

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO**

**DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**



**PUC**  
**RIO**

**MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO**

**ANÁLISE FUNDAMENTALISTA DE NORTE ENERGIA S.A.**

**Bruno da Silva Martins**

Matrícula: 1712934

**Departamento de Economia PUC-RIO**

**Orientador: Eduardo Marinho**

**Coordenador de Monografia: Márcio Garcia**

Rio de Janeiro, dezembro de 2023

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO**

**DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**

**MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO**

**ANÁLISE FUNDAMENTALISTA DE NORTE ENERGIA S.A.**

Bruno da Silva Martins

Matrícula: 1712934

Orientador: Eduardo Marinho

Dezembro, 2023

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor.”

Bruno da Silva Martins

“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor.”

## **AGRADECIMENTOS**

É com imensa gratidão que dedico este trabalho àqueles que foram fundamentais na minha jornada, ou seja, a minha família. A conclusão deste curso representa não apenas a conquista de um diploma, mas a realização de um sonho no qual fora possível apenas pelos recursos incansáveis, seja de natureza financeira, emocional ou intelectual, vinda de vocês... Sérgio, Rita, Guilherme, Thaís e Victor. Não há nenhuma distância no mundo que irá cessar ou diminuir o amor que sinto por vocês.

Aos meus amigos também que contribuíram imensamente nesta jornada em que aprendi muito com erros e que sempre estiveram lá para dar suporte e para aperfeiçoar certa resiliência que só o tempo pode nos oferecer.

Por fim, agradeço a todas as pessoas que me auxiliaram neste caminho com qualquer recurso que seja, estejam elas atualmente presentes ou não na minha vida.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
<b>2. METODOLOGIA.....</b>	<b>10</b>
2.1 Fluxo de Caixa Descontado (DCF) .....	10
2.2 Fluxo de Caixa Livre para a Firma (FCFF).....	11
2.3 Fluxo de Caixa Livre para o Acionista (FCFE) .....	12
2.4 Custo de Capital .....	13
2.5 Custo de Capital Próprio Ponderado .....	14
2.6 Desconto por Iliquidez .....	14
<b>3. ANÁLISE SETORIAL .....</b>	<b>15</b>
3.1 Panorama Internacional .....	15
3.1.1 Geração .....	15
3.1.2 Capacidade Instalada .....	17
3.1.3 Consumo de Energia .....	18
3.2 Panorama Doméstico .....	18
3.2.1 Breve Histórico .....	18
3.2.2 Estrutura Regulatória.....	19
3.2.3 Cadeia Produtiva .....	21
3.2.4 Sistema Integrado Nacional (SIN) .....	22
3.2.5 Comercialização de Energia Elétrica .....	23
3.2.6 Geração de Energia .....	24
3.2.7 Distribuição Geográfica.....	25
<b>4. A NORTE ENERGIA.....</b>	<b>27</b>
4.1 Histórico e Características .....	27
4.2 Estrutura Societária .....	28
4.3 Governança Corporativa: .....	29

<b>5.</b>	<b>ANÁLISE FINANCEIRA .....</b>	<b>32</b>
5.1	Receitas .....	32
5.2	Despesas .....	33
5.3	EBITDA.....	34
5.4	Resultado Financeiro e Endividamento .....	34
5.5	Lucro Líquido.....	36
<b>6.</b>	<b>VALUATION.....</b>	<b>37</b>
6.1	Preços.....	37
6.2	Custo de Venda de Energia + Operacional .....	38
6.3	SG&A.....	38
6.4	CAPEX.....	39
6.5	Depreciação do Imobilizado .....	39
6.6	Juros da Dívida .....	40
6.7	Tributação .....	40
6.8	Projeções Macroeconômicas .....	40
6.10	Sazonalidade e Hidrogramas .....	41
6.11	Cálculo do Custo de Capital.....	42
6.11.1	CAPM Modificado .....	42
6.11.2	Taxa Livre de Risco.....	43
6.11.3	Prêmio de Risco de Mercado .....	43
6.11.4	Prêmio de Risco Regulatório.....	44
6.11.5	Taxa de Inflação .....	45
6.11.6	Resultados .....	45
<b>7.</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>48</b>
<b>8.</b>	<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>50</b>

**LISTA DE TABELAS:**

Tabela 1: Organograma do Setor Elétrico

Tabela 2: Composição da Dívida de Norte Energia 4T22

Tabela 3: Contratos de Venda de Energia de Norte Energia

Tabela 4: Custo da Dívida de Terceiros de Norte Energia

Tabela 5: Premissas Macroeconômicas

Tabela 5: Beta Desalavancado Pares Norte Energia

Tabela 7: Prêmio de Risco de Mercado por País

Tabela 8: Cálculo Custo de Capital Norte Energia

Tabela 9: Premissas do *Valuation*

Tabela 10: Premissas Modelo Fluxo de Caixa Descontado (FCFF)

Tabela 11: Projeção de Fluxo Caixa Descontado

Tabela 12: Resultado do Valuation

**LISTA DE FIGURAS:**

Figura 1: Cadeia Produtiva do Setor Elétrico

Figura 2: Distribuição do Sistema Integrado Nacional

Figura 3: Dados de Consumo de Energia por Estado

Figura 4: Estrutura da Societária Norte Energia S.A.

Figura 5: Composição da Diretoria Estatutária da Norte Energia

Figura 6: Composição do Conselho de Administração da Norte Energia

Figura 7: Composição do Conselho de Fiscal da Norte Energia

**LISTA DE GRÁFICOS:**

Gráfico 1: Distribuição da Energia Gerada por Continente

Gráfico 2: Distribuição da Energia Gerada por País

Gráfico 3: Distribuição da Energia Renovável Gerada por País

Gráfico 4: Distribuição da Capacidade Instalada por País

Gráfico 5: Consumo de Energia por País

Gráfico 6: Geração de Energia no Brasil por Método

Gráfico 7: Distribuição da Energia Gerada no Brasil por Estado

Gráfico 8: Geração Norte Energia (MWh)

Gráfico 9: Nível dos Reservatórios por Volume Útil

Gráfico 10: Receita Líquida da Norte Energia

Gráfico 11: EBITDA e Margem EBITDA da Norte Energia

Gráfico 12: Evolução da Taxa de Juros de Longo Prazo

Gráfico 13: Lucro Líquido de Norte Energia

Gráfico 14: Índice de Qualidade Regulatória Brasil

## 1. INTRODUÇÃO

O presente estudo propõe uma avaliação fundamentalista da Norte Energia, companhia proeminente no setor energético brasileiro devido a sua operação central na Usina Hidrelétrica de Belo Monte, a maior hidrelétrica totalmente nacional. Inserida em um contexto global de transição energética e pela busca de fontes de energia limpa e sustentável, a relevância da Companhia torna-se crucial, não apenas no âmbito de sua relevância estratégica nacional, mas também em consonância com as demandas internacionais por práticas ambientalmente mais responsáveis.

A geração de energia hidráulica é a fonte predominante na matriz energética brasileira e é uma das fontes mais baratas e limpas disponíveis. Por conta disto, o país tem explorado a grande abundância dos recursos naturais hídricos através de programas governamentais de desenvolvimento socioeconômico. A construção da usina foi o principal projeto energético do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), que teve o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) como maior financiador.

A abordagem metodológica empregada neste estudo envolve uma análise das demonstrações financeiras da Companhia e a confecção de projeções de fluxo de caixa futuro para valoração da mesma. Paralelamente, serão explorados alguns fatores específicos do setor de geração de energia nas esferas internacional e doméstica.

## 2. METODOLOGIA

Existem três grandes abordagens para valoração de uma empresa: Perspectiva de rentabilidade da companhia, valor baseado no mercado e valor dos ativos.

A perspectiva de rentabilidade da companhia consiste em definir o valor da empresa em função da expectativa de ganhos futuros. É estimado esse valor dos ganhos futuros e descontado a valor presente utilizando uma taxa proporcional ao risco do negócio. Há algumas alterações ao aplicar essa metodologia, de forma que os ganhos futuros podem ser considerados como o Fluxo de Caixa Livre, Dividendos ou o Lucro Econômico em si.

O valor baseado no mercado, como diz o próprio nome, utiliza as próprias transações de mercado para precificação. A avaliação pode ser direta, no caso de utilizar a precificação de mercado da própria empresa sendo avaliada; ou indireta, quando se usa a precificação de ativos similares como referência (precificação por múltiplos).

O valor dos ativos se quantifica ao valor líquido dos ativos constituintes da empresa avaliada. Pode ser utilizado o valor contábil, o valor de liquidação ou o valor de reposição.

No presente trabalho, o método a ser utilizado será o critério de perspectiva de rentabilidade futura da companhia, através do cálculo do fluxo de caixa descontado. O referido método mostra-se o mais adequado devido a características específicas da companhia como: concessão com duração definida, contratos de longo prazo com receitas bem definidas, custos e investimentos bem definidos e boas referências na literatura empírica no custo de capital.

### 2.1 Fluxo de Caixa Descontado (DCF)

O método de fluxo de caixa descontado parte do princípio de que o valor de um ativo é dado pela expectativa de seus rendimentos futuros disponíveis para o acionista. De forma a refletir o valor do capital no tempo, estes rendimentos futuros são trazidos a valor presente por uma taxa de desconto que reflete o risco do ativo e

o custo de oportunidade de investimentos semelhantes. Como medida de rendimentos futuros disponíveis para o acionista, utilizamos os conceitos de Fluxo de Caixa Livre da Firma (*FCFF – Free Cash Flow to Firm*) e Fluxo de Caixa Livre do Acionista (*FCFE – Free Cash Flow to Equity*).

