



Centrais Elétricas Brasileiras S.A

Avaliação econômico-financeira de Furnas
Centrais Elétricas S.A., na data-base de 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”) de Furnas Centrais Elétricas S.A. (doravante denominada “Furnas” 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 Furnas no contexto da aprovação da Proposta de Reorganização Societária, no tocante à Incorporação, pela Eletrobras, de 100% das ações de emissão de Furnas (“Incorporação de Ações Furnas”), 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 as ações da Eletrobras e de Furnas, relação esta que será apresentada e justificada no Protocolo da Operação. 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 Furnas 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 Furnas 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 Furnas Controladora	16
4	Avaliação das Investidas	27
4.1	Avaliação das Empresas Investidas por FCD Geração	31
4.2	Avaliação das Empresas Investidas por FCD Transmissão	37
4.3	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos Geração	43
4.4	Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos Transmissão	49
5	Conclusão de Valor	55
6	Itens de Governança	57
7	Apêndices	60
8	Anexos	66

1

Sumário executivo

- 5 Contexto
- 7 Estrutura societária
- 8 Metodologia de avaliação
- 9 Conclusão de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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.

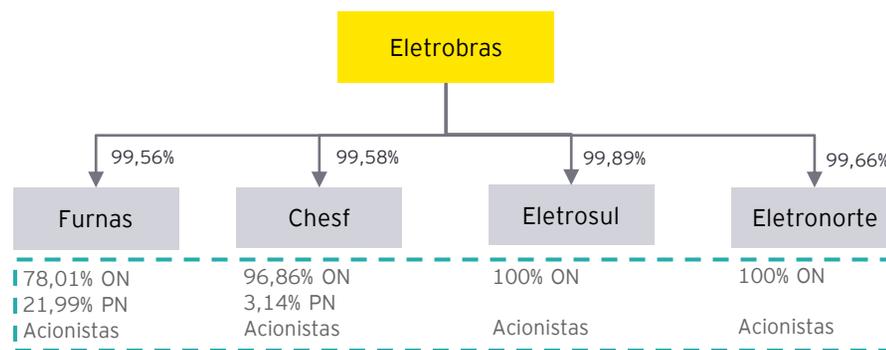
O processo de incorporação de ações deve seguir o determinado pelo art. 252 e 264 da Lei das S.A.

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".

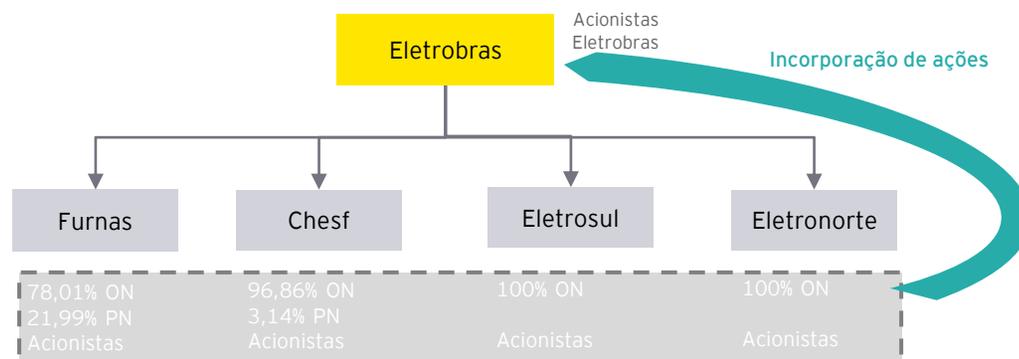
Para fins deste trabalho, considerou-se o valor justo, através da avaliação econômico-financeira (Valuation), como sendo o outro critério de avaliação do total do capital das Controladas e Eletrobras.

Estrutura societária

Estrutura societária pré-reestruturação



Estrutura societária após a reestruturação



Contexto

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

Descrição da Empresa

Furnas é uma sociedade anônima de capital fechado, com sede no Rio de Janeiro. Atua na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica na região abrangida pelo Distrito Federal e pelos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Pará, Tocantins, Rondônia, Ceará e Bahia. A comercialização de energia é exercida com empresas distribuidoras de energia, comercializadores e consumidores livres de todo o território nacional. Furnas detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, nos segmentos de geração e transmissão.

O parque gerador de Furnas conta com 28 usinas em operação, cujas concessões são 100% de Furnas, em parceria com empresas privadas, em regime de participação em Sociedades de Propósito Específico (SPEs), ou em concessão temporária. Estes empreendimentos somam mais de 18 mil MW de potência instalada, dos quais Furnas detém cerca de 12 mil MW.

Furnas possui ainda, mais de 35 mil Km de linhas de transmissão, dos quais 21,7 mil Km são de sua exclusiva concessão e 13,5 mil Km através de SPEs. Vide páginas 17 e 18 para detalhes dos ativos.

Além dos ativos registrados em nível corporativo, Furnas possui participações em investimentos de usinas hidrelétricas, termelétricas e eólicas, totalizando 25 empresas nas quais ela possui participação. Vide página 7 para detalhes do organograma societário.

Objetivo

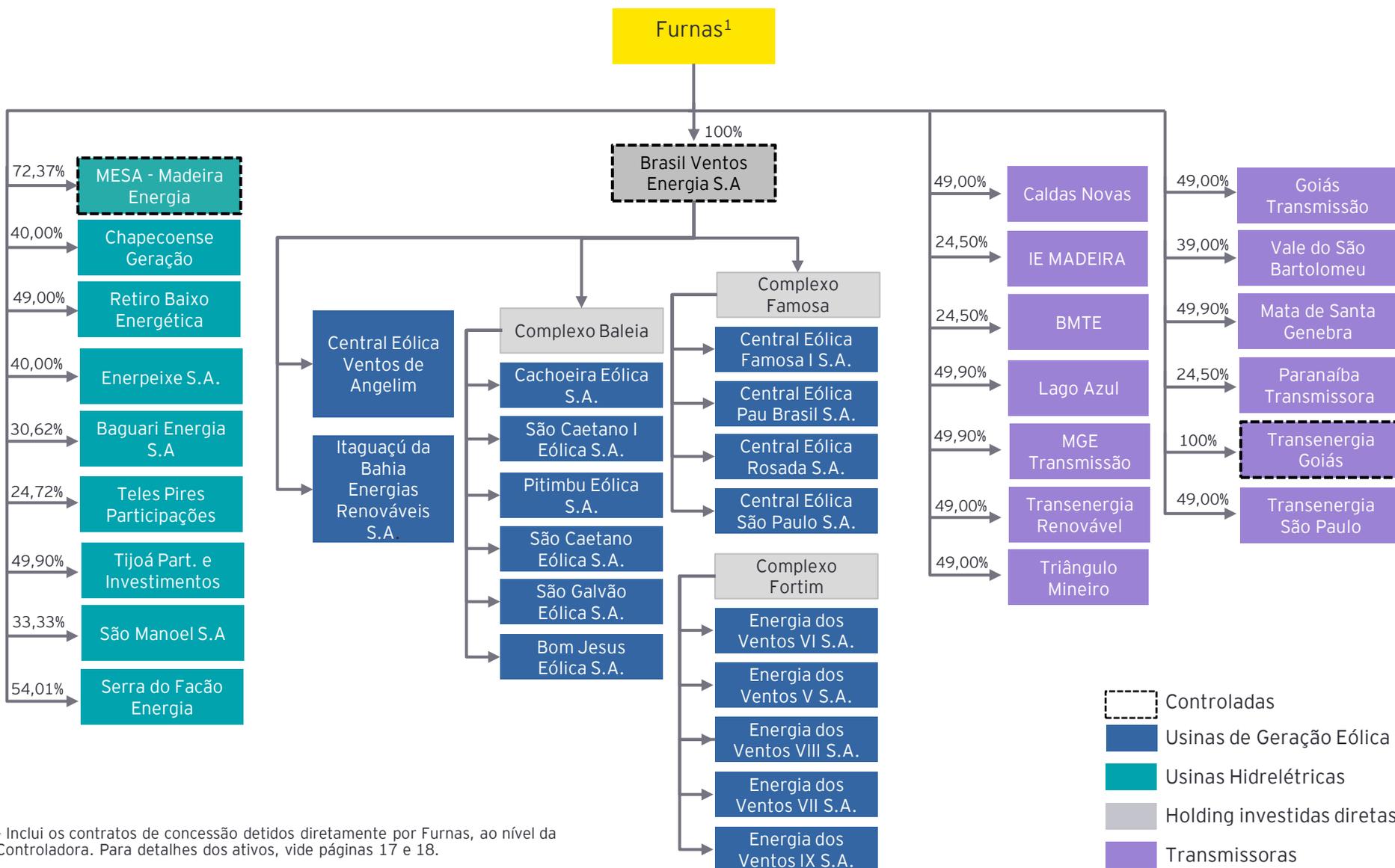
O Objetivo deste trabalho é apresentar a avaliação econômico-financeira de Furnas e suas Empresas Investidas, na data-base, de modo a suportar a Administração e os acionistas no contexto do processo de reestruturação societária que envolverá a incorporação das ações de emissão de Furnas pela Eletrobras.

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 Furnas 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.

Estrutura societária

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



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

Metodologia de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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 de Furnas 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 de Furnas (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

Conclusão de valor

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

Composição de Valor (em milhões de BRL)		
Valor Operacional Controladora		42.217
Ativos (passivos) não operacionais		(775)
Caixa Líquido (Dívida Líquida)		(8.583)
Valor da Empresa Furnas Controladora		32.859
Valor das Empresas Investidas		9.982
Valor da Empresa Consolidado		42.841
Valor por ação*	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R\$/ação)
ON	52.739.026	R\$ 0,634
PN	14.864.685	R\$ 0,634

Fonte: EY / Administração

Com base na análise dos direitos e benefícios de cada uma das classes de ações e do histórico de pagamento de dividendos por classe de ação, concluiu-se que não há diferenciação econômica para as ações ON e PN de Furnas.

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo de Furnas 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 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.

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\$ 42.841 milhões para 100% do capital de Furnas na data-base de 30 de junho de 2022.

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Madeira Energia S.A.	72,37%	1.000
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	1.917
Empresa de Energia São Manoel S.A.	33,33%	562
Teles Pires Participações S.A.	24,72%	384
Tijóá Participações e Investimentos S.A.	49,90%	381
Enerpeixe S.A.	40,00%	294
Serra do Facão Energia S.A.	54,01%	1.248
Retiro Baixo Energética S.A.	49,00%	228
Baguari Energia S.A.	30,62%	86
Brasil Ventos Energia S.A.	100,00%	135
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	49,90%	559
Parnaíba Transmissora de Energia S.A.	24,50%	241
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	49,00%	198
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	221
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	265
MGE Transmissão S.A.	49,90%	248
Transenergia São Paulo S.A.	24,50%	35
Caldas Novas Transmissão S.A.	49,90%	29
Lago Azul Transmissão S.A.	49,90%	24
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	39,00%	143
Transenergia Goiás S.A.	100,00%	171
Total		9.982

* Valor por ação não reconcilia com o valor da empresa devido a arredondamentos.

The background of the slide is a silhouette of a worker on a power line tower against a 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. The sky is a gradient of orange and yellow, with a large, faint number '2' in the background.

Análise do mercado

11 Visão geral da indústria

Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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, CTG, Copel, Cemig, CPFL, Enel e AES.

Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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.

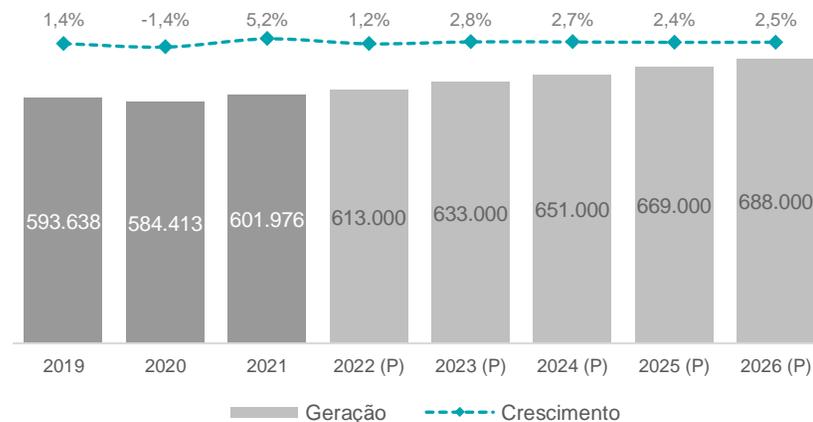
Em janeiro de 2022, a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional (SIN) totalizou 53,7 mil GWh, o que significou expansão de 1,0% em relação ao mesmo período de 2021. O segmento que apresentou maior retração no período foi o térmico, com -27,2%, seguido pelo eólico, com -18,7%. Já, os que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



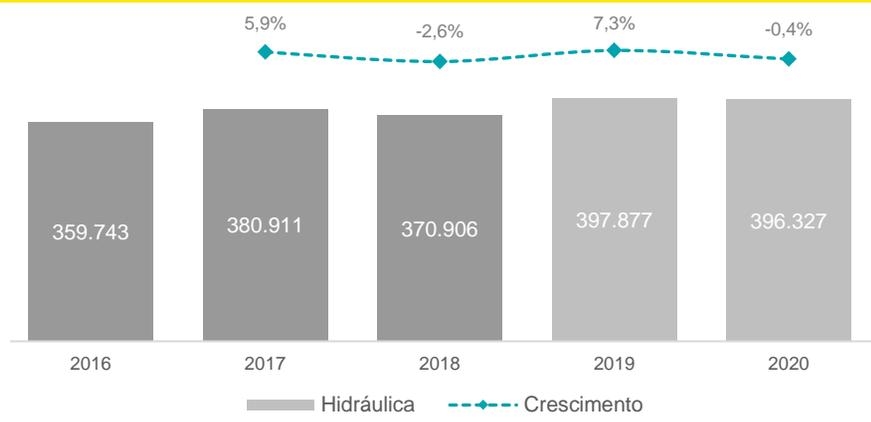
Fonte: Ministério de Minas e Energia/EPE/ONS/COMEX/ANEEL. Estimativa e projeções: Lafis/Abril 2022

Visão geral da indústria

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

Geração e Comercialização

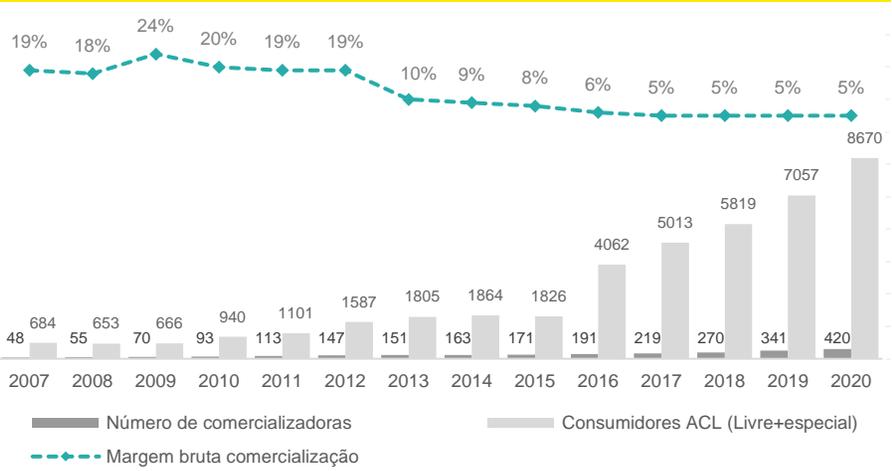
Geração de eletricidade por fonte hidráulica no Brasil - (GWh) - (%)



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.

Número de Comercializadoras e margem bruta - (%)



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.

Visão geral da indústria

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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.

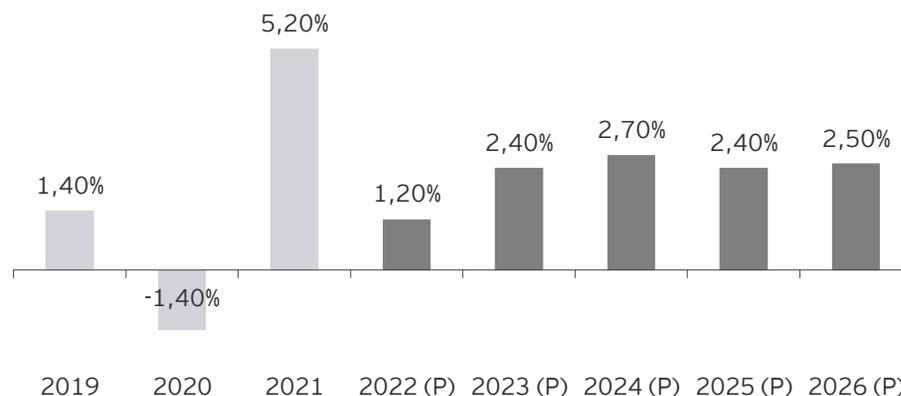
A Lafis considera em seu cenário econômico que o triênio de 2024 a 2026 será um período de continuidade da retomada do crescimento da economia interrompido pela crise do Covid-19. Considerando que haja uma retomada da confiança dos agentes econômicos, há um terreno fértil para a expansão setorial.

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.

