



Centrais Elétricas Brasileiras S.A

Avaliação econômico-financeira da Centrais
Elétricas do Norte do Brasil S.A., na data-base
30 de junho de 2022

23 de novembro de 2022



Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobras
Rua da Quitanda, nº 196, Centro
CEP: 20091-005
Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Ernst & Young Assessoria Empresarial
Ltda.

Av. Presidente Juscelino Kubitschek,
1909 Torre Norte - 10º andar
04543-011 - São Paulo - SP
Telefone: +55 11 2573-3000
www.ey.com.br

Centrais Elétricas Brasileiras S.A (“Eletrobras”)

23 de novembro de 2022

Conforme solicitação de V.Sa., a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. (doravante denominada “EY”) apresenta o laudo de avaliação econômico-financeira (“Laudo”) da Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (doravante denominada “Eletronorte” ou “Empresa”), controlada da Eletrobras, na data-base de 30 de junho de 2022 (“data-base”).

Entendemos que a administração da Eletrobras (“Administração”) utilizará este Laudo como subsídio aos acionistas da Eletrobras e de Eletronorte no contexto da aprovação da Proposta de Reorganização Societária, no tocante à Incorporação, pela Eletrobras, de 100% das ações de emissão de Eletronorte (“Incorporação de Ações Eletronorte”), atendendo aos requerimentos dos Artigos nº 137, 252 e 264 da Lei 6.404/76 (“Lei das S.A.”). Adicionalmente, os resultados aqui apresentados não serão utilizados para a definição das relações de troca entre Ressaltamos que este Laudo tem como único propósito o atendimento à legislação societária Brasileira, não devendo ser utilizado para qualquer outra finalidade.

Este Laudo contempla objetivo, escopo, procedimentos e metodologias utilizadas, bem como as premissas mercadológicas e operacionais que envolveram o cálculo da estimativa do valor justo da Empresa.

Ressaltamos que nosso trabalho não deve ser considerado como uma *fairness opinion*, ou como um conselho ou recomendação para realização de qualquer transação que envolva o capital de Eletronorte ou da Eletrobras, ou sobre as condições que uma eventual transação venha a ocorrer, ou ainda utilizados para financiamento ou captação de recursos, ou para qualquer outra finalidade, exceto o cumprimento da Lei das S.A. Entendemos que a decisão final sobre a ocorrência e condições de uma eventual reestruturação societária da Empresa é de responsabilidade exclusiva das administrações e dos acionistas de Eletronorte e da Eletrobras.

É importante destacar que não investigamos de forma independente, bem como não foi aplicado nenhum processo de auditoria nas informações fornecidas pela Administração. Conforme mencionado em nosso contrato, nossa análise está sujeita às limitações gerais descritas nesse Relatório. Assumimos que a Administração analisou de forma consistente os fatores que possam impactar as projeções e análises apresentadas, bem como não omitiu nenhuma informação relevante, a qual poderia impactar significativamente o resultado dos nossos trabalhos.

Agradecemos a oportunidade de colaborarmos com a Eletrobras e nos colocamos à disposição para quaisquer dúvidas ou necessidade de informações adicionais.

Carolina S. Rocha
sócia - Corporate Finance

Rafael Max
Sócio - Corporate Finance

Índice

Seção	Descrição	Página
1	Sumário Executivo	4
1.1	Contexto	5
1.2	Estrutura Societária	7
1.3	Metodologia de Avaliação	8
1.4	Conclusão de Valor	9
2	Análise do Mercado	10
3	Avaliação de Eletronorte Controladora	16
4	Avaliação das Investidas	27
4.1	Avaliação das Empresas Investidas por FCD Geração	30
4.2	Avaliação das Empresas Investidas por FCD Transmissão	36
4.3	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado Geração	42
4.4	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado Transmissão	48
5	Conclusão de Valor	54
6	Itens de Governança	56
7	Apêndices	59
8	Anexos	65

1

Sumário executivo

- 5 Contexto
- 7 Estrutura Societária
- 8 Metodologia de Avaliação
- 9 Conclusão de Valor

1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Incorporação de Ações

Como parte do processo de reorganização societária da Eletrobras após a privatização, a Administração planeja realizar a incorporação de ações de suas controladas diretas Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte (em conjunto denominadas "Controladas"), e transformá-las em suas subsidiárias integrais.

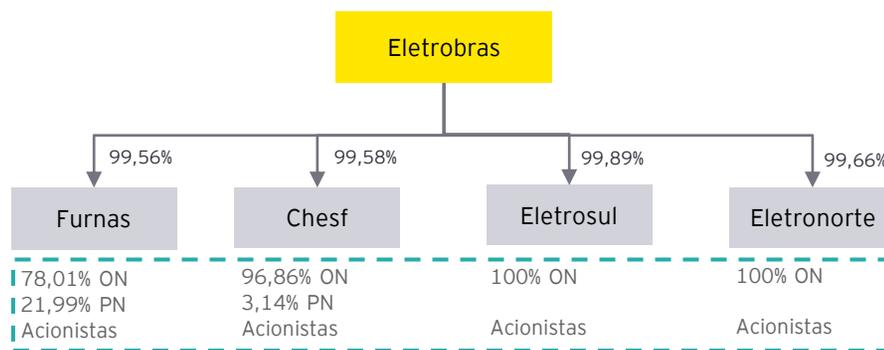
O processo de incorporação de ações deve seguir o determinado pelo art. 252 e 264 da Lei das S.A.

De acordo com o Art. 264 da Lei das S.A., "na incorporação, pela controladora, de companhia controlada, a justificação, apresentada à assembleia geral da controlada, deverá conter, além das informações previstas nos arts. 224 e 225, o cálculo das relações de substituição das ações dos acionistas não controladores da controlada com base no valor do patrimônio líquido das ações da controladora e da controlada, avaliados os dois patrimônios segundo os mesmos critérios e na mesma data, a preços de mercado, ou com base em outro critério aceito pela Comissão de Valores Mobiliários, no caso de companhias abertas."

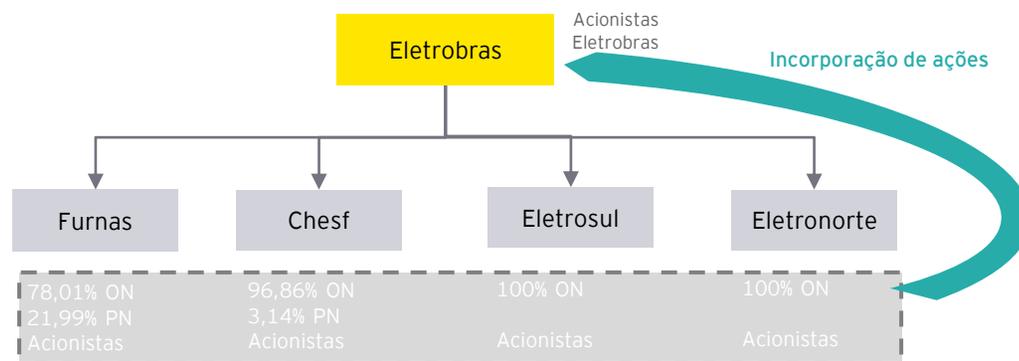
Para fins deste trabalho, considerou-se o valor justo, através da avaliação econômico-financeira (Valuation), como sendo o outro critério de avaliação do total do capital das Controladas e Eletrobras.

Estrutura societária

Estrutura societária pré-reestruturação



Estrutura societária após a reestruturação



1.1 Contexto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Descrição da Empresa

A Eletronorte é uma sociedade de economia mista de capital fechado, que tem como seu principal objeto social a realização de estudos, projetos, construção, operação e manutenção de usinas geradoras, subestações e linhas de transmissão. As operações de geração de energia elétrica da Empresa contam com 4 usinas hidrelétricas e 2 usinas termelétricas (outras 5 usinas não são gerenciadas pela Eletronorte) com capacidade instalada de 9.965 MW. A Companhia detém ainda participação societária em 5 (cinco) Sociedades de Propósito Específico (SPE) de geração e transmissão de energia elétrica. A transmissão de energia em corrente alternada é administrada pela Empresa por meio de um sistema composto por 10.000 Km de linhas de transmissão. Vide páginas 17 e 18 para detalhes dos ativos.

Além dos ativos de concessão da própria Eletronorte, a Empresa ainda possui participações em investimentos de usinas hidrelétricas e transmissoras. Vide página 7 para detalhes do organograma societário.

Objetivo

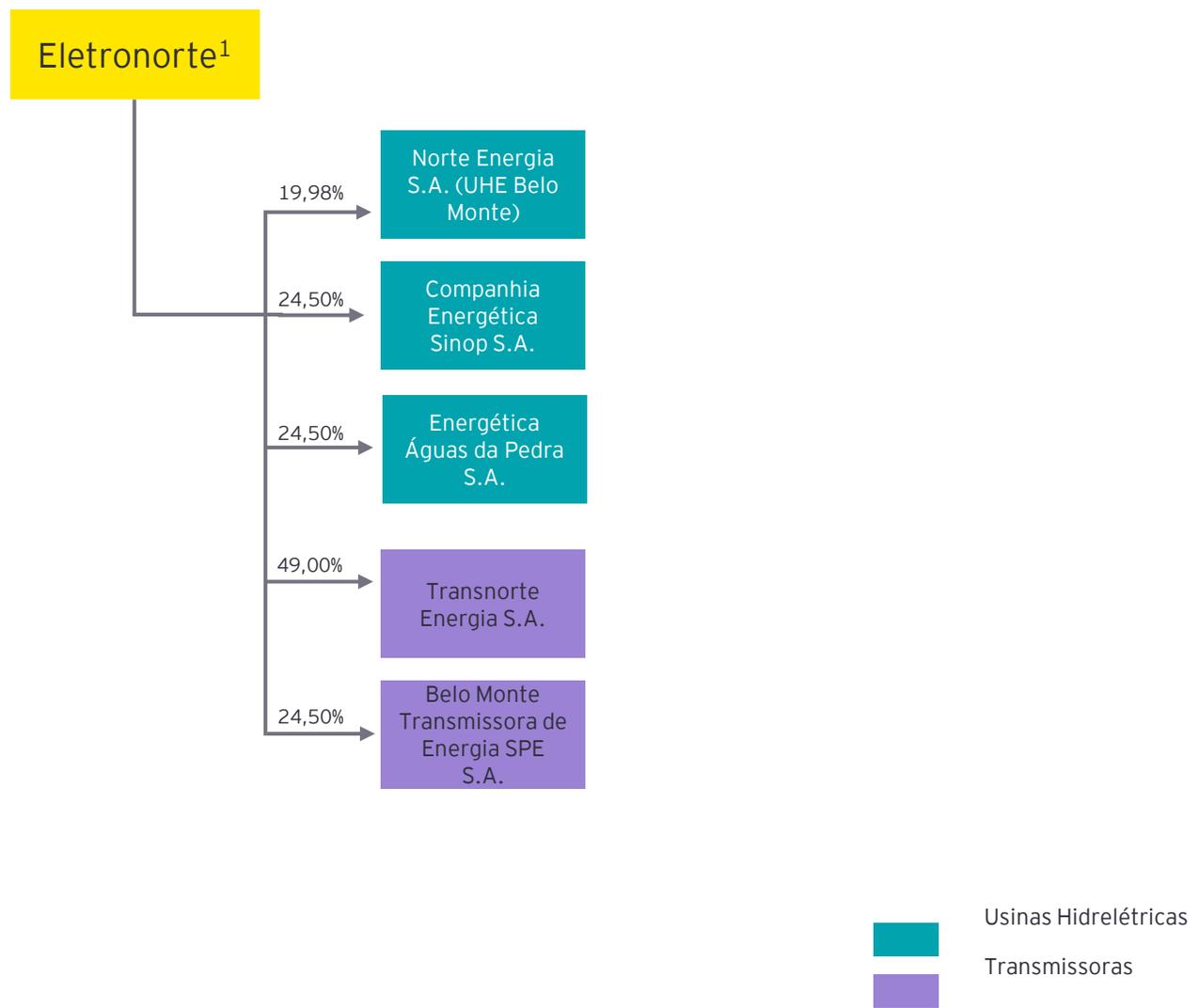
O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação econômico-financeira de Eletronorte e suas Empresas Investidas, na data-base, de modo a suportar a Administração e os acionistas no contexto do processo de reestruturação societária que envolverá a incorporação das ações de emissão de Eletronorte pela Eletrobras.

Escopo do Trabalho

- ▶ Discussão com executivos e funcionários da Eletrobras;
- ▶ Obtenção e análise de informações financeiras históricas e projetivas da Empresa e das Empresas Investidas;
- ▶ Análise do mercado de atuação em que Eletronorte e suas Empresas Investidas estão inseridas;
- ▶ Cálculo das taxas de desconto que refletem adequadamente os riscos inerentes ao setor, sendo estas taxas utilizadas para trazer os fluxos de caixa dos respectivos ativos a seu valor presente;
- ▶ Análise das companhias comparáveis para obter parâmetros operacionais e múltiplos de avaliação de mercado;
- ▶ Desenvolvimento do modelo de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e Múltiplos de Mercado. A página 8 apresenta os detalhes sobre as metodologias utilizadas;
- ▶ Estimativa do Valor Justo da Empresa e de suas Empresas Investidas conforme descrito anteriormente;
- ▶ Preparação do relatório contendo a descrição das metodologias utilizadas, premissas adotadas e estimativas de valor.

1.2 Estrutura societária

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos



¹ Inclui os contratos de concessão detidos diretamente por Eletronorte, ao nível da Controladora. Para detalhes dos ativos, vide páginas 17 e 18.

1.3 Metodologia de Avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Metodologias de avaliação selecionadas

Na avaliação de uma empresa, três diferentes abordagens podem ser aplicadas: Abordagem de Renda, Abordagem de Mercado e Abordagem de Custo. Cada uma dessas abordagens pode ser considerada como uma metodologia de avaliação, mas a natureza e características da empresa vão indicar qual abordagem ou abordagens são as mais aplicáveis. Para o propósito deste trabalho, selecionamos, conforme aplicabilidade e materialidade, a Abordagem de Renda (Fluxo de Caixa Descontado) e a Abordagem de Mercado (*Market Cap*, Múltiplos ou Valor Transacionado) para estimar uma indicação de valor justo da Eletronorte e das Empresas Investidas.

De forma geral, a Abordagem de Custo não foi utilizada uma vez que não captura propriamente a natureza da Empresa e das Empresas Investidas e visão de continuidade de suas operações.

Para a aplicação das metodologias de avaliação, o padrão de valor adotado foi o Valor Justo. O Valor justo é definido pelo CPC 46 como o “preço que seria recebido pela venda de um ativo, ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.”

Critérios para a aplicação das metodologias de avaliação

A Metodologia do FCD foi selecionada para a avaliação da Eletronorte (Controladora) e das Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R\$ 278 milhões, conforme nível de materialidade contábil da Eletrobras, de acordo com a Lei Sarbanes-Oxley. Adicionalmente, outro critério para a aplicabilidade dessa metodologia foi o acesso à informações financeiras e operacionais projetadas detalhadas e confiáveis fornecidas pela Administração, para a Empresa e cada uma das Empresas Investidas.

Para as empresas de capital aberto, cujo o valor contábil do investimento na data-base fosse igual ou superior à R\$ 278 milhões, foi aplicada a metodologia de *Market Cap*, desde que a ação atendesse aos seguintes critérios na data-base: (i) fazer parte de algum indicador de desempenho das ações negociadas na B3, ou obedecer aos dois critérios seguintes, de forma simultânea; (ii) apresentar volume diário negociado dentro do intervalo dos volumes negociados das ações integrantes de indicadores de desempenho da B3; e (iii) apresentar percentual de ações livres para negociação (free float) acima de 25%.

Para ativos que passaram por processo de privatização, outra transação ou estão em processo de venda, nos últimos 12 meses, o valor justo foi assumido como equivalente ao valor da transação ou valor da oferta de compra.

A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. Para as empresas já avaliadas por FCD, *Market Cap*, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados. Para as demais empresas, este método foi adotado como método primário de avaliação.

Metodologia	Descrição
Renda	Fluxo de Caixa Descontado Mensura o valor de um ativo ou negócio através do valor presente do benefício econômico líquido (recebimentos de caixa menos despesas de caixa) a ser recebido ao longo de sua vida útil.
Mercado	Múltiplos de Empresas Comparáveis <i>Market Cap</i> As metodologias da Abordagem de Mercado mensuram o valor de um ativo ou negócio com base no quanto outros compradores no mercado tem pago pelos ativos avaliados ou por ativos ou negócios que podem ser considerados razoavelmente similares àqueles sendo avaliados.

1 Sumário executivo

1.4 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor (em milhões de BRL)	
Valor Operacional Controladora	32.465
Ativos (passivos) não operacionais	(13.119)
Caixa Líquido (Dívida Líquida)	(3.689)
Valor da Empresa Eletronorte Controladora	15.657
Valor das Empresas Investidas	3.643
Valor da Empresa Consolidado	19.300

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R\$/ação)
ON	154.094	125,25

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Transnorte Energia S.A.	49,00%	2
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	24,50%	297
Norte Energia S.A.	19,98%	2.240
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241
Total		3.643

Fonte: EY / Administração

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo da Eletronorte Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas, conforme descrito ao longo deste Relatório.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas na posição patrimonial da Empresa, fornecidas pela Administração. Devido a isso, os resultados apresentados não consideram o seu efeito, caso existam.

Conclusão

Com base nas informações analisadas e nas premissas e limitações descritas neste Relatório, nossa avaliação resultou em uma estimativa de valor de justo de R\$ 19.300 milhões para 100% do capital da Eletronorte na data-base de 30 de junho de 2022.

The background of the slide is a silhouette of a worker on a power line tower against a sunset sky. The worker is on the right side, leaning forward and working on the tower structure. The sky is a gradient of orange and yellow, with a large, faint number '2' on the left side.

Análise do mercado

11 Visão geral da indústria

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

O mercado mundial de energia

O mercado mundial de energia é composto por grandes empresas com um alto grau de verticalização, onde poucos países são autossuficientes em sua produção e, mesmo o Japão e os Estados Unidos, considerados países desenvolvidos, importam anualmente quantidades significativas de energia.

O setor de energia elétrica global passou por uma mudança considerável em sua composição, tendência que deve permanecer dentro de uma perspectiva de médio e longo prazo. Dentre os destaques, entre os anos de 1990 e 2020, a retração da participação da geração por meio do carvão e expansão da participação do gás natural, energia eólica e solar são os movimentos mais evidentes. Quanto aos demais segmentos, embora não tenham apresentado significativa alteração em sua participação, a geração nuclear e hidráulica manteve substancial representatividade na composição da matriz energética mundial. Assim, as principais fontes de energia no mundo são, respectivamente: carvão (33,8%), gás natural (22,8%), hidráulica (16,8%), nuclear (10,1%), solar e eólica (9,5%), petróleo (4,4%) e outras renováveis (2,7%).

De acordo com a AIE (*Internacional Energy Agency*), depois de cair cerca de 1% em 2020, a demanda global de eletricidade voltou a crescer em 2021, superando o aumento da geração de baixas emissões, mesmo em outro ano recorde para as energias renováveis. Isto está levando ao aumento da produção das usinas a carvão para atender a demanda, especialmente na Ásia. Espera-se que a demanda de gás natural se recupere mais rapidamente, impulsionada principalmente por um aumento no uso industrial.

Mercado de energia brasileiro

O Setor de Energia no Brasil é composto por diferentes indústrias e tipos de usinas, a depender do tipo de recurso energético utilizado para geração. A maior parte da geração de energia se concentra em fontes hidráulicas devido às características geoclimáticas do Brasil, pela sua extensão territorial, bacias hidrográficas e regime de chuvas diferenciado para cada região. A matriz hidráulica representou 63,8% da geração de energia elétrica no país em 2020. As matrizes de energia elétrica a base de gás natural, eólica e biomassa apresentaram em 2020 participação similar, variando entre 8,6% e 9,2%. Nos últimos anos, os dois grandes destaques em termos de taxa de crescimento foram os segmentos de geração eólica e solar, com este último passando a ter alguma relevância na geração de energia elétrica brasileira somente a partir de 2017, mas com crescimento exponencial e boas perspectivas desde então.

