanto exportador de energia renovável com a criação do mercado mundial de hidrogênio.

4. Perspectivas futuras

Quatro dos seis grupos selecionados são originários e atuam de forma expressiva nos mercados externos (Europa, EUA e China), de modo que os ativos no Brasil se inserem no contexto de um portfólio globalizado. Estes grupos são *players* estratégicos no setor elétrico mundial, a exemplo da Engie, da Iberdrola, da AES e da State Grid. Nota-se que o direcionamento estratégico associado à transição energética posiciona as energias renováveis como carro-chefe da expansão do setor, fazendo com que os investimentos em geração sejam pautados e determinados por esta dimensão.

O interesse pelas energias eólica e solar é comum a todos os grupos com atividades no segmento de geração, o que impulsiona sobremaneira as inversões nestas atividades. A competitividade da matriz elétrica brasileira no que diz respeito às fontes eólica e solar torna o portfólio de geração de energias renováveis extremamente atrativo.

Além disso, a possibilidade de utilizar, no futuro, a *expertise* local na produção de energia renovável é uma vantagem competitiva que poderá ser ainda mais valorada a partir do momento em que se tornar viável a sua exportação, por meio, por exemplo, do hidrogênio verde. Todavia, mesmo não se verificando indicativos nos Relatórios Anuais dos grupos que explicita esta estratégia, no âmbito mundial, o hidrogênio está definido como o recurso através do qual as metas de descarbonização serão possíveis de serem atingidas até 2050.

Por outro lado, o renovado interesse por parques eólicos e solares, para além da demanda decorrente dos leilões do mercado cativo nacional, é um indicador de que o portfólio de ativos em geração renovável se configura como um forte direcionamento de todos os grupos da amostra, exceto para um deles, que atua exclusivamente no segmento de transmissão.

Há experiências, no âmbito da amostra, de aquisições de usinas solares já em estágio operacional, buscando acelerar a inserção do grupo neste segmento de geração. Verifica-se, também, que a demanda colocada no mercado livre, por consumidores do setor industrial e de serviço que buscam atingir metas de descarbonização das suas

atividades produtivas, tem impulsionado decisões de investimento em energias renováveis. A modalidade é bem direta e objetiva, firmada através de contratos bilaterais com fontes renováveis de energia.

Nesta direção, destacam-se os exemplos de estruturação de operações com emissões de debêntures destinadas à implantação de usinas solares mediante o uso da técnica do *project finance*, envolvendo apenas partes privadas, via contratos bilaterais. Estes investimentos são da ordem de R\$ 300 milhões, sendo que alguns projetos comercializam energia no mercado livre através de PPA com um bom risco de crédito, o que favorece a constituição de garantias e sua estruturação na modelagem de *project finance*. Este tipo de investimento deve crescer em paralelo à perda contínua da participação do mercado cativo, em função do crescimento da micro e minigeração distribuída e da evolução do marco legal a favor do mercado livre.

Em relação aos grupos com concessionárias de distribuição de energia, observa-se, na amostra, mais de uma iniciativa nas quais se posicionam para estabelecer um protagonismo na oferta de GD. Neste sentido, uma empresa do grupo oferece aos consumidores da distribuidora a possibilidade de executar o projeto de geração de energia solar, com a instalação de painéis fotovoltaicos.

Outro exemplo neste sentido é o oferecimento a consumidores da possibilidade de arrendamento ou aquisição de cotas de GD em condomínios com placas fotovoltaicas. Curiosamente, a oferta deste serviço pode ocorrer, inclusive, para consumidores que estão estabelecidos em áreas de concessão de distribuidoras de outros grupos, indicando um processo crescente de competição pelos novos produtos que a transição energética está criando.

Neste contexto competitivo, surgem também oportunidades para as comercializadoras concorrerem com as distribuidoras incumbentes, oferecendo aos consumidores de maior porte a possibilidade de terem seu suprimento de energia atendido por *players* que atuam no mercado livre.

Em outro âmbito, nota-se que grupos da amostra procuram manter um perfil de geração renovável de energia, resistindo às tentativas hostis de concorrentes. Observam-se, também, movimentos visando abrir fronteiras em energia solar, seja por meio da aquisição de projetos *brownfield*, seja pela execução de projetos *greenfield* neste segmento através da utilização da técnica de *project finance* somente com partes privadas, sem o apoio de instituições públicas de fomento.

Na amostra selecionada, os ativos em geração que fazem uso de combustíveis fósseis foram colocados à venda, movimento determinado pela estratégia mundial dos grupos em busca de um portfólio 100% renovável. Neste sentido, verificou-se que os grupos da amostra passaram a almejar serem *players* de geração exclusivamente renovável.