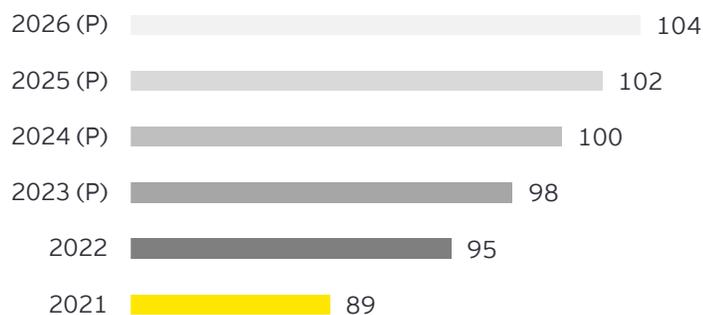
Consumo Nacional de Energia Elétrica-EPE (GWh)-(Variação)



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

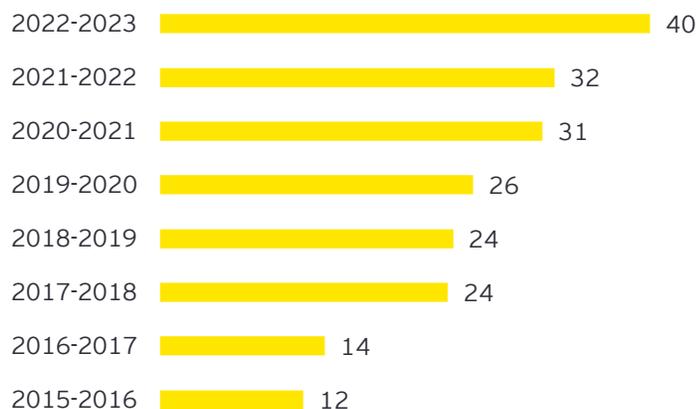
Transmissão

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 Furnas | 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

Visão geral da Empresa avaliada

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

Furnas | Controladora

Ativos registrados - Geração | Nível Controladora

R\$ 5,67 bi

Receita Operacional Líquida em 30 de junho de 2022

R\$ 2,05 bi

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

R\$ 36,08 bi

Patrimônio Líquido em 30 de junho de 2022

9.716 MW

Capacidade instalada de geração - Usinas em operação própria + parceria

Furnas detêm 10 usinas hidrelétricas e 1 usina termelétrica em operação, cujas concessões são 100% de Furnas (nível controladora), além de 2 usinas hidrelétricas compartilhadas. A relação dos ativos de geração considerados no nível da controladora está apresentada a seguir:

Empreendimento	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Término da Concessão
Hidrelétricas			
Batalha	49	46,7	abr/43
Corumbá	375	219,5	jun/52
Funil	216	102,4	jun/52
Furnas	1.216	625,0	jun/52
Itumbiara	2.082	948,9	jun/52
Luiz Carlos Barreto de Carvalho	1.050	497,2	jun/52
Marimbondo	1.440	688,7	jun/52
Mascarenhas de Moraes	476	299,8	jun/52
Porto Colômbia	320	205,4	jun/52
Simplicio/Anta	322	185,8	dez/43
Hidrelétricas Compartilhadas (Parceria)			
Manso	203	83,3	set/37
Serra da Mesa	1.275	596,1	mai/46
Termelétricas			
Campos (fora de operação)	25	20,9	-
São Gonçalo (fora de operação)	-	-	Prorrogação negada
Santa Cruz	691	691,0	dez/26

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

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.

Visão geral da Empresa avaliada

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

Furnas | Controladora

Ativos registrados - Transmissão | Nível Controladora

8 contratos

Contratos de concessão de transmissão detidos integralmente por Furnas.

21,7 mil km

Extensão da rede de transmissão própria

Furnas possui 35.201 km de linhas de transmissão, dos quais 21.702 km são de sua exclusiva concessão. Os contratos de concessão de transmissão de Furnas (nível controladora) encontram-se discriminados a seguir:

Contrato	Empreendimento	UF	Prazo da Concessão
016/2012	SE Zona Oeste, 500/138 kV (3+1 res.) x 300 MVA	RJ	30 anos
014/2011	LT Xavantes - Pirineus, CS, em 230 kV	GO	30 anos
006/2010	LT Mascarenhas - Linhares 230 kV - CS SE Linhares - 230/138 kV	ES	30 anos
003/2009	LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2 - 500 kV	MG	30 anos
007/2006	LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste 345 kV	SP	30 anos
006/2005	LT Macaé - Campos C3	RJ	30 anos
062/2001	Diversos Empreendimentos	RJ, SP, PR, MG, GO, TO, DF, ES, MT	30 anos
034/2001	Expansão da Interligação Sul - Sudeste	PR, SP	30 anos

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

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.

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

DRE Furnas Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Receita bruta	10.415.203	13.188.390	6.546.660
Imposto sobre vendas	(1.787.519)	(1.810.474)	(872.136)
Receita líquida	8.627.684	11.377.916	5.674.524
Custos operacionais	(3.628.182)	(3.984.763)	(2.182.004)
Lucro bruto	4.999.502	7.393.153	3.492.520
Despesas gerais e administrativas	(2.482.167)	(2.040.703)	(1.438.130)
Outras (receitas) despesas	2.104.182	1.364.564	-
EBIT	4.621.517	6.717.014	2.054.390
Resultado de equivalência patrimonial	(322.766)	(367.570)	244.108
Despesas financeiras	(394.765)	(426.779)	(343.673)
Resultados não operacionais	-	-	(1.338.982)
EBT	3.903.986	5.922.665	615.843
IR&CSLL	(1.335.529)	(1.889.728)	(107.309)
Lucro líquido	2.568.457	4.032.937	508.534

Indicadores Financeiros	dez-20	dez-21	jun-22
Crescimento da ROL	n/a	31,9%	-0,3%
Margem EBIT	53,6%	59,0%	36,2%
Margem EBT	45,2%	52,1%	10,9%

Fonte: Demonstrações financeiras/ Administração

Sumário das informações financeiras históricas

A Administração forneceu as informações de Furnas 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 operacional de Furnas é proveniente da geração, comercialização e transmissão de energia elétrica.

A receita líquida de Furnas em 2021 apresentou um crescimento de 31,9% em relação a 2020, passando de R\$ 8,6 bilhões para R\$ 11,4 bilhões sendo essa variação atribuída basicamente aos seguintes fatores: (i) reajuste de preço dos contratos vigentes; (ii) aumento do montante comercializado de forma livre por Furnas; e (iii) novos contratos de curto prazo firmados.

Nesse mesmo período os custos e despesas operacionais sofreram um aumento de 16,2%, impactados negativamente pelo aumento de 123,9% dos custos com combustíveis para produção de energia elétrica, que foram parcialmente compensados pela entrada do montante de R\$ 860 milhões referente à repactuação do GSF. Ainda assim, dado que o aumento das receitas foi superior ao aumento dos custos e despesas houve um incremento da margem EBIT de 2021 em relação a 2020, de 53,6% para 59,0%.

Já a receita operacional líquida anualizada do primeiro semestre de 2022 apresentou estabilidade em relação ao ano anterior assim como em relação ao primeiro semestre de 2021. Para os seis primeiros meses acumulados até 30 de junho de 2022, a receita líquida totalizou R\$ 5,7 bilhões, ante R\$ 5,0 bilhões em 30 de junho de 2021.

Por outro lado os custos e as despesas cresceram 34,3% no primeiro semestre de 2022 em termos anualizados, em função, principalmente, do reconhecimento de uma provisão para perda com investimento na SPE Madeira Energia S.A., de R\$ 1,6 bilhões, o que contribuiu para a queda da margem EBIT no período, para 36,2%, patamar inferior ao observado historicamente.

Informações financeiras históricas

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

Balanco patrimonial Furnas Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Caixa e equivalentes de caixa	170.120	14.404	6.926
Contas a receber de clientes - CP	1.407.982	1.123.071	1.231.589
Títulos e valores mobiliários - CP	961.965	2.762.181	1.763.045
Ativo contratual da concessão - CP	4.554.703	3.111.428	3.298.466
Impostos e contribuições sociais diferidos - CP Ativo	248.850	168.254	588.472
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	-	-	74.264
Contas a receber de operações de mútuo - CP	71.278	117.586	-
Outros ativos circulantes	360.632	290.363	248.923
Ativo circulante	7.775.530	7.587.287	7.211.685
Contas a receber de clientes - LP	-	-	257.677
Títulos e valores mobiliários - LP	272.583	263.295	728.946
Ativo contratual da concessão - LP	17.372.758	21.253.224	21.942.563
Ativo diferido - LP	-	-	2.136.579
Depósitos judiciais	901.131	937.689	1.009.941
Outros ativos não circulantes - LP	1.494.195	1.582.247	130.668
Ativo não circulante	20.040.667	24.036.455	26.206.374
Investimentos	6.067.230	5.526.875	5.584.140
Imobilizado	6.087.357	6.530.644	6.609.603
Intangível	147.950	979.276	21.335.428
Ativos fixos	12.302.537	13.036.795	33.529.171
Total do ativo	40.118.734	44.660.537	66.947.230

Balanco Patrimonial ("BP") - Ativo

Analisando o comportamento histórico das contas patrimoniais de Furnas, observa-se que houve uma variação de 11% no ativo total da Companhia entre 2020 e 2021, saindo de R\$ 40,1 bilhões para R\$ 44,7 bilhões, seguida por uma variação de 50% no primeiro semestre de 2022, chegando a R\$ 66,9 bilhões.

Em dezembro de 2021 é possível observar uma redução do saldo da conta "Caixa e equivalentes de caixa" como resultado de um convênio de cooperação técnica e financeira entre Furnas e Itaipu Binacional, cujo objeto é a revitalização do sistema de corrente contínua de Furnas dedicado à Usina Hidrelétrica de Itaipu. Em contrapartida, o saldo da conta "Títulos e valores mobiliários - CP" aumentou em R\$ 1.800 milhão, refletindo basicamente as aplicações em fundos de investimentos, conforme estabelecido pela Resolução nº 3.284/05. Além disso, neste ano, o ativo contratual de transmissão aumentou de forma relevante, em 11,1%, em razão, principalmente, do acréscimo da receita financeira, impulsionado pela elevação dos índices de inflação, do acréscimo da receita de construção no período, e da remensuração do ativo da concessão referente à RBSE.

Já em 2022, houve um aumento expressivo no ativo intangível da Companhia, de R\$ 970 milhões para R\$ 21,3 bilhões uma vez que foram celebrados, em conjunto com a Eletrobras, novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, que confere à Empresa o direito de regular a exploração dos potenciais de energia hidráulica por meio de 8 usinas hidrelétricas contempladas pela Lei 14.182/2021, o que gerou a contabilização de um novo ativo intangível para a Empresa, financiado tanto por empréstimos quanto pelo Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) efetuado pela Eletrobras.

Dentre as contas do ativo de Furnas, 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.

Informações financeiras históricas

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

Balanco patrimonial Furnas Controladora (milhares de BRL)	dez-20	dez-21	jun-22
Empréstimos e financiamentos - CP	1.499.136	1.453.750	1.363.498
Debêntures - CP	3.022	97.947	-
Fornecedores	682.362	667.040	441.918
Impostos e contribuições a recolher	163.175	236.444	134.392
Dividendos e juros sobre capital próprio	510.719	894.133	1.147.109
Penalidades Contratuais - CP	-	-	175.493
Taxas regulamentares - CP	81.892	82.509	101.150
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - CP	1.778	1.860	1.958
Outros passivos circulantes - CP	72.081	40.666	429.059
Provisões - CP	290.589	423.222	175.814
Passivo circulante	3.304.754	3.897.571	3.970.391
Empréstimos e financiamentos - LP	4.382.041	4.068.656	7.226.255
Debêntures - LP	1.258.446	1.257.225	-
Penalidades Contratuais - LP	-	-	8.057.052
Taxas regulamentares - LP	254.456	189.887	197.065
Impostos e contribuições sociais diferidos - LP	3.218.773	4.286.825	6.242.926
Passivo			
Provisões - LP	3.097.147	3.288.436	2.860.834
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - LP	33.558	37.202	37.889
Outros passivos não circulantes - LP	742.997	812.908	2.275.510
Passivo não circulante	12.987.418	13.941.139	26.897.531
Capital social	6.531.154	6.531.154	6.531.154
Reservas de capital	5.053.045	5.053.045	3.058.823
Lucros/prejuízos acumulados	(2.583.283)	(1.994.222)	509.720
Reservas de lucros	14.119.110	17.071.392	17.071.392
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	706.536	160.458	-
Adiantamentos para futuro aumento de capital	--	--	8.908.219
Patrimônio Líquido	23.826.562	26.821.827	36.079.308
Total Passivo e Patrimônio Líquido	40.118.734	44.660.537	66.947.230

Fonte: Demonstração financeira/ Administração

Balanco Patrimonial ("BP") - Passivo

Analisando o comportamento histórico do passivo de Furnas, nota-se que a variação de 11% em 2021 foi resultado, principalmente, do aumento de 33,2% dos impostos e contribuições sociais diferidos, enquanto o aumento de 50% do passivo em junho de 2022 é explicado, em grande parte, pelo aumento de 24,9% dos empréstimos e financiamentos, resultado de novas captações, e pelo reconhecimento das obrigações da Lei 14.182/2021.

O aumento da conta de impostos e contribuições sociais diferidos em dezembro de 2021 se deu em função do reconhecimento de passivos fiscais diferidos originados de diferenças temporárias relacionados ao ativo de contrato, de R\$ 2,5 bilhões, e ao montante de repactuação do risco hidrológico - GSF, de R\$ 845 milhões.

Já o aumento do passivo em junho de 2022, se deu, principalmente, em função do reconhecimento das obrigações da Lei 14.182/2021, que determinou as condições para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica, estabelecendo obrigações de (i) pagamento à CDE e (ii) implementação de programa de revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas de Furnas. No âmbito deste processo, a Deliberação DEL-079/2022 aprovou a concessão de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC) com recursos ordinários da Eletrobras, no valor de R\$ 8,9 bilhões em favor de Furnas para pagamento do bônus de outorga.

Analisando a relação dívida/patrimônio líquido da Companhia entre dezembro de 2020 e junho de 2022, é possível observar que a Companhia vêm diminuindo o seu grau de endividamento ao longo dos anos. Em 2020 essa relação era de 30,0% e se reduziu para 25,6% em 2021 e depois para 23,8% em junho de 2022. Embora o saldo de empréstimos e financiamentos tenha aumentado no primeiro semestre de 2022, houve um aumento mais do que proporcional na reserva de lucros da Companhia, o que contribuiu para a queda do seu grau de endividamento medido pela relação dívida/PL.

Dentre as contas do passivo de Furnas, 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.

Informações financeiras projetadas

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

A avaliação de Furnas 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

Furnas Centrais Elétricas S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) que atua na geração, transmissão e comercialização de energia elétrica em 14 estados e no Distrito Federal, operando 12 usinas hidrelétricas, 1 usina termelétrica e 8 contratos de transmissão.

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: 10,1% em Reais (BRL) 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 Furnas.

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 Batalha, Simplício, Serra da Mesa, Manso, Marimondo, Funil, Porto Colômbia, Furnas, Luiz Carlos Baretto de Carvalho, Corumbá, Itumbiara, Mascarenhas de Moraes e para a usina termelétrica Santa Cruz. As receitas foram projetadas considerando as seguintes aberturas: Receita Anual de Geração (RAG), contratos ACR, contratos ACL e venda de energia no mercado SPOT. Os contratos no ACR

representam 5,4% do volume comercializado entre 2022 e 2052, totalizando 7.658 MW nesse período, a um preço médio de R\$ 264/MWh na data-base o qual é reajustado anualmente pelo IPCA. Já os contratos do ACL representam 79,9% do volume total, totalizando 111.988 MWmed até 2052 a um preço médio na data-base de R\$ 181/MWh, sendo igualmente reajustados anualmente pelo IPCA. Entre 2022 e 2052, foi considerada a venda de 20.973 MWmed no mercado SPOT a um preço médio de R\$ 169/MWh na data-base 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 na estratégia de comercialização da companhia. A avaliação considerou um GSF médio de 80% em 2022, chegando a 89% em 2023 e estabilizando-se em 90% de 2024 até o fim da projeção, conforme estimativa média de mercado, implicando em necessidade de compra de energia em alguns empreendimentos e excedente de energia em outros.

- ▶ **Receita Líquida - Transmissão:** a receita de transmissão é proveniente da Receita Anual Permitida (“RAP”) dos 8 contratos que Furnas 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 de geração e transmissão há incidência do PIS e COFINS, projetados conforme alíquotas aplicáveis ao regime tributário de Lucro Real. Outras deduções incidentes sobre a receita líquida 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.
- ▶ **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.

Informações financeiras projetadas

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

Informações Financeiras Projetadas (cont.)

- ▶ **Margem EBITDA:** com base nas premissas de receita, custos e despesas, a margem EBITDA média anual projetada foi de 64%.
- ▶ **Depreciação:** foi considerada uma taxa de depreciação linear de 2,38% 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 Itumbiara e UHE Mascarenhas 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 Furnas 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\$ 588,5 milhões, sendo a compensação dos prejuízos limitada a 30% do lucro real de acordo com a legislação brasileira.

- ▶ **Capital de giro:** o capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas de Furnas. 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 de Furnas, consultar o Anexo 1.