Um setor tão importante e estratégico para a economia brasileira é regulado por órgãos governamentais responsáveis pela política energética e pela operação centralizada. O papel da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são destacados neste desempenho. No Brasil, o setor de energia é composto por empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, e há também os chamados comercializadores de energia que intermediam contratos de compra e venda de energia elétrica.

O setor de energia brasileiro é composto por importantes empresas de capital nacional e estrangeiro de grande relevância. Nos últimos anos, tem se observado a expansão da geração elétrica no Brasil, com maior diversificação das fontes geradoras, com ganho de participação da geração eólica e solar. As hidrelétricas e termelétricas permaneçam como as principais fontes de energia do país e as maiores empresas do setor (segundo a capacidade instalada) são: Eletrobras, Engie, Itaipu, Petrobras, CGT, Copel, Cemig, CPFL, Enel e AES.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Geração

No Brasil, a maior parte da geração de energia se concentra em fontes hidráulicas, devido às características geoclimáticas do país, pela sua extensão territorial, bacias hidrográficas e regime de chuvas diferenciado para cada região. A água constitui o mais importante recurso energético, caracterizando uma importante fonte de energia renovável no Brasil, tendo em vista o grande potencial hidráulico do país. A energia hidroelétrica é a obtenção de energia elétrica através do aproveitamento do potencial hidráulico de um rio. A eficiência energética das hidrelétricas é bastante alta, em torno de 95,0%. Importantes bacias hidrográficas com aproveitamento ao setor de energia no país são as dos rios São Francisco e Paraná. A região Norte também é destacada pelo grande potencial de geração elétrica através de hidrelétricas.

O Consumo de Energia está diretamente relacionado ao desempenho da atividade econômica. Entre o período, de 2007 a 2021, a taxa anual média de crescimento foi de 2,1%, elevando o consumo de 377.030 GWh para 500.209 GWh, uma expansão total próxima a 32,7%. Cabe destacar que o período foi marcado pela crise do *subprime* e pela recessão do mercado interno, reduzindo o consumo de energia e a média anual do período. Os principais segmentos demandantes de energia em 2020 no Brasil são, por relevância, o segmento industrial (36,3%), seguido pelo residencial (30,2%), comercial (17,4%) e outros (16,1%).

Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) em 2021 totalizou 602,0 mil GWh (incluindo energia hidráulica, térmica nuclear e convencional, eólica e solar), o que significou crescimento de 5,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente ao forte crescimento da geração de energia eólica e hidráulica.

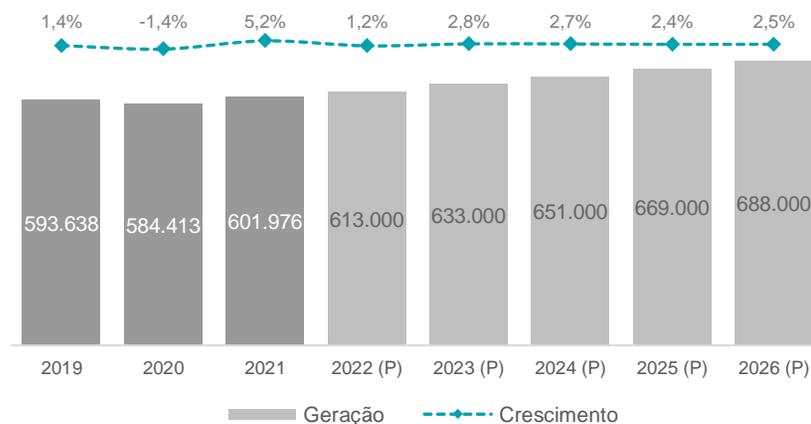
Em janeiro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 53,7 mil GWh, o que significou expansão de 1,0% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -27,2%, seguido pelo eólico, com -18,7%. Já, os que apresentaram maior crescimento no período foram,

respectivamente: solar 59,8% e hidráulico 10,9%.

Para 2022, a Lafis projeta expansão de 1,2% do consumo e 1,8% da geração de energia elétrica. Para este cenário, foi considerada a manutenção do crescimento do mercado livre de energia elétrica, recuperação do consumo do comércio e manutenção da tendência de crescimento do segmento residencial.

Ainda, de acordo com a Lafis, o triênio de 2023 a 2025 será um período de retomada do crescimento econômico interrompido pela crise provocada pela Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, nota-se um terreno fértil para a expansão setorial. Deste modo, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 2,8% da geração e de 2,5% do consumo de energia elétrica, alcançando em 2025 um patamar de 688 mil GWh e 560,5 mil GWh, respectivamente.

Geração total de energia no Brasil- EPE (GWh)



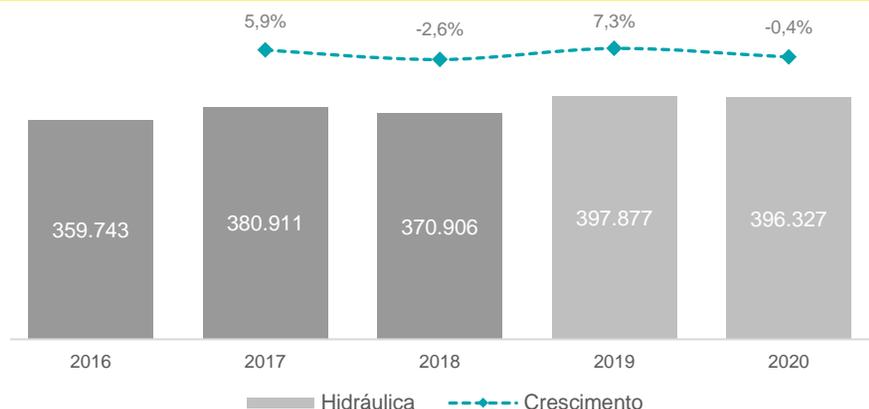
Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

2.1 Visão geral da indústria

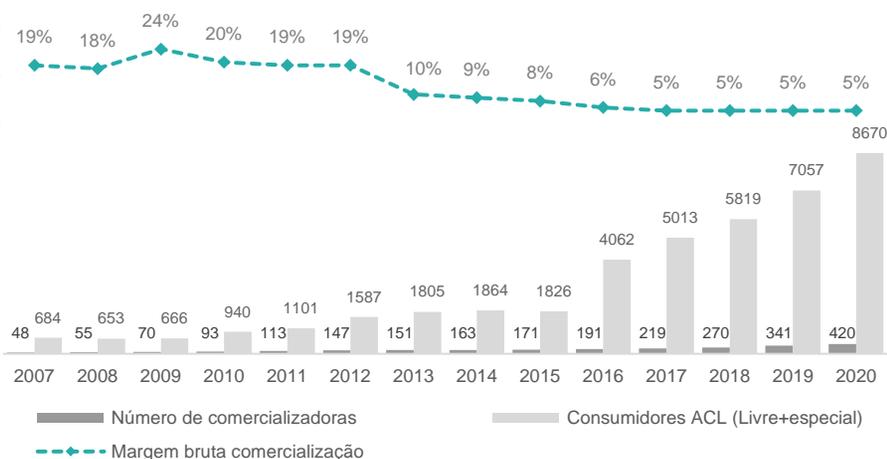
Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Geração e Comercialização

Geração de eletricidade por fonte hidráulica no Brasil - (GWh) - (%)



Número de Comercializadoras e margem bruta - (%)



Segundo a ANEEL, 67,0% da energia gerada no País em 2021 e 62,48% da potência instalada vêm de usinas movidas pela força dos rios. Existem hoje no Brasil 739 centrais geradoras hidrelétricas (CGHs), 425 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 219 usinas hidrelétricas (UHEs), que são responsáveis por 109,3 gigawatts (GW) de capacidade instalada em operação. Três das usinas no País estão entre as dez maiores do planeta - Itaipu Binacional (14.000 MW, divididos entre Brasil e Paraguai), Belo Monte (11.233 MW) e Tucuruí (8.370 MW). Em 2020, a energia gerada no Brasil a partir de fonte hidráulica foi de 415.483 gigawatts-hora (GWh). Vale destacar que a energia gerada a partir da água é renovável e garante segurança no suprimento, porém, grande dependência hidráulica submete o sistema a uma vulnerabilidade na geração de energia em períodos de poucas chuvas. Assim, a diminuição das chuvas em algumas regiões pode acarretar aumentos de custos às geradoras que operam hidroelétricas.

Durante os últimos anos, o segmento de comercialização de energia cresceu significativamente, tanto no volume de energia comercializada como em número de novos entrantes.

Período de 2017 a 2020 foi marcado pela entrada de projetos de geração no ACL com baixo preço de break-even (câmbio e capex mais favoráveis) com menores preços praticados para venda a clientes finais.

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE as relações comerciais no atual modelo do setor elétrico brasileiro se estabelecem no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL. No Mercado de Curto Prazo, são contabilizadas e liquidadas as diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos.

2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Distribuição

O setor de distribuição de energia elétrica no Brasil é totalmente regulamentado e caracteriza-se pela necessidade de grandes investimentos tendo em vista o tamanho do país e a dispersão territorial de sua população. Nesse contexto, essa regulação é importante para garantir que a oferta seja cada vez mais ajustada à demanda especializada.

Os mecanismos regulatórios para a distribuição das empresas são basicamente: a revisão tarifária periódica, calculada utilizando-se a base de ativos fornecida pela distribuidora e a remuneração sobre o capital; e o ajuste tarifário anual, que é basicamente uma correção monetária das tarifas praticadas, deduzido de um fator de ganho de eficiência esperado, o chamado Fator X.

O modelo atual também determina que a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ACR sempre ocorra por meio de leilões, observando o critério de menor tarifa e visando a redução do custo de aquisição de energia elétrica a ser repassada à tarifa dos consumidores.

Em 2020, o consumo de energia elétrica no Brasil apresentou uma retração frente ao ano de 2019 em todos os segmentos, exceto no segmento residencial. A queda do consumo está relacionada com os efeitos na atividade econômica provocados pela crise do Covid-19 que afetou severamente o consumo de energia, sobretudo no segundo trimestre do ano, considerando as políticas de distanciamento social de combate ao vírus, e com a menor utilização de ar condicionado em 2020, considerando que as temperaturas foram mais amenas no começo deste ano.

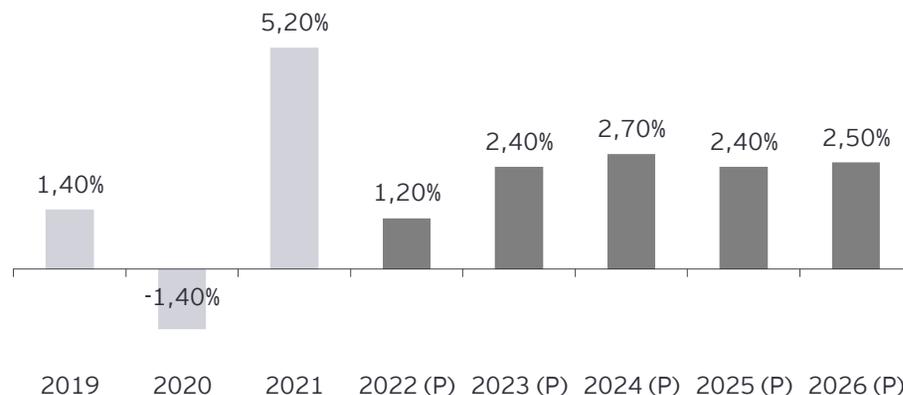
A Lafis considera em seu cenário econômico que o triênio de 2024 a 2026 será um período de continuidade da retomada do crescimento da economia interrompido pela crise do Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, há um terreno fértil para a expansão setorial.

Segundo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD), entre 2021 e 2023 serão investidos R\$ 49,2 bilhões em distribuição de energia elétrica no Brasil, destes, R\$ 32,64 bilhões serão destinados para expansão da rede, R\$ 18,27 bilhões para melhoria e outros R\$ 9,4 bilhões para renovação.

No triênio, considerando as categorias de consumo de energia elétrica, o que se espera é um crescimento generalizado, com um melhor nível de atividade industrial, comercial e residencial, em linha com indicadores macroeconômicos, com destaque para indicadores de renda, emprego, juros e produção agregada.

Assim, considerando o cenário descrito acima, a Lafis projetou um crescimento médio de 2,8% da geração de energia elétrica e 2,5% no consumo, atingindo um nível de 686 mil GWh e 558,5 mil GWh em 2026, respectivamente.

Consumo Nacional de Energia Elétrica-EPE (GWh)-(Variação)

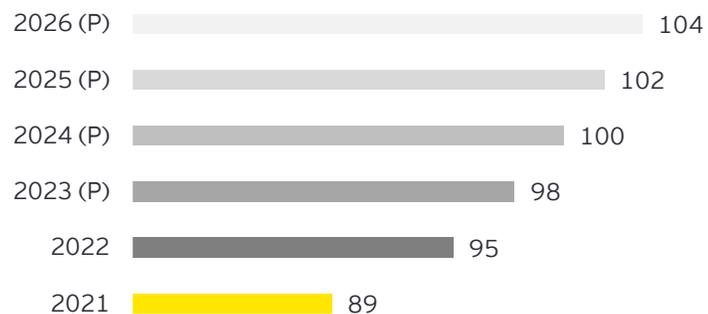


2.1 Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

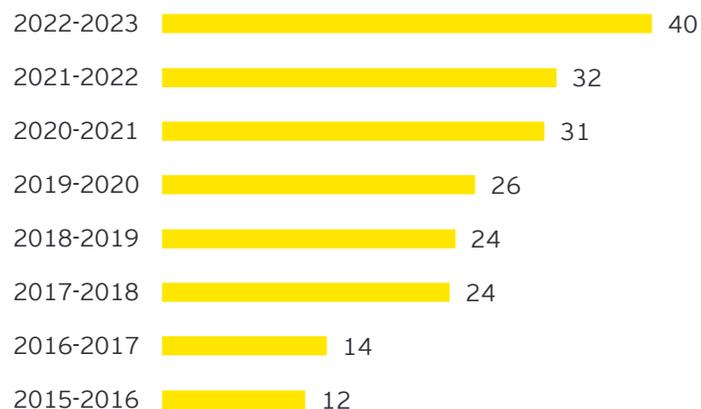
Transmissão

Mercado nacional de transmissão de energia elétrica (em bilhões de US\$) - 2021 - 2026



Fonte: Global Market Model

Receita Anual Permitida (em bilhões de BRL) - 2015 a 2023



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Setor nacional de transmissão de energia elétrica

A transmissão de energia elétrica é responsável por transportar grandes volumes de eletricidade provenientes das unidades geradoras até os distribuidores, operando linhas com tensão superior a 230 mil volts. No Brasil, desde 2010, as linhas de transmissão tem expandido significativamente, atingindo em 2022 172.864 quilômetros, o que representa uma expansão anual média de 5,0% ao ano. Esse serviço é ofertado por empresas independentes, que através de leilões de transmissão adquirem o direito de instalar e operar as subestações e linhas de transmissão.

A expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) é planejada com base no Programa de Expansão da Transmissão de Energia Elétrica - PET, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), abrangendo um horizonte de cinco anos, e no Plano de Ampliação e Reforços da Rede Básica - PAR, desenvolvido anualmente pelo ONS, para um período de três anos. Esses planos demonstram as linhas de transmissão e subestações que serão construídas ou reforçadas para melhor prestação de serviços de transmissão de energia elétrica pela Rede Básica.

As transmissoras celebram contratos com agentes geradores, distribuidores, transmissores e com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável por administrar os serviços de transmissão no Brasil, o que inclui remunerar as transmissoras através da Receita Anual Permitida-RAP. Para o período 2022-2026, a expectativa é de um crescimento médio da carga de 3,4% por ano. Em 2022, a projeção é de aumento de 2,7%, considerando alta de 1,3% no Produto Interno Bruto - PIB.

Para o ano de 2022, o valor do mercado brasileiro no setor de transmissão energia elétrica foi estimado em US\$ 95,0 bilhões, com progressão de 6,8% em relação ao ano anterior. O crescimento é justificado pela recuperação da geração e do consumo de energia elétrica após o período crítico da crise do Covid-19.

Já o crescimento esperado de BRL 7,85 bilhões na receita no ciclo 2022-2023 pode ser justificado pelo índice de reajuste previsto nos contratos de concessão, a expansão do sistema de transmissão, com entrada em operação de 23 novos contratos, além das melhorias autorizadas. Estão ainda nesse grupo, os efeitos das revisões das receitas das concessionárias.

Avaliação de Eletronorte | Controladora

- 17 Visão geral da Empresa avaliada
- 19 Informações financeiras históricas
- 22 Informações financeiras projetadas
- 24 Taxa de desconto
- 25 Ajustes de valor
- 26 Estimativa de valor

3.1 Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Eletronorte | Controladora

R\$ 5,20 bi

Receita Operacional Líquida em 30 de junho de 2022

R\$ 1,23 bi

Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro em 30 de junho de 2022

R\$ 21,14 bi

Patrimônio Líquido em 30 de junho de 2022

9.879MW

Capacidade instalada de geração - Usinas em operação

Ativos registrados - Geração | Nível Controladora

A Empresa possui 5 usinas hidrelétricas e 2 usinas termelétricas, cujas concessões são 100% detidas pela Eletronorte (nível controladora). A relação dos ativos de geração considerados no nível corporativo está apresentada a seguir:

Empreendimento	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Término da Concessão
Hidrelétricas			
Tucuruí	8.535	3.995,5	jun/52
Curuá-Una	43	30,4	jun/52
Samuel	217	92,7	mai/35
Coaracy Nunes	78	62,2	jun/52
Balbina	250	132,3	mar/27
Termelétricas			
Anamá [1]	-	-	-
Anori [1]	-	-	-
Caapiranga [1]	-	-	-
Codajás [1]	-	-	-
Aparecida	166	150,0	jul/30
Mauá - 3	591	507,2	nov/30
Senador Arnon Afonso Farias de Mello [2]	-	-	nov/30

[1] Usinas acionadas aos ativos da Eletrobras a partir da incorporação da empresa Amazonas GT em julho/2021. Atualmente a operação dessas usinas não está sob gerenciamento da Eletrobras.

[2] Contrato de comodato para a distribuidora Roraima Energia. Atualmente a operação dessas usinas não está sob gerenciamento da Eletrobras.

Fonte: EY / Relatório anual da Eletronorte 2021 e ITR Eletronorte 2º Trimestre 2022

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

3.1 Visão geral da Empresa avaliada

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Eletronorte | Controladora

Ativos registrados - Transmissão | Nível Controladora

13 contratos

Contratos de concessão de transmissão detidos integralmente por Eletronorte

10,0 mil km

Extensão da rede de transmissão própria

Eletronorte possui cerca de 10.000 km de linhas de transmissão. Os contratos de concessão de transmissão de Eletronorte (nível controladora) encontram-se discriminados a seguir:

Contrato	Empreendimento	UF	Prazo da Concessão
014/2012	LT Lechuga - Jorge Teixeira, C3, 230 kV, SE Lechuga, 230/138 kV 3x150 MVA	AM	30 anos
013/2011	SE Nobres em 230/138 kV	MT	30 anos
012/2011	SE Miramar em 230/69 kV, SE Tucuruí em 230/138 kV	AM/RR	30 anos
004/2011	SE Lucas do Rio Verde 230/138 kV	MT	30 anos
009/2010	LT Jorge Teixeira - Lechuga (ex-Cariri) - 230 kV	AM	30 anos
022/2009	LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco - C2 - 230kV	RO, AC	30 anos
021/2009	LT Jauru - Vilhena - Pimenta Bueno - Ji-Paraná - Ariquemes - Samuel - Porto Velho - C3 - 230kV	MT, RO	30 anos
012/2009	Estação Retificadora nº 01 CA/CC - 500/±600 kV - 3150 MW, Estação Inversora nº 01 CC/CA ±600/500 kV - 2950 MW	RO, SP	30 anos
010/2009	SE Coletora Porto Velho 500/230kV, 2 Estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back 400MW, LT Coletora Porto Velho - Porto Velho - C1 e C2 - 230kV	RO	30 anos
002/2009	SE Miranda II - 500/230 kV (450 MVA)	MA	30 anos
001/2009	LT Ribeiro Gonçalves - Balsas - 230 kV, SE Ribeiro Gonçalves - 500/230/69 kV, SE Balsas 230/69 kV	PI, MA	30 anos
007/2008	LT São Luís 2 - São Luís 3 230kV, SE São Luís 3 230/69kV	MA	30 anos
058/2001	Diversos Empreendimentos	PA, MA, PI, TO, MT	30 anos

Fonte: EY / Contratos de Transmissão ANEEL

Com base em informações disponibilizadas pela Administração, não foram considerados novos projetos de expansão de capacidade ao longo do período projetivo, nem renovações de concessões que não estivessem contratadas.