O FCFF é o fluxo de caixa existente que remunera credores e acionistas após o pagamento de despesas operacionais, das obrigações tributárias, das necessidades de investimento (CAPEX e OPEX). Ele é indiferente à estrutura de capital da empresa, fator este que será levado em consideração na taxa de desconto mais à frente. O FCFE incorpora os efeitos do financiamento de terceiros ao FCFF e reflete o fluxo de caixa disponível aos acionistas. Este fluxo pode ser distribuído aos acionistas ou retido em caixa.

Ambos os fluxos representam recursos disponíveis ou demandados, independente se são distribuídos ou retidos no caixa da empresa. Para fins de valoração, estes fluxos são descontados pelo custo de capital, que representa o custo de oportunidade dos recursos empregados no ativo; através das seguintes fórmulas:

$$\text{Valor econômico das ações} = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1+WACC)^t} - (\text{Dívida Bruta} + \text{Caixa})$$

$$\text{Valor econômico das ações} = \sum_{t=1}^n \frac{FCFE_t}{(1+Ke)^t} + \text{Caixa excedente}$$

## 2.2 Fluxo de Caixa Livre para a Firma (FCFF)

No quadro a seguir apresentamos os componentes de cálculo do FCFF, pelo método indireto.

Lucro Líquido
(+) Depreciação
(+/-) Resultado financeiro líquido de impostos
(+/-) Redução / (aumento) do capital de giro
(+/-) Variação dos ativos / passivos fiscais
(+) Benefício Fiscal da Dívida
<b>(A) Fluxo de caixa das operações</b>
(+/-) Redução / (aumento) do imobilizado bruto
<b>(B) Fluxo de caixa dos investimentos</b>
<b>A+B = Fluxo de caixa livre da firma (FCFF)</b>

### 2.3 Fluxo de Caixa Livre para o Acionista (FCFE)

Já neste quadro, apresentamos os componentes de cálculo do FCFE, também pelo método indireto.

Lucro Líquido
(+) Depreciação
(-) Resultado financeiro líquido de impostos
(+/-) Redução / (aumento) do capital de giro
(+/-) Variação dos ativos / passivos fiscais
(+) Benefício Fiscal
<b>(A) Fluxo de caixa das operações</b>
(+/-) Redução / (aumento) do imobilizado bruto
<b>(B) Fluxo de caixa dos investimentos</b>
(+) Resultado financeiro líquido de impostos
(+/-) Redução / (aumento) da reserva dos financiamentos
(+/-) Aumento / (redução) dos empréstimos
<b>(C) Fluxo de caixa financeiro c/ terceiros</b>
(-) Receita financeira s/ caixa
(+/-) Ajustes de impostos sobre a receita financeira
<b>(D) Exclusão da receita financeira sobre caixa (exceto conta reserva)</b>
<b>A+B+C+D = Fluxo de caixa livre do acionista (FCFE)</b>

## 2.4 Custo de Capital

Utilizaremos o método CAPM (Capital Asset Pricing Model) para calcular o custo de capital próprio. O CAPM é amplamente adotado e aceito pela comunidade financeira mundial. Os parâmetros de cálculo do custo de capital pelo CAPM são os seguintes:

Custo de Capital Próprio ( $K_e$ ):

$$K_e = R_F + \beta_L \times R_M + P_{RA}$$

$K_e$ : Custo de Capital do Acionista; representa o retorno necessário para remunerar adequadamente o acionista em função do risco assumido.

$R_F$ : Taxa livre de risco; representa o retorno obtido com papéis livres de risco

$\beta_L$ : Beta alavancado da empresa; mede o risco sistêmico do negócio. O beta alavancado já incorpora o risco de endividamento da empresa (mas não o risco de solvência).

$R_M$ : Prêmio de risco de mercado.

$P_{RA}$ : Prêmio de risco adicional; mede o risco específico da empresa não capturado pelo beta.

O beta alavancado é calculado da seguinte maneira:

$$\beta_L = \beta_U \times \left(1 + (1 - t) \times \frac{D}{E}\right)$$

$\beta_U$  : Beta desalavancado: mede o risco sistêmico do negócio sem dívida.

$t$  : Alíquota marginal de imposto de renda (t)

$\frac{D}{E}$  : Relação Dívida/Equity

## 2.5 Custo de Capital Próprio Ponderado

O custo de capital é calculado sob a perspectiva de um investidor diversificado, e o risco considerado é o risco adicionado pelo ativo a uma carteira de mercado diversificado. A fórmula se dá pela seguinte maneira:

$$WACC = K_e \times \frac{E}{D + E} + K_d \times (1 - t) \times \frac{D}{D + E}$$

$K_e$  : Custo de capital do Equity

$\frac{E}{D+E}$  : Proporção do equity no capital da firma (valor de mercado)

$K_d$  : Custo da dívida

$\frac{D}{D+E}$  : Proporção da dívida no capital da firma (valor de mercado)

## 2.6 Desconto por Ilíquidez

A literatura empírica confirma que a ilíquidez, definida por Damodaran (2005) como o “custo do remorso”, afeta diretamente a precificação entre dois ativos semelhantes. Ativos sem liquidez como a Norte Energia são tipicamente negociados com um desconto entre 20% e 35% (William Silber, 1991) sobre papéis similares com boa liquidez (por exemplo, com papéis facilmente negociados em bolsa). Porém, como se trata de um estudo, não será adicionado desconto de ilíquidez para as ações da Norte Energia.

### 3. ANÁLISE SETORIAL

#### 3.1 Panorama Internacional

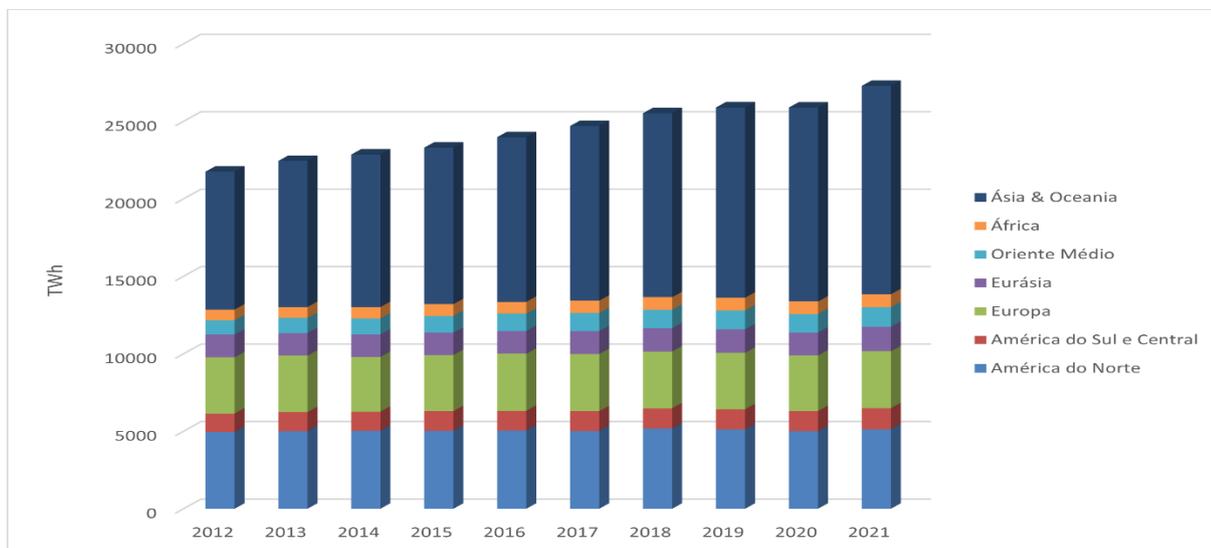
O cenário mundial de energia elétrica está em transição e em constante mudança sobretudo escorados sobre novos valores ambientais e sociais. Com isto, observamos claras tendências alinhadas à renovação da matriz energética com viés renovável e aumento de investimentos em pesquisa e desenvolvimento para novas tecnologias disruptivas e sustentáveis de geração.

Para efeitos de demonstração da magnitude do mercado e sua importância no mundo, serão apresentados dados abaixo referentes à geração, capacidade instalada e consumo de energia.

##### 3.1.1 Geração

A geração de energia mundial, em 2021, foi de aproximadamente 27.000 terawatt-horas (TWh). O continente asiático lidera a geração de energia mundial, com forte contribuição de duas potências, China e Índia.

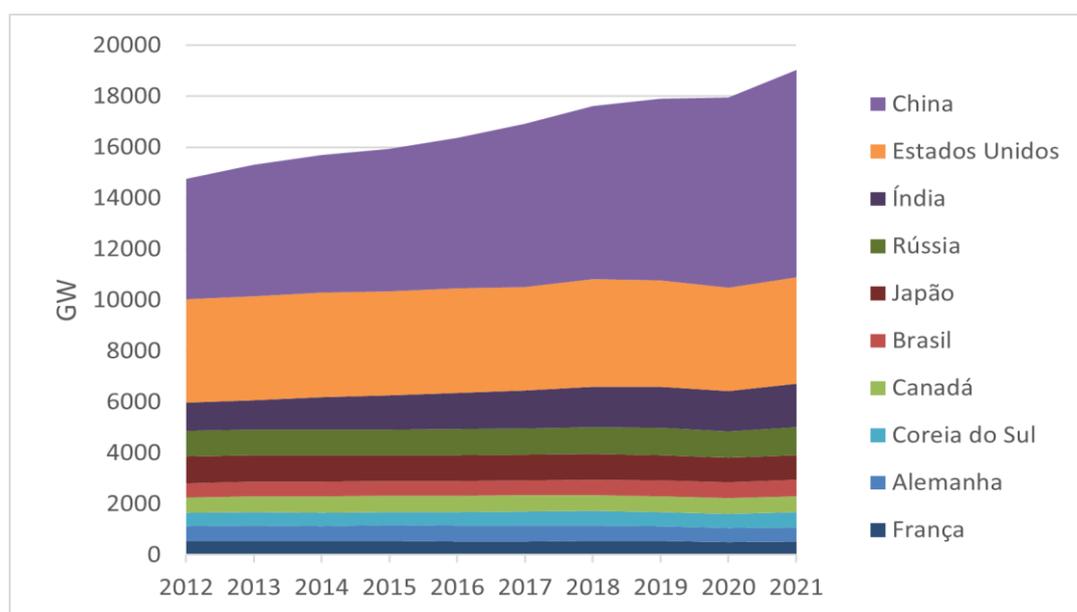
Gráfico 1: Distribuição da Energia Gerada por Continente



Fonte: EPE; Elaboração Própria

No ranking entre países, a liderança é da China como a maior potência mundial em geração de energia, uma geração anual de 8.152.000 gigawatt-hora (GWh). O Brasil fica em 6º lugar no ranking gerando aproximadamente 656.000 GWh anualmente.