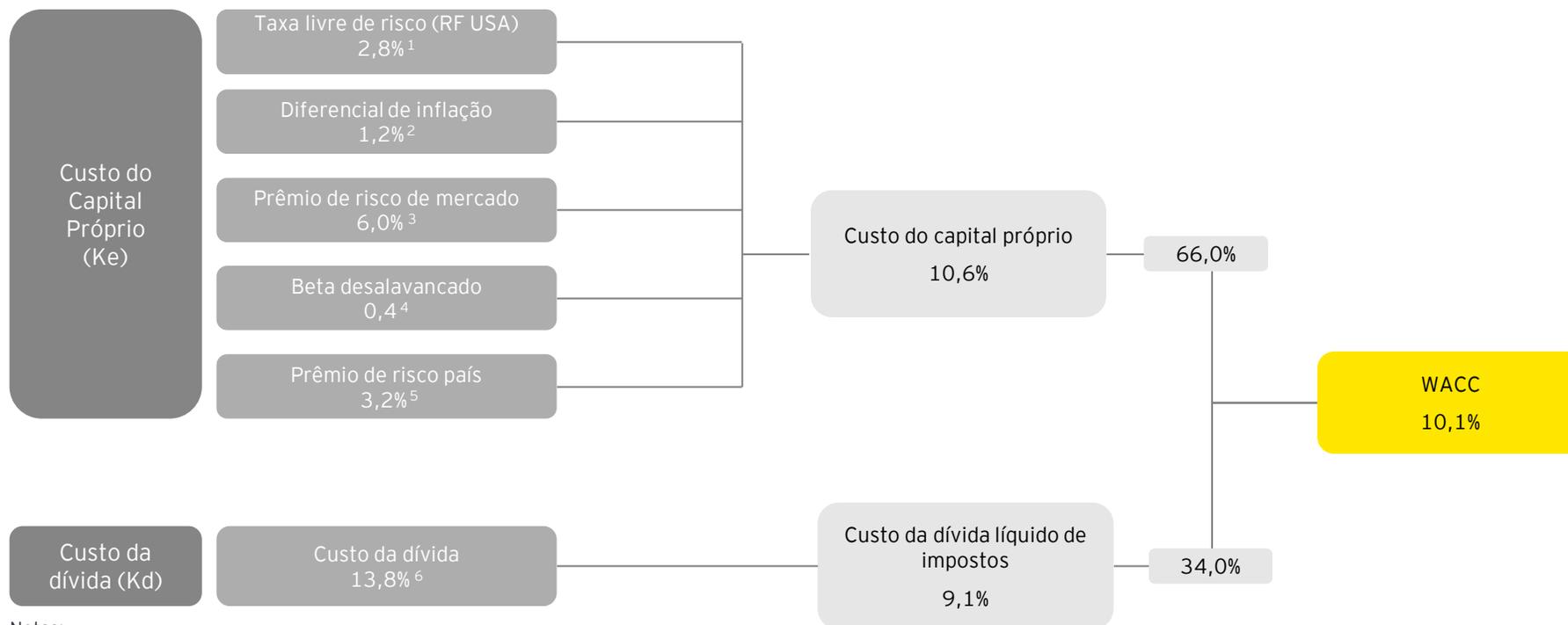
Principais Premissas Operacionais	Furnas
Período de concessão (anos)	30
Término da concessão*	dez/52
Capacidade instalada (MW)	9.716
Garantia física (MW)	5.190
Volume vendido ACR (MWmed)	7.658
Volume vendido ACL (MWmed)	111.988
Volume vendido/comprado SPOT (MWmed)	20.973
Preço médio de venda no ACR (R\$/MWh)	264,5
Preço médio de venda no ACL (R\$/MWh)	180,7
Preço de venda SPOT (R\$/MWh)	169,0
Benefícios SUDAM/SUDENE	N/A

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

Taxa de desconto

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

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.

Ajustes de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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, foram classificados como não operacionais ("NOP") porque não são recorrentes ou porque não estão ligados diretamente com as atividades operacionais de Furnas.

Ativos não operacionais (BRL milhares)

Títulos e valores mobiliários - CP	1.763.045
Dividendos a Receber (Remuneração de participações societárias)	74.264
Outros ativos circulantes - CP	248.923
Contas a receber de clientes - LP	257.677
Títulos e valores mobiliários - LP	728.946
Ativo diferido - LP Ativo	2.136.579
Depósitos judiciais	1.009.941
Outros ativos não circulantes - LP	130.668
Total	6.350.043

Passivos não operacionais (BRL milhares)

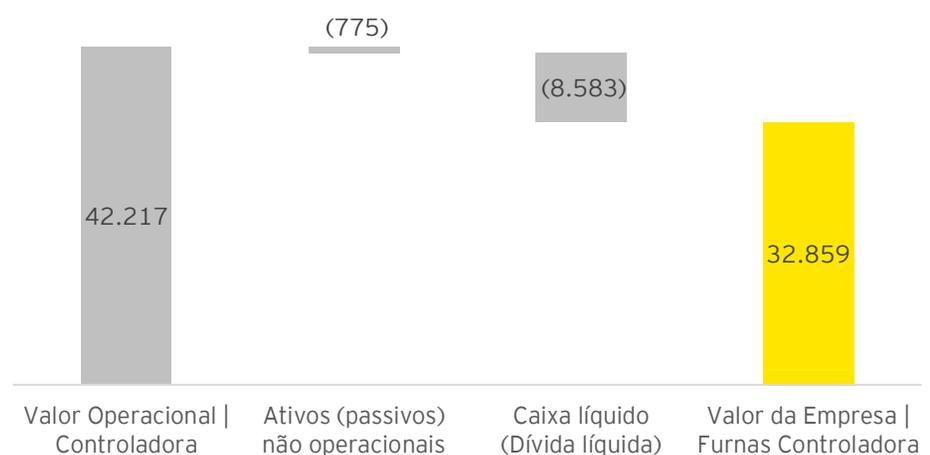
Dividendos e juros sobre capital próprio	1.147.109
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - CP	1.958
Outros passivos circulantes - CP	429.059
Provisões - CP	175.814
Taxas regulamentares - LP	197.065
Provisões - LP	2.860.834
Concessão do serviço público (Uso do Bem Público) - LP	37.889
Outros passivos não circulantes - LP	2.275.510
Total	7.125.238
Ativos e passivos não operacionais líquido	(775.195)

Fonte: EY / Administração

Estimativa de valor

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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	42.217
Ativos (passivos) não operacionais	(775)
Caixa líquido (Dívida líquida)	(8.583)
Valor da Empresa Furnas Controladora¹	32.859
Múltiplo Implícito	
EV/EBITDA	9,2x
EV/ROL	3,9x

¹ Não inclui o valor dos Investimentos em Controladas e Coligadas

Os Anexos 10 e 11 apresentam os detalhes sobre as empresas comparáveis selecionadas.

Fonte: EY / Administração

4 Avaliação das Investidas

- 28 Visão geral das Empresas Investidas
- 31 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração
- 37 Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão
- 43 Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos | Geração
- 49 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 Furnas	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
Madeira Energia S.A.	72,37%	1.000	FCD	Geração
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	1.917	FCD	Geração
Empresa de Energia São Manoel S.A.	33,33%	562	FCD	Geração
Teles Pires Participações S.A.	24,72%	384	FCD	Geração
Tijóá Participações e Investimentos S.A.	49,90%	381	Múltiplos	Geração
Enerpeixe S.A.	40,00%	294	Múltiplos	Geração
Serra do Facão Energia S.A.	54,01%	1.248	Múltiplos	Geração
Retiro Baixo Energética S.A.	49,00%	228	Múltiplos	Geração
Baguari Energia S.A.	30,62%	86	Múltiplos	Geração
Brasil Ventos Energia S.A.	100,00%	135	Múltiplos	Geração
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863	FCD	Transmissão
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750	FCD	Transmissão
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	49,90%	559	FCD	Transmissão
Parnaíba Transmissora de Energia S.A.	24,50%	241	Múltiplos	Transmissão
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	49,00%	198	Múltiplos	Transmissão
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	221	Múltiplos	Transmissão
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	265	Múltiplos	Transmissão
MGE Transmissão S.A.	49,90%	248	Múltiplos	Transmissão
Transenergia São Paulo S.A.	49,00%	35	Múltiplos	Transmissão
Caldas Novas Transmissão S.A.	49,00%	29	Múltiplos	Transmissão
Lago Azul Transmissão S.A.	49,90%	24	Múltiplos	Transmissão
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	39,00%	143	Múltiplos	Transmissão
Transenergia Goiás S.A.	100,00%	171	Múltiplos	Transmissão

Visão geral das Empresas Investidas

Geração

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

Madeira Energia

A Madeira Energia S.A. - MESA., é a controladora da Santo Antônio Energia S.A., que tem por objetivo a operação e manutenção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio e de seu sistema de transmissão, em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, estado de Rondônia.

Chapecoense Geração

A Chapecoense Geração S.A., é a controladora da Foz do Chapecó Energia S.A., que tem como objetivo construir e explorar o aproveitamento Hidrelétrico Foz do Chapecó detido por meio de concessão por 35 anos, contados a partir de 2001. A potência instalada prevista no contrato de concessão é de 855 MW.

São Manoel

A Empresa de Energia São Manoel S.A, tem como objeto social planejar, construir, operar, manter e explorar as instalações da Usina Hidrelétrica São Manoel (UHE São Manoel), no rio Teles Pires, localizada entre os estados do Mato Grosso e do Pará e executar outras atividades correlatas ao seu objeto social.

Teles Pires

A Teles Pires Participações S.A., tem como objeto social participar, estudar, planejar, investir e operar direta ou indiretamente na implantação do projeto, construção, operação e gestão da Usina Hidrelétrica Teles Pires, localizada entre o estado do Pará e Mato Grosso, com potência instalada de 1.820 MW médio.

Tijó Participações

A Tijó Participações e Investimentos S.A. tem por objeto a exploração de potenciais hidráulicos para fins de geração de energia elétrica na usina Três Irmãos e de atividades correlatas e auxiliares à exploração desses aproveitamentos e respectivas instalações.

Enerpeixe

A Enerpeixe S.A., tem como objeto social estudar, planejar, projetar, construir, operar, manter e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação e comércio de energia elétrica, em relação ao Aproveitamento Hidrelétrico Peixe Angical (UHE Peixe Angical) localizado no Rio Tocantins.

Serra do Facão

A Serra do Facão Energia S.A., tem por objetivo a exploração do potencial de energia hidráulica do Rio São Marcos, nos municípios de Catalão, Davinópolis, Campo Alegre e Goiás, Ipameri e Cristalina, estado de Goiás, e Paracatu no estado de Minas Gerais, denominado Usina Hidroelétrica Serra do Facão.

Transenergia São Paulo S.A. - TSP

A Retiro Baixo Energética S.A., tem por objetivo a exploração do potencial de energia hidráulica localizado no Rio Paraopeba, das respectivas instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora e das áreas marginais ao reservatório e respectivas ilhas.

Baguari Energia

A SPE Baguarti Energia S.A, tem como objeto social produzir e comercializar energia elétrica em regime de produção independente, e a participação em outras sociedades ou consórcios que tenham por finalidade a produção e a comercialização de energia elétrica, em especial no Consórcio UHE Baguari.

BVE Holding

A Brasil Ventos Energia S.A., tem como objeto principal a participação em sociedades de geração de energia de fonte renovável, tais como eólica, solar e biomassa.

Visão geral das Empresas Investidas

Transmissão

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

BMTE

A Belo Monte Transmissora de Energia S.A., é uma SPE constituída para construir, operar e manter a LT 800 kV CC Xingu/Estreito e Instalações Associadas.

Interligação Elétrica Madeira

A Interligação Elétrica do Madeira S.A., foi criada pelo consórcio Madeira Transmissão, é concessionária de Serviço Público de Energia Elétrica, atuando no setor de transmissão de energia elétrica, que requer o planejamento, a implementação da infraestrutura e a operação e manutenção de seus ativos de transmissão.

MSG Transmissão S.A. - MSG

A MSG Transmissão S.A. é responsável pela construção, implantação, operação e manutenção das instalações de Transmissão integradas à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE

A Parnaíba Transmissora de Energia S.A., tem como objeto social a exploração de concessão de serviços públicos de transmissão de

energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica.

Transenergia Renovável S.A. - TER

A Transenergia Renovável S.A. é responsável pela construção, pela operação e pela manutenção de linhas de transmissão e subestações localizadas nos Estados de Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, com o objetivo de escoar a energia excedente dos processos de cogeração de sete usinas de açúcar e álcool presentes na região.

Transenergia São Paulo S.A. - TSP

A Transenergia São Paulo S.A., foi criada pelo consórcio Transenergia, atualmente formado por Furnas Centrais Elétricas S.A. e Gebbras Participações Ltda, atuando no setor de transmissão de energia elétrica. A Companhia é responsável pela construção, pela operação e pela manutenção das instalações de transmissão localizadas no Estado de São Paulo.

Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT

A Triângulo Mineiro Transmissora S.A. tem como objeto social a implantação e exploração de concessão de serviços públicos de transmissão de energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica.

MGE Transmissão S.A.

A MGE Transmissão S.A., é responsável pela construção, operação e manutenção de linhas de transmissão localizados nos Estados de Minas Gerais e do Espírito Santo.

Goiás Transmissão S.A. - GOT

A Goiás Transmissão S.A., é responsável pela construção, operação e manutenção de linhas de transmissão localizadas no Estado de Goiás.

Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT

A Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT atua no setor de transmissão de energia elétrica. A companhia é responsável pela implementação, pela operação e pela manutenção das instalações de transmissão compostas pela subestação

Corumbá, em 345/139 KV-140 MVA.

Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ

A Lago Azul Transmissão S.A., tem como objetivo social a exploração de concessões de Serviços Públicos de Transmissão de Energia, prestados mediante implantação e exploração de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica

VSB Transmissora de Energia S.A. - VSB

A VSB Transmissora de Energia S.A., tem como objetivo social implantação e exploração de empreendimento composto de instalações de transmissão de energia elétrica no Estado de Goiás e no Distrito Federal.

Transenergia Goiás S.A. - TGO

A Transenergia Goiás S.A., tem como objetivo social a exploração de concessões de Serviços Públicos de Transmissão de Energia, prestados mediante implantação, operação e manutenção de instalações de transmissão e demais serviços complementares necessários à transmissão de energia elétrica.

Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Geração

- 32 Informações financeiras projetadas
- 33 Principais premissas operacionais
- 34 Taxa de desconto
- 35 Ativos e passivos não operacionais
- 36 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 Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração, dentro do contexto do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG), estruturado para o quinquênio 2022-2026, além de outros documentos internos.

Premissas Gerais

- ▶ Datas-bases: 30 de junho de 2022;
- ▶ Período de projeção: foram projetados de acordo com os respectivos prazos dos contratos de concessão das Empresas Investidas;
- ▶ Moeda: Reais (“BRL”) em termos 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 34 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;

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 nas datas-bases 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 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 de 2 a 5.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados a seguir.

4 Avaliação das Investidas

Principais premissas operacionais

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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 a 5.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP), subsidiária integral de Teles Pires Participações S.A. (TPP)	Santo Antônio Energia S.A. (SAESA), subsidiária integral da Madeira Energia S.A. (MESA)	Foz do Chapecó Energia S.A., subsidiária integral da Chapecoense Geração S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.
Período de concessão (anos)	36	25	38	35
Prazo da concessão	01/2047	08/2047	08/2039	12/1049
Período remanescente da concessão (anos)	24 anos e 7 meses	25 anos e 2 meses	17 anos e 2 meses	27 anos e 6 meses
Data fim do ACR	2047	2047	2039	2047
Capacidade instalada (MW)	1.807	3.568	855	736
Garantia física (MW)	939	2.424	432	430
Volume vendido ACR (MW)*	576	1.686	432	290
Volume vendido ACL (MW)*	307	737	0	90
Preço médio de venda (R\$/MWh)*	125,7	217,2	293,4	151,3
Seguro GSF	S92	SP93 e SP100	SP100	SP92
Benefício SUDAM	2026	2028	-	2028

¹Em 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 Furnas	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 11.

Parâmetros	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP), subsidiária integral de Teles Pires Participações S.A. (TPP)	Santo Antônio Energia S.A. (SAESA), subsidiária integral da Madeira Energia S.A. (MESA)	Foz do Chapecó Energia S.A., subsidiária integral da Chapecoense Geração S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.
Beta desalavancado	0,54	0,59	0,54	0,54
Capital de terceiros/Capital próprio	62,7%	39,7%	62,7%	62,7%
Taxa de IR&CSLL ¹	30,4%	11,0%	34,0%	29,3%
Beta realavancado	0,78	0,93	0,77	0,78
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
CAPM nominal	12,0%	12,9%	12,0%	12,1%
Custo da dívida real (post-tax)	6,1%	10,9%	7,8%	7,5%
Capital de terceiros (D)	38,5%	28,4%	38,5%	38,5%
Capital próprio (E)	61,5%	71,6%	61,5%	61,5%
Taxa de desconto (WACC)	9,7%	11,8%	10,3%	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 Furnas	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 a 5.

Componentes dos ajustes R\$ milhões	Teles Pires Participações S.A. (TPP)	Madeira Energia S.A.	Chapecoense Geração S.A.	Empresa de Energia São Manoel S.A.
(+) ANOPs*	175	135	65	251
(-) PNOPs*	(133)	(283)	(106)	(21)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	42	(149)	(41)	230
(+) Caixa & equivalentes **	225	1.762	702	200
(-) Dívida total	(2.894)	(19.979)	(1.178)	(1.927)
Caixa líquido / (Dívida líquida)	(2.669)	(18.217)	(477)	(1.727)

*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 Furnas	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	Teles Pires Participações S.A. (TPP) ¹	Madeira Energia S.A. ²	Chapecoense Geração S.A. ³	Empresa de Energia São Manoel S.A.
Valor operacional	4.180	19.747	5.311	3.184
Caixa líquido (dívida líquida)	(2.669)	(18.217)	(477)	(1.727)
NOPs, líquidos	42	(149)	(41)	230
Valor da empresa	1.553	1.381	4.793	1.686
% Participação Furnas	24,72%	72,37%	40,00%	33,33%
Valor justo da participação de Furnas na empresa	384	1.000	1.917	562

[1] Representa o valor justo do capital de CHTP, subsidiária integral de TPP, calculado por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação de TPP em CHTP, mais o valor de ativos e passivos não operacionais de TPP.

[2] Representa o valor justo do capital de SAESA, subsidiária integral de MESA, calculado por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação de MESA em SAESA, mais o valor de ativos e passivos não operacionais de MESA.

[3] Representa o valor justo do capital de Foz do Chapecó Energia S.A., subsidiária integral da Chapecoense Geração S.A., calculado por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação da Chapecoense Geração S.A. em Foz do Chapecó Energia S.A., mais o valor de ativos e passivos não operacionais de Chapecoense Geração S.A..

Avaliação das Empresas Investidas por FCD | Transmissão

- 38 Informações financeiras projetadas
- 39 Principais premissas operacionais
- 40 Taxa de desconto
- 41 Ativos e passivos não operacionais
- 42 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 Furnas	7 Apêndices
	4 Avaliação das Investidas	8 Anexos

As projeções foram baseadas em arquivos disponibilizados pela Administração, dentro do contexto do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG), estruturado para o quinquênio 2022-2026, além de outros documentos internos.

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 40 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 avaliadas;

Informações Financeiras Projetadas

- ▶ **Receita:** As Receitas das Transmissoras é proveniente da Receita Anual Permitida (“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 os Anexos de 6 a 8.

Os detalhes das premissas operacionais estão apresentados na página 39.