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

DRE Eletronorte Controladora (milhares de BRL) ¹	dez/20	dez/21	jun/22
Receita bruta	6.147.232	10.949.414	6.645.620
Imposto sobre vendas	(1.170.280)	(2.096.827)	(1.437.952)
Receita líquida	4.976.952	8.852.587	5.207.668
Custos operacionais	(2.198.334)	65.629	(2.158.211)
Lucro bruto	2.778.618	8.918.216	3.049.457
Despesas gerais e administrativas	(801.365)	(722.204)	(1.796.708)
Outras (receitas) despesas	971.325	312.819	-
Resultado de equivalência patrimonial	133.135	436.062	(14.946)
EBIT	3.081.713	8.944.893	1.237.803
Receitas financeiras	(44.855)	636.653	(676.077)
Resultados não operacionais	358.119	-	1.619.295
EBT	3.394.977	9.581.546	2.181.021
IR&CSLL	(977.154)	(2.219.908)	(647.011)
Lucro líquido	2.417.822	7.361.638	1.534.010

Indicadores Financeiros	dez/20	dez/21	jun/22
Crescimento da ROL	n/a	77,9%	17,8%
Margem EBIT	61,9%	101,0%	23,9%
Margem EBT	68,2%	108,2%	42,0%

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

[1] Foram feitos ajustes em algumas contas da DF auditada para fins de apresentação e cálculo das margens.

Sumário das informações financeiras históricas

A Administração forneceu as informações de Eletronorte na data-base da avaliação, as quais foram analisadas com o propósito de compreender as tendências dos indicadores operacionais da Empresa.

Demonstração do Resultado do Exercício ("DRE")

A receita líquida em dezembro 2021 apresentou um crescimento de 77,9% em relação a 2020 em decorrência, principalmente, do aumento de i) R\$ 1,5 bilhão na receita de suprimento devido a incorporação da Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A, (ii) R\$ 510 milhões no faturamento da Albras e (iii) R\$ 660 milhões de venda de energia no mercado de curto prazo.

Nesse mesmo período, houve uma entrada de caixa referente à repactuação do risco hidrológico que resultou em custos operacionais positivos. Especificamente, tal variação positiva refere-se ao resultado na rubrica de Energia Elétrica comprada para revenda, no valor de R\$ 2,8 bilhões, devido à recuperação de custos com a repactuação do risco hidrológico - GSF no montante de R\$ 3,0 bilhões, vinculada a extensão da concessão das usinas UHE Tucuruí, UHE Samuel e UHE Curuá-Una. O reconhecimento destes valores positivos nos custos da Empresa resultou em um EBIT superior à receita líquida do período, o que levou a margem EBIT para o patamar de 101,0%.

Já a receita operacional líquida anualizada do primeiro semestre de 2022 apresentou um crescimento de 17,8% em relação ao ano anterior, resultado, (i) da celebração de novos contratos de concessão de geração de energia em substituição aos contratos que se enquadram no art. 2º da Lei nº 14.182/2021, no âmbito do processo de desestatização da Eletrobras, e (ii) do Leilão de Transmissão Aneel nº 1/2022, no qual a Empresa arrematou o lote de um empreendimento de transmissão de energia.

No entanto, houve um aumento mais do que proporcional nos custos operacionais do período, reflexo do aumento de R\$ 1,3 bilhão do custo com combustível para produção de energia na UTE Mauá 3, o que contribuiu para a queda da margem EBIT no período, para 23,9%.

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balanco patrimonial Eletronorte Controladora (milhares de BRL)	dez/20	dez/21	jun/22
Caixa e equivalentes de caixa	1.145	33.529	322.160
Contas a receber de clientes - CP	709.868	1.888.012	1.930.974
Estoque	83.482	127.900	137.926
Títulos e valores mobiliários - CP	1.239.589	3.064.153	2.244.325
Crédito de imposto - CP	5.258	194.705	313.007
Ativo contratual da concessão - CP	1.665.948	1.246.665	1.298.029
Instrumentos financeiros derivativos - CP Ativo	317.443	690.333	527.232
Impostos e contribuições sociais diferidos - CP Ativo	189.526	37.485	208.484
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	-	-	72
Contas a receber de operações de mútuo - CP	38.207	44.101	-
Outros ativos circulantes	375.603	382.030	349.380
Ativo circulante	4.626.069	7.708.914	7.331.589
Contas a receber de clientes - LP	-	1.035.578	501.677
Títulos e valores mobiliários - LP	103	110	113
Crédito de imposto - LP	39.236	64.668	204.155
Ativo contratual da concessão - LP	8.199.109	9.365.825	9.708.346
Instrumentos financeiros derivativos - LP	310.100	653.022	526.570
Imposto e contribuições sociais diferidos - LP Ativo	387.462	176.828	-
Depósitos judiciais	151.761	258.918	229.999
Outros ativos não circulantes - LP	258.444	735.094	791.209
Ativo não circulante	9.346.215	12.290.043	11.962.069
Investimentos	5.299.739	3.841.526	3.791.203
Imobilizado	5.342.245	7.687.039	4.521.989
Intangível	121.548	2.971.930	28.899.558
Depreciação/Amortização Acumuladas	-	-	-
Ativos fixos	10.763.532	14.500.495	37.212.750
Total do ativo	24.735.816	34.499.451	56.506.408

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanco Patrimonial ("BP") - Ativo

Analisando o comportamento histórico das contas patrimoniais da Eletronorte, observa-se que houve uma variação de 39% no ativo total da Empresa entre 2020 e 2021, saindo de R\$ 24,7 bilhões para R\$ 34,5 bilhões, seguida por uma variação de 64% no primeiro semestre de 2022 em relação a 2021, chegando a R\$ 56,5 bilhões.

Em dezembro de 2021 houve um aumento relevante das contas a receber de clientes e do ativo contratual de concessão. O aumento de contas a receber de clientes, de R\$ 709 milhões para R\$ 2,9 bilhões, foi resultado do aumento no suprimento de energia quando comparado ao mesmo período de 2020 em função, principalmente, de reajustes anuais dos preços de energia e do aumento no nível de despacho de energia solicitado pelo ONS para as usinas de Mauá 3 e Aparecida. Já o aumento do Ativo Contratual de Concessão, da ordem de 7,6%, foi resultado da remensuração do ativo da concessão referente a RBSE e pelo reperfilamento do componente financeiro da RBSE, que gerou um aumento no fluxo de pagamentos previstos para os ciclos posteriores a 2023 até o ciclo 2027/2028, preservando a remuneração pelo custo de capital próprio para a RBSE. Adicionalmente, no ciclo 2021/2022 a ANEEL reconheceu, além da correção pelo IPCA, a remuneração da RBSE pelo custo de capital próprio.

Já em 2022, houve um aumento expressivo no ativo intangível da Empresa, de R\$ 3,0 bilhões para R\$ 28,9 bilhões, principalmente em função da celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica em substituição aos contratos de concessão vigentes para as usinas hidrelétricas contempladas pela Lei 14.182/2021. Tal lei condicionou à desestatização da Eletrobras a celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, por trinta anos, além da revisão da garantia física desses empreendimentos.

Dentre as contas do ativo da Eletronorte, aquelas consideradas no capital de giro foram: Contas a receber de clientes e Crédito de imposto. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e adicionadas ao valor presente dos fluxos de caixa..

3.2 Informações financeiras históricas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Balço patrimonial Eletronorte Controladora (milhares de BRL)	dez/20	dez/21	jun/22
Balço patrimonial Eletronorte Controladora			
Empréstimos e financiamentos - CP	1.306.455	1.454.890	1.352.415
Fornecedores	453.286	761.502	684.536
Impostos e contribuições a recolher	12.438	37.012	476.480
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.411.558	2.482.651	1.553.074
Penalidades Contratuais - CP	-	-	1.905.125
Taxas regulamentares - CP	286.190	363.790	508.864
Outros passivos circulantes - CP	216.714	434.566	738.814
Provisões - CP	1.970.325	529.663	713.283
Passivo circulante	5.656.966	6.064.074	7.932.591
Empréstimos e financiamentos - LP	1.780.242	3.473.194	2.658.831
Penalidades Contratuais - LP	-	-	8.252.047
Impostos e contribuições sociais diferidos - LP	-	1.960.428	899.878
Passivo	-	-	1.030.762
Instrumentos financeiros derivativos - LP Passivo	-	-	1.030.762
Provisões - LP	1.475.630	2.629.676	2.644.645
Outros passivos não circulantes - LP	576.901	769.051	11.950.616
Passivo não circulante	3.832.773	8.832.349	27.436.779
Capital social	11.576.263	11.576.263	11.576.263
Reservas de capital	-	-	(318.964)
Lucros/prejuízos acumulados	(55.591)	(318.964)	1.534.010
Reservas de lucros	3.725.405	8.345.729	8.345.729
Patrimônio Líquido	15.246.077	19.603.028	21.137.038
Total Passivo e Patrimônio Líquido	24.735.816	34.499.451	56.506.408

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balço Patrimonial ("BP") - Passivo

Analisando o comportamento histórico do passivo de curto e longo prazo de Eletronorte, nota-se que a variação de 57% de 2021 em relação a 2020 pode ser atribuída principalmente ao aumento de 59,7% do saldo de empréstimos e financiamentos e de 75,9% dos Dividendos e juros sobre capital próprio.

O aumento dos empréstimos e financiamentos teve origem na contratação de uma Cédula de Crédito Bancário, firmada com o Banco Bradesco S.A., no montante de R\$ 1 bilhão. Já a variação na rubrica de Dividendos e juros sobre capital próprio se deu uma vez que em 27 de outubro de 2021 o Conselho da Eletronorte aprovou a proposta de rratificação da destinação do resultado dos exercícios de 2018 a 2020, com quitação total dos dividendos não distribuídos no montante de R\$ 1,0 bilhão, R\$ 256 milhões e R\$ 536 milhões dos exercício de 2018, 2019 e 2020, respectivamente.

No primeiro semestre de 2022, o passivo da Eletronorte aumentou 137% em relação a dez/2021, basicamente em função do reconhecimento das obrigações da Lei nº 14.182/2021, que determinou obrigações de fazer das concessões detidas no nível corporativo de Eletronorte como contrapartida para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia, relacionadas ao pagamento à CDE e ao desenvolvimento de projetos na Amazônia Legal com vistas a reduzir estruturalmente os custos de geração de energia e para a navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins.

Já a dívida da Empresa totalizava R\$ 3,1 bilhões em 2020 e cresceu 59,7% em 2021, para R\$ 4,9 bilhões, resultado da nova captação mencionada, e se reduziu em 18,6%, para R\$ 4,0 bilhões em junho de 2022.

Analisando a relação dívida/patrimônio líquido da Empresa entre dezembro de 2020 e junho de 2022, é possível observar uma relação estável do grau de endividamento nesse período: essa razão era de 20,2% em 2020, aumentou para 25,1% em 2021 e reduziu novamente para 19,0% no primeiro semestre de 2022.

Dentre as contas do passivo da Eletronorte, aquelas consideradas no capital de giro foram: Fornecedores, Salários e encargos a pagar, Impostos e contribuições a recolher e Taxas regulamentares. As demais contas foram tratadas como não operacionais e, portanto, foram incluídas na análise como ajustes de valor e subtraídas ao valor presente dos fluxos de caixa.

3.3 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A avaliação da Eletronorte foi realizada através da Abordagem de Renda, método do fluxo de caixa descontado.

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Descrição

A Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte) foi criada em 1973 com o objetivo de explorar as atividades econômicas relacionadas ao setor de energia elétrica, devido ao relevante interesse coletivo de prover energia limpa, segura e de qualidade para a sociedade brasileira. A empresa atua no setor elétrico com geração, transmissão e prestação de serviços correlatos (consumidores livres, geradoras, transmissoras e distribuidoras).

Premissas Gerais

- ▶ Data-base: 30 de junho de 2022;
- ▶ Período de projeção: 01 de julho de 2022 a 31 de dezembro de 2052;
- ▶ Moeda: Reais (“BRL”) em termos nominais;
- ▶ Taxa de desconto: 10,4% em termos nominais, de acordo com a metodologia Weighted Average Cost of Capital (“WACC”);
- ▶ Ajustes: ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e dívidas, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital de Eletronorte.

Informações Financeiras Projetadas

Abaixo segue a descrição geral das principais contas projetadas para a projeção do fluxo de caixa descontado.

- ▶ **Receita Líquida - Geração:** foram consideradas projeções para as usinas hidrelétricas de Tucuruí, Curuá-Uma, Samuel, Coaracy Nunes e Balbina e

as usinas termelétricas Mauá 3 e Aparecida. As receitas foram projetadas com as seguintes aberturas: Receita Anual de Geração (RAG), contratos ACR, contratos ACL e venda de energia no mercado SPOT. Os contratos no ACR representam 4% do volume comercializado entre 2022 e 2052, totalizando 5.762 MWmed até 2030, a um preço médio de R\$ 371/MWh na data-base, o qual é reajustado anualmente pelo IPCA. Já os contratos do ACL representam 5% do volume total comercializado no período, totalizando 6.534 MWmed até 2026 a um preço médio na data-base de R\$ 179/MWh, sendo igualmente reajustado anualmente pelo IPCA. Entre 2022 e 2052, foi considerado que haverá a venda de 120.816 MWmed no mercado SPOT a um preço médio de R\$ 169/MWh. e corrigido anualmente por IPCA. Os montantes de energia descritos acima se alteram entre os segmentos de venda (ACR, ACL e SPOT) e os anos conforme os contratos vigentes na data-base e a estratégia de comercialização da Empresa. A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado.

- ▶ **Receita Líquida - Transmissão:** a receita de transmissão é proveniente da Receita Anual Permitida (“RAP”) dos 13 contratos que Eletronorte possui. A RAP é aprovada pela ANEEL e divulgada anualmente (normalmente no mês de junho) na Revisão Tarifária Periódica. Foram considerados os valores de RAP para os ciclos futuros, inclusive os valores de reforço desde que homologados pela ANEEL na data-base, com correções por IPCA.
- ▶ **Deduções:** Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Outras deduções incidentes sobre a receita bruta são: RGR (Reserva Global de Redução), TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica), CFURH (Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos) e P&D.

3.3 Informações financeiras projetadas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Informações Financeiras Projetadas (cont.)

- ▶ **Custos e despesas:** os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, seguros, O&M, pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros. As premissas de custos e despesas foram disponibilizadas pela Administração, sendo corrigidas anualmente pelo IPCA.
- ▶ **Margem EBITDA:** com base nas premissas de receita, custos e despesas, a margem EBITDA média anual projetada foi de 58,7%.
- ▶ **Depreciação:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 3,17% ao ano conforme valores históricos disponíveis na demonstração financeira da empresa.
- ▶ **Amortização:** a Lei 14.182/2021 condicionou a desestatização da Eletrobras à celebração de novos contratos de concessão de geração elétrica, por trinta anos, em substituição aos contratos vigentes. Esses novos contratos possibilitaram a alteração do regime de exploração para a produção independente das usinas cotizadas (descotização). A amortização do Ativo Intangível relativo às novas outorgas decorrentes da Capitalização da Eletrobras foi calculada de forma proporcional à descotização entre 2023 e 2026, e de forma linear de 2027 até 2052, exceto para UHE Tucuruí e UHE Curuá-Una que seguiram uma amortização linear até 2052.
- ▶ **Capex:** foram considerados os investimentos corporativos previstos nas projeções disponibilizados pela Administração, exceto aqueles relacionados a expansões, ampliações e implantações.
- ▶ **Impostos diretos:** a projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual Eletronorte está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%. A avaliação considerou o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R\$ 208,4 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real, de acordo com a legislação brasileira.

Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ. Para fins de projeção, foi calculada uma média ponderada do benefício com base nas usinas da Eletronorte. Com isso, estimou-se que haverá o benefício até 2029.

- ▶ **Capital de giro:** o capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas de Eletronorte. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os *drivers* históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, a partir da média dos dias de capital de giro calculados para os últimos 3 períodos históricos.

Para detalhes da avaliação por FCD da Eletronorte, consultar o Anexo 1.

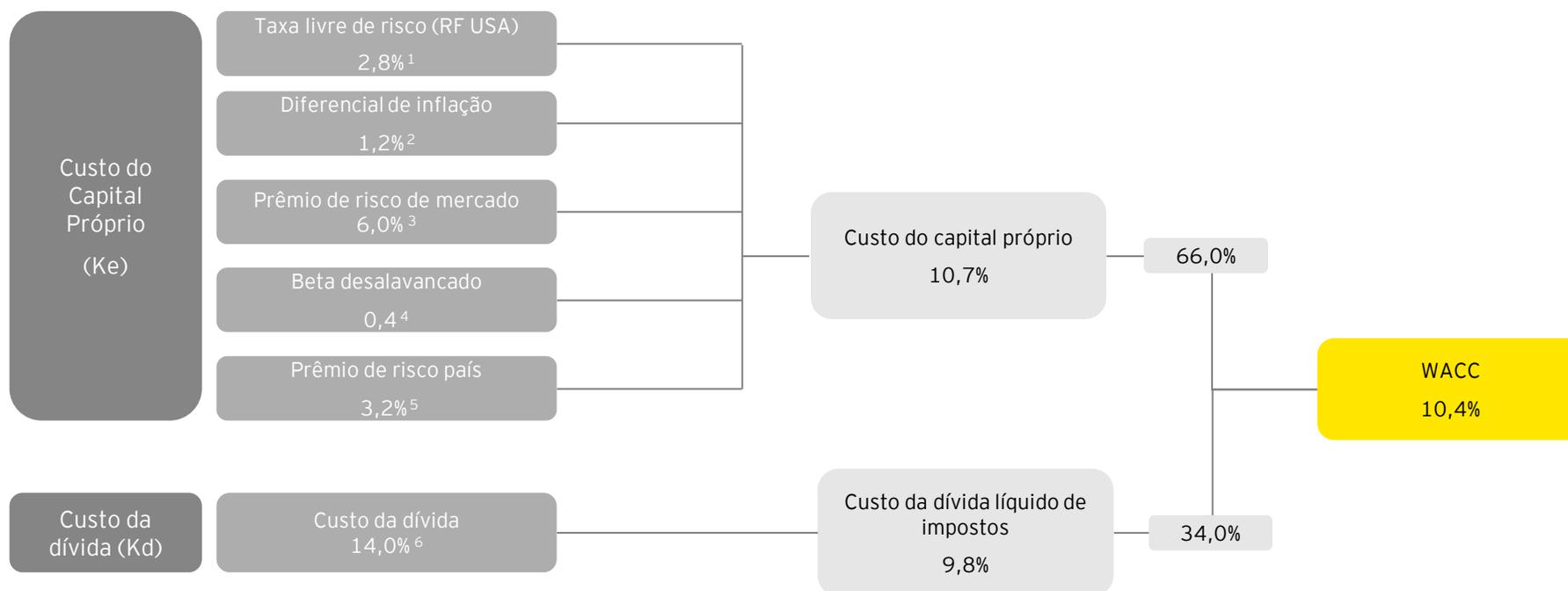
Principais Premissas Operacionais	Eletronorte
Período de concessão (anos)	30
Término da concessão*	dez/52
Capacidade instalada (MW)	9.879
Garantia física (MW)	4.970
Volume vendido ACR (MWmed)	5.762
Volume vendido ACL (MWmed)	6.534
Volume vendido/comprado SPOT (MWmed)	120.816
Preço médio de venda no ACR (R\$/MWh)	370,9
Preço médio de venda no ACL (R\$/MWh)	179,0
Preço de venda SPOT (R\$/MWh)	169,0
Benefícios SUDAM	2029

* Para as receitas de geração e transmissão considerou-se o prazo de cada contrato, reduzindo ao longo da projeção.