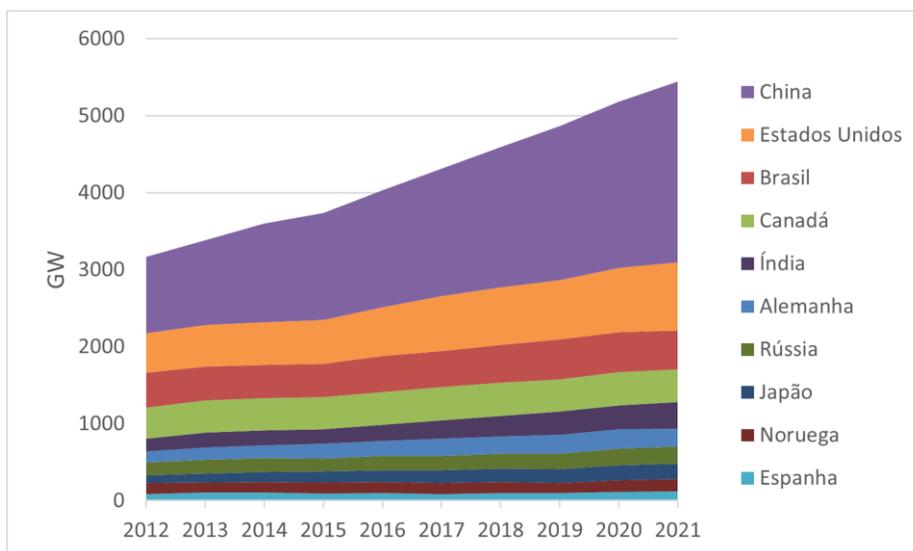
Gráfico 2: Distribuição da Energia Gerada por País



Fonte: EPE; Elaboração Própria

É também interessante observar e destacar o papel do Brasil como referência internacional na geração de energia via fontes renováveis, principalmente a hidráulica e com recente forte expansão nas fontes solares e eólicas, como veremos a frente. O país sobe para a terceira colocação, com geração de 507 GW via fontes renováveis, o que representa cerca de 78% de sua matriz energética. E segundos dados mais atualizados apurados no Balanço Energético Nacional (BEN), esse indicador subiu para incríveis 87,9% contra média da OCDE de 30,8%.

Gráfico 3: Distribuição da Energia Renovável Gerada por País

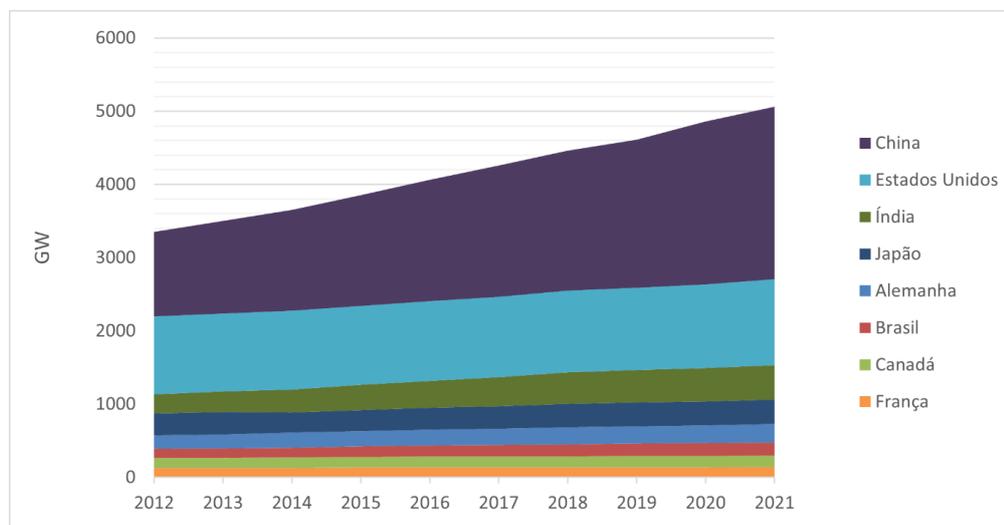


Fonte: EPE; Elaboração Própria

### 3.1.2 Capacidade Instalada

A China desponta também com a maior capacidade instalada, de 2.356 GW de energia (2021), segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O Brasil ocupa apenas 7ª colocação no ranking com capacidade instalada de 190 GW.

Gráfico 4: Distribuição da Capacidade Instalada por País

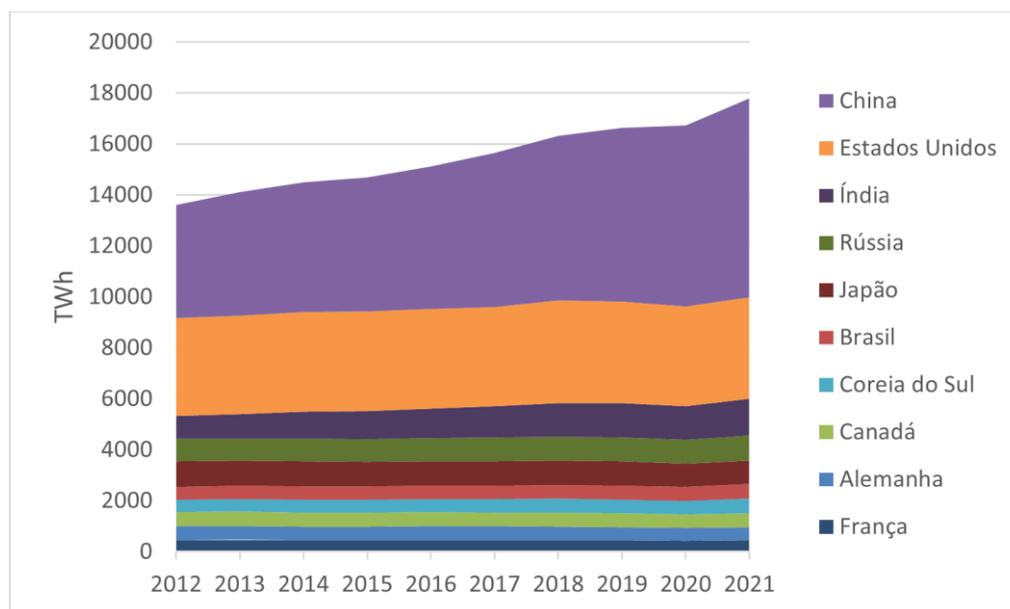


Fonte: EPE; Elaboração Própria

### 3.1.3 Consumo de Energia

A China confirma sua liderança invicta em todas as análises com consumo anual de 7.806 TWh de energia. O Brasil está em 6º lugar no ranking com consumo anual de 571 TWh.

Gráfico 5: Consumo de Energia por País



Fonte: EPE; Elaboração Própria

## 3.2 Panorama Doméstico

### 3.2.1 Breve Histórico

A energia elétrica faz parte de uma das condições inegociáveis da existência de vida moderna na sociedade atual. Desde a sua criação, em 1879, através do inventor norte-americano Thomas Alva Edison (1847-1931), a corrente elétrica resultante do deslocamento de elétrons livres do polo negativo para o polo positivo (Moysés, 1997), definição técnica da corrente elétrica, foi o principal propulsor e fator de produção do imenso avanço tecnológico do mundo recente.

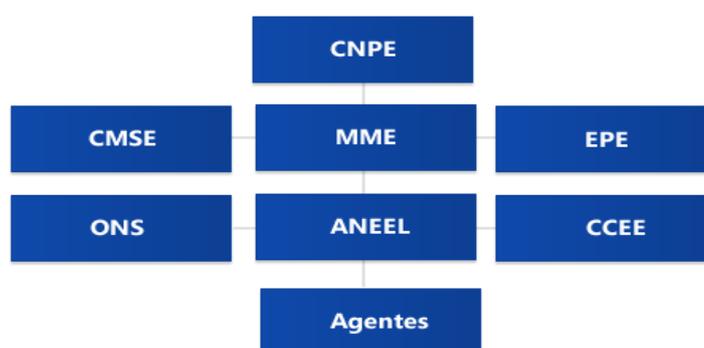
No Brasil, a primeira geração hidráulica dessa nova e revolucionária tecnologia, aconteceu em Minas Gerais com a Usina Hidrelétrica (UHE) Ribeirão do Inferno, que abastecia serviços de mineração. O potencial brasileiro oriundo da exploração de recursos naturais em diversos setores é de extrema importância e sua abundância de bacias hídricas com quedas permitiu que o país tomasse um direcionamento previsível na geração de energia. A entrada de *players* internacionais de capital financeiro intensivo fez com que o mercado de energia elétrica expandisse exponencialmente até ser totalmente estatizado na Era Vargas, onde o Estado passou a atuar com mão de ferro em assuntos que tangiam aos interesses nacionais. Foi estabelecido na Constituição de 1934, que qualquer aproveitamento industrial das águas e da energia hidráulica fosse dependente da autorização ou da concessão do Estado.