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 Furnas	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 6 a 8.

Empresas Avaliadas / Principais Premissas Operacionais	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
Período de concessão (anos)	30	30	30
Fim da operação	06/2044	02/2039	04/2044
Período remanescente da concessão	22 anos	16 anos e 8 meses	21 anos e 10 meses
RAP - Ciclo 22/23 (R\$ mil)	760.584	667.060	300.257
Indisponibilidade (% RAP)	1,6%	2,7%	0,6%
TFSEE (% ROB)	0,4%	0,4%	0,4%
RGR (% ROB)	0,0%	2,6%	0,0%
P&D (% ROL menos TFSEE e RGR)	1,0%	1,0%	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 Furnas	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 11.

Parâmetros	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
Beta desalavancado	0,49	0,49	0,49
Capital de terceiros/Capital próprio	29,1%	29,1%	29,1%
Taxa de IR&CSLL	28,0%	32,0%	34,0%
Beta realavancado	0,59	0,58	0,58
Prêmio de risco de mercado	6,0%	6,0%	6,0%
Taxa livre de risco	2,8%	2,8%	2,8%
Risco Brasil	3,2%	3,2%	3,2%
Diferencial de inflação	1,2%	1,2%	1,2%
CAPM nominal	10,8%	10,8%	10,8%
Custo da dívida real (post-tax)	4,6%	5,8%	4,2%
Capital de terceiros (D)	22,5%	22,5%	22,5%
Capital próprio (E)	77,5%	77,5%	77,5%
Taxa de desconto (WACC)	9,4%	9,7%	9,3%

Para detalhes das taxas de desconto calculadas para as Empresas Investidas do segmento de Transmissão, avaliadas por FCD, consultar o Apêndice.

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 Furnas	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 os Anexos 6 a 8.

Componentes dos ajustes R\$ milhões	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
(+) ANOPs*	168	119	310
(-) PNOPs**	(31)	(447)	(5)
Ativos (Passivos) NOPs, líquidos	137	(328)	305
(+) Caixa & equivalentes	174	381	34
(-) Dívida total	(3.076)	(1.512)	(1.815)
Caixa líquido / (Dívida Líquida)	(2.902)	(1.131)	(1.781)

*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 Furnas	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 transmissão.

Composição do valor R\$ milhões	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.
Valor Operacional	6.287	4.520	2.596
Caixa líquido (dívida líquida)	(2.902)	(1.131)	(1.781)
NOPs, líquidos	137	(328)	305
Valor da empresa	3.522	3.060	1.121
% Participação Furnas	24,5%	24,5%	49,9%
Valor justo da participação de Furnas na empresa	863	750	559

Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Geração

4.3

- 44 Avaliação por múltiplos de mercado
- 45 Múltiplos das Comparáveis
- 46 Múltiplos selecionados
- 48 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 Furnas	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 observadas para as Comparáveis nos períodos analisados (LTM e LFY).

Estimativa de valor

Os múltiplos selecionados foram aplicados às métricas financeiros 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 9 para os cálculos detalhados.

Múltiplos das Comparáveis

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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 11.

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. - Eletrobras	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

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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 9.

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 (%)
Madeira Energia S.A.	11,1x	36%	3,7x	24%	9,0x	24%	3,4x	16%
Chapecoense Geração S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Empresa de Energia São Manoel S.A.	15,4x	100%	4,1x	0%	12,0x	0%	5,1x	0%
Teles Pires Participações S.A.	15,4x	30%	4,1x	20%	12,0x	30%	5,1x	20%
Tijóá Participações e Investimentos S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Enerpeixe S.A.	7,1x	30%	2,6x	20%	5,7x	30%	3,4x	20%
Serra do Facão Energia S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	6,0x	30%	3,4x	20%
Retiro Baixo Energética S.A.	6,8x	30%	3,7x	20%	12,0x	30%	5,1x	20%
Baguari Energia S.A.	0,0x	0%	0,0x	0%	6,0x	60%	3,4x	40%
Brasil Ventos Holding	15,4x	30%	4,1x	20%	12,0x	30%	5,1x	20%

Múltiplos selecionados

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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 Ajustado¹ LTM** Foi atribuído um peso equivalente a 30%, na ponderação entre os múltiplos.
- ▶ **EV/EBITDA Ajustado¹ 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:

- ▶ **Madeira Energia S.A.:** Foi observado um crescimento de EBITDA significativo entre 30 dezembro de 2021 (LFY) e 30 de junho de 2022 (LTM), correspondente a 48%. Desta forma, um menor peso, de 40%, foi atribuído às métricas correspondentes ao LFY, de maneira a capturar a melhora operacional recente da empresa.

- ▶ **Empresa de Energia São Manoel S.A.:** Foi observado um ganho de margem EBITDA significativo entre 30 dezembro de 2021 (LFY) e 30 de junho de 2022 (LTM), de 50,6% a 56,8% e que a métrica EBITDA e margem EBITDA reflete a condição atual da operação da empresa. Desta forma, não atribuímos peso às métricas correspondentes ao LFY e nem para a métrica EV/ROL, de maneira a capturar a melhora operacional recente da empresa.
- ▶ **Baguari Energia S.A.:** Não tivemos acesso as demonstrações financeiras históricas findas em 30 de junho de 2022. Desta forma, nossas análises se basearam nas informações financeiras findas em 31 de dezembro de 2021.

Nota:

(1) Para fins de avaliação de múltiplos foram utilizados EBITDA's Ajustados. Os ajustes realizados levaram em consideração resultados não recorrentes e que não possuem efeito caixa, assim como, resultados de *Impairment*.

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 Furnas	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 anteriormente, os valores operacionais obtidos pela aplicação dos múltiplos foram ajustados pelos itens não operacionais de cada empresa, resultando no valor estimado para a totalidade do capital destas empresas.

Empresa	Valor operacional ¹	Caixa (+)	Dívida (-)	Ativos NOPs (+)	Passivos NOPs (-)	Valor da empresa (=)	Participação (%) ²	Valor Justo após participação
Madeira Energia S.A.	20.924	1.762	(19.979)	135	(283)	2.559	72,37%	1.852
Chapecoense Geração S.A.	4.936	702	(1.178)	65	(106)	4.419	40,00%	1.767
Empresa de Energia São Manoel S.A.	2.897	200	(1.927)	251	(21)	1.400	33,33%	466
Teles Pires Participações S.A.	4.039	225	(2.894)	175	(133)	1.412	24,72%	349
Tijóá Participações e Investimentos S.A.	769	35	0	0	(40)	763	49,90%	381
Enerpeixe S.A.	1.252	37	(597)	99	(56)	735	40,00%	294
Serra do Facão Energia S.A.	2.059	268	0	21	(37)	2.311	54,01%	1.248
Retiro Baixo Energética S.A.	416	113	(62)	9	(9)	466	49,00%	228
Baguari Energia S.A.	384	2	0	0	(105)	281	30,62%	86
Brasil Ventos Holding	621	65	(499)	39	(92)	135	100,00%	135

Notas:

(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Geração, consultar o Anexo 9.

(2) Conforme fornecido pela Administração.

Avaliação das Empresas Investidas por Múltiplos de Mercado | Transmissão

4.4

- 50 Avaliação por múltiplos de mercado
- 51 Múltiplos das comparáveis
- 52 Múltiplos selecionados
- 54 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 Furnas	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 LFY

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 observadas 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 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 10 para os cálculos detalhados.

Múltiplos das comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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 11.

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

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 Furnas	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 10.

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.	5,3 x	16,0%	9,7 x	64,0%	5,0 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Interligação Elétrica Madeira S.A.	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - (MSG)	5,6 x	20,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	0,0%	11,0 x	16,0%
Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	4,8 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT	5,3 x	16,0%	9,3 x	64,0%	4,9 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Goiás Transmissão S.A. - GOT	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	11,0 x	16,0%
Transenergia Renovável S.A. - TER	5,3 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%
MGE Transmissão S.A.	5,3 x	16,0%	10,7 x	64,0%	5,1 x	4,0%	11,0 x	16,0%
Transenergia São Paulo S.A. - TSP	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	11,0 x	16,0%
Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT	5,6 x	20,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	0,0%	11,0 x	16,0%
Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. - VSB	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%
Transenergia Goiás S.A. - TGO	5,6 x	16,0%	9,3 x	64,0%	5,1 x	4,0%	10,8 x	16,0%

Múltiplos selecionados

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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.

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

- ▶ **Mata de Santa Genebra:** Conforme divulgado em nota explicativa nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021, ao longo de 2021 ocorreram eventos que impactaram as operações da empresa, como o desligamento da linha, em função da queda de torres. Desta

forma, o EBITDA referente ao LFY não reflete adequadamente a performance operacional recorrente da empresa. Por isso, o múltiplo EV/EBITDA LFY não foi incluído na análise e um peso de 20% foi atribuído ao EV/EBITDA LTM.

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 Furnas	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 transmissão. Conforme detalhado anteriormente, os valores operacionais obtidos pela aplicação dos múltiplos foram ajustados pelos itens não operacionais de cada empresa, resultando no valor estimado para a totalidade do capital destas empresas.

Empresa (em R\$ milhões)	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
Interligação Elétrica Madeira S.A.	6.014	381	(1.512)	119	(447)	4.554	24,50%	1.116
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - (MSG)	2.727	34	(1.815)	310	(5)	1.252	49,90%	625
Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE	1.509	69	(566)	2	(31)	983	24,50%	241
Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT	437	10	(42)	8	(8)	405	49,00%	198
Goiás Transmissão S.A. - GOT	768	39	(354)	1	(3)	451	49,00%	221
Transenergia Renovável S.A. - TER	632	34	(124)	0	(3)	540	49,00%	265
MGE Transmissão S.A.	594	19	(114)	1	(2)	497	49,90%	248
Transenergia São Paulo S.A. - TSP	247	17	(120)	1	(4)	141	24,50%	35
Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT	64	1	(6)	0	(1)	58	49,90%	29
Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ	48	2	0	0	(1)	49	49,90%	24
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. - VSB	398	12	(37)	0	(7)	366	39,00%	143
Transenergia Goiás S.A. - TGO	147	26	0	0	(2)	171	100,00%	171

Notas:

(1) Para detalhes sobre o cálculo de múltiplos das Empresas Investidas do segmento de Transmissão, consultar o Anexo 10.

(2) Conforme fornecido pela Administração.

5 Conclusão de valor

56 Conclusão de valor

Conclusão de valor

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

Conforme apresentado na seção de metodologia, selecionamos a Metodologia do FCD para a conclusão de valor de Furnas Controladora 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 Furnas		42.217
Ativos (passivos) não operacionais		(775)
Caixa Líquido (Dívida Líquida)		(8.583)
Valor da Empresa Furnas		32.859
Valor das Empresas Investidas		9.982
Valor da Empresa Consolidado		42.841
Valor por ação*	Quantidade (mil)	Valor Unitário (R\$/ação)
ON	52.739.026	R\$ 0,634
PN	14.864.685	R\$ 0,634

Fonte: EY / Administração

Com base na análise dos direitos e benefícios de cada uma das classes de ações e do histórico de pagamento de dividendos por classe de ação, concluiu-se que não há diferenciação econômica para as ações ON e PN de Furnas.

O valor justo da Empresa, consolidado, representa o valor justo de Furnas 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.

* Valor por ação não reconcilia com o valor da empresa devido a arredondamentos.

Empresas Investidas	% Participação	Valor justo
Madeira Energia S.A.	72,37%	1.000
Chapecoense Geração S.A.	40,00%	1.917
Empresa de Energia São Manoel S.A.	33,33%	562
Teles Pires Participações S.A.	24,72%	384
Tijóá Participações e Investimentos S.A.	49,90%	381
Enerpeixe S.A.	40,00%	294
Serra do Facão Energia S.A.	54,01%	1.248
Retiro Baixo Energética S.A.	49,00%	228
Baguari Energia S.A.	30,62%	86
Brasil Ventos Energia S.A.	100,00%	135
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50%	863
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	750
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	49,90%	559
Parnaíba Transmissora de Energia S.A.	24,50%	241
Triângulo Mineiro Transmissora S.A.	49,00%	198
Goiás Transmissão S.A.	49,00%	221
Transenergia Renovável S.A.	49,00%	265
MGE Transmissão S.A.	49,90%	248
Transenergia São Paulo S.A.	24,50%	35
Caldas Novas Transmissão S.A.	49,90%	29
Lago Azul Transmissão S.A.	49,90%	24
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A.	39,00%	143
Transenergia Goiás S.A.	100,00%	171
Total		9.982

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\$ 42.841 milhões para 100% do capital de Furnas na data-base de 30 de junho de 2022.

Itens de governança

58 Declaração de limitações gerais

Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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 Furnas 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 de Furnas 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 Furnas 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;

Declaração de limitações gerais

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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 de Furnas, 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 Eletrobras. 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 Eletrobras. Entendemos que a administração da Eletrobras 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

- 61 Metodologias de avaliação
- 62 Metodologia taxa de desconto
- 63 Análise macroeconômica
- 64 Empresa comparáveis

Metodologias de avaliação

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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.

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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

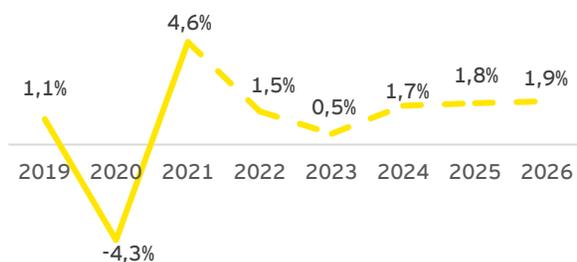
Beta foi selecionado com base na análise de betas de ações de empresas de capital aberto similares. Um coeficiente de beta de 1,0 implica que o retorno da companhia varia de acordo com o mercado em geral. Os betas das empresas comparáveis foram extraídos do S&P Capital IQ. Nosso beta desalavancado para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

Prêmio de risco de mercado

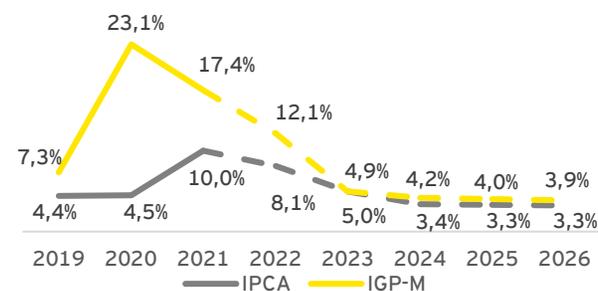
EY utilizou um prêmio de risco de mercado de 6,0% em nossa estimativa de retorno de capital. Tal prêmio é estimado de acordo com o retorno de um investidor de longo prazo requer frente a demais retornos livres de risco segundo um portfolio diversificado de ações de companhias negociadas nos Estados Unidos. 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.

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

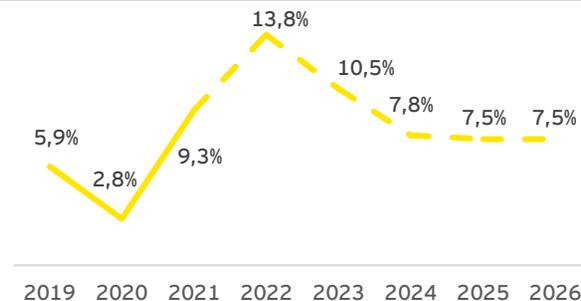
PIB anual (%)



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.

Empresas comparáveis

Geração

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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

Empresas comparáveis

Transmissão

Início	1 Sumário executivo	5 Conclusão de valor
	2 Análise do mercado	6 Itens de governança
	3 Avaliação de Furnas	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.
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	A Afluente 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 Afluente 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 composed of two circles, one above the other, connected by a vertical bar.