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

3.4 Taxa de desconto

Abaixo são apresentados os parâmetros que formam a taxa de desconto utilizada na análise. Para detalhes da metodologia da taxa de desconto consultar o Apêndice.



Notas:

[1] Fonte: Federal Reserve (média histórica de 6 meses dos T-bonds de 20 anos)

[2] Diferença entre as inflações projetadas de longo prazo Norte Americana (fonte Federal Reserve) e Brasileira (fonte: BACEN)

[3] Fonte: EY LLP - O prêmio de risco de mercado é baseado no prêmio de risco histórico e expectativas de prêmio de risco futuro

[4] Com base na média das empresas comparáveis de geração e transmissão selecionadas. Fonte: Capital IQ

[5] Fonte: JP Morgan EMBI + (média histórica de 6 meses)

[6] Referente à média ponderada de todos os financiamentos da companhia na data-base

Demais informações são disponibilizadas no Apêndice.

3.5 Ajustes de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ajuste de itens não operacionais

Ativos/passivos não operacionais, dívida e caixa & equivalentes não fizeram parte das projeções de fluxo de caixa, portanto foram incluídos na análise como ajustes de valor e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa e perpetuidade.

Os ativos e passivos detalhados ao lado, foram classificados como não operacionais (“NOP”) ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais de Eletronorte.

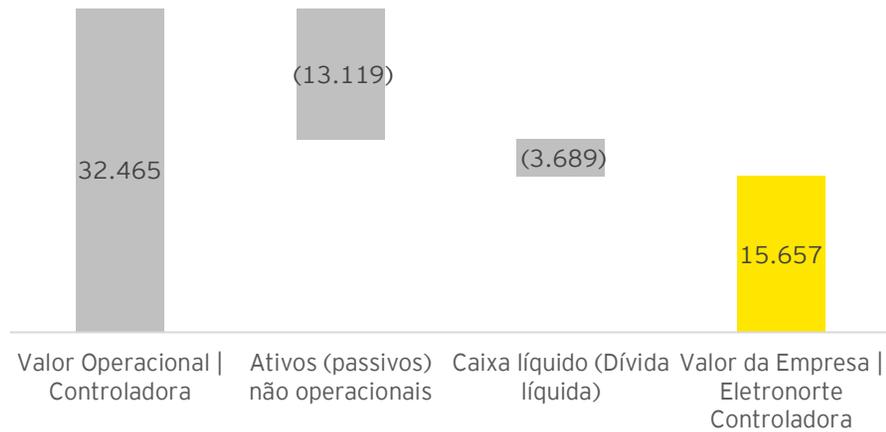
Ativos não operacionais (BRL milhares)	
Estoque	137.926
Títulos e valores mobiliários - CP	2.244.325
Instrumentos financeiros derivativos - CP Ativo	527.232
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	72
Outros ativos circulantes - CP	349.380
Contas a receber de clientes - LP	501.677
Títulos e valores mobiliários - LP	113
Crédito de imposto - LP	204.155
Instrumentos financeiros derivativos - LP Ativo	526.570
Depósitos judiciais	229.999
Outros ativos não circulantes - LP	791.209
Total	5.512.658
Passivos não operacionais (BRL milhares)	
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.553.074
Outros passivos circulantes - CP	738.814
Provisões - CP	713.283
Passivo diferido - LP Passivo	1.030.762
Provisões - LP	2.644.645
Outros passivos não circulantes - LP	11.950.616
Total	18.631.194
Ativos e passivos não operacionais líquido	(13.118.536)

Fonte: EY / Administração

3.6 Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Composição de Valor | Controladora (em milhões de BRL)



Composição de Valor | Controladora (BRL milhões)

Valor Operacional Controladora	32.465
Ativos (passivos) não operacionais	(13.119)
Caixa líquido (Dívida líquida)	(3.689)
Valor da Empresa Eletronorte Controladora¹	15.657
Múltiplo Implícito	
EV/EBITDA	8,4x
EV/ROL	3,4x

¹não inclui o valor dos Investimentos em Controladas e Coligadas

O Anexo 7 apresenta os detalhes sobre as empresas comparáveis selecionadas.

Fonte: EY / Administração

4 Avaliação das Investidas

- 28 Visão geral das Empresas Investidas
- 30 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração
- 36 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão
- 42 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração
- 48 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Transmissão

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo lista as Empresas Investidas avaliadas. As seções de 4.1 a 4.4 detalham a avaliação econômico-financeira das Empresas Investidas.

Empresa	% Participação	Valor Justo do Capital (R\$ milhões)	Principal Metodologia de Avaliação adotada	Segmento
Transnorte Energia S.A.	49,00%	2	Book Value	Transmissão
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	24,50%	297	Múltiplos	Geração
Norte Energia S.A.	19,98%	2.240	FCD	Geração
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241	FCD	Geração
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863	FCD	Transmissão

Visão geral das Empresas Investidas

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Transnorte Energia S.A.

Constituída com o propósito de construir, operar e manter a Linha de Transmissão que liga Manaus, capital do estado do Amazonas, a Boa Vista, capital de Roraima, a Transnorte Energia S.A. possui a outorga para exploração comercial do empreendimento pelo prazo de 30 anos contados a partir de Janeiro de 2012. Ao todo, são 721 quilômetros de extensão de linha com tensão de 500 kV. A Transnorte Energia se encontra em estágio pré-operacional com extensa discussão sobre sua viabilidade econômica e incertezas sobre seu início de operação, dessa forma, para fins deste Laudo, seu valor contábil foi determinado como sendo seu Valor Justo.

Energética Águas da Pedra S.A.

Constituída em Abril de 2007, a Energética Águas da Pedra S.A. é a empresa responsável pela exploração do potencial hidrelétrico da Usina Hidrelétrica Dardanelos, no Rio Arapuanã, ao norte do estado de Mato Grosso. Com uma capacidade instalada de 261 MW, a usina opera sob um contrato de concessão de 35 anos firmado em Julho de 2007.

Norte Energia S.A.

Constituída através do Consórcio Norte Energia, vencedor do Leilão 006/2009 da ANEEL, a Norte Energia S.A. opera e comercializa o potencial energético da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e uma garantia física de 4.571 MW médios, a usina está entre as maiores unidades geradoras do país e foi concedida à Norte Energia através de um contrato de concessão de 35 anos contados a partir de Agosto de 2010.

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)

Com o objetivo de construir, operar e manter instalações de transmissão destinadas a escoar a energia gerada pela Usina Hidrelétrica de Belo Monte, a Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. é uma Sociedade de Propósito Específico constituída em Março de 2014 após sagrar-se vencedora do Leilão de Transmissão 011/2013, da ANEEL, o qual concedeu à SPE o direito de exploração comercial de uma linha de transmissão com tensão de 800 kV e mais de 2 mil quilômetros de extensão, além de outras instalações relacionadas.

Companhia Energética Sinop S.A.

Através do Leilão 006/2013, promovido pela ANEEL, a Companhia Energética Sinop S.A. foi constituída para gestão, operação e comercialização da energia gerada pela UHE Sinop, localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Cláudio e Itaúba, no estado do Mato Grosso. O contrato de concessão foi firmado em 2014 e tem período de vigência de 35 anos.

4.1

Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração

- 31 Informações financeiras projetadas
- 32 Principais premissas operacionais
- 33 Taxa de desconto
- 34 Ativos e passivos não operacionais
- 35 Estimativa de valor

Informações financeiras projetadas

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Premissas Gerais

- ▶ Data-base: 30 de junho de 2022;
- ▶ Período de projeção: em conformidade com os respectivos prazos dos contratos de concessão das Empresas Investidas;
- ▶ Moeda: Reais (“BRL”) em termos nominais;
- ▶ Taxa de desconto: Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (“WACC”). Vide página 33 para detalhes;
- ▶ Ajustes: Ativos e passivos não operacionais, incluindo caixa e endividamento, não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor do capital das Empresas Investidas;

Informações Financeiras Projetadas

- ▶ **Receita líquida:** As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pelas Empresas Investidas. A receita é derivada do fornecimento de energia, para a qual é cobrada uma tarifa que pode ser estabelecida por contrato regulamentado pela CCEE e resultante de leilões públicos ou acordos entre as partes, bem como a venda no mercado de curto prazo. A receita é projetada levando-se em conta a energia assegurada nos contratos de concessões e a energia gerada pela usina.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Adicionalmente, foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R\$ 169/MWh. Destaca-se que algumas Empresas Investidas possuem seguro de repactuação de risco hidrológico, os quais foram considerados na projeção durante seu prazo de vigência.

- ▶ **Custos:** Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custo com compra de energia, seguros, UBP,

O&M, pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros.

Os encargos de uso e conexão se referem aos encargos setoriais de TFSEE, CFURH e TUST. A TFSEE foi calculada considerando o BETU de R\$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R\$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base nas tarifas aplicáveis a cada uma das Empresas Investidas.

A avaliação considerou a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R\$ 169/MWh para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados.

Os demais custos e despesas foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

- ▶ **Depreciação:** As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,0% a 4,0% ao ano, a depender da empresa. É importante ressaltar que ao final da projeção são considerados os saldos residuais referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo de cada Empresa Investida.
- ▶ **Capex:** Os novos investimentos foram projetados com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção dos ativos existentes e foram estimados conforme expectativas da Administração.
- ▶ **Impostos diretos:** A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real. A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base. Adicionalmente, foram considerados os benefícios fiscais da SUDAM/SUDENE, quando aplicáveis, que permitem uma redução de 75% da alíquota do IRPJ.
- ▶ **Capital de giro:** O capital de giro necessário para as operações foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais de cada uma das empresas avaliadas.

Para detalhes da avaliação por FCD das Empresas Investidas do segmento de geração, consultar os Anexos 2 e 3. Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

Principais premissas operacionais

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar os Anexos 2 e 3.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Norte Energia S.A.	Companhia Energética Sinop S.A.
Período de concessão (anos)	27	31
Prazo da concessão	07/2046	01/2050
Período remanescente da concessão (anos)	24 anos e 1 mês	27 anos e 7 meses
Data fim do ACR	2045	2047
Capacidade instalada (MW)	11.233	402
Garantia física (MW)	4.571	243
Volume vendido ACR (MW)*	3.200	216
Volume vendido ACL (MW)*	672	6
Preço médio de venda (R\$/MWh)*	173,4	184,8
Seguro GSF	SP100	SP95
Benefício SUDAM	2027	2029

*Em 30/06/2022.

4 Avaliação das Investidas

Taxa de Desconto

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela a seguir apresenta o detalhamento da taxa de desconto utilizada para descontar os fluxos de caixa projetados de cada uma das empresas avaliadas. Para detalhes das empresas comparáveis utilizadas no cálculo da taxa de desconto para as Empresas Investidas do segmento de Geração avaliadas por FCD, consultar o Anexo 7.

Parâmetros	Norte Energia S.A.	Companhia Energética Sinop S.A.
Beta desalavancado	0,54	0,54
Capital de terceiros/Capital próprio	62,7%	62,7%
Taxa de IR&CSLL ¹	29,5%	28,8%
Beta realavancado	0,78	0,79
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%
CAPM nominal	12,0%	12,1%
Custo da dívida real (post-tax)	6,3%	7,6%
Capital de terceiros (D)	38,5%	38,5%
Capital próprio (E)	61,5%	61,5%
Taxa de desconto (WACC)	9,8%	10,3%

¹Alíquota média considerada ao longo da projeção.

Ativos e passivos não operacionais

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ativos/passivos não operacionais, dívida e caixa & equivalentes não fizeram parte das projeções de fluxo de caixa, portanto foram incluídos na análise como ajustes de valor e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa.

Os ativos e passivos detalhados abaixo foram classificados como não operacionais (“NOP”) ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Geração, avaliadas por FCD, consultar os Anexos 2 e 3.

Componentes dos ajustes R\$ milhões	Norte Energia S.A.	Companhia Energética Sinop S.A.
(+) ANOPs*	1.069	339
(-) PNOPs*	(307)	(76)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	762	263
(+) Caixa & equivalentes**	919	192
(-) Dívida total	(29.409)	(1.469)
Caixa líquido / (Dívida líquida)	(28.490)	(1.277)

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais. Vale mencionar que a conta de “Tributos Diferidos” foi dividida entre “Tributos Diferidos - Prejuízo Fiscal/Base Negativa” e “Tributos Diferidos - Diferenças Temporárias” de modo que, a primeira foi tratada como operacional nas projeções, enquanto a segunda, como NOP.

** Foi considerado apenas o saldo de caixa para deduzir da dívida bruta e obter a dívida líquida. O saldo de “Títulos e valores mobiliários”, “Aplicações financeiras” e afins foi considerado na composição dos ativos não operacionais.

4 Avaliação das Investidas

Estimativa de Valor

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por FCD, do segmento de geração.

Composição do valor (R\$ milhões)	Norte Energia S.A.	Companhia Energética Sinop S.A.
Valor Operacional	38.939	1.998
Caixa líquido (dívida líquida)	(28.490)	(1.277)
NOPs, líquidos	762	263
Valor da empresa	11.212	984
% Participação Eletronorte	19,98%	24,50%
Valor justo da participação de Eletronorte na empresa	2.240	241

4.2

Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão

- 37 Informações financeiras projetadas
- 38 Principais premissas operacionais
- 39 Taxa de desconto
- 40 Ativos e passivos não operacionais
- 41 Estimativa de valor

Informações financeiras projetadas

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração e/ou pela Empresa.

Premissas Gerais

- ▶ **Data-base:** 30 de junho de 2022;
- ▶ **Período de projeção:** foram projetados os anos remanescentes para o término do contrato de concessão a partir da data-base.
- ▶ **Moeda:** Reais (“BRL”) em termos nominais;
- ▶ **Taxa de desconto:** Calculada em Reais (BRL) em termos nominais, de acordo com a metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (“WACC”). Vide página 39 para detalhes;
- ▶ **Ajustes:** Ativos e passivos não operacionais não foram considerados nas projeções de fluxo de caixa. Quando observados, foram tratados à parte e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa, impactando no valor das empresas avaliadas;

Informações Financeiras Projetadas

- ▶ **Receita:** As Receitas das Transmissoras são provenientes das respectivas Receitas Anuais Permitidas (“RAP”), referente aos serviços prestados na Rede Básica e estabelecidas via contrato de concessão com a ANEEL. Para fins de contabilização da interpretação técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes), a Receita Operacional Bruta das Transmissoras é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por: Receita de Operação, Remuneração dos Ativos de Concessão e Receita de Construção.
- ▶ **Custos e despesas operacionais:** Os custos e despesas operacionais foram projetados com base nos valores fornecidos pela Administração, sendo reajustados pelo IPCA a ser incorrido em cada ano de projeção. Dessa forma, a margem EBITDA projetada para análise das Empresas Investidas se manteve estável ao longo do período projetivo.
- ▶ **Capex:** Novos investimentos foram previstos pela Administração

considerando a natureza das operações das Transmissoras e a manutenção de suas redes de transmissão.

- ▶ **Valor residual:** Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão as Empresas Investidas receberão o ativo imobilizado regulatório líquido como indenização, sendo essa estimada durante o período da concessão com base no investimento em CAPEX e na depreciação regulatória.
- ▶ **Impostos:** As Transmissoras operam sob o regime de Lucro Real com as alíquotas IR e CSLL totalizando 34%, conforme a legislação vigente.
- ▶ **Capital de giro:** O capital de giro necessário à operação de cada uns dos ativos foi projetado observando o comportamento histórico das contas operacionais das empresas que encontram-se em operação comercial.

Para detalhes da avaliação por FCD das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 4.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados na página 38.

4 Avaliação das Investidas

Principais premissas operacionais

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela a seguir apresenta as principais premissas operacionais utilizadas para cada uma das respectivas empresas na avaliação por FCD. Para detalhes das informações financeiras projetadas destas empresas, consultar o Anexo 4.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
Período de concessão (anos)	30
Fim da operação	06/2044
Período remanescente da concessão	22 anos
RAP - Ciclo 22/23 (R\$ mil)	760.584
Indisponibilidade (% RAP)	1,6%
TFSEE (% ROB)	0,4%
RGR (% ROB)	0,0%
P&D (% ROL menos TFSEE e RGR)	1,0%

4 Avaliação das Investidas

Taxa de Desconto

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela a seguir apresenta o detalhamento da taxa de desconto utilizada para descontar os fluxos de caixa projetados de cada uma das empresas avaliadas. Para detalhes das empresas comparáveis utilizadas no cálculo da taxa de desconto para as Empresas Investidas do segmento de Transmissão avaliadas por FCD, consultar o Anexo 7.

Parâmetros	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
Beta desalavancado	0,49
Capital de terceiros/Capital próprio	29,1%
Taxa de IR&CSLL	28,0%
Beta realavancado	0,59
Prêmio de risco de mercado	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%
Risco Brasil	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%
CAPM nominal	10,8%
Custo da dívida (post-tax)	4,6%
Capital de terceiros (D)	22,5%
Capital próprio (E)	77,5%
Taxa de desconto (WACC)	9,4%

Ativos e passivos não operacionais

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Ativos/passivos não operacionais, dívida e caixa & equivalentes não fizeram parte das projeções de fluxo de caixa, portanto foram incluídos na análise como ajustes de valor e adicionados/subtraídos do valor presente dos fluxos de caixa.

Os ativos e passivos detalhados abaixo foram classificados como não operacionais (“NOP”) ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Para detalhes dos ajustes de valor incluídos no cálculo do valor justo das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, avaliadas por FCD, consultar o Anexo 4.

Componentes dos ajustes R\$ milhões	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.
(+) ANOPs*	168
(-) PNOPs**	(31)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	137
(+) Caixa & equivalentes	174
(-) Dívida total	(3.076)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	(2.902)

*ANOPs e PNOPs são abreviações referentes respectivamente aos ativos não operacionais e passivos não operacionais.

4 Avaliação das Investidas

Estimativa de Valor

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para a empresa avaliada por FCD, do segmento de transmissão.

Composição do valor R\$ milhões	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
Valor Operacional	6.287
Caixa líquido (dívida líquida)	(2.902)
NOPs, líquidos	137
Valor da empresa	3.522
% Participação Eletronorte	24,5%
Valor justo da participação de Eletronorte na empresa	863

4.3

Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração

- 43 Avaliação por múltiplos de Mercado
- 44 Múltiplos das Comparáveis
- 45 Múltiplos selecionados
- 47 Estimativa de valor

Avaliação por múltiplos de mercado

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Indústria: Energia. Subsetor: Geração¹.
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* - "EV"), sendo eles:

- ▶ EV / Receita Líquida LTM
- ▶ EV / Receita Líquida LFY
- ▶ EV / EBITDA LTM
- ▶ EV / EBITDA LFY

Os múltiplos são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* - "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* - "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- ▶ **Rentabilidade** - As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- ▶ **Crescimento** - As taxas de crescimento anual de Receita Líquida e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (Receita Líquida LTM, Receita Líquida LFY, EBITDA LTM e EBITDA LFY).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 5 para mais detalhes.

Múltiplos das comparáveis

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de geração. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 7.

Múltiplos das Comparáveis | Geração

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ ROL LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ ROL LFY
Alupar Investimento S.A.	5,0x	4,0 x	4,1 x	3,0 x
CPFL Energia S.A.	5,9x	1,5 x	5,5 x	1,3 x
Engie Brasil Energia S.A.	6,9x	4,1 x	6,4 x	3,5 x
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	4,7x	3,4 x	3,6 x	2,4 x
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	15,4x	1,7 x	12,0 x	5,1 x
Rio Paranapanema Energia S.A.	6,7x	2,4 x	3,3 x	3,3 x
Neoenergia S.A.	4,8x	1,2 x	5,2 x	1,2 x
Mínimo	4,7 x	1,2 x	3,3 x	1,2 x
1o Quartil	4,9 x	1,6 x	3,8 x	1,8 x
Média	7,1 x	2,6 x	5,7 x	2,8 x
3o Quartil	6,8 x	3,7 x	6,0 x	3,4 x
Máximo	15,4 x	4,1 x	12,0 x	5,1 x
Mediana	5,9x	2,4 x	5,2 x	3,0 x

Fonte: Capital IQ

Fonte: Capital IQ

4 Avaliação das Investidas

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 5.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ ROL LTM	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ ROL LFY	Peso (%)
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Norte Energia S.A.	15,4x	38%	3,7x	13%	12,0x	38%	3,4x	13%
Companhia Energética Sinop S.A.	15,4x	60%	4,1x	40%	12,0x	0%	5,1x	0%

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- ▶ **EV/EBITDA LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- ▶ **EV/EBITDA LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- ▶ **EV/ROL LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.
- ▶ **EV/ROL LFY** Foi atribuído um peso equivalente a 20%, na ponderação entre os múltiplos.