O modelo regulatório do setor através da grande intervenção estatal perdurou até 1995, onde foram criados diversos mecanismos com intuito de dar maior credibilidade ao setor através do aumento do investimento privado e maior abertura a investimentos estrangeiros. Houve o desmembramento das atividades produtivas, separadas em geração, transmissão e distribuição da energia e a criação de nova estrutura regulatória.

### 3.2.2 Estrutura Regulatória

A reestruturação do setor permitiu a criação de novas instituições regulatórias que foram primordiais para o avanço da credibilidade e da eficiência do mesmo. O atual modelo pode ser dividido entre as seguintes instituições:

Tabela 1: Organograma do Setor Elétrico



Fonte: RI Alupar

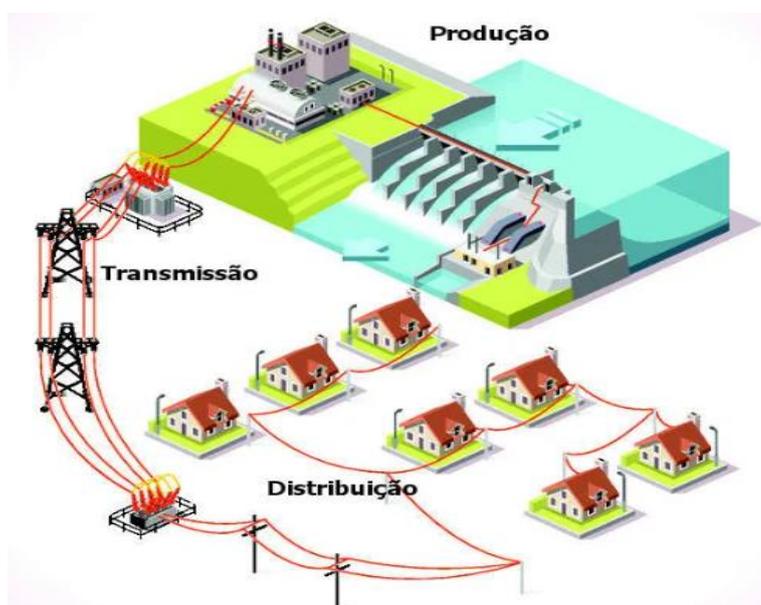
- **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** Conselho criado unicamente com o intuito de orientar o Presidente da República para questões referentes ao setor de energia. É composto pelo ministro do MME, dez membros do poder executivo e três representantes independentes.
- **Ministério de Minas e Energia (MME):** Ministério responsável pelos assuntos estratégicos de energia no país. Desde 2004 é responsável pela redação das outorgas de concessões e das instruções para os processos licitatórios.
- **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** Comitê com função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional.
- **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** Empresa pública federal com finalidade de prestar serviços para o MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.
- **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):** Autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) criada para regular o setor elétrico brasileiro.
- **Operador Nacional de Sistema (ONS):** Órgão responsável pela coordenação e controle de operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). É fiscalizado pela ANEEL.
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** Associação civil mantida pelos players do mercado de energia para viabilização das atividades de compra e venda de energia elétrica no Brasil. É também fiscalizada pela ANEEL e responsável pelo cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

### 3.2.3 Cadeia Produtiva

Como mencionado anteriormente, o Sistema Elétrico Brasileiro atualmente pode ser dividido entre três segmentos operacionais: geração, transmissão e distribuição.

- **Geração:** Inclui a prospecção, implantação, operação e manutenção das instalações geradoras.
- **Transmissão:** Inclui a implantação, operação e manutenção das linhas de instalações de transmissão que constituem o elo entre a geração e a distribuição.
- **Distribuição:** Inclui a implantação e manutenção de infraestrutura adequada para a distribuição para o consumidor final conectado à rede elétrica.

Figura 1: Cadeia Produtiva do Setor Elétrico

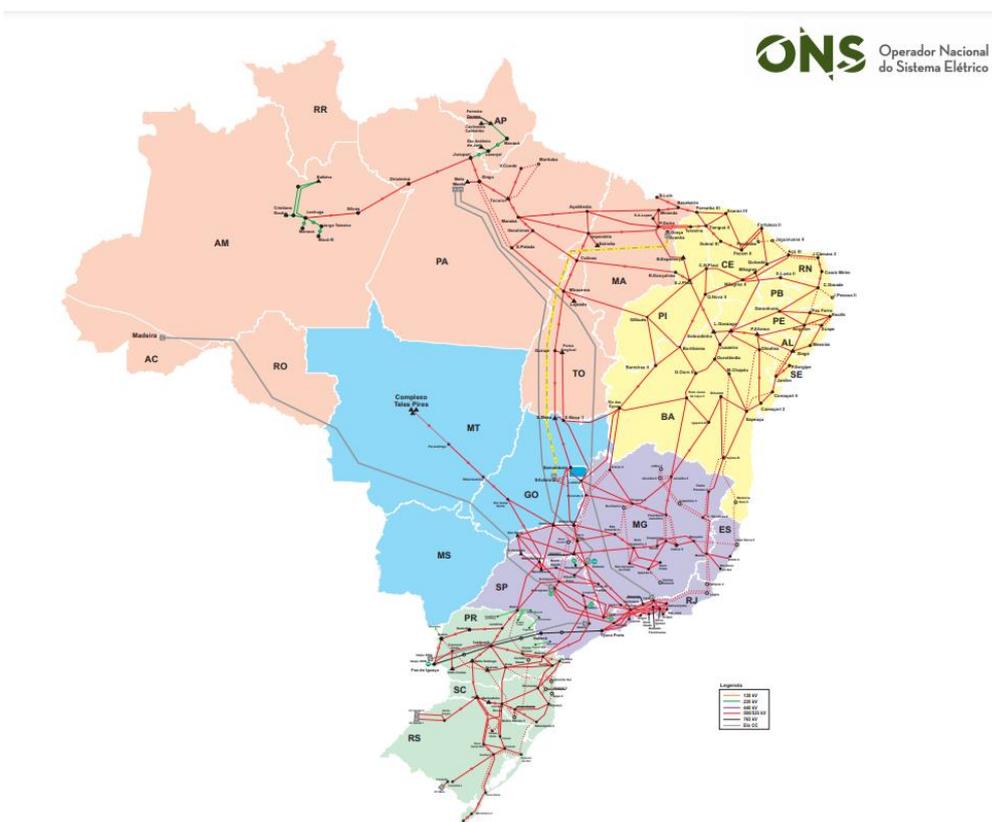


Fonte: Brasil Escola

### 3.2.4 Sistema Integrado Nacional (SIN)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema circulatório da energia no território brasileiro. O sistema foi criado em 1988 pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e é operado e controlado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que é fiscalizado e regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O Sistema Integrado Nacional (SIN) caracteriza-se como o sistema hidro-termo-eólico de grande porte de produção e transmissão de energia, com predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos proprietários, responsável por realizar todo o fluxo entre os geradores e os consumidores finais. É constituído entre quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e quase toda região Norte. De acordo com dados da CCEE datados de abril de 2023, o SIN é composto por 2.667 usinas geração de energia com capacidade instalada de 195.972 MW e Garantia Física Apurada de 85.822 MWh.

Figura 2: Distribuição do Sistema Integrado Nacional



Fonte: ONS

### 3.2.5 Comercialização de Energia Elétrica

No país, o setor elétrico possui diferentes ambientes de negociação de contratação de energia elétrica, sendo eles o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Mercado de Curto Prazo (MCP). Tais ambientes desempenham funções distintas no mercado de energia e mostram a intensa camada regulatória presente no setor.

A negociação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é realizada através de leilões entre geradores e distribuidores de energia, e são organizados pela ANEEL e pela CCEE. Os leilões visam trazer certa previsibilidade para os geradores de energia e para o consumidor final, geralmente de pequeno porte como residências e comércios. No caso da Norte Energia, grande parte da contratação da energia nova do projeto foi feita através do ACR, como veremos mais à frente, e faz parte de estratégia muito usada para viabilização do financiamento de megaprojetos de usinas por deixar os fluxos de caixa muito mais previsíveis e com riscos operacionais em geral menores, já que este contrato garante a venda de uma quantidade de energia exata e por grande horizonte temporal, geralmente por todo período da concessão.

Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), há maior flexibilidade referentes aos termos dos contratos de energia. Geralmente é feito entre fornecedores de energia e entre um consumidor final de maior porte, de forma bilateral, em que consegue escolher livremente de onde virá o seu fornecimento.

O Mercado de Curto Prazo (MCP) é um mercado de caráter emergencial e de última instância para suprir as necessidades dos agentes de mercado. O ONS e a CCEE garantem a regulação e a operacionalização do mercado, que é primordial ao equilíbrio entre oferta e demanda de energia no país. O preço é indexado ao Preço de Liquidação de Diferenças, calculado semanalmente pela CCEE de acordo com fatores como condições hidrológicas, disponibilidade de geração e restrições gerais de mercado.