Anexos

Anexos

Índice		Página
Avaliação de Furnas Controladora		
1	Furnas Centrais Elétricas	
1.2	Furnas Centrais Elétricas - DRE	70
1.3	Furnas Centrais Elétricas - FC	73
Avaliação das Investidas por FCD Geração		
2	Santo Antônio Energia S.A.	
2.1	Santo Antônio Energia S.A. - Principais Premissas	74
2.2	Santo Antônio Energia S.A. - DRE	75
2.3	Santo Antônio Energia S.A. - FC	77
3	Foz do Chapecó Energia S.A.	
3.1	Foz do Chapecó Energia S.A. - Principais Premissas	78
3.2	Foz do Chapecó Energia S.A. - DRE	79
3.3	Foz do Chapecó Energia S.A. - FC	81
4	Empresa de Energia São Manoel S.A.	
4.1	Empresa de Energia São Manoel S.A. - Principais Premissas	82
4.2	Empresa de Energia São Manoel S.A. - DRE	83
4.3	Empresa de Energia São Manoel S.A. - FC	85
5	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP)	
5.1	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - Principais Premissas	86
5.2	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - DRE	87
5.3	Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - FC	89

Anexos

Índice	Página
Avaliação das Investidas por FCD Transmissão	
6	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE)
6.1	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - Principais Premissas 90
6.2	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - DRE 91
6.3	Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - FC 93
7	Interligação Elétrica Madeira S.A.
7.1	Interligação Elétrica Madeira S.A. - Principais Premissas 94
7.2	Interligação Elétrica Madeira S.A. - DRE 95
7.3	Interligação Elétrica Madeira S.A. - FC 97
8	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG)
8.1	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) - Principais Premissas 98
8.2	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) - DRE 99
8.3	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) - FC 101

Anexos

Índice	Página
Avaliação das Investidas por Múltiplo de Mercado	
9	Avaliação por múltiplos de mercado - Geração
9.1	Informações financeiras selecionadas 102
9.2	Análise por múltiplos de mercado 103
10	Avaliação por múltiplos de mercado - Transmissão
10.1	Informações financeiras selecionadas 104
10.2	Análise por múltiplos de mercado 105
Informações Financeiras das Empresas Comparáveis	
11.1	Geração 106
11.2	Transmissão 108

8 Anexos

Anexo 1.1: Furnas Centrais Elétricas - DRE (2020-2033)

Furnas 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	10.415	13.188	6.547	6.130	13.865	14.344	14.619	15.028	14.282	14.725	11.381	11.750	12.129	12.166	12.511
Geração	5.506	6.095	3.069	3.157	7.928	8.457	8.750	9.094	8.152	8.393	8.670	8.949	9.236	9.510	9.767
Transmissão	4.910	7.093	3.477	2.972	5.936	5.887	5.869	5.934	6.130	6.332	2.711	2.801	2.893	2.656	2.744
Deduções	(1.788)	(1.810)	(872)	(871)	(1.974)	(1.975)	(1.968)	(1.972)	(1.985)	(1.830)	(1.386)	(1.430)	(1.475)	(1.477)	(1.522)
Receita líquida	8.628	11.378	5.675	5.259	11.891	12.369	12.651	13.057	12.298	12.895	9.995	10.320	10.654	10.688	10.988
Custos e Despesas	(4.734)	(5.361)	(3.441)	(2.921)	(4.155)	(4.445)	(4.703)	(5.135)	(4.982)	(4.360)	(3.476)	(3.591)	(3.709)	(3.773)	(3.898)
Pessoal e Encargos	(1.056)	(1.211)	(501)	(121)	(434)	(440)	(462)	(529)	(440)	(455)	(470)	(485)	(501)	(518)	(535)
Materiais e Produtos (Demais)	(21)	(36)	(17)	(3)	(9)	(10)	(10)	(11)	(9)	(10)	(10)	(10)	(11)	(11)	(11)
Serviços de Terceiros	(552)	(526)	(268)	(57)	(217)	(225)	(232)	(262)	(218)	(225)	(232)	(240)	(248)	(256)	(264)
Outros Dispendios Correntes	(641)	(902)	(1.566)	(516)	(1.332)	(1.410)	(1.424)	(1.514)	(1.261)	(516)	(173)	(179)	(185)	(191)	(197)
Energia Comprada	(1.041)	(646)	(629)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(712)	(764)	-	(230)	(964)	(997)	(1.030)	(1.064)	(1.056)	(1.091)	(1.127)	(1.164)	(1.202)	(1.242)	(1.283)
Combustível	(419)	(937)	(394)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	(518)	(1.035)	(1.027)	(1.024)	(1.035)	(1.069)	(1.104)	(473)	(488)	(505)	(463)	(478)
Obrigações CDE	-	-	-	(1.476)	(163)	(337)	(522)	(720)	(929)	(960)	(991)	(1.024)	(1.058)	(1.093)	(1.129)
Custo de construção	(292)	(340)	(65)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	3.894	6.017	2.234	2.338	7.736	7.924	7.947	7.922	7.316	8.536	6.519	6.729	6.945	6.915	7.091
Depreciação e Amortização	(280)	(295)	(179)	(359)	(655)	(764)	(881)	(963)	(1.039)	(1.043)	(1.048)	(1.053)	(1.058)	(1.063)	(1.069)
EBIT	3.614	5.723	2.054	1.978	7.081	7.160	7.067	6.959	6.277	7.492	5.471	5.676	5.887	5.851	6.022
Receita Financeira	294	336	303	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	(689)	(763)	(647)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	(323)	(368)	244	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	1.008	994	(1.339)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	3.904	5.923	616	1.978	7.081	7.160	7.067	6.959	6.277	7.492	5.471	5.676	5.887	5.851	6.022
IR e CSLL - corrente	(1.287)	(1.102)	(132)	(1.175)	(2.463)	(2.549)	(2.580)	(2.611)	(2.450)	(2.874)	(2.197)	(2.278)	(2.361)	(2.361)	(2.431)
IR e CSLL - diferido	(48)	(788)	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	2.568	4.033	509	804	4.618	4.611	4.487	4.348	3.827	4.619	3.274	3.398	3.525	3.490	3.591

8 Anexos

Anexo 1.1: Furnas Centrais Elétricas - DRE (2034-2048)

Furnas Visão Controladora - 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
DRE (Em BRL milhões)															
Receita Bruta	12.928	13.319	13.740	14.108	14.325	14.998	16.091	14.827	15.150	15.610	11.758	12.145	12.546	11.106	11.472
Geração	10.094	10.391	10.765	11.073	11.190	11.759	12.768	11.414	11.634	12.018	11.758	12.145	12.546	11.106	11.472
Transmissão	2.834	2.927	2.975	3.035	3.135	3.238	3.323	3.413	3.516	3.592	-	-	-	-	-
Deduções	(1.571)	(1.619)	(1.667)	(1.717)	(1.739)	(1.818)	(1.941)	(1.794)	(1.831)	(1.887)	(1.382)	(1.428)	(1.514)	(1.307)	(1.350)
Receita Líquida	11.357	11.700	12.073	12.391	12.586	13.180	14.149	13.033	13.319	13.723	10.375	10.717	11.031	9.799	10.122
Custos e Despesas	(4.026)	(4.132)	(4.256)	(4.408)	(4.438)	(4.604)	(4.790)	(4.828)	(4.985)	(5.254)	(4.466)	(4.613)	(4.657)	(4.469)	(2.780)
Pessoal e Encargos	(552)	(571)	(589)	(623)	(601)	(620)	(641)	(662)	(684)	(766)	(638)	(659)	(698)	(601)	(621)
Materiais e Produtos (Demais)	(12)	(12)	(13)	(13)	(13)	(13)	(14)	(14)	(15)	(16)	(14)	(14)	(15)	(13)	(13)
Serviços de Terceiros	(273)	(282)	(291)	(308)	(297)	(307)	(317)	(327)	(338)	(378)	(315)	(326)	(345)	(297)	(307)
Outros Dispendios Correntes	(204)	(183)	(187)	(200)	(190)	(217)	(262)	(154)	(159)	(191)	(123)	(127)	(154)	(116)	(120)
Energia Comprada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.325)	(1.368)	(1.414)	(1.449)	(1.463)	(1.511)	(1.561)	(1.612)	(1.665)	(1.715)	(1.764)	(1.822)	(1.724)	(1.665)	(1.720)
Combustível	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	(494)	(511)	(519)	(529)	(547)	(565)	(579)	(595)	(613)	(626)	-	-	-	-	-
Obrigações CDE	(1.166)	(1.204)	(1.244)	(1.285)	(1.327)	(1.371)	(1.416)	(1.463)	(1.511)	(1.561)	(1.613)	(1.666)	(1.721)	(1.777)	-
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	7.331	7.568	7.817	7.984	8.148	8.576	9.359	8.205	8.334	8.469	5.909	6.104	6.374	5.331	7.342
Depreciação e Amortização	(1.074)	(1.080)	(1.086)	(1.092)	(1.100)	(1.106)	(1.111)	(1.122)	(1.130)	(1.137)	(1.147)	(1.155)	(1.163)	(1.178)	(1.186)
EBIT	6.257	6.488	6.731	6.891	7.049	7.470	8.248	7.083	7.204	7.332	4.762	4.949	5.211	4.153	6.156
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	6.257	6.488	6.731	6.891	7.049	7.470	8.248	7.083	7.204	7.332	4.762	4.949	5.211	4.153	6.156
IR e CSLL - corrente	(2.524)	(2.615)	(2.711)	(2.780)	(2.848)	(3.006)	(3.286)	(2.905)	(2.963)	(3.024)	(2.167)	(2.249)	(2.357)	(2.016)	(2.093)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	3.733	3.872	4.019	4.111	4.201	4.464	4.962	4.177	4.241	4.308	2.595	2.700	2.854	2.137	4.063

8 Anexos

Anexo 1.1: Furnas Centrais Elétricas - DRE (2049-2052)

Furnas Visão Controladora - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada			
	dez/49	dez/50	dez/51	dez/52
DRE (Em BRL milhões)				
Receita Bruta	11.850	12.241	12.644	13.061
Geração	11.850	12.241	12.644	13.061
Transmissão	-	-	-	-
Deduções	(1.394)	(1.440)	(1.488)	(1.537)
Receita líquida	10.456	10.800	11.156	11.524
Custos e Despesas	(2.872)	(2.966)	(3.064)	(2.642)
Pessoal e Encargos	(641)	(662)	(684)	(893)
Materiais e Produtos (Demais)	(14)	(14)	(15)	(19)
Serviços de Terceiros	(317)	(327)	(338)	(441)
Outros Dispendios Correntes	(123)	(128)	(132)	(310)
Energia Comprada	-	-	-	-
Encargos de transmissão	(1.776)	(1.835)	(1.895)	(979)
Combustível	-	-	-	-
Royalties	-	-	-	-
Opex - Transmissoras	-	-	-	-
Obrigações CDE	-	-	-	-
Custo de construção	-	-	-	-
EBITDA	7.584	7.834	8.092	8.882
Depreciação e Amortização	(1.195)	(1.205)	(1.215)	(680)
EBIT	6.389	6.629	6.878	8.202
Receita Financeira	-	-	-	-
Despesa Financeira	-	-	-	-
Receitas e despesas de equivalência	-	-	-	-
Outras receitas e despesas operacionais	-	-	-	-
EBT	6.389	6.629	6.878	8.202
IR e CSLL - corrente	(2.172)	(2.254)	(2.338)	(2.789)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-
Incentivo Fiscal	-	-	-	-
Lucro líquido	4.217	4.375	4.539	5.413

Anexo 1.2: Furnas Centrais Elétricas - FC

Furnas Visão Controladora - 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	dez/34	dez/35	dez/36
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)															
Fluxo de caixa operacional	1.690	5.184	5.359	5.364	5.317	4.929	5.526	4.507	4.432	4.564	4.559	4.642	4.785	4.931	5.084
(+) EBITDA	2.338	7.736	7.924	7.947	7.922	7.316	8.536	6.519	6.729	6.945	6.915	7.091	7.331	7.568	7.817
(-) IR e CSLL - FCLF	(822)	(2.227)	(2.549)	(2.580)	(2.611)	(2.450)	(2.874)	(2.197)	(2.278)	(2.361)	(2.361)	(2.431)	(2.524)	(2.615)	(2.711)
(+/-) Variação do capital de giro	175	(324)	(16)	(3)	5	63	(136)	185	(20)	(20)	5	(18)	(22)	(22)	(21)
Capex	(548)	(1.757)	(2.284)	(880)	(466)	(193)	(199)	(206)	(213)	(220)	(227)	(235)	(242)	(250)	(258)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	1.142	3.428	3.075	4.484	4.851	4.736	5.327	4.301	4.219	4.344	4.332	4.408	4.543	4.680	4.826

Furnas Visão Controladora - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada															
	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 (Em BRL milhões)																
Fluxo de caixa operacional	5.187	5.284	5.529	6.000	5.412	5.360	5.436	3.986	3.836	3.993	3.414	5.032	5.387	5.556	5.729	6.012
(+) EBITDA	7.984	8.148	8.576	9.359	8.205	8.334	8.469	5.909	6.104	6.374	5.331	7.342	7.584	7.834	8.092	8.882
(-) IR e CSLL - FCLF	(2.780)	(2.848)	(3.006)	(3.286)	(2.905)	(2.963)	(3.024)	(2.167)	(2.249)	(2.357)	(2.016)	(2.093)	(2.172)	(2.254)	(2.338)	(2.789)
(+/-) Variação do capital de giro	(16)	(16)	(40)	(73)	113	(11)	(10)	244	(19)	(25)	100	(217)	(25)	(24)	(24)	(81)
Capex	(267)	(276)	(285)	(294)	(304)	(314)	(324)	(335)	(346)	(357)	(369)	(381)	(394)	(407)	(420)	(434)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	4.920	5.008	5.244	5.705	5.108	5.046	5.111	3.651	3.490	3.636	3.045	4.650	4.993	5.150	5.309	5.578

2.1: Santo Antônio Energia S.A. - Principais Premissas

As premissas descritas abaixo referem-se às projeções de SAESA, subsidiária integral de MESA. O valor de ativos e passivos não operacionais de MESA foi adicionado ao valor justo do capital da SAESA, obtido por FCD e ajustado pela participação de MESA em SAESA.

Descrição

Constituída em 2007, a SAESA é a SPE responsável pelas atividades de construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada da Usina Hidrelétrica SAESA. O contrato de concessão foi celebrado em junho de 2008, com duração de 35 anos. Conforme Lei nº 14.052/20 o prazo da concessão foi prolongado por 4 anos e 4 meses, até agosto de 2047. A UHE SAESA possui uma capacidade instalada de 3.568 MW e garantia física de 2.424 MW. Considerando o percentual de 3,7% de perdas, a energia assegurada é de 2.336 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela SAESA. Os contratos no ACR representam em média 69,6% da garantia física e totalizam em média 1.686 MW contratados até 2047. Desse total 1.553 MW são contratados a R\$ 175/MWh e 134 MW a um preço de R\$ 187/MWh na data-base. Tais contratos tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA nos meses de dezembro e janeiro, respectivamente. Já os contratos do ACL representam em média 30,4% da garantia física, totalizando em média 737 MW. Dessa total 400 MW são contratados a R\$ 309/MWh até 2027, 250 MW são contratados a R\$ 304/MWh até 2027, 15 MW são contratados a R\$ 315/MWh até 2027 e 72 MW são contratados a R\$ 169/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA em maio (737 e 400 MWs), março e janeiro respectivamente até 2027.

A avaliação considerou um GSF médio de 89,2%. Foi considerada a venda da totalidade da energia descontratada no mercado SPOT, quando aplicável. Destaca-se que a SAESA possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP93 para 1.553 MW (com cobertura limitada a um GSF de 93%) e do tipo SP100 para 134MW (com cobertura integral do risco hidrológico) com vigências até o término da operação.

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 3,7% 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, 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 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\$ 19,3/kW/mês na data-base.

A SAESA possui um portfólio de contratos de compra de energia que totalizam 648 MW em 2022, 410 MW em 2023, 417 MW entre 2024 e 2026, 336 MW em 2027 e 150 MW de 2028 até o fim da concessão, os quais possuem preço médio de R\$ 201/MWh na data-base. Além destes contratos, foi considerada a compra de energia no mercado SPOT para fazer frente a eventuais déficits de energia projetados, quando aplicável.

Os demais custos e despesas englobam gastos com UBP, O&M, pessoal, materiais, serviços de terceiros entre outros, que foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Vale mencionar que a avaliação levou em conta pagamentos referente a um excludente de responsabilidade por atraso de obras que totalizaram R\$ 1,7 bilhões.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para SAESA foi de 60,8%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a SAESA 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\$

3,6 bilhões, 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 2028. Há uma expectativa de alongar esse benefício por mais 10 anos, vencendo em 2038.

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\$ 4,3 bilhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 4,9% da ROL ao longo da projeção.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base foram projetadas de forma linear a uma taxa de 3,1% ao ano. Para os novos investimentos previstos ao longo do período projetivo, foi utilizado o período de concessão remanescente como base para determinação da taxa de depreciação. Dessa forma, ao final do período projetivo (agosto/2047), os novos investimentos terão sido depreciados integralmente. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R\$ 47,2 milhões referente aos ativos que não foram integralmente depreciados ao longo da concessão, impactando o fluxo de caixa no último período.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da SAESA. 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, -0,5% da ROL ao longo da projeção.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da SAESA foram: Estoques e Outros Ativos Circulantes e Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da SAESA foram: Obrigações Vinculadas à Concessão e Provisões para Contingências. Além disso, todos os ativos e passivos de MESA registrados no nível da controladora foram considerados como NOP e adicionados/subtraídos ao valor do capital de SAESA.

8 Anexos

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

Santo Antônio Energia S.A. - Em BRL milhões															
	Informação Financeira Histórica					Informação Financeira Projetada									
DRE (Em BRL milhões)	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
Receita Bruta	3.572	4.195	2.105	2.459	4.888	5.081	5.259	5.439	5.202	4.770	4.914	5.140	5.310	5.500	5.666
Fornecimento de Energia - ACR	3.572	4.195	2.105	2.375	4.775	5.029	5.207	5.387	5.202	4.770	4.914	5.140	5.310	5.500	5.666
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	84	113	52	52	52	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(372)	(437)	(218)	(250)	(607)	(516)	(534)	(552)	(528)	(484)	(499)	(522)	(539)	(558)	(575)
Receita líquida	3.200	3.758	1.887	2.210	4.281	4.565	4.725	4.887	4.674	4.286	4.415	4.618	4.771	4.942	5.091
Custo total	(1.732)	(1.309)	(1.553)	(1.123)	(301)	(1.890)	(2.006)	(2.043)	(1.833)	(1.601)	(1.650)	(1.746)	(1.801)	(1.859)	(1.912)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(988)	(994)	(234)	(460)	(1.002)	(1.057)	(1.096)	(1.134)	(1.155)	(1.194)	(1.234)	(1.276)	(1.320)	(1.365)	(1.410)
Serviços de operação e manutenção	(160)	(163)	(333)	(153)	(267)	(260)	(257)	(257)	(217)	(227)	(229)	(235)	(243)	(252)	(256)
Custo de compra de energia	(584)	(152)	(986)	(509)	968	(573)	(652)	(652)	(461)	(180)	(186)	(234)	(238)	(243)	(245)
UBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	1.468	2.449	334	1.087	3.980	2.675	2.719	2.844	2.841	2.685	2.765	2.873	2.970	3.082	3.179
Despesas	(200)	(194)	(129)	(63)	(84)	(85)	(86)	(86)	(84)	(87)	(90)	(93)	(96)	(100)	(103)
Pessoal	(32)	(32)	(16)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(38)	(38)	(32)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	(3)	(0)	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(127)	(123)	(18)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	1.268	2.255	205	1.024	3.896	2.590	2.633	2.758	2.758	2.598	2.675	2.780	2.874	2.983	3.076
Depreciação e Amortização	(841)	(842)	(394)	(396)	(798)	(803)	(805)	(807)	(809)	(856)	(907)	(934)	(940)	(946)	(952)
EBIT	427	1.413	(189)	628	3.098	1.787	1.828	1.951	1.949	1.742	1.768	1.845	1.934	2.037	2.124
Receita/Despesa Financeira	(1.853)	(3.210)	(2.542)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(1.426)	(1.796)	(2.730)	628	3.098	1.787	1.828	1.951	1.949	1.742	1.768	1.845	1.934	2.037	2.124
IR e CSLL - corrente	(0)	1.803	(231)	(2)	(91)	(1)	(1)	(12)	(25)	(10)	(29)	(60)	(102)	(152)	(206)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	(1.426)	7	(2.961)	627	3.007	1.786	1.827	1.939	1.924	1.732	1.739	1.785	1.832	1.885	1.918