As exceções aos critérios de ponderação dos múltiplos estão descritas a seguir:

- ▶ **Norte Energia S.A:** Foi analisado a performance histórica recente da empresa e foi observado um crescimento do EBITDA acima e mais que proporcional que o crescimento da Receita Operacional Líquida. Desta forma, entendemos que essa nova realidade é mais fidedigna a atual situação da operação e, por isso, atribuímos um peso 25% para a

métrica EV/ROL e de 75% para a métrica EV/EBITDA.

- ▶ **Companhia Energética Sinop S.A.:** Foi analisado a performance histórica recente da empresa e foi observado um novo patamar de performance operacional tanto via Receita Operacional Líquida quanto de EBITDA e Margem EBITDA. Desta forma, entendemos que o período recente representa de forma mais fidedigna a realidade da operação da empresa e, por isso, atribuímos um peso de 100% para as métricas EV/ROL e EV/EBITDA dos últimos dose meses (LTM).

4 Avaliação das Investidas

Estimativa de valor

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de geração. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais ("NOPs") ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa	Valor operacional ¹	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor do Capital (=)	Participação (%) ²	Valor Justo após participação
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	1.227	164	(160)	15	(36)	1.211	24,50%	297
Norte Energia S.A.	38.282	919	(29.409)	1.069	(307)	10.555	19,98%	2.109
Companhia Energética Sinop S.A.	1.791	192	(1.469)	339	(76)	777	24,50%	190

Notas:

(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 5.

(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

4.4

Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Transmissão

- 49 Avaliação por múltiplos de Mercado
- 50 Múltiplos das Comparáveis
- 51 Múltiplos selecionados
- 53 Estimativa de valor

Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Na avaliação por múltiplos de mercado, os múltiplos de avaliação foram calculados com base em dados operacionais de empresas comparáveis de capital aberto ("Comparáveis"). Os múltiplos derivados de Comparáveis fornecem uma indicação de quanto um investidor no mercado estaria disposto a pagar por uma participação minoritária em uma determinada empresa. Esses múltiplos foram aplicados aos dados operacionais das empresas avaliadas para chegar a uma estimativa de valor operacional.

Para a seleção das Comparáveis, realizamos uma pesquisa no S&P Capital IQ utilizando os seguintes critérios:

1. Todas as empresas são negociadas publicamente;
2. Indústria: Energia. Subsetor: Transmissão¹.
3. País: Brasil.

Nota:

1. Para as Empresas Investidas, o subsetor (foco de atuação) foi levado em consideração, sendo segregado entre Geração, Transmissão ou Distribuição. Nos casos em que a atuação de uma determinada empresa avaliada abrangia um ou mais subsetores, uma análise segregada de Receita Líquida e/ou EBITDA por subsetor foi realizada, baseada em informações disponíveis para a data-base.

Avaliação de Múltiplos

Na aplicação da metodologia, os múltiplos de avaliação foram derivados com base em demonstrações financeiras das Comparáveis.

Para eliminar os efeitos de diferentes estruturas de capital entre as Comparáveis, os múltiplos de avaliação foram derivados em uma base não-alavancada.

Assim, os múltiplos foram derivados com base no valor operacional (*enterprise value* - "EV"), sendo eles:

- ▶ EV / RAP LTM+1: Receita Anual Permitida para o ciclo 2022/2023
- ▶ EV / RAP LTM: Receita Anual Permitida para o ciclo 2021/2022
- ▶ EV / EBITDA LTM
- ▶ EV / EBITDA LFM

Os múltiplos de EBITDA são referentes ao último exercício fiscal (*last fiscal year* - "LFY") e aos últimos doze meses imediatamente anteriores a data-base (*last twelve months* - "LTM")

Comparação operacional e financeira

Após identificar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes e calcular múltiplos adequados, foi necessário analisar o desempenho operacional e financeiro das empresas avaliadas em relação às Comparáveis. Na avaliação e comparação das Empresas avaliadas, foram considerados os seguintes fatores:

- ▶ **Rentabilidade** - As margens EBITDA das empresas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações de margens observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).
- ▶ **Crescimento** - As taxas de crescimento da RAP e de EBITDA das empresas avaliadas foram classificadas ao longo do intervalo das indicações das respectivas taxas de crescimento observado para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM, LFY, para EBITDA e LTM + 1 para RAP).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiras correspondentes das empresas, o que resultou em uma série de valores operacionais.

Para o EBITDA, foram realizados ajustes sobre resultados não recorrentes e/ou que não possuem efeito caixa.

Os valores derivados de cada um dos múltiplos selecionados foram ponderados, de acordo com a relevância das métricas financeiras analisadas (RAP LTM, RAP LTM+1, EBITDA LTM e EBITDA LFM).

O valor operacional ponderado foi ajustado pelos saldos de caixa, dívida, ativos não operacionais e passivos não operacionais, resultando em uma estimativa de valor justo para cada uma das empresas avaliadas da data-base.

Consulte o Anexo 6 para mais detalhes.

Múltiplos das comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os múltiplos das Comparáveis selecionadas do segmento de Transmissão. Para detalhes sobre as informações financeiras das empresas comparáveis, consultar o Anexo 7.

Múltiplos das Comparáveis | Transmissão

Empresa	EV/ EBITDA LTM	EV/ RAP LTM	EV/ EBITDA LFY	EV/ RAP LFY
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	5,6x	11,3x	4,8 x	10,7 x
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	5,3x	10,2x	5,1 x	7,9 x
Mínimo	5,3 x	10,2 x	4,8 x	7,9 x
1o Quartil	5,4 x	10,5 x	4,9 x	8,6 x
Média	5,5 x	10,8 x	4,9 x	9,3 x
3o Quartil	5,5 x	11,0 x	5,0 x	10,0 x
Máximo	5,6 x	11,3 x	5,1 x	10,7 x
Mediana	5,5x	10,8x	4,9x	9,3x

Fonte: Capital IQ

4 Avaliação das Investidas

Múltiplos selecionados

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta os valores operacionais derivados da aplicação dos múltiplos, bem como a respectiva ponderação selecionada. Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 6.

Valores derivados da aplicação dos múltiplos de mercado e ponderação (peso)

Empresa (em R\$ milhões)	EV/ EBITDA LTM	Peso (%)	EV/ RAP LTM + 1	Peso (%)	EV/ EBITDA LFY	Peso (%)	EV/ RAP LTM	Peso (%)
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)	5,3 x	16,0%	9,7 x	64,0%	5,0 x	4,0%	10,8 x	16,0%

Fonte: EY/Administração

Múltiplos selecionados

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Comentários específicos em relação à avaliação por múltiplos

Ponderação entre os múltiplos selecionados

De maneira geral, a ponderação entre os múltiplos selecionados seguiu os seguintes critérios:

- ▶ **EV/RAP LTM+1:** Foi atribuído o maior peso, equivalente a 64%, na ponderação entre os múltiplos. A receita das transmissoras, conhecida como RAP (Receita Anual Permitida), é definida por resoluções homologatórias da ANEEL, divulgadas anualmente na Revisão Tarifária Periódica, que estabelece a previsão da RAP para os próximos 12 meses, corrigida pela inflação. Desta forma, o maior peso atribuído a RAP para o próximo ciclo (2022-2023) visa capturar o crescimento esperado, já considerando a remuneração para os investimentos realizados.
- ▶ **EV/RAP LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- ▶ **EV/EBITDA LTM:** Foi atribuído um peso equivalente a 16%, na ponderação entre os múltiplos.
- ▶ **EV/EBITDA LFY:** Foi atribuído um peso equivalente a 4%, na ponderação entre os múltiplos.

Apesar de um maior peso dado para o múltiplo EV/RAP LTM+1, a análise de múltiplos de mercado também capturou a performance histórica de cada empresa frente às Comparáveis.

4 Avaliação das Investidas

Estimativa de valor Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

A tabela abaixo apresenta a composição do valor justo estimado para cada uma das empresas avaliadas por múltiplos, do segmento de geração. Conforme detalhado abaixo, certos ativos e passivos foram considerados não operacionais (“NOPs”) ou porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais das Empresas Investidas.

Empresa	Valor operacional ¹	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%) ²	Valor Justo após participação
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	6.717	174	(3.076)	168	(31)	3.952	24,50%	968

Notas:

(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 6.

(2) Conforme fornecido pela Administração.

Fonte: EY/Administração

The background of the slide is a silhouette of a worker on a power line tower against a bright orange and yellow sunset sky. The worker is wearing a hard hat and is positioned on the right side of the frame, leaning forward and working on the tower structure. The tower's metal framework and power lines are visible, extending across the scene.

5 Conclusão de valor

55 Conclusão de valor

5 Conclusão de Valor

5.1 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Conforme apresentado na seção de metodologia, selecionamos a Metodologia do FCD para a conclusão de valor da Eletronorte e suas Empresas Investidas de capital fechado cujo o valor do investimento, registrado contabilmente pela Empresa na data-base, fosse igual ou superior à R\$ 278 milhões. A metodologia de Múltiplos de Empresas Comparáveis foi utilizada para todas as empresas dentro do escopo de avaliação. No entanto, para as empresas já avaliadas por FCD, Market Cap, ou Valor Transacionado, esta metodologia foi utilizada como análise de razoabilidade para os valores estimados e não para a conclusão de valor.

Dessa forma, de acordo com os parâmetros e premissas mencionados, nossa conclusão de Valor Justo para o total do capital da Empresa é apresentada abaixo:

Composição de Valor (em milhões de BRL)		
Valor Operacional Controladora		32.465
Ativos (passivos) não operacionais		(13.119)
Caixa Líquido (Dívida Líquida)		(3.689)
Valor da Empresa Eletronorte Controladora		15.657
Valor das Empresas Investidas		3.643
Valor da Empresa Consolidado		19.300

Valor por ação	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R\$/ação)
ON	154.094	125,25

Fonte: EY / Administração

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo de Eletronorte Controladora somado ao valor justo de suas Empresas Investidas.

Essa estimativa de valor não considera possíveis contingências, insuficiências ou superveniências ativas ou passivas que não estejam registradas nas posições patrimoniais da Empresa e de suas Empresas Investidas, fornecidas pela Administração. Devido a isso, os resultados apresentados não consideram o seu efeito, caso existam.

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Transnorte Energia S.A.	49,00%	2
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	24,50%	297
Norte Energia S.A.	19,98%	2.240
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863
Companhia Energética Sinop S.A.	24,50%	241
Total		3.643

Conclusão

Com base nas informações analisadas e nas premissas e limitações descritas neste Relatório, nossa avaliação resultou em uma estimativa de valor de justo de R\$ 19.300 milhões para 100% do capital da Eletronorte na data-base de 30 de junho de 2022.

Itens de governança

57 Declaração de limitações gerais

6.1 Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Nossa análise é baseada em informações fornecidas pela administração da Eletrobras. De acordo com as práticas profissionais, a análise é derivada da aplicação da Abordagem da Renda utilizando a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado.

Para atingir o objetivo do trabalho de Avaliação Econômico-Financeira, foram aplicados procedimentos sempre baseados em fatos históricos, econômicos e de mercado vigentes em 30 de junho de 2022. Os valores apresentados nesse relatório são resultantes da análise de dados históricos (financeiros e gerenciais), além de projeções e da análise das estimativas da Administração sobre eventos futuros.

As considerações aqui contidas foram analisadas pelos profissionais da EY e elaboradas com base em dados e fatos fornecidos pela Administração, assim como por fontes externas, quando indicado.

Nenhum dos sócios ou profissionais da EY que fizeram parte da equipe responsável por este trabalho possui participação financeira na Empresa e/ou Empresas Investidas, o que confirma sua independência. Os honorários estimados para a execução deste relatório não têm como base nem estão relacionados com os valores aqui reportados.

Este estudo foi realizado com base nas informações fornecidas pela Administração, as quais foram consideradas verdadeiras, uma vez que não faz parte do escopo deste projeto nenhum tipo de procedimento de auditoria. Como nenhum procedimento de auditoria foi realizado, a EY não pode assumir qualquer responsabilidade com relação às informações históricas e projetadas utilizadas neste Relatório.

As projeções são baseadas nas informações reportadas nas demonstrações financeiras, fornecidas pela administração da Eletrobras, nas experiências adquiridas em reuniões e nas discussões mantidas com a administração da Eletrobras.

Fez parte do nosso trabalho obter informações com Eletronorte e Eletrobras que julgamos confiáveis, sendo a responsabilidade pela sua

veracidade exclusivamente da administração da Eletrobras.

Não foram efetuadas investigações sobre os títulos de propriedade da Empresa, nem verificações da existência de ônus ou gravames.

A EY não é responsável por atualizar este relatório para refletir eventos e circunstâncias que podem ocorrer após a data-base.

Nosso trabalho não contempla nenhum processo de auditoria, due diligence e/ou assessoria tributária e, portanto, não consideramos nesta avaliação quaisquer contingências que não estejam registradas contabilmente pela Empresa na data-base.

Não foi considerado nenhum prêmio de controle na avaliação. Portanto, considerou-se que a estimativa de valor da Eletronorte representa 100% de suas ações.

Não tivemos a oportunidade de expor os negócios ou ativos da Empresa, individualmente ou em conjunto, ao mercado. Como consequência, não pudemos concluir se existem potenciais compradores que desejam pagar uma quantia pelo negócio que exceda a nossa estimativa alcançada.

Este relatório, as estimativas/expectativas, bem como as conclusões apresentadas, são para o uso exclusivo da Administração e dos acionistas de Eletronorte e da Eletrobras, no âmbito da deliberação da operação de Incorporação de Ações. Sendo assim, este documento não pode ser distribuído para outras partes, exceto se requisitado por autoridades locais e fiscais, auditores e advogados das partes, ou sob as seguintes condições:

- A EY deverá ser notificada a respeito de qualquer distribuição deste relatório, que, por sua vez, deverá ser previamente aprovada;
- Os receptores deverão se comprometer, por escrito, a não distribuir este relatório a nenhuma outra parte;
- Este relatório não deverá ser distribuído em partes;

6.1 Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

- Qualquer usuário deste relatório deve estar ciente das condições que nortearam este trabalho, bem como das situações de mercado e econômicas do Brasil; e
- Caso necessário, a EY responderá às perguntas dos receptores relativas a este relatório, às custas da Eletronorte, somente se for acordado anteriormente com os receptores o escopo de tais perguntas e respostas.

Este relatório foi preparado para o propósito descrito no nosso contrato, e não deverá ser utilizado para nenhum outro fim. A EY não assumirá nenhuma responsabilidade por nenhum terceiro e nem em caso de o relatório ser usado fora do propósito mencionado.

Certos dados financeiros usados em nossa avaliação foram derivados de demonstrações financeiras auditadas e/ou não auditadas e são de responsabilidade da administração da Eletronorte. As demonstrações financeiras podem incluir divulgações exigidas pelos princípios contábeis geralmente aceitos. Não verificamos independentemente a precisão ou integridade dos dados fornecidos e não expressamos uma opinião ou oferecemos qualquer forma de garantia em relação à sua precisão ou integridade.

Não assumimos qualquer responsabilidade por quaisquer decisões negociais, contábeis ou fiscais, que são de responsabilidade da administração da Eletronorte. Entendemos que a administração da Eletronorte assume responsabilidade por qualquer questão contábil ou fiscal relacionada aos ativos por nós analisados, pela eventual realização de uma transação e pela utilização final do nosso relatório.

Nossa avaliação é realizada com base em elementos que são razoavelmente esperados, portanto, não leva em consideração possíveis eventos extraordinários e imprevisíveis (novo regulamento para as empresas, mudanças na legislação tributária, catástrofes naturais, eventos

políticos e sociais, nacionalizações, entre outros).

Nossa avaliação foi baseada nas melhores informações e estimativas disponíveis. No entanto, como qualquer projeção engloba risco e incertezas, os resultados reais podem apresentar diferença quando comparados às projeções realizadas.

Os fatores que possam resultar em diferenças entre os fluxos de caixa projetados e os resultados reais incluem mudanças no ambiente externo, alterações no ambiente operacional interno do ativo avaliado e diferenças de modelagem. O método do FCD não antecipa mudanças nos ambientes externo e interno em que a empresa está inserida, exceto aquelas apontadas neste relatório.

7 Apêndices

- 60 Metodologias de Avaliação
- 61 Metodologia Taxa de Desconto
- 62 Análise macroeconômica
- 63 Empresas comparáveis | Geração
- 64 Empresas comparáveis | Transmissão

7.1 Metodologias de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Na avaliação do valor patrimonial ou empresarial de uma empresa, três abordagens diferentes podem ser empregadas para estimar o Valor Justo de Mercado das partes interessadas: a Abordagem de Renda, a Abordagem de Mercado e a Abordagem de Custo. Embora cada uma destas abordagens seja inicialmente considerada na avaliação, a natureza e características da empresa indicarão qual abordagem, ou abordagens, é a mais aplicável.

Abordagem de renda

A abordagem de renda se concentra na capacidade de produção de renda do negócio em questão. Uma metodologia na Abordagem de Renda é o Método do Fluxo de Caixa Descontado, que se concentra no fluxo de caixa esperado da empresa em questão. Ao aplicar esta abordagem, o fluxo de caixa disponível para distribuição é calculado para um período finito de anos.

O fluxo de caixa disponível para distribuição é definido, para fins desta análise, como a quantidade de caixa que poderia ser distribuída sem prejudicar a lucratividade futura ou as operações da empresa. O fluxo de caixa disponível para distribuição e o valor terminal (o valor da empresa sujeita no final do período de estimativa) são então descontados para valor presente para se obter uma indicação do valor da empresa comercial para cada empresa. Para fins desta análise, os fluxos de caixa para todos os investidores são estimados, portanto, a dívida remunerada e a despesa com juros não foram consideradas na derivação dos fluxos de caixa anuais projetados.

Abordagem de mercado

A Abordagem de Mercado é tipicamente composta pelo método de comparação entre empresas públicas similares (Guideline Public Company Method - GPCM) e o método de comparação entre transações similares (Guideline Transactions Method - GTM). O GPCM concentra-se em comparar a empresa em questão para selecionar empresas de capital aberto razoavelmente semelhantes. Sob este método, os múltiplos de avaliação são:

- ▶ Derivados dos dados operacionais das empresas selecionadas;
- ▶ Avaliado e ajustado com base nos pontos fortes e fracos da empresa em questão em relação às empresas públicas selecionadas;
- ▶ Aplicado aos dados operacionais da empresa em questão para chegar a uma indicação de valor;

No GTM, são considerados os preços pagos em transações recentes que ocorreram no setor da empresa em questão ou em setores relacionados.

Abordagem de custos

O Método dos Ativos Líquidos Ajustados representa uma metodologia empregada na Abordagem de Custos para avaliar uma empresa. Nesse método, uma análise de avaliação é realizada para os ativos fixos, financeiros e outros identificados na empresa. O valor agregado derivado desses ativos é então “compensado” com o valor estimado de todos os passivos existentes e potenciais, resultando em uma indicação do valor do patrimônio líquido. Uma empresa de negócios em andamento normalmente vale mais do que o Valor Justo de Mercado de seus ativos subjacentes devido a vários fatores:

- ▶ Os ativos avaliados independentemente podem não refletir o valor econômico relacionado aos fluxos de caixa projetivos que poderiam gerar.
- ▶ Essa abordagem pode não refletir totalmente a sinergia dos ativos, mas sim seus valores independentes.
- ▶ Os ativos intangíveis inerentes ao negócio, como reputação, gerenciamento superior, procedimentos ou sistemas proprietários, ou oportunidades de crescimento superiores são difíceis de mensurar, independentemente do fluxo de caixa que geram.