De acordo com a CCEE, o PLD é o resultado de um cálculo que determina os valores de toda energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada pelos agentes do mercado. O modelo determina a precificação ideal momentânea, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para todos os submercados, e assim

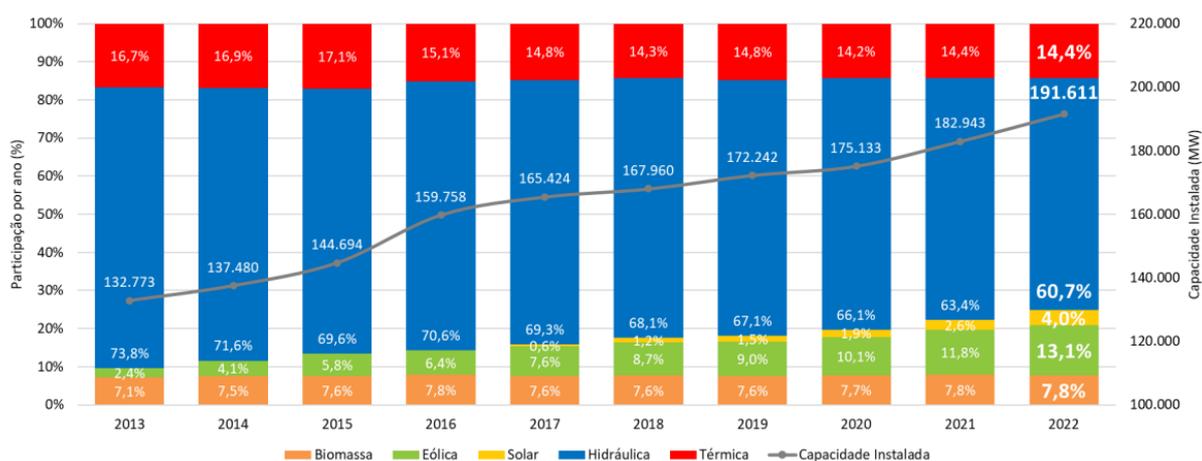
chegando aos Custos Marginais de Operação (CMO) para cada período e submercado.

Portanto, essa diversidade de ambientes de negociação estimula, em teoria, a competitividade e a eficiência do setor através de inúmeras combinações e possibilidades de atuação em sua comercialização.

### 3.2.6 Geração de Energia

O segmento de geração pode ser expandido entre os métodos hidráulicos, térmicos, eólicos, solares, entre outros menores. O método predominante no Brasil é o hidráulico, justificado pela abundância de quedas d'água em território nacional e pelo seu baixo custo em comparação com seus pares. Porém, o país vem buscando estimular outras fontes geradoras sustentáveis e alterar a matriz energética, devido a essa enorme dependência de geração hidráulica e pelo fato de termos enfrentado algumas crises enérgicas anteriormente devido a secas prolongadas e quedas nos reservatórios. É evidente no gráfico abaixo o aumento dessas fontes renováveis como a solar e a eólica.

Gráfico 6: Geração de Energia no Brasil por Método

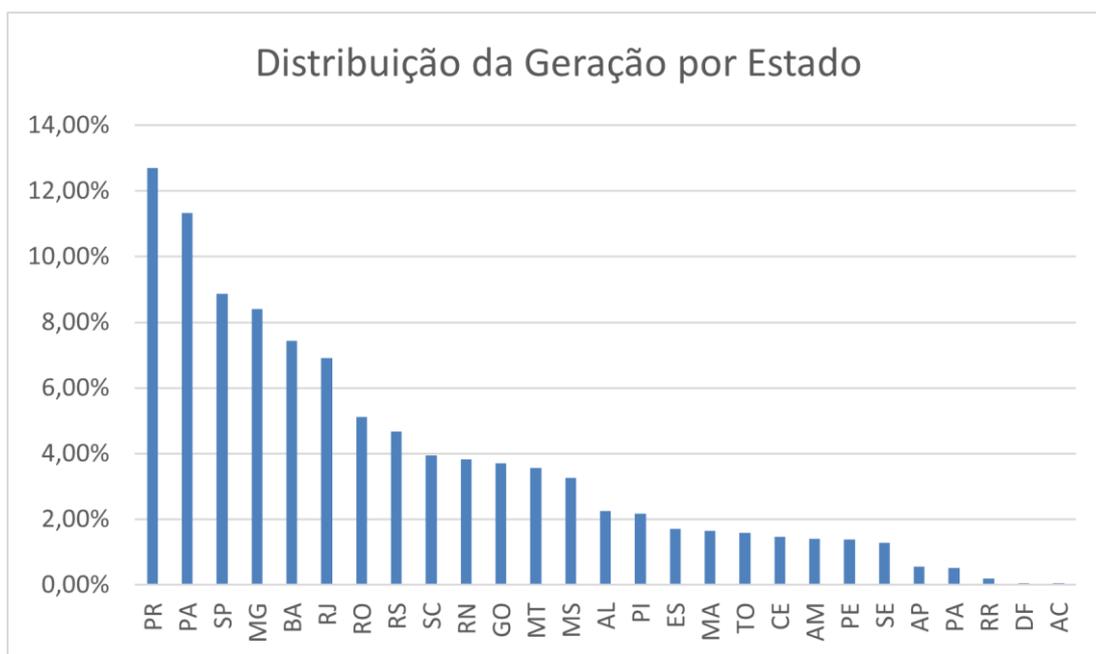


Fonte: ONS; Elaboração Própria

### 3.2.7 Distribuição Geográfica

O Brasil é um território vasto e cada região possui suas características socioeconômicas e ambientais. No gráfico abaixo podemos observar a distribuição geográfica na geração de energia no Brasil no ano de 2022.

Gráfico 7: Distribuição da Energia Gerada no Brasil por Estado



Fonte: ONS; Elaboração Própria

Figura 3: Dados de Consumo de Energia por Estado



Fonte: IBGE; SIMPLIS (2023)

Fonte: IBGE

A forte concentração na geração de energia elétrica nos estados do Paraná e do Pará se dá pela instalação das usinas de Itaipu e de Belo Monte, respectivamente.

### 3.2.8 Geração Hidráulica

A geração hidráulica de energia, método utilizado pela companhia de interesse desse estudo, utiliza a força da água em movimento para produzir eletricidade. Dentro do escopo regulatório, é possível classificar as usinas da seguinte maneira:

**Usinas Hidrelétricas de Energia (UHE):** (i) Capacidade instalada entre 5MW e 50MW, desde que não seja enquadrada como PCH; (ii) Capacidade instalada superior a 50MW, sujeito a outorga do Poder Concedente; (iii) Independente da capacidade instalada, tenham sido objeto de outorga de concessão ou de autorização.

**Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH):** Usinas com capacidade instalada igual ou inferior a 5MW.

**Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH):** Usinas com capacidade instalada superior a 5MW e igual ou inferior a 30MW, desde que a área de reservatório seja igual ou inferior a 13 km<sup>2</sup>.

A regulação da geração hidráulica é bastante ativa para mitigação de crises hídricas com as quedas dos níveis dos reservatórios e com a grande sazonalidade histórica do setor. Os dois mecanismos na geração hidráulica são o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e o *Generation Scaling Factor* (GSF).

O MRE funciona para que o risco hidrológico seja compartilhado entre as geradoras de energia, compartilhando contabilmente a energia e transferindo-a de usinas superavitárias para usinas que não cumpriram com a entrega integral da Garantia Física.

O GSF é um indicador de produção e de ajuste de garantia física das usinas hidrelétricas que compõem o MRE. Compara o valor da energia gerada com a garantia física de cada usina.

$$GSF = \frac{\text{Geração Efetiva Hidráulica (GWh médio)}}{\text{Garantia Física (GWh médio)}}$$

Portanto, quando o GSF se encontra menor que 1.0, a usina está produzindo menos que sua garantia física e por conta do déficit deverá supri-lo com a compra de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) com o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

## **4. A NORTE ENERGIA**

### **4.1 Histórico e Características**

A Companhia é uma sociedade anônima de propósito específico com intuito de conduzir todas as atividades necessárias à implementação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte) e seu sistema de transmissão, assim como todas as atividades necessárias à construção, operação, manutenção e exploração da usina e seu sistema de transmissão.

A UHE Belo Monte, localizada no Rio Xingu no Estado do Pará, é considerada a maior usina hidrelétrica totalmente brasileira e possui concessão para uso de bem público válida até o ano de 2045. A usina opera a fio d'água, sem reservatórios para regular as vazões, viabilizando sua operação apenas com o efeito gravitacional da queda de água constante. Isso significa que não há utilização de grandes reservatórios de água e por conta disto acaba reduzindo a estrutura da barragem, a dimensão dos alagamentos e grande parte de impactos socioambientais que uma usina hidrelétrica padrão poderia causar.

As obras deste megaprojeto de infraestrutura nacional tiveram início em 2011, após a concessão da licença do IBAMA e foram concluídas integralmente apenas em novembro de 2019, quando a última das vinte e quatro turbinas do empreendimento foi instalada e começou a operar. Tendo tal informação em vista, o presente trabalho, para fins de avaliação do valor justo da Companhia, levará em consideração apenas as informações públicas financeiras divulgadas a partir de ano de 2020, quando o empreendimento passou a operar com todos os aparatos possíveis previstos.

A capacidade instalada de geração de energia da UHE Belo Monte é de 11.233 MW e possui garantia física de 4.751 MW, divididas em:

#### **Casa de Força Principal (UHE Belo Monte) – 11.000 MW:**

- 18 turbinas Francis de 611,11 MW.
- Garantia física de 4.418,9 MW médios.

#### **Casa de Força Complementar (UHE Pimentel) – 233 MW:**

- 6 unidades geradoras tipo Bulbo de 38,85 MW.
- Garantia física de 152,1 MW médios.

Através do Edital de Leilão promovido pela ANEEL, a companhia fixou o processo de distribuição da energia gerada da seguinte maneira:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): 70%.
- Ambiente de Contratação Livre (ACL): 20%.
- Autoprodutores: 10%.