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 2.2: Santo Antônio Energia S.A. - DRE (2034-2047)

Santo Antônio Energia 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
Receita Bruta	5.853	6.045	6.262	6.451	6.663	6.883	7.129	7.344	7.586	7.839	8.121	8.366	8.642	5.918
Fornecimento de Energia - ACR	5.853	6.045	6.262	6.451	6.663	6.883	7.129	7.344	7.586	7.839	8.121	8.366	8.642	5.918
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(594)	(614)	(635)	(655)	(676)	(698)	(723)	(745)	(770)	(796)	(824)	(849)	(877)	(601)
Receita Líquida	5.259	5.432	5.626	5.796	5.987	6.184	6.405	6.599	6.816	7.043	7.297	7.517	7.765	5.318
Custo total	(1.966)	(2.036)	(2.093)	(2.164)	(2.238)	(2.328)	(2.396)	(2.471)	(2.563)	(2.590)	(2.631)	(2.714)	(2.804)	(1.896)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(1.458)	(1.507)	(1.559)	(1.611)	(1.665)	(1.721)	(1.780)	(1.840)	(1.902)	(1.896)	(1.910)	(1.974)	(2.041)	(1.396)
Serviços de operação e manutenção	(260)	(278)	(285)	(299)	(312)	(320)	(327)	(335)	(357)	(373)	(382)	(394)	(406)	(255)
Custo de compra de energia	(248)	(251)	(250)	(254)	(261)	(286)	(289)	(296)	(304)	(321)	(338)	(347)	(357)	(245)
UBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos e despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro Bruto	3.293	3.395	3.533	3.632	3.749	3.857	4.010	4.128	4.253	4.453	4.666	4.803	4.961	3.422
Despesas	(107)	(110)	(114)	(118)	(123)	(127)	(132)	(136)	(141)	(146)	(151)	(157)	(162)	(138)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	3.186	3.285	3.418	3.514	3.627	3.730	3.878	3.992	4.112	4.307	4.515	4.646	4.799	3.285
Depreciação e Amortização	(959)	(967)	(977)	(987)	(999)	(1.012)	(1.028)	(1.046)	(1.069)	(1.097)	(1.135)	(1.184)	(752)	(527)
EBIT	2.226	2.317	2.442	2.527	2.628	2.717	2.851	2.946	3.043	3.210	3.380	3.462	4.047	2.757
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	2.226	2.317	2.442	2.527	2.628	2.717	2.851	2.946	3.043	3.210	3.380	3.462	4.047	2.757
IR e CSLL - corrente	(267)	(309)	(337)	(362)	(397)	(922)	(892)	(703)	(729)	(771)	(812)	(832)	(972)	(662)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	1.959	2.008	2.104	2.165	2.231	1.795	1.958	2.242	2.314	2.439	2.568	2.630	3.075	2.095

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 2.3: Santo Antônio Energia S.A. - FC

<i>Santo Antônio Energia S.A. - 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
Fluxo de caixa operacional	56	3.815	3.855	2.424	2.530	2.566	2.485	2.541	2.677	2.724	2.822	2.906
(+) EBITDA	1.024	3.896	2.590	2.633	2.758	2.758	2.598	2.675	2.780	2.874	2.983	3.076
(-) IR e CSLL - FCLF	(29)	(110)	(244)	(133)	(141)	(143)	(130)	(129)	(133)	(141)	(148)	(154)
(+/-) Variação do capital de giro	(39)	29	(179)	(76)	(86)	(49)	17	(5)	30	(9)	(13)	(16)
(-) Eventos não recorrentes	(901)	-	1.689	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	(313)	(330)	(152)	(118)	(89)	(903)	(933)	(963)	(88)	(91)	(94)	(97)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	(257)	3.485	3.704	2.306	2.441	1.663	1.553	1.578	2.588	2.633	2.728	2.809

<i>Santo Antônio Energia S.A. - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>													
Fluxo de Caixa (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
Fluxo de caixa operacional	3.005	3.104	3.218	3.304	3.405	2.944	2.869	2.945	3.025	3.177	3.362	3.464	3.436	2.376
(+) EBITDA	3.186	3.285	3.418	3.514	3.627	3.730	3.878	3.992	4.112	4.307	4.515	4.646	4.799	3.285
(-) IR e CSLL - FCLF	(162)	(169)	(178)	(184)	(191)	(760)	(966)	(999)	(1.032)	(1.085)	(1.146)	(1.175)	(1.355)	(936)
(+/-) Variação do capital de giro	(19)	(12)	(23)	(26)	(31)	(26)	(43)	(49)	(55)	(45)	(7)	(7)	(8)	27
(-) Eventos não recorrentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	(101)	(104)	(107)	(111)	(115)	(118)	(122)	(126)	(130)	(135)	(139)	(144)	(149)	(55)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	2.904	3.000	3.111	3.193	3.290	2.825	2.747	2.818	2.895	3.043	3.223	3.320	3.287	2.321

Fonte: Administração/ EY

Anexo 3.1: Foz do Chapecó Energia S.A. - Principais Premissas

As premissas descritas abaixo referem-se às projeções de Foz do Chapecó Energia S.A. (FCE), subsidiária integral da Chapecoense Geração S.A.. O valor de ativos e passivos não operacionais de Chapecoense Geração S.A. foi adicionado ao valor justo do capital da FCE, obtido por FCD e ajustado pela participação da Chapecoense Geração S.A. em FCE.

Descrição

Constituída em 2006, a Foz do Chapecó Energia S.A. é a SPE responsável pelas atividades de construção e exploração da energia gerada da Usina Hidrelétrica Foz do Chapecó.

O contrato foi celebrado em novembro de 2001, com duração de 35 anos. Em 14 de setembro de 2021, a Aneel emitiu a resolução homologatória nº 2.932, com extensão de prazo da outorga das usinas participantes no MRE, que resultou em um aumento de 1.011 dias no prazo da concessão, até agosto de 2039.

A Chapecoense possui uma capacidade instalada de 855 MW e garantia física de 432 MW. Considerando o percentual de 1,1% de perdas, a energia assegurada é de 427 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pela Chapecoense. Os contratos de ACR tem duração até 2039, representam 100% da garantia física e totalizam 432 MW, a um preço médio de R\$ 335/MWh (preço na data base), sendo reajustados pelo IPCA variando entre fevereiro e novembro. Com a desconstrução de dois contratos do ACR entre 2027 e 2028 totalizando 168 MW, é prevista a contratação de novos contratos no ACL de mesmo montante a um preço médio de R\$ 169/MWh. Tais contratos serão reajustados anualmente pelo IPCA no mês de novembro.

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 Chapecoense possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP100 para 419 MW (com cobertura integral do risco hidrológico).

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, as receitas líquidas projetadas observaram um crescimento anual médio de 1,6% 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. Esses custos são obrigações decorrentes do contrato firmado com o ONS e as concessionárias geradoras de energia.

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\$ 11,2/kW/mês em 2022.

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

Para o cálculo das despesas com seguros de repactuação do GSF foi utilizado o prêmio de R\$ 13,5/MWh e o montante de 419 MW, resultando em uma despesa de, aproximadamente, R\$ 50 milhões ao ano em termos reais.

Os demais custos e despesas englobam gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, pagamento de UBP, dentre outros, os quais foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Chapecoense foi de 73%.

Imposto de Renda

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

Investimentos (CAPEX) e Depreciação

De acordo com as expectativas da administração, foi projetado

um CAPEX de manutenção até 2026 com o objetivo de manter o nível operacional e de manutenção do ativo, que totalizou R\$ 47 milhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representando, em média, 0,6% da ROL.

As despesas com depreciação relativas aos ativos existentes na data-base e aos novos investimentos foram projetadas de acordo com o prazo remanescente da concessão de modo que todos os ativos fossem integralmente depreciados dentro da concessão, não restando saldo residual ao final da mesma.

Capital de giro

O capital de giro estimado foi baseado nas demonstrações financeiras históricas da Chapecoense. 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, -1,1% 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 34 deste Relatório.

Ajustes NOPS

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da FCE foram: Despesas Antecipadas, Créditos de Impostos de Longo Prazo e Outros Ativos Não circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da FCE foram: Dividendos e Juros sobre Capital Próprio, Taxas Regulamentares, Provisões e Outros Passivos Não Circulantes. Além disso, todos os ativos e passivos da Chapecoense Geração S.A. registrados no nível da controladora foram considerados como NOP e adicionados/subtraídos ao valor do capital da FCE.

8 Anexos

Anexo 3.2: Foz do Chapecó Energia S.A. - DRE (2020-2029)

Foz do Chapecó Energia S.A. - Em BRL milhões											
DRE (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
Receita Bruta	1.059	1.205	650	668	1.465	1.531	1.581	1.636	1.644	1.225	1.262
Fornecimento de Energia - ACR	1.043	1.172	643	668	1.433	1.502	1.553	1.610	1.620	887	914
Fornecimento de Energia - ACL	-	-	-	-	-	-	-	-	19	338	348
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	16	33	7	-	31	30	28	27	5	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(123)	(137)	(74)	(68)	(148)	(155)	(160)	(166)	(166)	(124)	(128)
Receita Líquida	936	1.068	576	600	1.317	1.376	1.421	1.470	1.477	1.101	1.134
Custo total	(214)	(6)	(121)	(162)	(318)	(309)	(311)	(316)	(301)	(294)	(300)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(81)	(90)	(49)	(67)	(140)	(146)	(150)	(155)	(160)	(166)	(171)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(72)	131	(28)	(28)	(94)	(95)	(95)	(96)	(76)	(65)	(67)
UBP	-	-	-	(56)	(59)	(44)	(41)	(38)	(37)	(35)	(33)
Outros custos e despesas	(61)	(47)	(44)	(11)	(24)	(25)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)
Lucro Bruto	722	1.062	455	438	999	1.068	1.110	1.154	1.176	807	834
Despesas	(7)	(21)	(6)	(12)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)
Pessoal	(4)	(4)	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(3)	(3)	(4)	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	1	(14)	(0)	(12)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)
EBITDA	715	1.041	448	426	973	1.042	1.083	1.127	1.148	777	803
Depreciação e Amortização	(87)	(162)	(73)	(69)	(158)	(158)	(159)	(160)	(160)	(160)	(160)
EBIT	629	878	375	358	816	883	924	967	988	618	644
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	(198)	(221)	(116)	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	431	657	259	358	816	883	924	967	988	618	644
IR e CSLL - corrente	(132)	(168)	(91)	(122)	(277)	(300)	(314)	(329)	(336)	(210)	(219)
IR e CSLL - diferido	(18)	(53)	3	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	280	436	171	236	538	583	610	638	652	408	425

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 3.2: Foz do Chapecó Energia S.A. - DRE (2030-2039)

Foz do Chapecó Energia S.A. - Em BRL milhões										
Informação Financeira Projetada										
DRE (Em BRL milhões)	dez/30	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39
Receita Bruta	1.303	1.346	1.395	1.437	1.484	1.533	1.588	1.636	1.690	1.065
Fornecimento de Energia - ACR	944	975	1.010	1.040	1.075	1.110	1.150	1.184	1.223	630
Fornecimento de Energia - ACL	360	371	385	396	409	423	438	451	466	240
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(132)	(136)	(141)	(145)	(150)	(155)	(161)	(166)	(171)	(108)
Receita Líquida	1.172	1.210	1.253	1.291	1.334	1.378	1.427	1.470	1.519	957
Custo total	(307)	(313)	(320)	(326)	(333)	(340)	(347)	(354)	(361)	(246)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(177)	(183)	(189)	(195)	(201)	(208)	(215)	(222)	(229)	(158)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(69)	(72)	(74)	(76)	(79)	(82)	(85)	(87)	(90)	(61)
UBP	(30)	(28)	(25)	(22)	(19)	(15)	(11)	(7)	(3)	-
Outros custos e despesas	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(37)	(38)	(39)	(27)
Lucro Bruto	865	897	933	965	1.000	1.038	1.080	1.116	1.157	711
Despesas	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)	(28)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)	(28)
EBITDA	833	864	900	930	964	1.000	1.041	1.076	1.116	683
Depreciação e Amortização	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(160)	(100)
EBIT	674	705	740	770	805	841	881	916	956	583
Receitas financeiras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	674	705	740	770	805	841	881	916	956	583
IR e CSLL - corrente	(229)	(240)	(252)	(262)	(274)	(286)	(300)	(312)	(325)	(198)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	445	465	488	508	531	555	582	605	631	385

Fonte: Administração/ EY

Anexo 3.3: Foz do Chapecó Energia S.A. - FC

Foz do Chapecó 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
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)									
Fluxo de caixa operacional	356	669	697	722	746	753	523	518	532
(+) EBITDA	426	973	1.042	1.083	1.127	1.148	777	803	833
(-) IR e CSLL - FCLF	(122)	(277)	(300)	(314)	(329)	(336)	(210)	(219)	(229)
(+/-) Variação do capital de giro	32	(6)	(4)	(1)	(1)	(3)	17	0	(0)
(-) UBP	19	(21)	(39)	(45)	(51)	(56)	(61)	(66)	(72)
Capex	(5)	(5)	(4)	(12)	(12)	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	351	664	693	710	734	753	523	518	532

Foz do Chapecó Energia S.A. - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada								
	dez/31	dez/32	dez/33	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)									
Fluxo de caixa operacional	546	563	576	592	608	626	641	704	470
(+) EBITDA	864	900	930	964	1.000	1.041	1.076	1.116	683
(-) IR e CSLL - FCLF	(240)	(252)	(262)	(274)	(286)	(300)	(312)	(325)	(198)
(+/-) Variação do capital de giro	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(15)
(-) UBP	(78)	(85)	(92)	(99)	(106)	(115)	(123)	(87)	-
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	546	563	576	592	608	626	641	704	470

Fonte: Administração/ EY

Anexo 4.1: Empresa de Energia São Manoel S.A. - Principais Premissas

Descrição

Constituída em 2013, a Empresa de Energia São Manoel ("São Manoel") é a SPE responsável pelas atividades de planejamento, construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada da Usina Hidrelétrica São Manoel.

O contrato de concessão foi celebrado em abril de 2014, com duração de 35 anos. Conforme Lei nº 14.052/20 e Resolução nº 895/20 da ANEEL, o prazo foi estendido por 243 dias, até dezembro de 2049. A UHE São Manoel possui uma capacidade instalada de 736 MW e garantia física de 430 MW. Considerando o percentual de 2,9% de perdas, a energia assegurada é de 418 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos no ACR e ACL firmados pela São Manoel. Os contratos no ACR representam 67,3% da garantia física e totalizam 290 MW contratados até 2047 a um preço médio de R\$ 149/MWh na data-base. Tais contratos tem o preço reajustado anualmente pelo IPCA no mês de janeiro. Já os contratos do ACL representam 20,9% da garantia física, totalizando 90 MW e estão contratados até 2038 a um preço médio de R\$ 153/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de maio.

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. É prevista a contratação de 17 MW no ACL em 2026, de mais 90 MW em 2039 e de mais 290 MW em 2048 até o fim da concessão a um preço médio de R\$ 169/MWh, sendo reajustados anualmente pelo IPCA no mês de maio.

Destaca-se que a São Manoel possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP92 para 290 MW (com cobertura limitada a um GSF de 92%) 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 4,2% 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, UBP, pessoal, materiais, serviços 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 7,0%, aplicável sobre a energia assegurada líquida de perdas. Por fim a TUST foi calculada com base em uma tarifa de R\$ 12,3/kW/mês em 2022. Foi considerada 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 englobam gastos com UBP, pessoal, materiais, serviços de terceiros 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 São Manoel foi de 60,2%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a São Manoel 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\$ 151,8 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 2028.

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\$ 372,6 milhões (em termos reais) ao longo do período projetivo e representou, em média, 2,7% da ROL ao longo da projeção. Vale mencionar que em 2025 é prevista uma reversão de investimentos dados em garantia pela Constran, conforme informado pela Administração, o que resultou em um fluxo positivo de R\$ 28 milhões.

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\$ 471 milhões 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 São Manoel. 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, 16,8% 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 10,3%, cujo detalhamento é apresentado na página 34 deste Relatório.

Ajustes NOPs

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da São Manoel foram: 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 São Manoel foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes.