7.2 Metodologia Taxa de Desconto

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Cálculo da WACC

$$WACC = W_E * K_E + W_D * K_D$$

Onde:

- = Capital próprio/capital de terceiro
- = Custo do capital próprio
- = Valor da dívida remunerada/valor da totalidade do capital
- = Custo do capital de terceiros

Custo de capital próprio

$$K_E = RF + \beta * ERP$$

onde:

- = Taxa de retorno livre de risco
- = Risco sistemático do capital
- = Prêmio de risco de mercado

A metodologia do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) mede a ponderação do custo de dívida e capital próprio pela porcentagem de cada um deles na estrutura de capital da empresa.

A magnitude da taxa de desconto está relacionada com o risco percebido do investimento. O conceito de risco envolve uma situação de investimento em que se conhece uma taxa de retorno sem risco e completa incerteza de retorno monetário. Quando um investidor analisa dois investimentos de mesmo retorno monetário, acaba optando por aquele que menor risco. Assim, quanto maior o risco, maior o retorno esperado.

Custo do capital próprio

Para estimar o custo de oportunidade do capital próprio, é utilizado o Capital asset pricing model (CAPM). O CAPM postula que o custo de oportunidade do capital é igual ao retorno sobre os títulos livres de risco mais um prêmio de risco individual. O prêmio de risco é o risco sistemático da empresa (beta) multiplicado pelo preço de mercado do risco (prêmio de risco de mercado).

Taxa livre de risco

O prêmio oferecido pelo US Treasury bond de 20 anos foi utilizado como retorno aproximado de uma taxa livre de risco. As taxas de títulos mais longos são geralmente consideradas como um resultado mais próximo de uma taxa livre de risco e, apesar de títulos de 30 anos existirem, as taxas dos títulos de 20 anos não refletem a demanda adicional por tais títulos mais longos, considerados como o maior prazo de segurança possível.

Beta

Beta foi selecionado com base na análise de betas de ações de empresas de capital aberto similares. Um coeficiente de beta de 1,0 implica que o retorno da companhia varia de acordo com o mercado em geral. Os betas das empresas comparáveis foram extraídos do S&P Capital IQ. Nosso beta desalavancado para a Empresa é equivalente a média dos betas das empresas comparáveis.

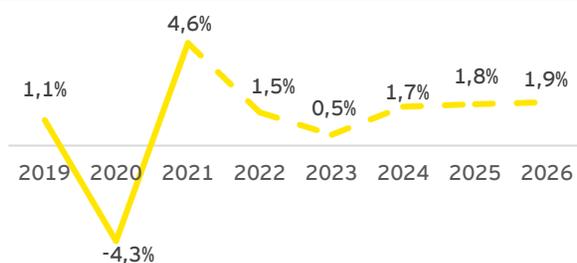
Prêmio de risco de mercado

EY utilizou um prêmio de risco de mercado de 6,0% em nossa estimativa de retorno de capital. Tal prêmio é estimado de acordo com o retorno de um investidor de longo prazo requer frente a demais retornos livres de risco segundo um portfólio diversificado de ações de companhias negociadas nos Estados Unidos. Nosso prêmio leva em consideração retornos históricos realizados tanto no curto quanto estimativas para o longo prazo, estudos acadêmicos publicados recentemente, e reflete o aumento da volatilidade de mercado e incertezas criadas pela pandemia do corona vírus.

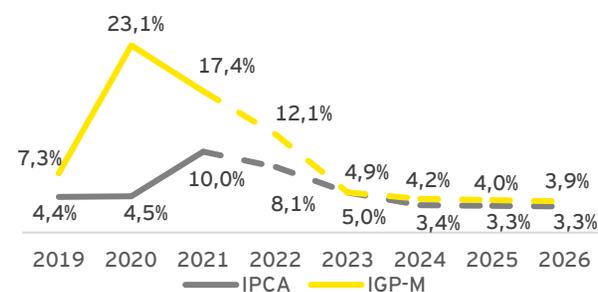
7.3 Análise macroeconômica

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

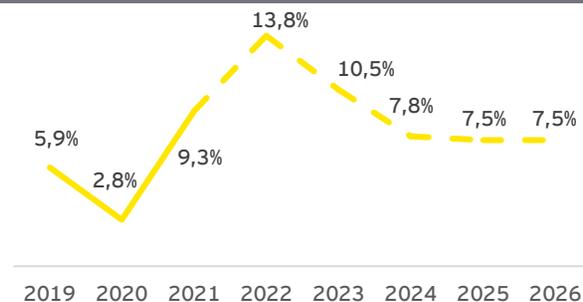
PIB anual (%)



Inflação anual (%)



Selic anual (%)



Fonte: IBGE e Banco Central do Brasil

Análise Macroeconômica

Ao realizar a avaliação econômico-financeira de um negócio ou de seus ativos, é importante compreender as principais tendências econômicas do país em que o mesmo opera. Considerando que a Empresa está inserida no mercado brasileiro, as principais informações macroeconômicas estão apresentadas a seguir. A análise abaixo se refere à data-base deste trabalho, conforme informações divulgadas pelo Banco Central do Brasil (BACEN), Boletim Focus, Fundação Getúlio Vargas (FGV), Oxford Economics e JP Morgan.

Atividade econômica

O Produto Interno Bruto (PIB), encerrou o ano de 2021 em 4,6%. Segundo expectativas do Bacen, até 30 de junho de 2022, é esperado um crescimento médio de 1,5% do PIB em 2022 e 0,5% em 2023.

Inflação

O índice de inflação oficial, IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo), foi de 10,0% em 2021. De acordo com as expectativas de mercado apresentadas pelo Bacen até 30 de junho de 2022, a variação do índice de inflação IPCA deve chegar a 8,1% em 2022 e 5,0% em 2023. Já o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), calculado pela FGV, fechou ano de 2021 em 17,4%. As expectativas dos analistas do Boletim Focus é de que esse índice fique em 12,1% em 2022 e 4,9% em 2023. O aumento da inflação impacta diretamente na tarifa de energia elétrica, a qual é reajustada anualmente com base na variação do IPCA registrada no período.

Política monetária

Considerando o cenário básico, o balanço de riscos e o amplo conjunto de informações disponíveis, o Comitê de Política Monetária (Copom) decidiu, por unanimidade, elevar a taxa básica de juros para 13,25% a.a., em reunião realizada em 15 de junho de 2022. O Comitê entende que essa decisão reflete seu cenário básico e balanço de riscos de variância maior do que a usual para a inflação prospectiva e é compatível com a convergência da inflação para a meta no horizonte relevante, que inclui o ano-calendário de 2022 e 2023.

A taxa de câmbio fechou o mês de março de 2022 em 5,24 BRL/USD. As expectativas de mercado apontam para taxas médias de 5,09 BRL/USD para 2022 e 5,10 BRL/USD para 2023.

Risco-Brasil¹

O índice explicita a diferença de desempenho diário dos títulos da dívida norte-americana e de países emergentes, e é um indicador da saúde financeira do país em questão. O índice terminou o mês de março de 2022 em 294 pontos-base, o que indica uma diferença de 2,94 p.p. entre o desempenho dos títulos brasileiros e dos títulos norte-americanos. A média dos últimos 6 meses foi de 3,34 p.p. Fonte: Embi+, calculado pelo JP Morgan.

7.4 Empresas Comparáveis

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Empresa	Descrição
CPFL Energia S.A.	A CPFL Energia S.A., por meio de suas subsidiárias, gera, transmite, distribui e comercializa energia elétrica para clientes residenciais, industriais e comerciais no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas eólicas, de biomassa, solares e hidrelétricas. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa distribuía eletricidade para aproximadamente 10,2 milhões de clientes, possuía 336.053 quilômetros de linhas de distribuição que incluíam 498.155 transformadores de distribuição e 565 subestações transformadoras de alta a média tensão com capacidade total de transformação de 19.178 MVA. Possui também uma capacidade instalada de 4.385 megawatts. A empresa foi fundada em 1998 e está sediada em Campinas, Brasil. A CPFL Energia S.A. é uma subsidiária da State Grid Brazil Power Participações S.A.
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	A Companhia Paranaense de Energia - COPEL atua na geração, transformação, distribuição e comercialização de energia para clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais entre outros, principalmente no Estado do Paraná, Brasil. A COPEL também está envolvida na distribuição de gás natural canalizado. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 20 usinas hidrelétricas, 30 eólicas e 1 termelétrica com capacidade instalada total de 5.957 megawatts e possuía e operava 3.638 km de linhas de transmissão e 204.957 km de linhas de distribuição. Possui concessões para distribuição de energia elétrica em 394 municípios do Estado do Paraná e no município de Porto União no Estado de Santa Catarina. A Companhia Paranaense de Energia - COPEL foi fundada em 1954 e está sediada em Curitiba, Brasil.
Engie Brasil Energia S.A.	A Engie Brasil Energia S.A., em conjunto com suas subsidiárias, gera e comercializa energia elétrica no Brasil. A empresa opera 68 usinas, incluindo 11 hidrelétricas, 4 usinas termelétricas, 49 usinas eólicas, 3 usinas de biomassa, 2 usinas solares fotovoltaicas, 1 termelétrica convencional e 2 pequenas centrais hidrelétricas nos 21 estados do Brasil. Em 31 de dezembro de 2021, tinha capacidade instalada de 8.218,7 megawatts. A empresa também transporta gás natural por meio de 4.500 km de gasodutos nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte do Brasil. Além disso, atua na fabricação, atacado, venda no varejo, operação e manutenção de painéis solares. A empresa era anteriormente conhecida como Tractebel Energia S.A. e mudou seu nome para Engie Brasil Energia S.A. em julho de 2016. A empresa foi constituída em 2005 e está sediada em Florianópolis, Brasil. A Engie Brasil Energia S.A. atua como subsidiária da ENGIE Brasil Participações Ltda.
AES Brasil Energia S.A.	A AES Brasil Energia S.A., juntamente com suas subsidiárias, atua no negócio de geração de energia renovável no Brasil. Gera eletricidade por meio de fontes hidrelétricas, eólicas e solares. Seu portfólio de ativos tem uma capacidade total instalada de 4,5 GW, incluindo 2.658,4 megawatts hídricos, 1.532,8 megawatts eólicos e 295,1 megawatts solares. A empresa está sediada em São Paulo, Brasil.
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - A Eletrobras, por meio de suas subsidiárias, atua na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. A empresa gera eletricidade por meio de usinas hidrelétricas, térmicas, nucleares, eólicas e solares. Em 31 de dezembro de 2021, possuía e operava 32 usinas hidrelétricas com capacidade instalada total de 46.295,75 megawatts, 9 usinas térmicas, incluindo unidades de geração de energia a carvão, óleo e gás, com capacidade total instalada de 1.505 megawatts e 2 usinas nucleares compostas por Angra I com capacidade instalada de 640 megawatts e Angra II com capacidade instalada de 1.350 megawatts. Também opera 66.556 quilômetros de linhas de transmissão. A empresa foi constituída em 1962 e está sediada no Rio de Janeiro, Brasil.
Companhia Energética de Minas Gerais	A Companhia Energética de Minas Gerais, por meio de suas subsidiárias, atua na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia no Brasil. Em 31 de dezembro de 2021, a empresa operava 70 usinas hidrelétricas, eólicas e solares com capacidade instalada de 5.700 MW e com 545.706 km de linhas de distribuição e 7.160 km de linhas de transmissão. Atua também na aquisição, transporte e distribuição de gás e seus subprodutos e derivados, fornecimento de solução em nuvem, infraestrutura de TI, gerenciamento de TI e serviços de segurança cibernética, fornecimento de sistemas tecnológicos e sistemas de gestão operacional de concessões de serviços públicos, prestação de serviços de telecomunicações, geração distribuída, serviços de contas, cogeração, eficiência energética e atividades de gestão de abastecimento e armazenamento. A empresa foi constituída em 1952 e está sediada em Belo Horizonte, Brasil.

Fonte: Capital IQ

7.4 Empresas Comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Eletronorte	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

Empresa	Descrição
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	A Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. implementa, opera e mantém ativos de transmissão de energia elétrica no Brasil. Opera 14.014 km de linhas de transmissão, que incluem 11.685 km de linhas de transmissão em operação e 2.329 km de linhas em construção, além de 100 subestações com tensão variando de 230 a 525kV. A empresa foi fundada em 2000 está sediada no Rio de Janeiro, Brasil.
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	A CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. atua no ramo de transmissão de energia elétrica no Brasil. Em 31 de dezembro de 2021, possuía capacidade instalada total de transformação de 71,7 mil MVA juntamente com linhas de transmissão de 19 mil quilômetros, 26,1 mil quilômetros de circuitos e 131 subestações. Atua nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Rondônia, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás, Tocantins, Maranhão, Piauí, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Espírito Santo e Bahia. A empresa foi constituída em 1999 e está sediada em São Paulo, Brasil.
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A. opera linhas de transmissão e subestações na Bahia, Brasil. Opera as subestações de Tomba, Funil, Brumado II, Itagibai, Ford, Palo e Camacari no estado da Bahia com capacidade instalada de 600 MVA e linha de transmissão de 489,1 quilômetros. A empresa foi constituída em 2008 e está sediada no Rio de Janeiro, Brasil. A Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A. é uma subsidiária da Neoenergia S.A.

Fonte: Capital IQ

A large, light gray number '8' is positioned on the left side of the page, partially overlapping the background image. The number is semi-transparent and serves as a background for the section title.

Anexos

8.1 Anexos

Índice	Página
Avaliação de Eletronorte Controladora	
1	Eletronorte
1.1	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - DRE 68
1.2	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - FC 71
Avaliação das Investidas por FCD Geração	
2	Norte Energia S.A.
2.1	Norte Energia S.A. - Principais Premissas 72
2.2	Norte Energia S.A. - DRE 73
2.3	Norte Energia S.A. - FC 75
3	Companhia Energética Sinop S.A.
3.1	Companhia Energética Sinop S.A. - Principais Premissas 76
3.2	Companhia Energética Sinop S.A. - DRE 77
3.3	Companhia Energética Sinop S.A. - FC 80
Avaliação das Investidas por FCD Transmissão	
4	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
4.1	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Principais Premissas 81
4.2	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - DRE 82
4.3	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - FC 84

8.1 Anexos

Índice	Página
Avaliação das Investidas por Múltiplos de Mercado	
5	Avaliação por múltiplos de mercado - Geração
5.1	Informações financeiras selecionadas - Geração 85
5.2	Análise por múltiplos de mercado - Geração 86
6	Avaliação por múltiplos de mercado - Transmissão
6.3	Informações financeiras selecionadas - Transmissão 87
6.4	Análise por múltiplos de mercado - Transmissão 88
Informações financeiras das empresas comparáveis	
7.1	Geração 89
7.2	Transmissão 91

8 Anexos

Anexo 1.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - DRE (2020-2033)

Eletronorte Visão Controladora - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	dez/20	dez/21	jun/22	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
DRE (Em BRL milhões)															
Receita Bruta	6.147	10.949	6.646	5.181	10.192	10.208	10.130	10.454	10.804	10.572	10.356	10.607	8.468	8.747	9.035
Geração	3.931	7.877	5.041	3.805	8.813	8.830	8.747	9.069	9.373	9.094	9.417	9.637	7.466	7.712	7.966
Receita Anual Permitida	2.216	3.072	1.604	1.376	1.380	1.378	1.383	1.385	1.431	1.478	939	970	1.002	1.035	1.069
Deduções	(1.170)	(2.097)	(1.430)	(757)	(1.474)	(1.478)	(1.459)	(1.494)	(1.547)	(1.513)	(1.490)	(1.532)	(1.300)	(1.345)	(1.393)
Receita líquida	4.977	8.853	5.215	4.424	8.718	8.730	8.670	8.960	9.256	9.060	8.866	9.075	7.168	7.402	7.642
Custos e Despesas	(2.577)	(6)	(3.345)	(2.411)	(2.451)	(2.716)	(2.993)	(3.153)	(3.531)	(3.644)	(3.646)	(3.900)	(3.275)	(3.383)	(3.494)
Pessoal e Encargos	(1.019)	(1.257)	(622)	(120)	(500)	(517)	(534)	(552)	(574)	(544)	(562)	(695)	(428)	(442)	(457)
Materiais e Produtos (Demais)	(35)	(69)	(29)	(26)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(18)	(19)	(24)	(15)	(15)	(16)
Serviços de Terceiros	(261)	(250)	(137)	(54)	(227)	(235)	(242)	(250)	(260)	(247)	(255)	(315)	(194)	(201)	(207)
Outros Dispendios Correntes	(215)	846	(2.432)	(41)	(242)	(248)	(252)	(124)	(199)	(280)	(274)	(260)	(2)	(3)	(3)
Energia Comprada	(313)	2.787	(99)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(650)	(748)	-	(247)	(1.039)	(1.074)	(1.109)	(1.146)	(1.170)	(1.203)	(1.243)	(1.270)	(1.256)	(1.297)	(1.340)
Combustível	(2)	(1.315)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	(240)	(241)	(240)	(241)	(242)	(250)	(258)	(164)	(169)	(175)	(181)	(186)
Obrigações CDE	-	-	-	(1.682)	(186)	(384)	(595)	(820)	(1.059)	(1.094)	(1.130)	(1.167)	(1.205)	(1.245)	(1.286)
Custo de construção	(83)	-	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	2.400	8.847	1.871	2.013	6.267	6.015	5.677	5.808	5.725	5.416	5.220	5.175	3.893	4.019	4.148
Depreciação e Amortização	(423)	(651)	(610)	(624)	(1.114)	(1.156)	(1.190)	(1.223)	(1.268)	(1.277)	(1.287)	(1.297)	(1.307)	(1.318)	(1.329)
EBIT	1.977	8.196	1.260	1.389	5.153	4.859	4.488	4.584	4.457	4.139	3.933	3.878	2.586	2.702	2.819
Receita Financeira	568	1.553	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(613)	(917)	(1.176)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	133	436	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	971	313	1.619	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	3.037	9.582	2.189	1.389	5.153	4.859	4.488	4.584	4.457	4.139	3.933	3.878	2.586	2.702	2.819
IR e CSLL - corrente	(494)	(153)	(879)	(505)	(872)	(870)	(857)	(911)	(932)	(889)	(1.535)	(1.715)	(1.289)	(1.342)	(1.396)
IR e CSLL - diferido	(483)	(2.067)	137	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	358	-	94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	2.418	7.362	1.542	884	4.281	3.989	3.631	3.673	3.525	3.249	2.398	2.163	1.297	1.360	1.423

Fonte: Administração/EY

8 Anexos

Anexo 1.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - DRE (2034-2048)