#### **4.2 Estrutura Societária**

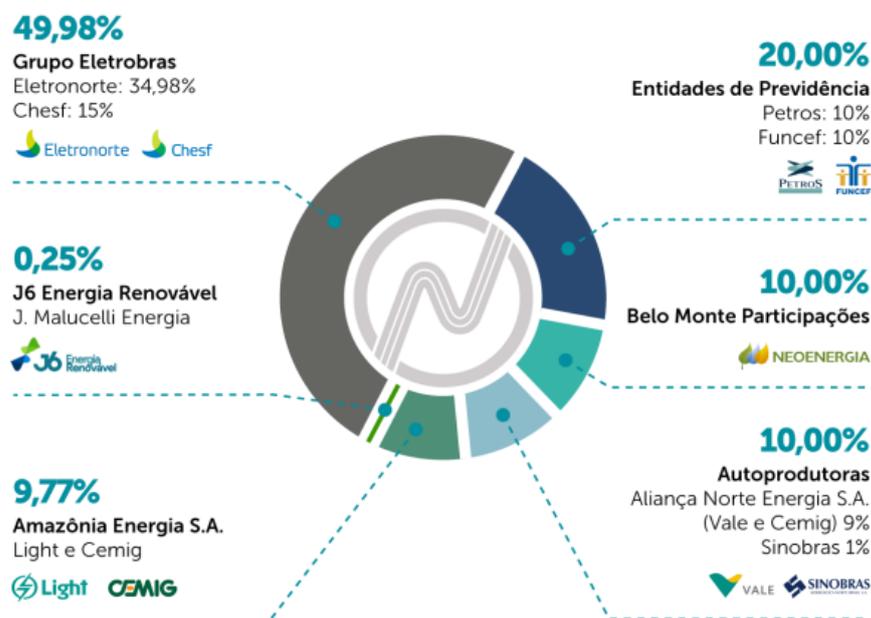
A estrutura societária da Companhia é dividida entre players estratégicos do setor de geração de energia e por fundos de pensão

O leilão iniciou com a composição de dois consórcios que participaram em abril de 2010, com a forte presença da Eletrobrás. O vencedor foi o consórcio Norte Energia, formado por nove empresas sob a predominância da estatal Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), que tem 49,98% de participação.

Após o leilão, ocorreu a entrada de *players* estratégicos como Eletrobrás e Eletronorte, que diminuíram a participação da Chesf, além dos fundos de pensão Petros (Petrobras) e Funcef (Caixa Econômica Federal). Posteriormente houve a entrada da Vale e da Neoenergia (que participaram do consórcio perdedor), substituindo outros acionistas.

Atualmente, a composição acionária da Norte Energia é distribuída da seguinte maneira:

Figura 4: Estrutura da Societária Norte Energia S.A.



Fonte: Norte Energia

De acordo com o formulário de referência da Companhia, os sócios aportaram cerca de R\$12 bilhões, cerca de 31%, com o restante do *funding* sendo obtido através de linhas de crédito do Banco Nacional do Desenvolvimento como será exposto adiante.

As ações ordinárias de emissão da Companhia não são admitidas à negociação perante quaisquer dos segmentos de listagem da B3 – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”).

### 4.3 Governança Corporativa:

A Norte Energia possui Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal compostos da seguinte maneira:

Figura 5: Composição da Diretoria Estatutária da Norte Energia

#### Diretoria Estatutária

<p><b>Paulo Roberto Ribeiro Pinto</b> Diretor Presidente</p>	<p><b>Luiz Fernando Rolla</b> Diretor Administrativo, Financeiro e de Relações com Investidores</p>	<p><b>Franklin Kelly Miguel</b> Diretor de Regulação e Comercialização</p>	<p><b>Wady Charone Júnior</b> Diretor de Operação e Manutenção</p>
--	---	--	--

Fonte: Norte Energia

Figura 6: Composição do Conselho de Administração da Norte Energia

## Conselho de Administração

Rodrigo Limp Nascimento Presidente	Ruy Flaks Schneider Membro Titular	Antônio Augusto Bechara Pardauil Membro Titular	Ana Silvia Corso Matte Membro Titular
Nélio Henriques Lima Membro Titular	Solange Maria Pinto Ribeiro Membro Titular	Marina Freitas Gonçalves de Araujo Grossi Membro Independente	Ludmila Lopes Nascimento Brasil Membro Titular
Leonardo de Paiva Rocha Membro Independente	Luiz Eduardo Barata Ferreira Membro Titular	Susana Hanna Stiphan Jabra Membro Titular	Carla de Andrade Souza e Andrade Pinto Werdine Machado Membro Titular

Fonte: Norte Energia

Figura 7: Composição do Conselho de Fiscal da Norte Energia

## Conselho Fiscal

Francisco de Assis Duarte de Lima Membro Titular	Bruno Eustáquio Ferreira Castro de Carvalho Membro Titular	José Victor Vieira da Silva Sousa Membro Titular	Aloisio Macário Ferreira de Souza Membro Titular
Eduardo Badyr Donni Membro Titular			

Fonte: Norte Energia

### 4.4 Contexto Atual

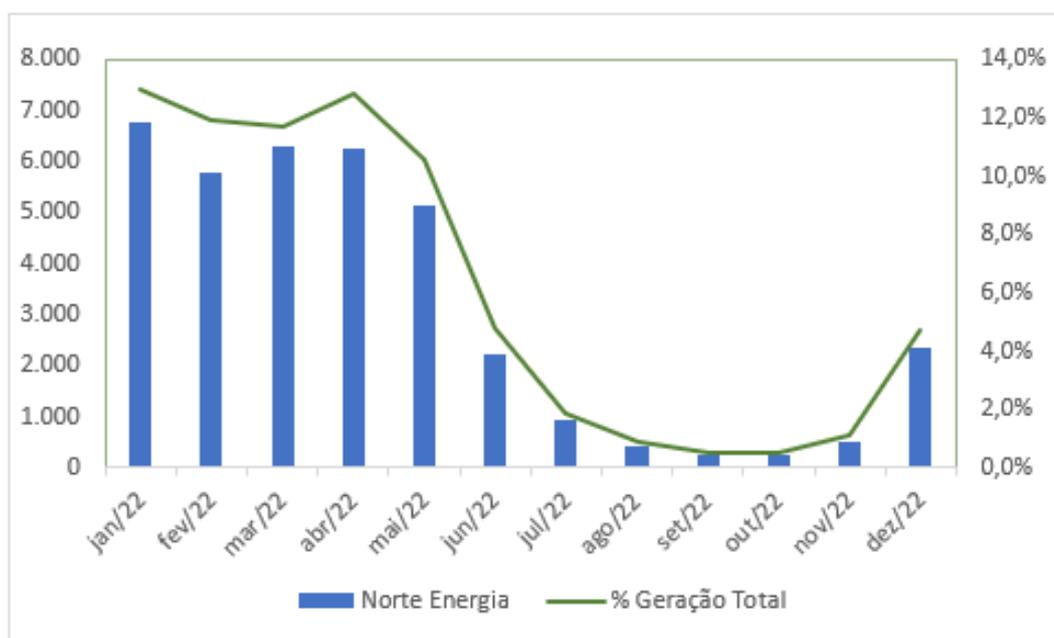
O projeto nunca contou com a simpatia da opinião pública e da população local, mesmo diante da grande importância estratégica da usina para o Sistema Integrado Nacional (SIN) e para a segurança energética do país. O andamento das obras e a obtenção do licenciamento ambiental sofreram desde o início atrasos implicados por manifestações contrárias à implementação do projeto, o que acabou por prejudicar a Companhia. Como exemplo, a Norte Energia responde até hoje processo arbitral que

decide pela aplicação ou não de multas por falta de lastro de energia, atraso a prazos previstos no Contrato de Concessão, suspensão de pagamentos de encargos regulatórios e outros, pelo simples fato das obras terem sofrido atrasos no passado.

Em termos atuais, a Companhia opera com a licença ambiental vencida desde 2021 e sofre pressões sociais e políticas constantemente. Tudo isto faz com que a Norte Energia funcione em condições de total incerteza e de imposições quase que compulsórias com a responsabilidade ambiental, que podem causar ineficiência da UHE Belo Monte e grande inviabilidade operacional de uma empresa já bastante alavancada e deficitária.

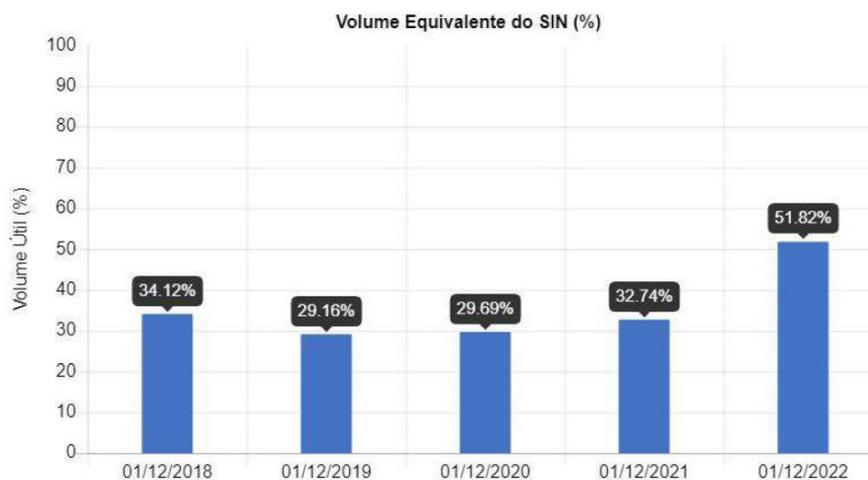
Portanto, a Companhia para gerar mais eficiência operacional e gerar lucros, precisa se desvencilhar destas questões que a mantêm refém e encontrar alguma maneira de gerar mais valor.

Gráfico 8: Geração Norte Energia (MWh)



Fonte: ONS; Elaboração Própria

Gráfico 9: Nível dos Reservatórios por Volume Útil



Fonte: Agência Nacional de Águas

## 5. ANÁLISE FINANCEIRA

### 5.1 Receitas

A receita líquida da Companhia fechou em 31 de dezembro de 2022 em R\$ 5.565.305 mil, valor superior em 15,07% em comparação ao ano de 2021. Grande parte da variação de receita ao longo dos anos se dá em reflexo do aumento ou diminuição das vendas de contratos de ACL e do reajuste dos contratos de ACR e APE pela correção monetária dos contratos de longo prazo. O CAGR do período ficou em 13,54%.