8 Anexos

Anexo 4.2: Empresa de Energia São Manoel S.A. - DRE (2020-2034)

Empresa de Energia São Manoel 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	dez/34
DRE (Em BRL milhões)																
Receita Bruta	422	440	239	269	575	604	622	673	695	720	742	766	791	820	844	872
Receita ACR	411	428	223	190	408	429	443	457	472	489	504	520	538	557	574	593
Receita ACL	-	-	-	61	129	135	140	174	180	186	192	198	205	212	219	226
Receita SPOT	11	12	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita com Reembolso Seguro GSF	-	-	-	18	38	39	40	41	43	44	46	47	49	50	52	54
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(61)	(65)	(39)	(27)	(58)	(61)	(63)	(68)	(70)	(73)	(75)	(77)	(80)	(83)	(85)	(88)
Receita líquida	361	375	199	242	516	543	559	605	625	647	667	689	711	737	759	784
Custo total	(142)	(147)	(71)	(104)	(206)	(204)	(211)	(248)	(256)	(264)	(273)	(281)	(291)	(300)	(310)	(320)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(76)	(82)	(43)	(61)	(131)	(136)	(140)	(145)	(150)	(155)	(160)	(165)	(171)	(176)	(182)	(188)
Seguros	-	-	-	(4)	(17)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)	(23)	(24)
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo com compra de energia	(67)	(65)	(28)	(18)	(14)	(6)	(6)	(36)	(37)	(39)	(40)	(41)	(43)	(44)	(45)	(47)
Outros custos	-	-	-	(18)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(45)	(46)	(48)	(49)	(51)	(52)	(54)
UBP	-	-	-	(3)	(7)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(7)	(7)
Lucro Bruto	218	228	129	138	310	338	349	357	369	383	394	407	421	437	449	464
Despesas	(31)	(33)	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com pessoal	(10)	(10)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com serviços de terceiros	(14)	(14)	(6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas	(7)	(9)	(5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	187	196	113	138	310	338	349	357	369	383	394	407	421	437	449	464
Depreciação e Amortização	(135)	(130)	(60)	(60)	(120)	(120)	(120)	(120)	(120)	(120)	(121)	(121)	(122)	(122)	(123)	(123)
EBIT	52	65	53	78	190	218	229	237	249	262	273	286	299	314	327	341
Receita Financeira	(174)	(186)	(98)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(122)	(121)	(45)	78	190	218	229	237	249	262	273	286	299	314	327	341
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(12)	(29)	(33)	(35)	(36)	(38)	(40)	(93)	(97)	(102)	(107)	(111)	(116)
IR e CSLL - diferido	41	41	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	(80)	(80)	(30)	66	161	185	194	201	211	222	180	189	197	208	216	225

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 4.2: Empresa de Energia São Manoel S.A. - DRE (2035-2049)

Empresa de Energia São Manoel S.A. - Em BRL milhões		Informação Financeira Projetada														
DRE (Em BRL milhões)	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	
Receita Bruta	901	933	961	993	1.049	1.086	1.119	1.156	1.194	1.237	1.274	1.316	1.359	1.437	1.481	
Receita ACR	612	634	653	675	697	722	744	768	793	822	847	874	903	-	-	
Receita ACL	233	242	249	257	289	299	308	318	329	341	351	362	374	1.437	1.481	
Receita SPOT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Receita com Reembolso Seguro GSF	55	57	59	61	63	65	67	70	72	74	77	79	82	-	-	
Receita Acessória/ outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Deduções	(91)	(94)	(97)	(100)	(106)	(110)	(113)	(117)	(121)	(125)	(129)	(133)	(137)	(145)	(150)	
Receita Líquida	810	839	864	893	943	976	1.006	1.039	1.073	1.112	1.145	1.183	1.222	1.292	1.331	
Custo total	(330)	(341)	(351)	(362)	(374)	(386)	(398)	(411)	(424)	(438)	(451)	(465)	(480)	(457)	(471)	
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(194)	(201)	(207)	(214)	(221)	(229)	(236)	(244)	(252)	(260)	(269)	(278)	(287)	(296)	(306)	
Seguros	(25)	(26)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	-	-	
O&M	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Custo com compra de energia	(48)	(50)	(52)	(53)	(55)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(69)	(72)	(74)	(76)	
Outros custos	(56)	(58)	(60)	(62)	(64)	(66)	(68)	(70)	(73)	(75)	(77)	(80)	(83)	(85)	(88)	
UBP	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(5)	(5)	(5)	(4)	(4)	(3)	(2)	(2)	(1)	
Lucro Bruto	480	498	513	530	569	590	608	628	649	674	694	718	742	835	860	
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesas com pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesas com serviços de terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesas com provisões e revisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Outras despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBITDA	480	498	513	530	569	590	608	628	649	674	694	718	742	835	860	
Depreciação e Amortização	(124)	(125)	(125)	(126)	(127)	(128)	(129)	(130)	(131)	(132)	(133)	(135)	(136)	(106)	(23)	
EBIT	356	374	388	404	442	462	479	498	519	542	561	583	606	729	836	
Receita Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Despesa financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
EBT	356	374	388	404	442	462	479	498	519	542	561	583	606	729	836	
IR e CSLL - corrente	(121)	(127)	(132)	(137)	(150)	(157)	(163)	(169)	(176)	(184)	(191)	(198)	(206)	(248)	(284)	
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Lucro líquido	235	247	256	267	292	305	316	329	342	358	370	385	400	481	552	

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 4.3: Empresa de Energia São Manoel S.A. - FC

<i>Empresa de Energia São Manoel S.A. - 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
Fluxo de caixa operacional	130	281	308	322	331	340	352	326	336	343	326	334	344	354
(+) EBITDA	138	310	338	349	357	369	383	394	407	421	437	449	464	480
(-) IR e CSLL - FCLF	(8)	(20)	(23)	(24)	(25)	(27)	(28)	(65)	(68)	(74)	(107)	(111)	(116)	(121)
(+/-) Variação do capital de giro	0	(11)	(8)	(3)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)	(4)
(-) UBP	1	2	1	1	1	1	1	0	0	0	(0)	(0)	(0)	(1)
Capex	(23)	(20)	(16)	28	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	108	261	292	350	322	330	341	315	323	330	311	318	327	335

<i>Empresa de Energia São Manoel S.A. - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>													
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	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
Fluxo de caixa operacional	365	375	386	405	425	436	449	463	478	491	506	521	551	799
(+) EBITDA	498	513	530	569	590	608	628	649	674	694	718	742	835	860
(-) IR e CSLL - FCLF	(127)	(132)	(137)	(150)	(157)	(163)	(169)	(176)	(184)	(191)	(198)	(206)	(248)	(284)
(+/-) Variação do capital de giro	(5)	(4)	(5)	(11)	(6)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(7)	(7)	(27)	234
(-) UBP	(1)	(1)	(2)	(2)	(3)	(3)	(4)	(5)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(11)
Capex	(20)	(22)	(23)	(25)	(27)	(29)	(32)	(34)	(37)	(40)	(43)	(47)	(51)	(86)
Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	471
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	345	354	363	380	397	407	417	428	441	451	462	474	500	1.184

Fonte: Administração/ EY

Anexo 5.1: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - Principais Premissas

As premissas descritas abaixo referem-se às projeções de CHTP, subsidiária integral de TPP. O valor de ativos e passivos não operacionais de TPP foi adicionado ao valor justo do capital da CHTP, obtido por fluxo de caixa descontado e ajustado pela participação de TPP em CHTP.

Descrição

Constituída em 2010, a CHTP é a SPE responsável pelas atividades de construção, manutenção, operação e comercialização da energia gerada da Usina Hidrelétrica Teles Pires. O contrato foi celebrado em junho de 2011, com duração de 35 anos. Conforme o 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o prazo foi prolongado até final de janeiro de 2047.

A Usina Hidrelétrica Teles Pires possui uma capacidade instalada de 1.807 MW e garantia física de 939 MW. Considerando o percentual de 2,39% de perdas, a energia assegurada é de 917 MW.

Receita

As receitas foram projetadas de acordo com o volume e preço dos contratos de ACR e ACL firmados pela Teles Pires. Os contratos de ACR tem duração até 2047, representam 61% da garantia física e totalizam 576 MW, a um preço médio de R\$ 114/MWh (preço na data base). Os contratos ACR tem o preço reajustado pelo IPCA no mês de abril. Os contratos do ACL representam 33% da garantia física e totalizam 307 MW sendo que, deste total, 131 MW estão contratados até 2047, a um preço médio de R\$ 179/MWh e 176 MW estão contratados até 2036, a um preço médio de R\$ 169/MWh. Tais contratos tem o preço reajustado 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 Teles Pires possui seguro de repactuação de risco hidrológico do tipo SP92 para 778 MW (com cobertura limitada a um GSF de 92%).

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, as receitas líquidas projetadas observaram um crescimento anual médio de 2,5% 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. Esses custos são obrigações decorrentes do contrato firmado com o ONS e as concessionárias geradoras de energia.

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\$ 16,7/kW/mês em 2022, chegando a R\$ 11,7/kW/mês em 2024, estabilizando-se neste patamar até o fim da projeção (tal redução é prevista em função de alterações de âmbito regulatório e de novas perspectivas do setor, conforme informado pela Administração).

Foi considerada 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 englobam gastos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, pagamento de UBP, dentre outros, os quais foram projetados em linha com o histórico da companhia e corrigidos anualmente pelo IPCA.

Deste modo, a margem EBITDA média anual projetada para Teles Pires foi de 48,7%.

Imposto de Renda

A projeção dos impostos diretos foi baseada no regime de tributação do Lucro Real, no qual a Jirau 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\$ 257 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 2026.

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\$ 315 milhões (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 3,1% ao ano. É importante ressaltar que ao final da projeção é considerado um saldo residual de R\$ 208 milhões 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 de Teles Pires. 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, -1,1% 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 9,7%, cujo detalhamento é apresentado na página 34 deste Relatório.

Ajustes NOPS

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da CHTP foram: Títulos e Valores Mobiliários, 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 CHTP foram: Provisões e Outros Passivos Não Circulantes. Além disso, todos os ativos e passivos da TPP registrados no nível da controladora foram considerados como NOP e adicionados/subtraídos ao valor do capital de CHTP ajustado pela participação de TPP.

Anexo 5.2: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - DRE (2020-2033)

Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - 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	950	990	525	525	1.084	1.102	1.116	1.174	1.173	1.176	1.213	1.253	1.294	1.341	1.381
Fornecimento de Energia - ACR	503	522	278	290	617	647	667	689	712	738	760	785	811	840	865
Fornecimento de Energia - ACL	444	464	231	235	467	446	440	476	452	429	443	458	473	490	505
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	-	-	-	-	-	8	9	9	9	10	10	10	10	11	11
Outras Receitas	2	5	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(157)	(157)	(97)	(53)	(109)	(111)	(113)	(119)	(118)	(119)	(122)	(126)	(131)	(135)	(139)
Receita líquida	793	833	428	472	974	991	1.003	1.056	1.055	1.057	1.091	1.126	1.164	1.205	1.242
Custo total	(487)	(462)	(271)	(305)	(605)	(431)	(442)	(454)	(467)	(482)	(496)	(509)	(457)	(471)	(486)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(293)	(316)	(165)	(193)	(410)	(315)	(325)	(336)	(347)	(358)	(370)	(382)	(395)	(408)	(421)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(163)	(111)	(89)	(80)	(38)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(36)	(37)
UBP	-	-	-	(8)	(10)	(7)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)	(5)	(5)	(5)
Outros custos e despesas	(31)	(35)	(17)	(25)	(148)	(82)	(82)	(83)	(84)	(86)	(88)	(88)	(22)	(23)	(23)
Lucro Bruto	306	371	157	166	370	560	561	601	587	575	595	618	707	734	756
Despesas	(13)	(17)	(7)	(29)	(56)	(55)	(56)	(58)	(60)	(65)	(71)	(73)	(76)	(78)	(81)
Pessoal	(4)	(4)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	(9)	(12)	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(0)	(1)	(1)	(29)	(56)	(55)	(56)	(58)	(60)	(65)	(71)	(73)	(76)	(78)	(81)
EBITDA	292	354	150	137	314	504	505	543	527	510	524	544	631	656	675
Depreciação	(180)	(163)	(88)	(79)	(159)	(160)	(160)	(161)	(162)	(163)	(164)	(164)	(164)	(164)	(164)
Amortização	-	-	-	(3)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
EBIT	112	191	62	55	149	338	338	376	358	340	354	374	460	485	504
Receita/Despesa Financeira	(180)	(120)	(105)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	(67)	70	(43)	55	149	338	338	376	358	340	354	374	460	485	504
IR e CSLL - corrente	-	-	-	(8)	(23)	(52)	(52)	(57)	(122)	(116)	(120)	(127)	(157)	(165)	(172)
IR e CSLL - diferido	21	(27)	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	(46)	44	(29)	47	126	287	287	318	236	225	234	247	304	320	333

Fonte: Administração/ EY

Anexo 5.2: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - DRE (2034-2047)

<i>Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - 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
Receita Bruta	1.427	1.474	1.522	1.445	1.493	1.542	1.597	1.645	1.700	1.756	1.819	1.873	1.935	167
Fornecimento de Energia - ACR	894	923	956	1.327	1.371	1.416	1.466	1.511	1.560	1.612	1.670	1.720	1.777	153
Fornecimento de Energia - ACL	521	539	554	118	122	126	131	135	139	144	149	154	159	14
Fornecimento de Energia - Curto Prazo	12	12	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(144)	(149)	(154)	(146)	(151)	(156)	(161)	(166)	(172)	(177)	(184)	(189)	(195)	(17)
Receita líquida	1.283	1.325	1.369	1.299	1.342	1.387	1.436	1.479	1.528	1.579	1.635	1.684	1.740	150
Custo total	(500)	(516)	(532)	(602)	(622)	(643)	(665)	(687)	(653)	(675)	(699)	(722)	(746)	(64)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição	(435)	(449)	(464)	(480)	(495)	(512)	(529)	(546)	(564)	(583)	(602)	(622)	(642)	(55)
Serviços de operação e manutenção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Custo de compra de energia	(38)	(39)	(40)	(90)	(93)	(96)	(100)	(103)	(106)	(110)	(114)	(117)	(121)	(10)
UBP	(5)	(5)	(4)	(4)	(4)	(3)	(3)	(3)	(2)	(2)	(1)	(1)	(0)	-
Outros custos e despesas	(23)	(23)	(23)	(28)	(30)	(32)	(34)	(36)	19	19	18	17	17	1
Lucro Bruto	782	809	837	697	720	743	771	792	875	903	936	962	993	86
Despesas	(84)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(102)	(105)	(108)	(112)	(116)	(120)	(123)	(69)
Pessoal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Terceiros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Seguros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras Despesas	(84)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(102)	(105)	(108)	(112)	(116)	(120)	(123)	(69)
EBITDA	698	722	747	605	625	645	669	687	767	791	821	843	870	17
Depreciação	(164)	(164)	(164)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(165)	(166)	(166)	(125)	(1)
Amortização	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(3)
EBIT	528	552	576	434	453	473	497	515	595	619	648	670	738	13
Receita/Despesa Financeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Despesa financeira do pagamento da outorga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	528	552	576	434	453	473	497	515	595	619	648	670	738	13
IR e CSLL - corrente	(179)	(188)	(196)	(148)	(154)	(161)	(169)	(175)	(202)	(210)	(220)	(228)	(251)	(4)
IR e CSLL - diferido	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortização do ágio e reversão PMIPL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido	348	364	380	286	299	312	328	340	392	409	428	442	487	9

Fonte: Administração/ EY

Anexo 5.3: Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - FC

<i>Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - 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
Fluxo de caixa operacional	157	294	429	467	498	448	429	436	450	504	491	497
(+) EBITDA	137	314	504	505	543	527	510	524	544	631	656	675
(-) IR e CSLL - FCLF	(6)	(16)	(36)	(36)	(40)	(85)	(81)	(84)	(89)	(110)	(158)	(172)
(+/-) Variação do capital de giro	22	(5)	(36)	1	(2)	11	4	1	0	(12)	(0)	0
(-) UBP	3	1	(2)	(3)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)	(6)	(6)	(7)
Capex	(30)	(27)	(28)	(23)	(25)	(37)	(37)	(7)	(3)	(3)	(3)	(3)
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	127	267	401	444	473	412	392	430	447	501	488	494

<i>Companhia Hidrelétrica Teles Pires (CHTP) - Em BRL milhões</i>	<i>Informação Financeira Projetada</i>													
Fluxo de Caixa (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
Fluxo de caixa operacional	511	527	543	467	461	474	489	500	541	567	585	599	620	(12)
(+) EBITDA	698	722	747	605	625	645	669	687	767	791	821	843	870	17
(-) IR e CSLL - FCLF	(179)	(188)	(196)	(148)	(154)	(161)	(169)	(175)	(202)	(210)	(220)	(228)	(251)	(4)
(+/-) Variação do capital de giro	0	0	0	19	1	1	1	1	(9)	1	1	1	3	(24)
(-) UBP	(8)	(8)	(9)	(10)	(11)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(1)	-
Capex	(8)	(3)	(3)	(4)	(4)	(10)	(4)	(4)	(4)	(4)	(11)	(5)	(5)	208
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	503	523	539	463	457	464	485	496	537	562	574	594	615	196

Fonte: Administração/ EY

Anexo 6.1: 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 40 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 6.2: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - DRE (2020-2033)

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

Fonte: Administração/ EY

Anexo 6.2: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - DRE (2034-2044)

BMTE - 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
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)

Fonte: Administração/ EY

Anexo 6.3: Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. (BMTE) - FC

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

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	

Fonte: Administração/ EY

Anexo 7.1: Interligação Elétrica Madeira S.A. - Principais Premissas

Descrição

A Interligação Elétrica do Madeira S.A. ("IE Madeira") foi constituída em 18 de dezembro de 2008, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de instalações de transmissão pelo prazo de 30 anos, contados da data de assinatura dos Contratos de Concessão 013/2009 e 015/2009.

Receita

A receita da IE Madeira é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R\$ 667.060 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; e
- 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 IE Madeira.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 2,69% 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 IE Madeira 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; e
- 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% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE; a Reserva Global de Reversão ("RGR"), calculada como 2,6% da ROB; e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,4% 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 70,5% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

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

Adicionalmente, foi considerado o benefício fiscal da SUDAM, sendo calculada uma redução de 45% da alíquota do IRPJ, válido até 2024, pois parte da linha está em área de benefício e parte não está.

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

IE Madeira e a manutenção de sua rede de transmissão, apresentando um valor total de R\$ 386 milhões entre Junho de 2022 e o ano de 2036.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da concessão, a IE Madeira 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 IE Madeira. 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 9,7%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPS

As contas do ativo consideradas como NOP e adicionadas ao valor do capital da IE Madeira foram: Impostos e Contribuições a Recuperar de Longo Prazo, e Outros Ativos Circulantes e Não Circulantes. Já as contas do passivo classificadas como NOP e subtraídas do valor do capital da IE Madeira foram: Dividendos a Pagar e Outros Passivos Circulantes e Não Circulantes.