<i>Eletronorte Visão Controladora - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>															
DRE (Em BRL milhões)	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	
Receita Bruta	9.333	9.641	9.765	10.087	10.419	10.753	10.629	10.973	11.317	11.678	11.130	11.497	11.876	12.267	12.671	
Geração	8.229	8.500	8.586	8.870	9.162	9.464	9.776	10.098	10.431	10.775	11.130	11.497	11.876	12.267	12.671	
Receita Anual Permitida	1.104	1.141	1.178	1.217	1.257	1.289	853	875	887	903	-	-	-	-	-	
Deduções	(1.438)	(1.484)	(1.500)	(1.551)	(1.602)	(1.653)	(1.645)	(1.699)	(1.752)	(1.809)	(1.746)	(1.804)	(1.863)	(1.925)	(1.988)	
Receita Líquida	7.896	8.157	8.265	8.536	8.817	9.099	8.984	9.274	9.565	9.869	9.384	9.693	10.012	10.343	10.683	
Custos e Despesas	(3.610)	(3.708)	(3.755)	(3.879)	(4.007)	(4.137)	(4.190)	(4.327)	(4.466)	(4.611)	(4.601)	(4.752)	(4.909)	(5.071)	(3.146)	
Pessoal e Encargos	(472)	(493)	(480)	(496)	(513)	(530)	(547)	(565)	(584)	(603)	(623)	(643)	(665)	(686)	(709)	
Materiais e Produtos (Demais)	(16)	(17)	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(23)	(23)	(24)	
Serviços de Terceiros	(214)	(224)	(218)	(225)	(232)	(240)	(248)	(256)	(265)	(273)	(282)	(292)	(301)	(311)	(322)	
Outros Dispendios Correntes	(3)	(8)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Encargos de transmissão	(1.384)	(1.395)	(1.415)	(1.461)	(1.510)	(1.559)	(1.611)	(1.664)	(1.719)	(1.775)	(1.834)	(1.894)	(1.957)	(2.021)	(2.088)	
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Opex - Transmissoras	(193)	(199)	(206)	(212)	(219)	(225)	(149)	(153)	(155)	(158)	-	-	-	-	-	
Obrigações CDE	(1.329)	(1.372)	(1.418)	(1.464)	(1.513)	(1.563)	(1.614)	(1.667)	(1.722)	(1.779)	(1.838)	(1.898)	(1.961)	(2.025)	-	
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBITDA	4.286	4.449	4.510	4.657	4.811	4.963	4.794	4.947	5.099	5.258	4.783	4.941	5.103	5.272	7.538	
Depreciação e Amortização	(1.340)	(1.351)	(1.363)	(1.376)	(1.389)	(1.402)	(1.415)	(1.429)	(1.444)	(1.459)	(1.475)	(1.491)	(1.507)	(1.524)	(1.542)	
EBIT	2.946	3.098	3.147	3.281	3.422	3.561	3.378	3.518	3.654	3.799	3.308	3.450	3.596	3.747	5.996	
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	2.946	3.098	3.147	3.281	3.422	3.561	3.378	3.518	3.654	3.799	3.308	3.450	3.596	3.747	5.996	
IR e CSLL - corrente	(1.453)	(1.520)	(1.552)	(1.614)	(1.678)	(1.742)	(1.697)	(1.763)	(1.828)	(1.896)	(1.750)	(1.818)	(1.889)	(1.963)	(2.038)	
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Lucro líquido	1.493	1.578	1.595	1.668	1.744	1.819	1.681	1.755	1.826	1.902	1.559	1.632	1.707	1.785	3.957	

Fonte: Administração/EY

8 Anexos

Anexo 1.1: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - DRE (2049-2052)

<i>Eletronorte Visão Controladora - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>			
DRE (Em BRL milhões)	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52
Receita Bruta	13.089	13.520	13.966	14.426
Geração	13.089	13.520	13.966	14.426
Receita Anual Permitida	-	-	-	-
Deduções	(2.053)	(2.121)	(2.191)	(2.263)
Receita Líquida	11.036	11.399	11.775	12.163
Custos e Despesas	(3.250)	(3.357)	(3.467)	(3.002)
Pessoal e Encargos	(732)	(757)	(782)	(1.090)
Materiais e Produtos (Demais)	(25)	(26)	(27)	(37)
Serviços de Terceiros	(332)	(343)	(354)	(494)
Outros Dispendios Correntes	(3)	(4)	(4)	(192)
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(2.157)	(2.228)	(2.301)	(1.189)
Combustível	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	7.786	8.043	8.308	9.161
Depreciação e Amortização	(1.560)	(1.579)	(1.599)	(1.115)
EBIT	6.226	6.464	6.709	8.046
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	6.226	6.464	6.709	8.046
IR e CSLL - corrente	(2.117)	(2.198)	(2.281)	(2.736)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	4.109	4.266	4.428	5.311

Fonte: Administração/EY

Anexo 1.2: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - FC

<i>Eletronorte Visão Controladora - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>														
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36
Fluxo de caixa operacional	1.939	5.031	5.194	4.877	4.886	4.823	4.575	3.711	3.479	2.750	2.667	2.740	2.820	2.913	2.954
(+) EBITDA	2.013	6.267	6.015	5.677	5.808	5.725	5.416	5.220	5.175	3.893	4.019	4.148	4.286	4.449	4.510
(-) IR e CSLL - FCLF	(354)	(815)	(870)	(857)	(911)	(932)	(889)	(1.535)	(1.715)	(1.289)	(1.342)	(1.396)	(1.453)	(1.520)	(1.552)
(+/-) Variação do capital de giro	279	(421)	49	57	(10)	30	48	26	19	146	(10)	(12)	(13)	(17)	(5)
Capex	(361)	(1.316)	(1.062)	(1.022)	(1.371)	(296)	(305)	(315)	(326)	(337)	(348)	(359)	(371)	(383)	(396)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	1.578	3.715	4.132	3.855	3.515	4.527	4.270	3.395	3.153	2.413	2.320	2.381	2.449	2.529	2.558

<i>Eletronorte Visão Controladora - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>															
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52
Fluxo de caixa operacional	3.029	3.119	3.207	3.123	3.170	3.258	3.348	3.099	3.108	3.200	3.295	5.103	5.639	5.816	5.997	6.292
(+) EBITDA	4.657	4.811	4.963	4.794	4.947	5.099	5.258	4.783	4.941	5.103	5.272	7.538	7.786	8.043	8.308	9.161
(-) IR e CSLL - FCLF	(1.614)	(1.678)	(1.742)	(1.697)	(1.763)	(1.828)	(1.896)	(1.750)	(1.818)	(1.889)	(1.963)	(2.038)	(2.117)	(2.198)	(2.281)	(2.736)
(+/-) Variação do capital de giro	(14)	(14)	(14)	27	(15)	(13)	(14)	65	(14)	(14)	(14)	(396)	(30)	(29)	(30)	(134)
Capex	(409)	(422)	(436)	(451)	(466)	(481)	(497)	(513)	(530)	(547)	(566)	(584)	(603)	(623)	(644)	(665)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	2.621	2.697	2.771	2.673	2.704	2.777	2.851	2.586	2.578	2.653	2.729	4.519	5.036	5.193	5.353	5.627

Anexo 2.1: Norte Energia S.A. - Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2010, a Norte Energia S.A. (“NESA”) opera e comercializa o potencial energético da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no estado do Pará. Com uma capacidade instalada de 11.233 MW e uma garantia física de 4.571 MW médios, a usina foi concedida à Norte Energia através de um contrato de concessão de 35 anos contados a partir de Agosto de 2010.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) firmados pela Norte Energia. Os contratos no ACR representam 70% da garantia física e totalizam 3.200 MW. Este volume está contratado até 2045 a um preço médio de R\$ 168/MWh na data-base, sendo este reajustado pela inflação incorrida em cada período. Esse contrato tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de maio. Já os contratos do ACL representam 18% da garantia física, totalizando 672 MW, sendo que, deste total, 215 MW estão contratados até o fim de 2022 a um preço médio na data-base de R\$ 236/MWh e 457 MW estão contratados até 2046 e cujo preço médio considerado foi o preço SPOT, de R\$ 169/MWh, sendo ambos reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R\$ 169/MWh.

Destaca-se que a Norte Energia possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP100 para 8.041 MW (com cobertura limitada a um GSF de 100%) com vigência até 2045.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual médio de 3,5% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custos com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros.

Os encargos de uso e conexão se referem aos encargos setoriais de TFSEE, CFURH e TUST. A TFSEE foi calculada considerando um BETU de R\$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R\$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R\$ 9,7/kW/mês na data-base.

É projetado um déficit de energia de 233 MW para o segundo semestre de 2022, fazendo com que a NESA tenha que comprar energia no mercado SPOT ao preço estimado de R\$ 169/MWh.

Os demais custos e despesas englobam custo de manutenção, pessoal, materiais, terceiros, seguro de risco hidrológico, UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para NESA foi de 63,0%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, regime no qual Norte Energia está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R\$ 335,6 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2027.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado um CAPEX de manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R\$ 1,3 bilhão (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 1,2% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,3% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R\$ 3,4 bilhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período projetivo.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Norte Energia. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, -4,8% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,8%, cujo detalhamento é apresentado na página 33 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da NESA foram: Títulos e Valores Mobiliários, Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da NESA foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes.

8 Anexos

Anexo 2.2: Norte Energia S.A. - DRE (2020-2033)

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica			Informação Financeira Projetada											
	dez/20	dez/21	jun/22	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
DRE (Em BRL milhões)															
Receita Bruta	5.138	5.619	3.194	3.277	6.975	7.315	7.539	7.788	8.045	8.333	8.584	8.867	9.159	9.487	9.773
Receita ACR	634	4.713	2.438	2.372	5.038	5.277	5.440	5.620	5.805	6.013	6.194	6.398	6.609	6.845	7.052
Receita ACL	-	-	-	588	740	768	791	817	844	874	900	930	961	995	1.025
Receita SPOT	4.504	906	756	-	611	733	755	780	806	834	860	888	917	950	979
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	316	586	537	554	572	591	612	630	651	672	696	717
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(735)	(783)	(521)	(331)	(705)	(740)	(762)	(787)	(813)	(842)	(868)	(896)	(926)	(959)	(988)
Receita líquida	4.403	4.836	2.673	2.945	6.270	6.575	6.777	7.001	7.231	7.490	7.716	7.970	8.233	8.528	8.785
Custo total	(1.757)	(1.520)	(1.043)	(1.267)	(2.342)	(2.424)	(2.501)	(2.583)	(2.667)	(2.756)	(2.844)	(2.937)	(3.032)	(3.134)	(3.233)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição Seguros	(1.035)	(1.112)	(596)	(731)	(1.561)	(1.622)	(1.676)	(1.731)	(1.788)	(1.847)	(1.908)	(1.970)	(2.035)	(2.103)	(2.172)
O&M	(320)	(398)	(221)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	(334)	(201)	(39)	(181)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos	(67)	192	(60)	(348)	(762)	(789)	(813)	(840)	(867)	(897)	(925)	(955)	(986)	(1.020)	(1.052)
UBP	-	-	(127)	(8)	(19)	(13)	(12)	(12)	(12)	(12)	(11)	(11)	(11)	(10)	(10)
Lucro Bruto	2.646	3.316	1.630	1.678	3.928	4.151	4.276	4.418	4.564	4.734	4.872	5.034	5.201	5.394	5.551
Despesas	(100)	(97)	(65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(44)	(45)	(26)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(33)	(42)	(23)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	4	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	(23)	(15)	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	2.546	3.219	1.565	1.678	3.928	4.151	4.276	4.418	4.564	4.734	4.872	5.034	5.201	5.394	5.551
Depreciação e Amortização	(1.696)	(1.695)	(838)	(787)	(1.587)	(1.594)	(1.595)	(1.596)	(1.597)	(1.598)	(1.599)	(1.600)	(1.601)	(1.603)	(1.604)
EBIT	850	1.524	728	891	2.341	2.557	2.681	2.822	2.968	3.136	3.273	3.434	3.599	3.791	3.947
Receitas financeiras	159	89	99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(2.025)	(2.098)	(1.235)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(1.016)	(486)	(408)	891	2.341	2.557	2.681	2.822	2.968	3.136	3.273	3.434	3.599	3.791	3.947
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(136)	(357)	(390)	(409)	(430)	(453)	(1.066)	(1.113)	(1.167)	(1.224)	(1.289)	(1.342)
IR e CSLL - diferido	156	53	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	(860)	(433)	(345)	755	1.984	2.167	2.272	2.392	2.515	2.070	2.160	2.266	2.376	2.502	2.605

Fonte: Administração/EY

8 Anexos

Anexo 2.2: Norte Energia S.A. - DRE (2034-2046)

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada												
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46
DRE (Em BRL milhões)													
Receita Bruta	10.095	10.428	10.801	11.126	11.493	11.872	12.297	12.667	13.085	13.516	14.000	14.422	8.162
Receita ACR	7.284	7.524	7.794	8.028	8.293	8.566	8.873	9.140	9.442	9.753	10.102	10.406	-
Receita ACL	1.059	1.094	1.133	1.167	1.205	1.245	1.290	1.329	1.372	1.418	1.468	1.513	911
Receita SPOT	1.011	1.044	1.082	1.114	1.151	1.189	1.231	1.268	1.310	1.353	1.402	1.444	7.250
Receita com Reembolso Seguro GSF	741	766	793	817	844	872	903	930	961	992	1.028	1.059	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(1.021)	(1.054)	(1.092)	(1.125)	(1.162)	(1.200)	(1.243)	(1.281)	(1.323)	(1.367)	(1.415)	(1.458)	(825)
Receita líquida	9.074	9.373	9.709	10.001	10.331	10.672	11.054	11.387	11.762	12.150	12.585	12.964	7.337
Custo total	(3.339)	(3.448)	(3.563)	(3.676)	(3.796)	(3.920)	(4.051)	(4.179)	(4.314)	(4.454)	(4.599)	(4.754)	(2.481)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(2.243)	(2.317)	(2.395)	(2.473)	(2.554)	(2.638)	(2.726)	(2.815)	(2.908)	(3.004)	(3.104)	(3.205)	(1.931)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos	(1.086)	(1.122)	(1.160)	(1.196)	(1.235)	(1.275)	(1.319)	(1.359)	(1.403)	(1.447)	(1.493)	(1.548)	(550)
UBP	(9)	(9)	(8)	(8)	(7)	(6)	(5)	(5)	(4)	(3)	(2)	(1)	-
Lucro Bruto	5.735	5.926	6.146	6.325	6.535	6.752	7.003	7.208	7.448	7.696	7.985	8.210	4.856
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	5.735	5.926	6.146	6.325	6.535	6.752	7.003	7.208	7.448	7.696	7.985	8.210	4.856
Depreciação e Amortização	(1.605)	(1.607)	(1.608)	(1.609)	(1.611)	(1.613)	(1.614)	(1.616)	(1.618)	(1.619)	(1.621)	(1.624)	(945)
EBIT	4.130	4.319	4.538	4.716	4.924	5.139	5.388	5.592	5.830	6.076	6.364	6.586	3.911
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	4.130	4.319	4.538	4.716	4.924	5.139	5.388	5.592	5.830	6.076	6.364	6.586	3.911
IR e CSLL - corrente	(1.404)	(1.468)	(1.543)	(1.603)	(1.674)	(1.747)	(1.832)	(1.901)	(1.982)	(2.066)	(2.164)	(2.239)	(1.330)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	2.726	2.851	2.995	3.112	3.250	3.392	3.556	3.691	3.848	4.010	4.200	4.347	2.581

Fonte: Administração/EY

8 Anexos

Anexo 2.3: Norte Energia S.A. - FC

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada											
	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)												
Fluxo de caixa operacional	1.950	3.514	3.870	3.943	3.990	4.114	3.666	3.763	3.867	3.977	4.100	4.211
(+) EBITDA	1.678	3.928	4.151	4.276	4.418	4.564	4.734	4.872	5.034	5.201	5.394	5.551
(-) IR e CSLL - FCLF	(95)	(250)	(273)	(338)	(430)	(453)	(1.066)	(1.113)	(1.167)	(1.224)	(1.289)	(1.342)
(+/-) Variação do capital de giro	368	(165)	(3)	12	10	11	8	14	12	12	9	16
(-) UBP	(1)	1	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(15)
Capex	(337)	(370)	(204)	(28)	(30)	(30)	(33)	(34)	(35)	(36)	(38)	(39)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	1.613	3.145	3.666	3.915	3.961	4.084	3.633	3.729	3.831	3.940	4.063	4.172

Norte Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada												
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)													
Fluxo de caixa operacional	4.328	4.453	4.594	4.720	4.854	4.996	5.157	5.300	5.453	5.615	5.799	5.979	2.916
(+) EBITDA	5.735	5.926	6.146	6.325	6.535	6.752	7.003	7.208	7.448	7.696	7.985	8.210	4.856
(-) IR e CSLL - FCLF	(1.404)	(1.468)	(1.543)	(1.603)	(1.674)	(1.747)	(1.832)	(1.901)	(1.982)	(2.066)	(2.164)	(2.239)	(1.330)
(+/-) Variação do capital de giro	13	14	10	18	15	15	11	20	16	17	11	28	(610)
(-) UBP	(16)	(17)	(19)	(20)	(22)	(24)	(25)	(27)	(29)	(31)	(33)	(20)	-
Capex	(40)	(41)	(43)	(44)	(46)	(47)	(49)	(50)	(52)	(53)	(55)	(84)	-
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.443
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	4.288	4.412	4.551	4.676	4.808	4.949	5.108	5.250	5.401	5.562	5.744	5.895	6.359

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.1: Companhia Energética Sinop S.A. - Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2013, a Companhia Energética Sinop S.A. ("Sinop Energia") é uma SPE responsável pelas atividades de construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada pela Usina Hidrelétrica Sinop. O contrato foi celebrado em fevereiro de 2014, com duração de 35 anos, entretanto, através de um Aditivo ao Contrato de Concessão, o prazo foi prolongado até final de Janeiro de 2050. A Usina Hidrelétrica Sinop possui uma capacidade instalada de 402 MW e garantia física de 243 MW. Considerando o percentual de 3,0% de perdas, a energia assegurada é de 236 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela Sinop Energia. Os contratos no ACR representam 89% da garantia física e totalizam 216 MW. Este volume está contratado até 2047 a um preço médio de R\$ 183/MWh na data-base. Esse contrato tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de janeiro. Já os contratos do ACL representam 2% da garantia física, totalizando 6 MW, e estão contratados até 2048 a um preço médio na data-base de R\$ 233/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de janeiro.

A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023, estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT à tarifa de R\$ 169/MWh, quando aplicável.

Destaca-se que a Sinop Energia possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP95 para o seu contrato do ACR de 216 MW (portanto, com cobertura limitada a um GSF de 95%) com vigência até 2047.

Sobre a receita bruta há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Além disso são projetados encargos de P&D com alíquota de 1,0% sobre a receita líquida de PIS e COFINS CFURH e TFSEE. Desta forma, a receita líquida projetada observou um crescimento anual

médio de 3,0% ao longo da projeção.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos de uso e conexão, custo com compra de energia, seguros, O&M, pessoal, materiais, serviço de terceiros e outros.

Os encargos de uso e conexão se referem aos encargos setoriais de TFSEE, CFURH e TUST. A TFSEE foi calculada considerando um BETU de R\$ 854,1/kW e uma alíquota de 0,4%, aplicável sobre a capacidade instalada. Já o cálculo da CFURH considerou uma TAR de R\$ 83,8/kW e alíquota de 7%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R\$ 10,1/kW/mês em 2022.

Foi considerada a compra de energia no mercado SPOT à tarifa de R\$ 169/MWh para fazer frente ao déficit de energia médio projetado de 11 MW até 2047 e de 210 MW entre 2047 e 2050.

Os demais custos e despesas englobam custo de manutenção, pessoal, materiais, terceiros, seguro de risco hidrológico, UBP, dentre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Sinop Energia foi de 58,2%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual Sinop Energia está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando a alíquota de 34%.

A avaliação considera o aproveitamento do saldo de prejuízo fiscal existente na data-base, representado pelo imposto de renda diferido contabilizado no montante de R\$ 171,1 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real. Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM que permite uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2029.

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, não foram projetados novos investimentos para o período remanescente da concessão tendo em vista que já estão sendo previstos custos e despesas de operação e manutenção com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo existente.

A despesa com depreciação relativa aos ativos existentes na data-base foi projetada de forma linear a uma taxa de 2,5% ao ano.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Sinop Energia. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Desta forma, o capital de giro líquido representou, em média, 13,9% da ROL ao longo da projeção.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 10,3%, cujo detalhamento é apresentado na página 33 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da Sinop Energia foram: Títulos e Valores Mobiliários, Créditos de Impostos de Longo Prazo, Impostos Diferidos (oriundos de diferenças temporárias), Depósitos Judiciais e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da Sinop Energia foram: Taxas Regulamentares e Provisões.