A partir das análises realizadas, o presente estudo avalia que o padrão de financiamento das plantas solares tende a ser distinto dos demais segmentos, considerando, entre outros, os seguintes fatores:

- i. Seus ativos são menos intensivos em capital;
- ii. Os projetos podem ser modulares, apresentando maior divisibilidade do que uma usina hidrelétrica;
- iii. As plantas podem ser construídas com base em contratos bilaterais; e
- iv. Estes projetos apresentam elevada liquidez.

Desta forma, as barreiras à entrada associadas ao montante de capital necessário para implantar plantas solares são mais reduzidas. Há exemplos, fora da amostra, de implementação de plantas solares nos quais os acionistas são fundos do investimento e se valem de instrumentos como o *project finance* entre partes privadas, para levantar o *funding* necessário à execução dos investimentos.

Nestas estruturas, é fundamental que sejam estabelecidos contratos de longo prazo, nos quais a ponta compradora da energia tenha bom risco de crédito.

Os compradores, por sua vez, não estão considerando apenas o preço da energia no estabelecimento destes contratos, mas também as suas metas de descarbonização ou os créditos de carbono associados ao abastecimento de energia elétrica integralmente oriundo de fontes renováveis.

Ao BNDES, neste cenário de transição energética, caberá articular e prover *funding* próprio ou de terceiros (mercado de capitais) que garanta os recursos necessários à expansão do parque de geração renovável. O Banco pode, também, contribuir para que as práticas de mercado não levem o setor elétrico a cenários de sobre alavancagem e, mais do que isto, para que este endividamento esteja aderente às regras prudenciais do crédito bancário quanto a prazos, relação de capital próprio e de terceiros, segregação de riscos e mecanismos de monitoramento.

Considerações finais

O padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro sofreu modificações ao longo do período de 2000 a 2020, observando-se, contudo, uma atuação decisiva do poder público à expansão dos segmentos de geração, transmissão distribuição de energia elétrica. A partir da implementação das inovações regulatórias realizada em 2004, o BNDES assumiu um papel protagonista e hegemônico como principal financiador da bem-sucedida expansão de capacidade instalada de geração e transmissão do SEB, ocorrida de 2004 a 2020. Entretanto, constatou-se que, a partir de 2015, a reorientação da política econômica a um sentido mais liberal colocou em questão a forma de atuação do BNDES no financiamento dos segmentos de infraestrutura, buscando abrir espaço para o financiamento privado, em especial por meio do mercado de capitais.

Diante deste contexto, o presente trabalho se propôs a investigar a hipótese relativa às alterações no padrão de financiamento do SEB, em razão da reorientação da política econômica a associada à revisão do papel do Banco. Neste sentido, buscou-se responder à seguinte pergunta: em que medida as alterações do papel do BNDES apresentaram impactos, sobretudo nos segmentos de geração e transmissão? A análise e a sistematização desta questão merece especial atenção no que diz respeito às perspectivas de mudanças tecnológicas disruptivas para o setor elétrico, face ao cenário de transição energética e à necessidade de garantia da segurança energética do país.

A metodologia empregada no trabalho, ainda que possua limitações em função do tamanho da amostra utilizada, indicou como resultado que a estruturação de operações de financiamento via *project finance* teve sua participação reduzida no período analisado (2015-2020), ao passo que outros mecanismos de financiamento, notadamente as debêntures, aumentaram significativamente a sua importância, consolidando-se como uma fonte expressiva de financiamento.

O crescimento do mercado de capitais enquanto financiador do SEB não ocorreu em detrimento da atuação do BNDES, embora o Banco tenha deixado de apresentar um papel hegemônico. Os novos condicionantes macroeconômicos proporcionaram não

apenas taxas de juros em patamares reduzidos, mas também uma ampla liquidez. Criou-se, assim, um ambiente com alternativas mais diversificadas para o equacionamento do *funding* necessário aos projetos, porém com instrumentos de monitoramento do endividamento mais pulverizados e descentralizados. Este cenário é favorável aos grupos que mantêm elevados os níveis de investimento, a despeito da necessidade de recorrer, anualmente, à novas emissões para fechar o fluxo de caixa.