Anexo 7.2 Interligação Elétrica Madeira S.A. - DRE (2020-2033)

IE Madeira - 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	696	1.043	597	421	771	735	723	717	706	693	675	652	625	592	552
Receita de construção	-	-	-	63	62	26	19	20	20	21	22	22	23	24	25
Receita de O&M	96	65	31	46	95	99	102	106	109	113	117	120	124	129	133
Remuneração do ativo financeiro	600	977	565	313	614	610	602	591	577	559	537	510	477	439	395
Outras receitas	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(64)	(96)	(55)	(39)	(71)	(68)	(67)	(66)	(65)	(64)	(62)	(60)	(58)	(55)	(51)
Receita líquida	632	946	542	382	700	667	657	650	641	629	612	592	567	537	501
Custo total	(245)	(72)	(35)	(99)	(142)	(114)	(110)	(114)	(118)	(122)	(125)	(130)	(134)	(138)	(143)
Encargos setoriais	(36)	(25)	(11)	(14)	(29)	(30)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)
Custos operacionais	(87)	(42)	(23)	(28)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)
Custo de construção	(123)	(4)	(1)	(57)	(56)	(24)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)
EBITDA	386	875	507	284	557	553	546	536	524	507	487	463	433	399	358
Depreciação e Amortização	(8)	(5)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
EBIT	379	869	506	283	556	552	545	535	523	506	486	462	432	398	357
Resultado financeiro	(330)	(160)	(73)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	49	709	433	283	556	552	545	535	523	506	486	462	432	398	357
IR e CSLL	0	(162)	(104)	(64)	(127)	(126)	(185)	(182)	(178)	(172)	(165)	(157)	(147)	(135)	(121)
Lucro líquido	49	547	328	219	430	427	360	353	345	334	321	305	285	263	236

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 7.2: Interligação Elétrica Madeira S.A. - DRE (2034-2039)

IE Madeira - Em BRL milhões	Informação Financeira Projetada					
	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39
DRE (Em BRL milhões)						
Receita operacional bruta	506	451	388	284	196	99
Receita de construção	26	26	27	-	-	-
Receita de O&M	137	142	146	151	156	99
Remuneração do ativo financeiro	343	283	215	133	40	0
Outras receitas	-	-	-	-	-	-
Deduções	(47)	(42)	(36)	(26)	(18)	(9)
Receita líquida	459	409	352	258	178	89
Custo total	(148)	(152)	(158)	(137)	(142)	(89)
Encargos setoriais	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(8)
Custos operacionais	(82)	(85)	(88)	(90)	(93)	(81)
Custo de construção	(23)	(24)	(25)	-	-	-
EBITDA	311	257	195	121	37	0
Depreciação e Amortização	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(0)
EBIT	310	256	194	120	36	(0)
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-
EBT	310	256	194	120	36	(0)
IR e CSLL	(106)	(87)	(66)	(41)	(12)	-
Lucro líquido	205	169	128	79	23	(0)

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 7.3: Interligação Elétrica Madeira S.A. - FC

<i>IE Madeira - 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
Fluxo de caixa operacional	201	453	478	502	513	530	547	565	584	603	622	642
(+) Receita operacional bruta	358	741	782	811	838	866	894	924	954	986	1.017	1.051
(-) Imposto indireto	(20)	(41)	(44)	(45)	(47)	(48)	(50)	(52)	(53)	(55)	(57)	(59)
(-) Encargos do setor	(14)	(29)	(30)	(32)	(33)	(34)	(35)	(36)	(37)	(38)	(40)	(41)
(-) Custos operacionais	(28)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(70)	(72)	(74)	(77)	(79)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(78)	(162)	(170)	(177)	(183)	(189)	(195)	(202)	(208)	(215)	(222)	(229)
(+/-) Variação de capital de giro	(18)	1	1	5	0	0	0	0	0	(0)	(0)	(0)
Capex	(57)	(56)	(24)	(17)	(18)	(18)	(19)	(20)	(20)	(21)	(22)	(22)
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	144	397	455	484	495	511	528	546	563	582	600	620

<i>IE Madeira - Em BRL milhões</i>						
<i>Informação Financeira Projetada</i>						
Fluxo de Caixa (Em BRL milhões)	dez/34	dez/35	dez/36	dez/37	dez/38	dez/39
Fluxo de caixa operacional	664	685	708	731	755	63
(+) Receita operacional bruta	1.085	1.121	1.158	1.196	1.236	213
(-) Imposto indireto	(61)	(63)	(65)	(67)	(69)	(12)
(-) Encargos do setor	(42)	(44)	(45)	(47)	(48)	(8)
(-) Custos operacionais	(82)	(85)	(88)	(90)	(93)	(81)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(237)	(245)	(253)	(261)	(269)	(46)
(+/-) Variação de capital de giro	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(2)
Capex	(23)	(24)	(25)	-	-	-
(+) Indenização	-	-	-	-	-	336
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	640	661	683	731	755	399

Fonte: Administração/ EY

Anexo 8.1: Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) - Principais Premissas

Descrição

A Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. ("MSG") foi constituída em 11.12.2013, sendo responsável pela construção, implantação, operação e manutenção das instalações de Transmissão integradas à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN pelo período de 30 anos, contados da data de assinatura do Contrato de Concessão 01/2014.

Receita

A receita da MSG é proveniente da Receita Anual Permitida ("RAP"), com valor de R\$ 300.257 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; e
- 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 MSG.

Sobre a receita foi considerada uma parcela dedutiva de 0,6% 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 MSG 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; e

- 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% do resultado da ROL menos a RGR e a TFSEE e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica ("TFSEE"), calculada como 0,4% 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 81,6% ao longo da projeção.

Imposto de Renda

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

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 MSG, apresentando um valor total de R\$ 66 milhões entre Junho de 2022 e o ano de 2025.

Valor Residual

Para a avaliação, consideramos que ao final do período da

concessão a MSG 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 MSG. 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 9,3%, cujo detalhamento é apresentado na página 40 deste Relatório.

Ajustes NOPs

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

Anexo 8.2: Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) - DRE (2020-2033)

MGE Transmissão S.A. - Em BRL milhões															
Informação Financeira Histórica Informação Financeira Projetada															
DRE (Em BRL milhões)	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
Receita operacional bruta	399	468	298	225	428	437	439	432	436	440	443	444	444	441	437
Receita de construção	107	24	7	21	19	19	13	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	14	23	37	21	44	45	47	49	50	52	54	55	57	59	61
Remuneração do ativo financeiro	334	504	253	183	365	373	379	383	386	388	389	389	387	382	376
Outras receitas	(56)	(82)	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(33)	(39)	(24)	(21)	(40)	(40)	(41)	(40)	(40)	(41)	(41)	(41)	(41)	(41)	(40)
Receita líquida	366	430	275	204	389	396	398	392	396	400	402	403	403	401	397
Custo total	(128)	(76)	(35)	(38)	(57)	(58)	(55)	(44)	(46)	(47)	(49)	(50)	(52)	(54)	(55)
Encargos setoriais	(2)	(3)	(1)	(2)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)
Custos operacionais	(25)	(45)	(22)	(17)	(35)	(36)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)	(46)	(47)	(49)
Custo de construção	(100)	(28)	(12)	(19)	(18)	(17)	(12)	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	239	354	240	166	331	338	344	348	351	353	353	353	351	347	341
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	239	354	239	166	331	338	344	348	351	352	353	353	351	347	341
Resultado financeiro	(92)	(162)	(138)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	147	191	101	166	331	338	344	348	351	352	353	353	351	347	341
IR e CSLL	(50)	(65)	(35)	(57)	(113)	(115)	(117)	(118)	(119)	(120)	(120)	(120)	(119)	(118)	(116)
Lucro líquido	97	126	67	110	219	223	227	229	231	233	233	233	232	229	225

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 8.2: Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) - DRE (2034-2044)

MGE Transmissão 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
Receita operacional bruta	430	420	407	390	369	342	310	272	226	172	29
Receita de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Receita de O&M	63	65	67	69	72	74	76	79	82	84	29
Remuneração do ativo financeiro	367	355	340	320	297	268	234	193	145	88	(0)
Outras receitas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Deduções	(40)	(39)	(38)	(36)	(34)	(32)	(29)	(25)	(21)	(16)	(3)
Receita líquida	390	381	369	354	334	311	282	247	205	156	26
Custo total	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(67)	(69)	(72)	(74)	(76)	(26)
Encargos setoriais	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(3)
Custos operacionais	(50)	(52)	(54)	(56)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(23)
Custo de construção	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	333	322	308	291	269	243	212	175	131	80	(0)
Depreciação e Amortização	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
EBIT	333	322	308	291	269	243	212	175	131	80	(0)
Resultado financeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	333	322	308	291	269	243	212	175	131	80	(0)
IR e CSLL	(113)	(110)	(105)	(99)	(92)	(83)	(72)	(60)	(45)	(27)	-
Lucro líquido	220	213	203	192	178	161	140	116	87	53	(0)

Fonte: Administração/ EY

8 Anexos

Anexo 8.3: Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG) - FC

MGE Transmissão S.A. - Em BRL milhões												
<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
Fluxo de caixa operacional	110	207	218	226	234	241	249	258	266	275	284	293
(+) Receita operacional bruta	169	349	368	382	394	407	421	435	449	464	479	495
(-) Imposto indireto	(12)	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)	(35)
(-) Encargos do setor	(2)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(5)	(6)	(6)	(6)	(6)	(6)
(-) Custos operacionais	(17)	(35)	(36)	(38)	(39)	(40)	(42)	(43)	(44)	(46)	(47)	(49)
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Imposto direto FCLF	(38)	(79)	(83)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(102)	(105)	(109)	(112)
(+/-) Variação de capital de giro	10	2	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Capex	(19)	(18)	(17)	(12)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	90	190	200	215	234	241	249	258	266	275	284	293

MGE Transmissão S.A. - Em BRL milhões												
<i>Informação Financeira Projetada</i>												
Fluxo de Caixa (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	
Fluxo de caixa operacional	303	313	324	335	346	357	369	381	394	407	120	
(+) Receita operacional bruta	511	528	546	564	582	601	621	642	663	685	236	
(-) Imposto indireto	(36)	(37)	(39)	(40)	(41)	(43)	(44)	(45)	(47)	(48)	(17)	
(-) Encargos do setor	(7)	(7)	(7)	(7)	(8)	(8)	(8)	(8)	(9)	(9)	(3)	
(-) Custos operacionais	(50)	(52)	(54)	(56)	(57)	(59)	(61)	(63)	(65)	(68)	(23)	
(-) Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(-) Imposto direto FCLF	(116)	(120)	(124)	(128)	(132)	(136)	(141)	(145)	(150)	(155)	(53)	
(+/-) Variação de capital de giro	1	1	1	2	2	2	2	2	3	3	(19)	
Capex	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(+) Indenização	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	590	
Fluxo de caixa livre para a firma (FCFF)	303	313	324	335	346	357	369	381	394	407	710	

Fonte: Administração/ EY

Anexo 9.1: 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								
Madeira Energia S.A.	3.200.762	3.758.056	1.765.659	1.940.491	1.268.112	2.254.965	794.163	268.239
Chapecoense Geração S.A.	935.862	1.068.277	498.943	575.648	715.413	1.040.819	406.910	448.424
Empresa de Energia São Manoel S.A.	360.656	375.052	180.989	199.472	187.330	195.623	115.804	113.350
Teles Pires	792.973	833.258	401.902	427.963	292.497	354.289	190.290	150.031
Tijó Participações e Investimentos S.A.	221.812	236.255	115.994	119.098	100.443	108.258	50.937	58.976
Enerpeixe S.A.	303.132	421.390	136.990	149.135	380.439	203.013	115.569	98.233
Serra do Facão Energia S.A.	402.091	384.502	187.644	200.212	297.502	304.528	111.259	124.143
Retiro Baixo Energética S.A.	73.240	70.221	34.924	37.324	50.697	51.384	25.618	51.308
Baguari Energia S.A.	72.565	76.527	-	7.795	59.583	78.502	-	6.738
Brasil Ventos Holding	52.865	78.663	32.921	40.385	(58.472)	48.865	23.939	29.968

Fonte: Administração

Anexo 9.2: 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 Estimado
	LFY			LTM			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	EBITDA ¹	Peso	Múltiplo	EBITDA ¹	Peso	BRL mil
Madeira Energia S.A.	3,4x	3.758.056	16%	3,7x	3.932.888	24%	9,0x	2.254.965	24%	11,1x	2.638.563	36%	20.924.206
Chapecoense Geração S.A.	3,4x	1.068.277	20%	3,7x	1.144.982	20%	6,0x	855.400	30%	6,8x	896.914	30%	4.936.482
Empresa de Energia São Manoel S.A.	5,1x	375.052	0%	4,1x	393.535	0%	12,0x	189.804	0%	15,4x	188.432	100%	2.896.746
Teles Pires	5,1x	833.258	20%	4,1x	859.319	20%	12,0x	311.115	30%	15,4x	297.611	30%	4.038.795
Tijoa Participações e Investimentos S.A.	3,4x	236.255	20%	3,7x	239.359	20%	6,0x	108.258	30%	6,8x	116.297	30%	768.506
Enerpeixe S.A.	3,4x	421.390	20%	2,6x	433.535	20%	5,7x	203.013	30%	7,1x	185.677	30%	1.252.495
Serra do Facão Energia S.A.	3,4x	384.502	20%	3,7x	397.070	20%	6,0x	383.826	30%	6,8x	399.899	30%	2.059.418
Retiro Baixo Energética S.A.	5,1x	70.221	20%	3,7x	72.621	20%	12,0x	51.384	30%	6,8x	51.892	30%	415.788
Baguari Energia S.A.	3,4x	76.527	40%	0,0x	-	0%	6,0x	78.502	60%	0,0x	-	0%	383.921
Brasil Ventos Holding	5,1x	78.663	20%	4,1x	86.127	20%	12,0x	54.027	30%	15,4x	60.056	30%	621.374

Nota:

(1) Para fins de avaliação de múltiplos foram utilizados EBITDA's Ajustados. Os ajustes realizados levaram em consideração resultados não recorrentes e que não possuem efeito caixa, assim como, resultados de *Impairment*.

Fonte: Capital IQ/ Gestão/ Análise EY

Anexo 10.1: 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
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	629.565	680.302	760.584	734.685	799.402	402.290	403.762
Interligação Elétrica Madeira S.A.	552.512	597.022	667.060	386.484	856.814	431.187	506.654
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - (MSG)	218.418	261.991	300.257	238.670	353.973	168.930	239.500
Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE	144.567	156.284	174.618	187.149	181.053	89.707	92.795
Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT	42.196	45.595	50.944	51.997	53.990	26.372	24.921
Goiás Transmissão S.A. - GOT	62.864	73.606	82.240	37.073	130.014	17.343	22.809
Transenergia Renovável S.A. - TER	64.585	69.788	77.975	28.546	46.050	9.741	8.986
MGE Transmissão S.A.	37.458	45.467	61.892	6.480	89.067	21.880	18.383
Transenergia São Paulo S.A. - TSP	21.721	24.570	27.452	14.990	34.147	4.574	7.022
Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT	5.056	5.895	6.586	3.449	11.643	2.739	4.115
Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ	4.355	4.705	5.257	3.563	6.829	3.083	3.779
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. - VSB	39.133	42.286	47.247	21.361	32.075	11.641	20.726
Transenergia Goiás S.A. - TGO	13.157	14.292	15.969	10.137	16.932	(428)	10.071

Fonte: Administração

Anexo 10.2: Avaliação por múltiplos de mercado Transmissão - Análise por múltiplos de mercado

Análise por múltiplos de mercado	EV/RAP			EV/RAP			EV/EBITDA			EV/EBITDA			EV Estimado
	LTM			LTM + 1			LFY			LTM			
Empresa	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	RAP	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	Múltiplo	ROL	Peso	BRL mil
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	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
Interligação Elétrica Madeira S.A.	10,8 x	597.022	16%	9,3 x	667.060	64%	5,1 x	856.814	4%	5,6 x	932.281	16%	6.013.624
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - (MSG)	11,0 x	261.991	16%	9,3 x	300.257	64%	5,1 x	353.973	0%	5,6 x	424.543	20%	2.727.294
Parnaíba Transmissora de Energia S.A. - PTE	10,8 x	156.284	16%	9,3 x	174.618	64%	4,8 x	181.053	4%	5,6 x	184.141	16%	1.509.258
Triângulo Mineiro Transmissora S.A. - TMT	10,8 x	45.595	16%	9,3 x	50.944	64%	4,9 x	53.990	4%	5,3 x	52.539	16%	436.940
Goiás Transmissão S.A. - GOT	11,0 x	73.606	16%	9,3 x	82.240	64%	5,1 x	130.014	4%	5,6 x	135.480	16%	767.895
Transenergia Renovável S.A. - TER	10,8 x	69.788	16%	9,3 x	77.975	64%	5,1 x	46.050	4%	5,3 x	45.295	16%	632.279
MGE Transmissão S.A.	11,0 x	45.467	16%	10,7 x	61.892	64%	5,1 x	89.067	4%	5,3 x	85.570	16%	593.636
Transenergia São Paulo S.A. - TSP	11,0 x	24.570	16%	9,3 x	27.452	64%	5,1 x	34.147	4%	5,6 x	36.595	16%	246.676
Caldas Novas Transmissão S.A. - CNT	11,0 x	5.895	16%	9,3 x	6.586	64%	5,1 x	11.643	0%	5,6 x	13.019	20%	64.254
Lago Azul Transmissão S.A. - LAZ	10,8 x	4.705	16%	9,3 x	5.257	64%	5,1 x	6.829	4%	5,6 x	7.525	16%	47.572
Vale do São Bartolomeu Transmissora de Energia S.A. - VSB	10,8 x	42.286	16%	9,3 x	47.247	64%	5,1 x	32.075	4%	5,6 x	41.160	16%	397.718
Transenergia Goiás S.A. - TGO	10,8 x	14.292	16%	9,3 x	15.969	64%	5,1 x	16.932	4%	5,6 x	26.833	16%	147.293

Fonte: Capital IQ/ Administração/ Análise EY

Anexo 11.1: 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. - Eletrobras	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%

Fonte: Capital IQ

Anexo 11.1: 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:CPLE6	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. - Eletrobras	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

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Anexo 11.2: 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%	76,84%	80,22%
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	49,72%	47,65%	3,55%	1,40%	71,48%	65,01%

Fonte: Capital IQ

Anexo 11.2: 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:TAAE11	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

Fonte: EY com base em dados do S&P Capital IQ, 2 anos série semanal

Fonte: Capital IQ