8 Anexos

Anexo 3.2: Companhia Energética Sinop S.A. - DRE (2020-2033)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica		Informação Financeira Projetada												
	dez/20	dez/21	jun/22	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
DRE (Em BRL milhões)															
Receita Bruta	306	320	177	180	388	409	422	435	450	466	480	496	512	530	546
Receita ACR	296	309	172	174	374	393	406	419	433	448	462	477	493	511	526
Receita ACL	-	-	5	6	13	13	14	14	15	15	16	16	17	17	18
Receita SPOT	10	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	-	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(36)	(41)	(25)	(18)	(39)	(41)	(43)	(44)	(45)	(47)	(49)	(50)	(52)	(54)	(55)
Receita líquida	270	279	152	162	349	367	379	391	404	419	431	446	460	477	491
Custo total	(126)	(160)	(81)	(112)	(201)	(202)	(177)	(160)	(165)	(171)	(176)	(182)	(187)	(194)	(200)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(40)	(44)	(23)	(29)	(63)	(66)	(68)	(70)	(73)	(75)	(77)	(80)	(83)	(85)	(88)
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
O&M	(2)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(71)	(92)	(38)	(26)	(20)	(16)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)
Outros custos e despesas	(13)	(22)	(20)	(56)	(115)	(119)	(91)	(72)	(74)	(76)	(79)	(81)	(84)	(86)	(89)
UBP	-	-	-	(1)	(2)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Lucro Bruto	144	119	71	50	148	166	202	231	239	248	255	264	273	283	292
Despesas	230	(103)	(7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(6)	(6)	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	243	(97)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	373	16	64	50	148	166	202	231	239	248	255	264	273	283	292
Depreciação e Amortização	(97)	(92)	(29)	(41)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)
EBIT	277	(76)	35	8	65	83	119	148	156	165	173	181	190	200	209
Receitas financeiras	6	8	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(123)	(139)	(96)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	160	(207)	(46)	8	65	83	119	148	156	165	173	181	190	200	209
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(1)	(10)	(13)	(18)	(23)	(24)	(25)	(26)	(26)	(26)	(26)	(26)
IR e CSLL - diferido	(55)	64	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	106	(143)	(30)	7	55	70	101	126	132	140	146	120	126	132	138

Fonte: Administração/EY

8 Anexos

Anexo 3.2: Companhia Energética Sinop S.A. - DRE (2034-2048)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões		Informação Financeira Projetada														
DRE (Em BRL milhões)	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	
Receita Bruta	564	583	604	622	643	664	688	708	732	756	783	806	833	860	783	
Receita ACR	543	561	581	599	618	639	662	682	704	727	753	776	802	828	-	
Receita ACL	18	19	20	20	21	22	22	23	24	25	25	26	27	28	29	
Receita SPOT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	754	
Receita com Reembolso Seguro GSF	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	-	
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Deduções	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(70)	(72)	(74)	(76)	(79)	(82)	(84)	(87)	(79)	
Receita líquida	507	524	543	559	578	597	618	637	658	679	704	725	749	773	704	
Custo total	(206)	(212)	(219)	(226)	(233)	(241)	(249)	(257)	(265)	(273)	(282)	(291)	(300)	(310)	(280)	
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(91)	(94)	(97)	(100)	(104)	(107)	(111)	(114)	(118)	(122)	(126)	(130)	(134)	(139)	(143)	
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Custo de compra de energia	(22)	(23)	(24)	(24)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	-	
Outros custos e despesas	(92)	(95)	(98)	(101)	(104)	(107)	(111)	(114)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(137)	(136)	
UBP	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	
Lucro Bruto	301	312	323	333	344	356	369	380	393	406	421	434	449	464	424	
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBITDA	301	312	323	333	344	356	369	380	393	406	421	434	449	464	424	
Depreciação e Amortização	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	(83)	
EBIT	219	229	241	250	261	273	286	297	310	323	339	351	366	381	342	
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	219	229	241	250	261	273	286	297	310	323	339	351	366	381	342	
IR e CSLL - corrente	(74)	(78)	(82)	(85)	(89)	(93)	(97)	(101)	(105)	(110)	(115)	(119)	(124)	(129)	(116)	
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Lucro líquido	144	151	159	165	173	180	189	196	205	213	223	232	241	251	225	

Fonte: Administração/EY

8 Anexos

Anexo 3.2: Companhia Energética Sinop S.A. - DRE (2049-2050)

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada	
	dez/49	dez/50
DRE (Em BRL milhões)		
Receita Bruta	799	69
Receita ACR	-	-
Receita ACL	-	-
Receita SPOT	799	69
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-
Receita Acessória/ outras receitas	-	-
Deduções	(81)	(7)
Receita Líquida	718	62
Custo total	(232)	(13)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(148)	(13)
Seguros	-	-
O&M	-	-
Custo de compra de energia	-	-
Outros custos e despesas	(84)	(0)
UBP	(0)	-
Lucro Bruto	486	49
Despesas	-	-
Despesas com pessoal	-	-
Despesas com serviços de terceiros	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-
Outras despesas	-	-
EBITDA	486	49
Depreciação e Amortização	(83)	(1)
EBIT	403	48
Receitas financeiras	-	-
Despesa financeira	-	-
EBT	403	48
IR e CSLL - corrente	(137)	(16)
IR e CSLL - diferido	-	-
Lucro líquido	266	32

Fonte: Administração/EY

Anexo 3.3: Companhia Energética Sinop S.A. - FC

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada											
	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)												
Fluxo de caixa operacional	33	131	153	181	209	220	228	234	218	225	232	239
(+) EBITDA	50	148	166	202	231	239	248	255	264	273	283	292
(-) IR e CSLL - FCLF	(1)	(7)	(9)	(13)	(16)	(17)	(18)	(18)	(43)	(45)	(48)	(50)
(+/-) Variação do capital de giro	(16)	(11)	(4)	(8)	(6)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)
(-) UBP	0	0	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	33	131	153	181	209	220	228	234	218	225	232	239

Companhia Energética Sinop S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada																
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	dez/45	dez/46	dez/47	dez/48	dez/49	dez/50
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)																	
Fluxo de caixa operacional	246	254	242	244	251	258	267	274	282	291	300	309	318	327	315	335	146
(+) EBITDA	301	312	323	333	344	356	369	380	393	406	421	434	449	464	424	486	49
(-) IR e CSLL - FCLF	(52)	(54)	(78)	(85)	(89)	(93)	(97)	(101)	(105)	(110)	(115)	(119)	(124)	(129)	(116)	(137)	(16)
(+/-) Variação do capital de giro	(2)	(2)	(3)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(4)	10	(13)	113
(-) UBP	(1)	(1)	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(3)	(3)	(3)	(3)	(3)	(0)	-
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	246	254	242	244	251	258	267	274	282	291	300	309	318	327	315	335	146

Anexo 4.1: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Principais Premissas

Descrição

A Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A (BMTE) foi constituída em 20.03.2014, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de instalações de transmissão destinadas a escoar a energia gerada pelo complexo hidrelétrico de Belo Monte pelo período de 30 anos, contados da data de assinatura do Contrato de Concessão 11/2013.

Receita

A receita da BMTE é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R\$ 744.244 mil na data-base, de acordo com a Resolução Homologatória nº 3.097 de 12 de julho de 2022.

A RAP é referente aos serviços prestados na Rede Básica, estabelecido via contrato de concessão com a ANEEL, onde são previstos dois tipos de correções:

- Pelo IPCA em julho de cada ano;
- Revisão Tarifária quinquenal da operação da Rede Básica considerando perspectivas macroeconômicas e os parâmetros previstos no contrato de concessão. Vale mencionar que não consideramos as revisões tarifárias nas projeções da BMTE.

Ainda foi considerada uma RAP de reforço na data-base no valor de R\$ 16.340 mil.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 1,6% referente à indisponibilidade, a qual se caracteriza por ser uma penalidade pecuniária aplicada pelo Poder Concedente em função de indisponibilidades ou restrições operativas das instalações integrantes da Rede Básica.

Para fins de contabilização da Interpretação Técnica CPC 47 (Reconhecimento de Receita de Contrato com Clientes) ao qual a BMTE está sujeita, a Receita Operacional Bruta ("ROB") é representada pelos eventos decorrentes da concessão, sendo composta por:

- Receita de Operação: Reconhecimento de receita proveniente da Operação das linhas de transmissão do ativo de concessão;

- Remuneração dos Ativos de Concessão: Reconhecimento de receita proveniente da remuneração do ativo financeiro da concessão;
- Receita de Construção: Reconhecimento de receita proveniente dos investimentos do ativo financeiro da concessão (contrapartida do Custo de Construção).

Sobre a ROB há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real.

Custos e Despesas

Os principais custos e despesas operacionais são compostos por encargos setoriais, custo pessoal, serviços, O&M e outros.

Os encargos setoriais se referem a Pesquisa & Desenvolvimento ("P&D"), calculado como 1,00% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,40% da ROB.

As premissas de custos e despesas foram definidas com base em valores fornecidos pela Administração, as quais, durante a projeção, foram reajustadas anualmente pelo IPCA.

Em decorrência das premissas utilizadas para projeção de custos e despesas operacionais, a margem EBITDA apresentou uma média de 75,5% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a BMTE está enquadrada. Os impostos diretos foram projetados de acordo com a legislação fiscal brasileira vigente, observando-se a alíquota de 34%.

Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM, sendo calculada uma redução de 75% da alíquota do IRPJ, válido até 2028.

Diante da existência de diferimento dos impostos, o efetivo pagamento destes na projeção é proporcional ao recebimento da RAP do período.

CAPEX

Novos investimentos (CAPEX) foram previstos pela Administração considerando a natureza das operações da BMTE e a manutenção de sua rede de transmissão, apresentando um valor total de R\$ 242 milhões entre Junho de 2022 e o ano de 2041.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão, a BMTE receberá o ativo imobilizado regulatório líquido como indenização, sendo essa estimada durante o período da concessão com base no investimento em CAPEX e na depreciação regulatória.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da BMTE. As contas patrimoniais foram analisadas e classificadas como ativos e passivos operacionais ou não operacionais. Os Drivers históricos de capital de giro foram calculados para os ativos e passivos operacionais baseados nas receitas, custos e despesas operacionais, conforme aplicável, e utilizados nas projeções.

Taxa de Desconto

O fluxo de caixa foi descontado a valor presente utilizando uma taxa de desconto (WACC) de 9,4%, cujo detalhamento é apresentado na página 39 deste Relatório.

Ajustes NOPS

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da BMTE foram: Impostos e Contribuições a Recuperar, e Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da BMTE foram: Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes.

Anexo 4.2: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - DRE (2020-2033)

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Em BRL milhões	Informação Financeira Histórica							Informação Financeira Projetada							
	dez/20	dez/21	jun/22	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
DRE (Em BRL milhões)															
Receita operacional bruta	929	1.000	515	583	985	996	1.011	1.022	1.053	1.034	1.044	1.042	1.033	1.044	1.012
Receita de construção	-	-	-	35	6	2	6	7	27	3	10	8	4	23	5
Receita de O&M	68	71	41	121	133	138	142	147	152	157	162	167	173	179	185
Remuneração do ativo financeiro	860	927	474	427	846	856	863	869	874	874	872	866	856	843	823
Outras receitas	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(86)	(93)	(48)	(54)	(91)	(92)	(94)	(95)	(97)	(96)	(97)	(96)	(96)	(97)	(94)
Receita líquida	843	907	467	529	894	903	917	928	956	939	948	945	937	948	919
Custo total	(108)	(108)	(63)	(141)	(126)	(127)	(134)	(140)	(162)	(145)	(157)	(159)	(161)	(183)	(172)
Encargos setoriais	(9)	(10)	(5)	(5)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)
Custos operacionais	(65)	(76)	(38)	(104)	(110)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(138)	(142)	(147)	(152)
Custo de construção	(34)	(21)	(20)	(31)	(5)	(2)	(5)	(6)	(25)	(3)	(9)	(8)	(4)	(21)	(5)
EBITDA	735	799	404	388	768	776	783	788	793	793	791	786	777	765	746
Depreciação e Amortização	(0)	(1)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	734	799	403	388	768	776	783	788	793	793	791	786	776	764	746
Resultado financeiro	(286)	(308)	(166)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	448	490	238	388	768	776	783	788	793	793	791	786	776	764	746
IR e CSLL	(154)	(164)	(80)	(59)	(117)	(118)	(119)	(120)	(121)	(121)	(269)	(267)	(264)	(260)	(254)
Lucro líquido	294	326	158	329	651	658	664	668	672	672	522	519	512	505	492

8 Anexos

Anexo 4.2: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - DRE (2034-2044)

<i>Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Em BRL milhões</i>											
<i>Informação Financeira Projetada</i>											
DRE (Em BRL milhões)	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44
Receita operacional bruta	992	975	935	944	856	785	729	625	517	397	251
Receita de construção	5	14	8	54	16	6	22	5	-	-	-
Receita de O&M	191	197	203	210	217	224	232	239	247	255	251
Remuneração do ativo financeiro	796	764	724	680	623	554	475	380	270	142	0
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(92)	(90)	(86)	(87)	(79)	(73)	(67)	(58)	(48)	(37)	(23)
Receita líquida	900	885	849	857	777	712	662	567	469	360	228
Custo total	(177)	(191)	(191)	(239)	(211)	(209)	(230)	(222)	(224)	(232)	(228)
Encargos setoriais	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)	(22)	(11)
Custos operacionais	(157)	(162)	(167)	(173)	(178)	(184)	(190)	(197)	(203)	(210)	(217)
Custo de construção	(4)	(13)	(7)	(49)	(14)	(6)	(20)	(5)	-	-	-
EBITDA	723	694	657	617	566	503	431	345	245	128	0
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	722	693	657	617	565	503	431	345	244	128	(0)
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	722	693	657	617	565	503	431	345	244	128	(0)
IR e CSLL	(246)	(236)	(223)	(210)	(192)	(171)	(146)	(117)	(83)	(44)	-
Lucro líquido	477	458	434	407	373	332	284	228	161	85	(0)

Anexo 4.3: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)- FC

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada											
	dez/22	dez/23	dez/24	dez/25	dez/26	dez/27	dez/28	dez/29	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)												
Fluxo de caixa operacional	200	519	541	562	581	599	622	650	663	685	706	732
(+) Receita operacional bruta	413	854	901	936	967	999	1.032	1.066	1.101	1.137	1.175	1.214
(-) Imposto indireto	(28)	(58)	(61)	(63)	(65)	(67)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)	(82)
(-) Encargos do setor	(5)	(11)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(15)	(16)
(-) Custos operacionais	(104)	(110)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(138)	(142)	(147)	(152)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(80)	(165)	(174)	(181)	(187)	(193)	(199)	(206)	(213)	(220)	(227)	(234)
(+/-) Variação de capital de giro	4	8	(0)	(1)	(1)	(2)	2	8	0	1	(1)	2
Capex	(31)	(5)	(2)	(5)	(6)	(25)	(3)	(9)	(8)	(4)	(21)	(5)
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	168	513	539	557	575	574	619	640	655	681	685	727

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada											
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39	dez/40	dez/41	dez/42	dez/43	dez/44	
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)												
Fluxo de caixa operacional	755	780	807	830	864	891	919	952	983	1.016	421	
(+) Receita operacional bruta	1.254	1.295	1.338	1.382	1.427	1.474	1.523	1.573	1.625	1.678	867	
(-) Imposto indireto	(85)	(87)	(90)	(93)	(96)	(99)	(103)	(106)	(110)	(113)	(58)	
(-) Encargos do setor	(16)	(17)	(17)	(18)	(19)	(19)	(20)	(21)	(21)	(22)	(11)	
(-) Custos operacionais	(157)	(162)	(167)	(173)	(178)	(184)	(190)	(197)	(203)	(210)	(217)	
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(-) Imposto direto FCLF	(242)	(250)	(258)	(267)	(276)	(285)	(294)	(304)	(314)	(324)	(167)	
(+/-) Variação de capital de giro	1	1	2	(1)	5	4	3	6	6	6	8	
Capex	(4)	(13)	(7)	(49)	(14)	(6)	(20)	(5)	-	-	-	
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	801	
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	751	767	800	781	850	885	898	947	983	1.016	1.221	

Anexo 5.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	Receita Líquida (ROL)				EBITDA			
	12 meses findos em		6 meses findos em		12 meses findos em		6 meses findos em	
	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Empresa								
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	265.599	285.804	135.911	146.230	188.494	281.059	103.094	105.407
Norte Energia S.A.	4.402.647	4.836.435	2.330.918	2.673.007	2.546.014	3.219.206	1.421.063	1.565.306
Companhia Energética Sinop S.A.	269.647	279.338	136.184	152.006	373.493	15.813	71.185	64.053

Anexo 5.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Geração - Análise por múltiplos de mercado

Análise por múltiplos de mercado	EV/ROL			EV/ROL			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Ponderado
	LFY			LTM			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	Múltiplo	EBITDA	Peso	BRL mil
Energética Águas da Pedra S.A. (UHE Dardanelos)	3,4x	285.804	20%	3,7x	296.123	20%	6,0x	211.068	30%	6,8x	213.381	30%	1.226.848
Norte Energia S.A.	3,4x	4.836.435	13%	3,7x	5.178.524	13%	12,0x	3.219.206	38%	15,4x	3.363.449	38%	38.281.879
Companhia Energética Sinop S.A.	5,1x	279.338	0%	4,1x	295.160	40%	12,0x	136.675	0%	15,4x	141.533	60%	1.790.735

Anexo 6.1: Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão - Informações financeiras selecionadas

Informações financeiras selecionadas	RAP			EBITDA			
	ciclo de 12 meses			12 meses findos em		6 meses findos em	
	2020-2021	2021-2022	2022-2023	dez/20	dez/21	jun/21	jun/22
Empresa							
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)	629.565	680.302	760.584	734.685	799.402	402.290	403.762

Anexo 6.2: Avaliação por múltiplos de mercado

Transmissão - Análise por múltiplos de mercado

Avaliação por múltiplos de mercado	EV/RAP			EV/RAP			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Ponderado BRL mil
	LTM			LTM + 1			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)	10,8 x	680.302	16%	9,7 x	760.584	64%	5,0 x	799.402	4%	5,3 x	800.873	16%	6.716.758

Anexo 7.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Empresas comparáveis						
Alupar Investimento S.A.	-14,76%	-23,69%	12,97%	1,64%	74,64%	77,37%
CPFL Energia S.A.	26,90%	26,03%	34,42%	38,51%	22,43%	25,02%
Engie Brasil Energia S.A.	2,30%	-4,35%	8,52%	4,97%	52,45%	57,76%
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	29,35%	29,99%	84,36%	57,83%	69,48%	63,83%
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.	18,32%	17,49%	-52,68%	-66,96%	14,82%	8,19%
Rio Paranapanema Energia S.A.	-7,19%	4,83%	-71,50%	-66,46%	33,10%	36,77%
Neoenergia S.A.	34,94%	31,26%	55,82%	52,24%	23,90%	26,90%

Anexo 7.1: Informações financeiras das empresas comparáveis

Geração

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
CPFL Energia S.A.	BOVESPA:CPFE3	0,76	66,55%	24,68%	0,51
Companhia Paranaense de Energia - COPEL	BOVESPA:CPL6	0,85	59,09%	24,86%	0,59
Engie Brasil Energia S.A.	BOVESPA:EGIE3	0,60	57,75%	19,06%	0,41
AES Brasil Energia S.A.	BOVESPA:AESB3	0,73	50,50%	40,00%	0,56
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	BOVESPA:ELET6	0,88	86,25%	28,08%	0,54
Companhia Energética de Minas Gerais	BOVESPA:CMIG4	0,93	56,06%	22,37%	0,65
Média		0,79	62,70%	26,51%	0,54
Mediana		0,80	58,42%	24,77%	0,55

Anexo 7.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Informações financeiras das empresas comparáveis	Crescimento da ROL		Crescimento do EBITDA		Margem EBITDA	
	LFY	LTM	LFY	LTM	LFY	LTM
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	-2,51%	-11,16%	12,61%	3,02%	76,8%	80,2%
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	49,72%	47,65%	3,55%	1,40%	71,5%	65,0%

Anexo 7.2: Informações financeiras das empresas comparáveis

Transmissão

Empresas Comparáveis	Identificador	Beta	Cap. de Terc./ Cap. Próprio	Tributos	Beta Desalavancado
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:TAE11	0,57	54,72%	16,23%	0,39
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	BOVESPA:TRPL4	0,58	32,44%	20,00%	0,46
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	BOVESPA:AFLT3	0,60	0,11%	40,00%	0,60
Média		0,58	29,1%	25,4%	0,49
Mediana		0,58	32,4%	20,0%	0,46



EY

Building a better
working world