Gráfico 10: Receita Líquida da Norte Energia



Fonte: Norte Energia

## 5.2 Despesas

As despesas da Companhia englobam serviços de operação e manutenção, seguro do SPR-100 repassado à CCEE contra riscos hidrológicos, encargos de transmissão, conexão e distribuição e custo de compra de energia. No que tange ao custo de compra de energia, a conjuntura do setor elétrico brasileiro pode afetar as receitas, visto que há necessidade de cumprir os contratos firmados com os distribuidores no ACR e com os autoprodutores. Isto faz com que a Companhia possa vir a comprar energia no *spot market* para honrar tais compromissos, como acontece atualmente devido a fatores relacionados à sazonalidade hidrológica da operação.

Existe um *trade-off* considerável relacionado ao cenário hídrico doméstico em que ambas as receitas e despesas podem sofrer alterações. Um cenário mais otimista e estável pode gerar preços do PLD mais baixos, o que acaba afetando o potencial de geração de receita através da energia descontratada negociada à preços do *spot market*, porém reduz riscos operacionais e estruturais relacionados a uma possível seca. Nenhum efeito adicional deste *trade-off* foi adicionado às projeções, com exceção da inclusão de prêmio adicional ao cálculo do custo de capital que será abordado mais adiante.

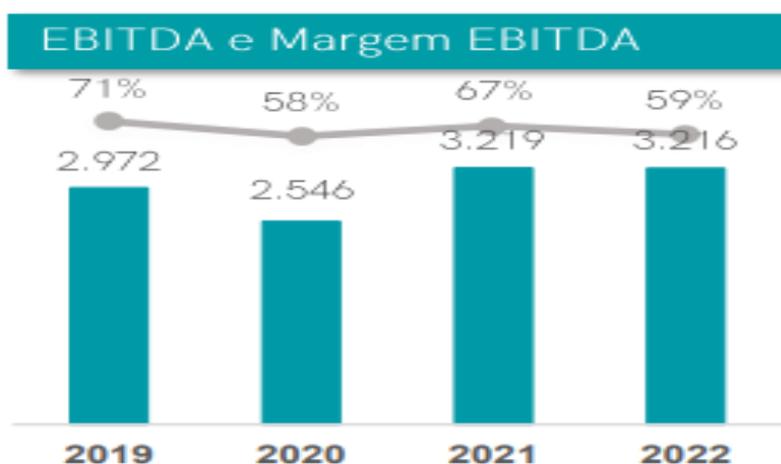
A projeção das despesas operacionais foi fixada no valor de 64% das receitas, valor referente à média entre 2017 e 2022, visto que ocorre também a correção

monetária dos serviços contratados via IPCA. Já os custos de vendas, gerais e administrativo e depreciação e amortização foram projetados de modo a refletir a média histórica.

### 5.3 EBITDA

O EBITDA funciona como um indicador do desempenho econômico operacional da Companhia, pois não é afetado por alterações das alíquotas do imposto de renda e contribuição social, flutuações nas taxas de juros, dos níveis de depreciação e amortização e de outras despesas operacionais não recorrentes. Portanto, a combinação entre grande parte da receita operacional oriunda de contratos de longo prazo de venda de energia corrigidos anualmente pela inflação e custos operacionais mantidos em patamares baixos e estáveis faz com que a margem EBITDA continue elevada.

Gráfico 11: EBITDA e Margem EBITDA da Norte Energia



Fonte: Norte Energia

### 5.4 Resultado Financeiro e Endividamento

A Norte Energia possui um volume total de dívidas contratadas de R\$ 28,9 bilhões com grande parte do financiamento contratado para a execução do projeto em si, incluindo a construção da estrutura e sua consequente operacionalização, através

de linhas de crédito diretas e indiretas do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) com participação do Banco BTG Pactual, Caixa Econômica Federal e emissão de debêntures.

A estrutura do endividamento de Norte Energia fechou o ano de 2022 da seguinte maneira:

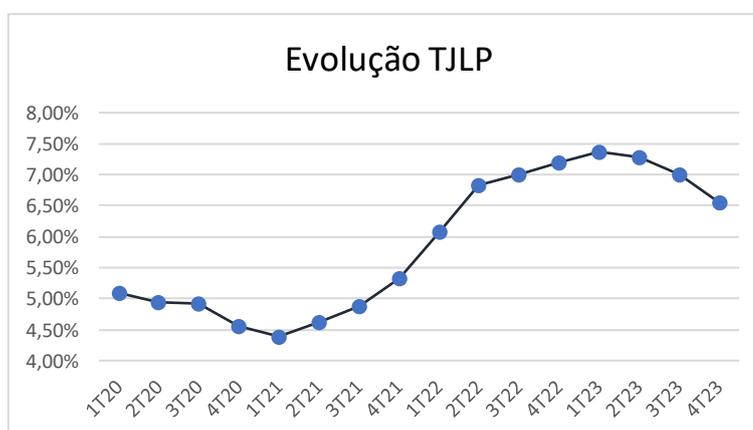
Tabela 2: Composição da Dívida de Norte Energia 4T22

Dívida	Taxa de Juros (a.a.)	Valor Inicial	Vencimento	Saldo Devedor
BNDES - FINEM	TJLP + 2,25%	8.615.078	jan/42	12.529
BNDES - PSI	5,50%	3.685.314	mar/41	3.785
BNDES - Indireto	TJLP + 2,65%	8.201.197	jan/42	12.106
CEF	TJLP + 2,65%	6.378.708	jan/42	2.690
BTG	TJLP + 2,65%	1.822.488	jan/42	9.416
Debêntures	IPCA + 7,25%	700.000	mai/30	857
<b>Dívida Bruta</b>				<b>29.277</b>
Caixa e Aplicações Fin.				741
<b>Dívida Líquida</b>				<b>28.536</b>

Fonte: Norte Energia; Elaboração Própria

As condições desses financiamentos são majoritariamente atreladas a juros pré-fixados, tornando o passivo financeiro da Companhia pouco exposto às oscilações (volatilidade) de taxas de juros de mercado. Porém, destaca-se a grande participação dos empréstimos e financiamentos na composição do passivo total, cerca de 68,5% com grande participação indexada à Taxa de Juro de Longo Prazo (TJLP), que impacta na apuração dos juros de financiamento com o BNDES e consequentemente o resultado financeiro da Companhia.

Gráfico 12: Evolução da Taxa de Juros de Longo Prazo



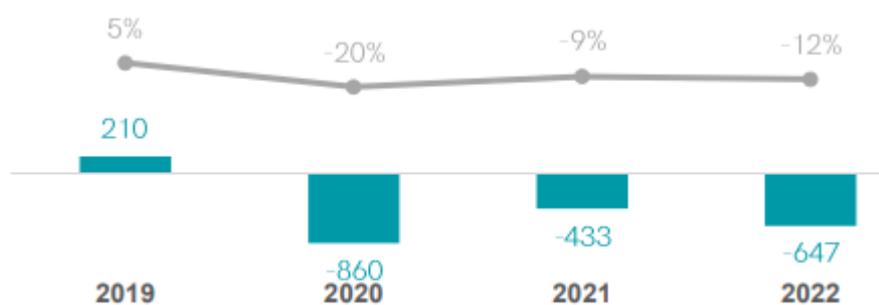
Fonte: BNDES; Elaboração Própria

O aumento de despesa financeira do último exercício é atribuído substancialmente pelo impacto justamente do aumento da TJLP no período e sobretudo ao aumento do saldo da dívida causado pela suspensão das parcelas do BNDES (Stand Still).

## 5.5 Lucro Líquido

O lucro líquido reflete a capacidade da empresa gerar caixa por meio de suas operações após a dedução de todas as despesas e custos necessários para o seu funcionamento. Em 2022, a Norte Energia apresentou prejuízo de R\$647 milhões, ou seja, aumento do prejuízo em 49,5% em comparação com o ano de 2021.

Gráfico 13: Lucro Líquido de Norte Energia



Fonte: Norte Energia

## 6. VALUATION

Na condução da presente análise de *valuation*, é essencial salientar que, embora fundamentada em premissas cuidadosamente derivadas a partir de documentos públicos da empresa em questão, trata-se de uma abordagem intrinsecamente sujeita a incertezas inerentes à natureza dinâmica das condições setoriais e macroeconômicas.

O *valuation*, neste contexto, assume uma posição crucial, buscando estimar o valor intrínseco da Companhia com base em metodologias apropriadas para tal. De acordo com Damodaran, o *valuation* poderia ser a consideração integral de fatores tangíveis e intangíveis que influenciam o valor de uma empresa. No entanto, é imperativo reconhecer que, dada a natureza não exata da ciência financeira, as projeções financeiras podem ser sensíveis a variações de cenário. Deste modo, a presente avaliação busca oferecer uma visão robusta do valor da empresa, embora seja imprescindível compreender que as projeções se baseiam em premissas mutáveis.

### 6.1 Preços

A receita da Companhia é obtida através da venda de *Power Purchase Agreements* (PPAs) estabelecidos no início do projeto, em que 80% de sua garantia física foi vendida por meio de contratos de compra e venda de energia elétrica de longo prazo e a preços fixados e corrigidos pela inflação, sendo 70% no ACR e 10% para autoprodutores (Vale e Sinobras). Adicionalmente, a Norte Energia possui 20% de sua garantia física descontratada para negociação no ACL, o que pode ser aproveitado em cenários com grande valorização do PLD em contratos de curto e médio prazo. A distribuição ocorre da seguinte maneira:

Tabela 3: Contratos de Venda de Energia de Norte Energia

Ambiente de Contratação	Tarifa - R\$/MWh (abr/2010)	Tarifa - R\$/MWh (nov/2023)	Indexador	% Venda Garantia Física
ACR	77,97	167,43	IPCA	70%
Auto Produtor	100,00	214,59	IPCA	10%
ACL	PLD	PLD	IPCA	20%

Fonte: Norte Energia; Elaboração Própria

O presente trabalho para fins de projeção da receita oriunda da venda de energia, adotou a premissa de que a totalidade da garantia física será vendida e distribuída conforme tabela acima e que os preços dos contratos de longo prazo terão suas tarifas corrigidas pelo IPCA. Já para os preços no ambiente de contratação livre, será levado em consideração os preços do *spot market*, ou seja, o Preço de Liquidação de Diferenças. O PLD será projetado até 2024 conforme relatório obtido através da CCEE e corrigido pelo IPCA até o final da concessão.