Identificou-se, também, a manutenção da relevância do endividamento externo no período. Por outro lado, o endividamento via bancos comerciais nacionais apresentou, na amostra selecionada, uma redução de sua importância relativa enquanto fonte de financiamento. Uma hipótese para justificar esta constatação é que os bancos comerciais reduziram a utilização dos empréstimos bancários dado o seu custo em termos de comprometimento de capital, tornando mais vantajoso fazer uso do instrumento da debênture por não consumir capital regulatório no balanço destas instituições.

Vale ressaltar que, apesar da perda de atratividade financeira, o BNDES continuou a deter relevância no financiamento dos parques eólicos, solares e térmicos, bem como das linhas de transmissão, no período de 2015 a 2020. Mesmo no segmento de distribuição, não se observa um arrefecimento da atuação do Banco. Verificou-se, por sua tradição no SEB, a manutenção de uma posição estratégica do BNDES enquanto articulador junto aos demais agentes do sistema financeiro, capaz de estruturar operações de financiamento, com o apoio da ANEEL e da CCEE, mitigadoras dos impactos financeiros da pandemia da Covid-19.

Deste modo, não se observa uma mudança estrutural no padrão de financiamento do Setor Elétrico Brasileiro, uma vez que os financiamentos por parte de instituições públicas continuam ocorrendo de forma expressiva, sendo indispensáveis para os agentes manterem suas estratégias de crescimento. Ademais, no período analisado, pode-se realizar as seguintes constatações:

- i. Diversificação das fontes de financiamento;
- ii. Crescimento da participação do mercado de capitais;

- iii. Manutenção de relevância das fontes externas de financiamento;
- iv. Crescimento das operações de financiamento na modalidade de *corporate finance*; e
- v. Redução do prazo médio de financiamento.

A manutenção de operações com o BNDES, por parte dos grupos da amostra, também pode ser visto como uma solução para não pressionar outros canais de financiamento. Além disso, no caso de uma deterioração no nível de crédito do SEB, o BNDES permanecerá com um papel estratégico como financiador dos investimentos, especialmente em um contexto de volumes crescentes de demanda por *funding*, motivados pelas oportunidades decorrentes do surgimento de tecnologias disruptivas e da transição energética.

Por fim, destaca-se que, associado ao processo de mudança do paradigma energético, empresas de diferentes setores, não só do setor elétrico, apresentam uma preocupação crescente em alcançar patamares mais elevados de descarbonização de suas atividades produtivas. Este movimento estratégico, por sua vez, influencia um aumento na contratação bilateral no âmbito do mercado livre de projetos solares e eólicos, assim como na contratação de serviços específicos para a implantação de geração distribuída e de inovações tecnológicas de baixo carbono.

Neste sentido, o BNDES tem um papel relevante como instrumento de financiamento para dar suporte a estas iniciativas de investimento, que necessitam de *funding* para o novo ciclo de inversões em volumes, custos e prazos adequados à natureza dos projetos. A mobilização de recursos impostos pela retomada do crescimento econômico, pelas mudanças climáticas e pela transição energética demandará uma diversificação e complementariedade de fontes públicas e privadas, com o BNDES apresentando uma atuação estratégica e catalizadora.

Referências Bibliográficas

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2012). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

AES Tietê (2016). Relatório da Administração 2015. Disponível em:

<https://ri.aesbrasil.com.br/Download.aspx?Arquivo=fCCfVjdX1ivtThJhw0F2pg==>.

Acesso em: 26 jun. 2021.

AES Tietê (2017). Relatório da Administração 2016. Disponível em:

<https://ri.aesbrasil.com.br/Download.aspx?Arquivo=hCeKNKBWX2GKkVhKBVfifg==>. Acesso em: 26 jun. 2021.

AES Tietê (2018). Relatório da Administração 2017. Disponível em:

<https://ri.aesbrasil.com.br/Download.aspx?Arquivo=Aa4RDEP/+NrILGkJSwcXaA==>. Acesso em: 26 jun. 2021.

AES Tietê (2019). Release da Administração 2018. Disponível em:

<https://ri.aesbrasil.com.br/Download.aspx?Arquivo=IaPNnRxJCNnLELcdP5DHAQ==>. Acesso em: 26 jun. 2021.

AES Tietê (2020). Release da Administração 2019. Disponível em:

<https://ri.aesbrasil.com.br/Download.aspx?Arquivo=5Ar9m+OV/Hx/mwHKb8uRYQ==>. Acesso em: 26 jun. 2021.

AES Tietê (2021). Release da Administração 2020. Disponível em:

<https://ri.aesbrasil.com.br/Download.aspx?Arquivo=/oxausLJZ0IIM/VS/xwkA==>. Acesso em: 26 jun. 2021.

BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (2021). Website.

Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home>. Acesso em: 01 jul. 2021.

BRASIL (1962). Lei nº 4.131, de 03 de setembro de 1962.

BRASIL (2011). Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.

CASTRO, N.; ROSENTHAL, R. (2016). O Estado e o Setor Elétrico Brasileiro.

Disponível em

http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/55_castro165b.pdf

CPFL Energia (2016). Resultados 2015. Disponível em:

<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=5jgtY86yOSxNqQK1f1NKBg=>

≡. Acesso em: 26 jun. 2021.

CPFL Energia (2017). Resultados 2016. Disponível em:

<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=qLx0tLsPf2WrHDkYKzfpEw=>

≡. Acesso em: 26 jun. 2021.

CPFL Energia (2018). Resultados 2017. Disponível em:

<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=4+ySSuSJIA+YHXAXLFRjqA=>

≡. Acesso em: 26 jun. 2021.

CPFL Energia (2019). Resultados 2018. Disponível em:

<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=0vP6KjTgrlnpTW4iSXzQQQ=>

≡. Acesso em: 26 jun. 2021.

CPFL Energia (2020). Resultados 2019. Disponível em:

<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=qIPULYFtp71jC3JPOK5g6A==>.

Acesso em: 26 jun. 2021.

CPFL Energia (2021). Resultados 2020. Disponível em:

<https://cpfl.riweb.com.br/Download.aspx?Arquivo=0qFrdQII0+1dVI/ohIqyvQ==>.

Acesso em: 26 jun. 2021.

CVM, Comissão de Valores Imobiliários (2003). Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003. Disponível em:

<http://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/legislacao/instrucoes/anexos/400/inst400consolid.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2021.

CVM, Comissão de Valores Imobiliários (2009). Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009. Disponível em:

<http://conteudo.cvm.gov.br/export/sites/cvm/legislacao/instrucoes/anexos/400/inst476consolid.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2021.

Energisa (2016). Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras de 2015. Disponível em: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/a83f8a90-b029-4e14-89be-16593775f648_demonstracoes%20anuais%202015.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

Energisa (2017). Demonstrações Financeiras Anuais Completas de 2016. Disponível em: https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/central-de-resultadoscentral-de-downloads/d4e19107ac54c249f7e9f672ab5b740add3fdb70de16300e909509e83d4e83af/demonstracoes_anuais_completas_4t16.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

Energisa (2018). Demonstrações Financeiras Anuais Completas de 2017. Disponível em: https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/dados-economicofinanceiros/49409b5599aa0c8cc375df63d6c22c8f1ac21c682b196971114b1954f1dba9aa/demonstracoes_financeiras_anuais_completas_de_2017.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

Energisa (2019). Demonstrações Financeiras Anuais Completas de 2018. Disponível em: https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/central-de-resultadoscentral-de-downloads/d1aeab35e78f9ef8e25173e5fa51dc83143bb1f1c3666360cad5852b4e9e896c/demonstracoes_anuais_completas_4t18.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

Energisa (2020). Demonstrações Financeiras Anuais Completas de 2019. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/a7b631dc-d209-b409-7240-eeada53c4a34?origin=1>. Acesso em: 26 jun. 2021.

Energisa (2021). Divulgação de Resultados 2020. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/60f49a2d-bd8c-4fd9-95ab-bdf833097a83/764ea26c-7774-f03b-8dcf-117d98a77af0?origin=1>. Acesso em: 26 jun. 2021.

Engie (2016). Release de Resultados 2015. Disponível em:
<https://www.engie.com.br/uploads/2018/10/160223ReleasedeResultados4T15.pdf>.
Acesso em: 26 jun. 2021.

Engie (2017). Release de Resultados 2016. Disponível em:
<https://www.engie.com.br/uploads/2018/10/170223ReleasedeResultados4T16.pdf>.
Acesso em: 26 jun. 2021.

Engie (2018). Release de Resultados 2017. Disponível em:
<https://www.engie.com.br/uploads/2018/10/180222ReleasedeResultados4T17.pdf>.
Acesso em: 26 jun. 2021.

Engie (2019). Release de Resultados 2018. Disponível em:
<https://www.engie.com.br/uploads/2019/02/190219-Release-de-Resultados-4T18.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2021.

Engie (2020). Release de Resultados 2019. Disponível em:
<https://www.engie.com.br/uploads/2020/02/200218-Release-de-Resultados-4T19-1.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2021.

Engie (2021). Release de Resultados 2020. Disponível em:
<https://www.engie.com.br/uploads/2021/02/210211-Release-de-Resultados-4T20.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2021.

GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico (2021). Informativo Eletrônico do Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/index.php/ifes>. Acesso em: 01 jul. 2021.

HART, O. (1995). *Firms, Contracts and Financial Structure*. New York: Oxford University Press.

FINNERTY, J. (1999). *Project Financing: Asset-Based Financial Engineering*. John Wiley & Sons.

MME, Ministério de Minas e Energia (2017). Portaria nº 245, de 27 de junho de 2017.

MME, Ministério de Minas e Energia (2017). Portaria nº 345, de 14 de novembro de 2017.

Neoenergia (2016). Relatório da Administração 2015. Disponível em: https://s3.amazonaws.com/mz-filemanager/2aec7c3f-0df1-4df1-967a-66ab1030fc14/c766772d-7b1d-49a9-9b74-b7edf9c23fcb_2016%2011%2007_Relat%C3%B3rio%20da%20Administra%C3%A7%C3%A3o%202015%20-%20Neoenergia%20-%20R.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

Neoenergia (2017). Relatório da Administração 2016. Disponível em: https://mz-stg-cvm.s3.amazonaws.com/15539/IPE/2017/2108db3b-98e4-4886-8af7-521988b4f93c/20171110195525137525_2017_02_21_Release_2016_NEOENERGIA_LIMPA.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

Neoenergia (2018). Relatório da Administração 2017. Disponível em: https://mz-stg-cvm.s3.amazonaws.com/15539/IPE/2018/eedebb6a-a8a9-4f2e-a460-f4b7cb29d7fd/20180220060632353341_597238.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

Neoenergia (2019). Relatório da Administração 2018. Disponível em: https://mz-prod-cvm.s3.amazonaws.com/15539/IPE/2019/52ac311c-8311-4989-a7d3-25828da49b96/20190215003504773901_665567.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

Neoenergia (2020). Relatório da Administração 2019. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/2aec7c3f-0df1-4df1-967a-66ab1030fc14/07dc1c47-4736-5db1-13d3-01ea69b18c81?origin=1>. Acesso em: 26 jun. 2021.

Neoenergia (2021). Relatório da Administração 2020. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/2aec7c3f-0df1-4df1-967a-66ab1030fc14/82215b1e-549f-ecf8-eb95-4418ccdc3aa0?origin=1>. Acesso em: 26 jun. 2021.

OLIVEIRA, C. (2019). Avaliação do Impacto da Alteração das Condições de Financiamento sobre a Energia Eólica no Brasil: Evolução e Perspectivas. Rio de Janeiro: UFRJ/COPEE.

Secretaria de Política Econômica (2021). Boletim de Debêntures Incentivadas, maio de 2021, 90ª edição. Ministério da Economia. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de->

[conteudo/publicacoes/boletins/boletim-de-debentures-incentivadas](#). Acesso em: 01 jul. 2021.

SIFFERT, N.; ALONSO, L.; CHAGAS, E.; SZUSTER, F.; SUSSEKIND, C. (2009). O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance. BNDES Setorial, Rio de Janeiro.

TAESA (2016). Release de Resultados 2015. Disponível em: https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/2019/03/TAEE11_CDR_2015_PORT.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

TAESA (2017). Release de Resultados 2016. Disponível em: https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/2019/03/TAEE11_DFs_2016_PORT.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

TAESA (2018). Release de Resultados 2017. Disponível em: https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/importer-old-site/taesa_er_4t17_26022018_4565_1064_25430.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

TAESA (2019). Release de Resultados 2018. Disponível em: https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/2019/03/Release-4T18_Portugu%C3%AAs_VFINAL.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

TAESA (2020). Release de Resultados 2019. Disponível em: <https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/2020/05/Release-4T19-vfinal-1.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2021.

TAESA (2021). Release de Resultados 2020. Disponível em: https://ri.taesa.com.br/wp-content/uploads/2018/11/Release-4T20_vFinal-1.pdf. Acesso em: 26 jun. 2021.

TOLMASQUIM, M. (2012). Power Sector Reform in Brazil. Rio de Janeiro. Editora Synergia.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

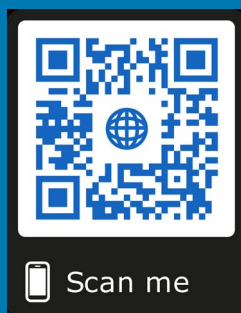
SITE: gesel.ie.ufrj.br

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj

E-MAIL: gesel@gesel.ie.ufrj.br

TELEFONE: (21) 3938-5249
(21) 3577-3953



Versão Digital

ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240