## 6.2 Custo de Venda de Energia + Operacional

A projeção levou em consideração uma possível queda dos custos envolvendo compra de energia devido a uma maior estabilização do cenário hídrico doméstico. Portanto, foi considerado a média entre os anos de 2017 e 2022 (37% das receitas) com uma diminuição de 1,5% por ano, de modo a refletir esta estabilização nos custos relacionados a compra de energia. Como consequência de um cenário hídrico sem grandes variações de cenário, o preço do PLD foi considerado constante conforme projeção da CCEE.

## 6.3 SG&A

O SG&A representa as Despesas Gerais, Administrativas e com Vendas, que é um dos principais custos não produtivos apresentados na demonstração do resultado, e este apresentou estabilidade em todos os resultados, sendo mantido assim o a média dos 5 períodos analisados, de 2%, para projeção dos demais períodos.

## 6.4 CAPEX

As obras da usina de Belo Monte foram finalizadas em sua totalidade no ano de 2019, portanto é racional pensar em uma queda abrupta dos investimentos em CAPEX após este período. Porém, a Companhia estima para os próximos três anos um investimento relevante de R\$ 1,2 bilhões em investimentos socioambientais acordados com a Fundação Nacional do Índio (FUNAI), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (IBAMA) e o Ministério Público, de modo a reparar danos causados ao longo da operação.

Tal projeção foi incorporada no modelo, de modo que após o ano de 2025 o CAPEX a ser considerado é único em matéria de manutenção e operação da usina conforme previsto no Contrato de Concessão.

## 6.5 Depreciação do Imobilizado

Foi considerada uma depreciação média com base nas informações fornecidas nas Demonstrações Financeiras de 2022, 2021 e 2020, anos estes em que a usina operou com a sua totalidade potencial. Conforme apresentado nas Demonstrações Financeiras, temos que:

*“A vida útil estimada e o método de depreciação seguem os critérios previstos na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitados ao prazo de concessão. A Administração da Companhia entende que as estimativas de vida útil e os métodos de depreciação determinados pela ANEEL são adequados, sendo que os bens que possuem vida útil superior ao período da concessão deverão ser ajustados para que a mesma se limite ao prazo dela.”*

## 6.6 Juros da Dívida

Os juros da dívida foi projetado com as expectativas de IPCA e TJLP no mercado, além de considerar as dívidas da Norte Energia e suas taxas, conforme exposto na Tabela 2 deste estudo. Assim, temos:

Tabela 4: Custo da Dívida de Terceiros de Norte Energia

<b>Custo da Dívida 2023 - 2030</b>	<b>Indexador</b>	<b>Taxa</b>	<b>% total da dívida</b>	<b>Taxa Final</b>
<i>BNDES FINEM - TJLP (2023 - 2042) - Média Itaú</i>	6,32%	2,25%	42,85%	8,57%
<i>BNDES Indireto - TJLP (2023 - 2042) - Média Itaú</i>	6,32%	2,65%	41,43%	8,97%
<i>BNDES PSI - Pré-fixada</i>		5,50%	12,74%	5,50%
<i>Debêntures - IPCA (2022 - 2030) - Média Itaú</i>	3,50%	7,25%	2,98%	10,75%
<b>Custo da Dívida</b>				<b>8,41%</b>

<b>Custo da Dívida 2030 - 2042</b>	<b>Indexador</b>	<b>Taxa</b>	<b>% total da dívida</b>	<b>Taxa Final</b>
<i>BNDES FINEM - TJLP (2023 - 2042) - Média Itaú</i>	6,32%	2,25%	44,13%	8,57%
<i>BNDES Indireto - TJLP (2023 - 2042) - Média Itaú</i>	6,32%	2,65%	42,67%	8,97%
<i>BNDES PSI - Pré-fixada</i>		5,50%	13,12%	5,50%
<b>Custo da Dívida</b>				<b>8,33%</b>

Fonte: Norte Energia; Elaboração Própria

## 6.7 Tributação

Para projeção do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, foi considerada a média dos últimos 4 exercícios excluindo períodos atípicos, resultando em alíquota de 15%. A Companhia usufrui de incentivos tributários decorrentes do sistema de benefícios da Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (SUDAM).

## 6.8 Projeções Macroeconômicas

As projeções macroeconômicas foram extraídas através de projeções do Banco Itaú em novembro de 2023.

Tabela 5: Premissas Macroeconômicas

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026+
<b>Brasil</b>							
<b>Inflação</b>							
IPCA	4,5%	10,1%	5,8%	4,6%	4,0%	3,5%	3,5%
IGP-M	23,1%	17,8%	5,5%	-3,9%	3,7%	3,5%	3,5%
<b>Taxa de juros</b>							
Selic – final do ano	2,00%	9,25%	13,75%	11,75%	9,50%	9,50%	9,50%
Selic – média do ano	2,81%	4,81%	12,63%	13,25%	10,08%	9,50%	9,50%
CDI - final do ano (anualizado)	1,90%	8,76%	13,65%	11,86%	9,39%	9,39%	9,39%
TJLP (Taxa nominal) – fim de período	4,55%	5,32%	7,20%	6,55%	6,28%	6,26%	6,32%

Fonte: Banco Itaú

## 6.10 Sazonalidade e Hidrogramas

As usinas hidrelétricas possuem larga vantagem em comparação às outras modalidades em relação à gastos com combustíveis. Porém, existe a questão da sazonalidade hidrológica dos rios que podem impactar na variabilidade das afluições às usinas.

A sazonalidade hidrológica, diga-se o regime hidrológico do rio Xingu, é um fator que altera os números da Companhia e depende totalmente da quantidade de precipitação ocorrida durante o tempo. O regime de chuvas da região é bem definido tendo o primeiro semestre como de maior incidência de chuvas e conseqüentemente uma maior vazão do rio e no segundo semestre ocorre uma maior estiagem.

Adicionalmente a este fator natural onde se há certa previsibilidade pelo histórico ocorrido, a Companhia enfrenta outro fator de risco relacionado à alteração do Hidrograma Ecológico de Consenso entre a Companhia e os órgãos reguladores responsáveis, diga-se IBAMA. O edital de licitação estabelecia alternância nos primeiros seis anos operacionais entre os hidrogramas A e B, sendo o primeiro com vazão máxima no trecho de vazão reduzida do Rio Xingu no mês de abril de 4.000 m<sup>3</sup>/s, enquanto no B a vazão máxima em abril é de 8.000 m<sup>3</sup>/s. Nota-se que ambos os efeitos foram considerados para o cálculo da garantia física e da potência instalada, de 4.571 MW médios e 11.233,1 MW, respectivamente.

Em 2021, a Companhia firmou Termo de Compromisso Ambiental com o IBAMA para manter apenas o Hidrograma B mediante o investimento em medidas para mitigar e compensar os impactos do empreendimento no Trecho de Vazão Reduzida. Atualmente, existem discussões para que seja possível viabilizar a retomada da aplicação do Hidrograma estabelecido inicialmente com alternâncias entre os Hidrogramas A e B.

## **6.11 Cálculo do Custo de Capital**

### **6.11.1 CAPM Modificado**

Utilizaremos a metodologia do CAPM (Modelo de Precificação de Ativos de Capital) para estimar o custo de capital de cada ativo. Sobre o CAPM padrão, utilizaremos prêmios adicionais para uma melhor modelagem dos riscos que não são capturados dada a especificidade do ativo.

A amostragem para o cálculo do beta setorial é composta por empresas negociadas em bolsa de valores com ativos comparáveis de energia elétrica de geração que operam no mercado brasileiro. Como a amostragem é extremamente restrita para ativos de apenas geração, ampliamos os dados para empresas mistas que possuem também ativos de transmissão e distribuição, porém com maior concentração em ativos de geração com receita estabelecida em leilões de concessão. Portanto, obtivemos os seguintes resultados:

Tabela 6: Beta Desalavancado Pares Norte Energia

Nome	Código	Setor	BETA Desalavancado (60 meses)
CPFL Energia	CPFE3	Energia Elétrica	0,51
Eletrobras	ELET3	Energia Elétrica	0,63
Energisa	ENGI11	Energia Elétrica	0,53
Eneva	ENEV3	Energia Elétrica	0,58
Engie Brasil	EGIE3	Energia Elétrica	0,44
Eqtl Para	EQPA3	Energia Elétrica	0,69
Equatorial	EQTL3	Energia Elétrica	0,56
Ger Paranap	GEPA4	Energia Elétrica	0,20
Taesa	TAEE11	Energia Elétrica	0,41
Tran Paulist	TRPL4	Energia Elétrica	0,45
Média			0,50
Mediana			0,52

Fonte: Economática outubro/2023; Elaboração Própria

### 6.11.2 Taxa Livre de Risco

Utilizamos o valor dos títulos Tesouro IPCA + com vencimento em 2045, média dos últimos 5 dias úteis de negociação a partir de 24/11/2023, taxa de venda real, no valor de 5,74% ao ano. Incorporamos a este valor a inflação projetada, de 3,50% ao ano, que resulta numa taxa nominal de 9,44% ao ano.

### 6.11.3 Prêmio de Risco de Mercado

O prêmio de risco das ações é o preço do risco nos mercados de ações e não é apenas um elemento fundamental para estimar os custos das ações e do capital, tanto nas finanças das empresas como na avaliação, mas é também um indicador fundamental para avaliar o mercado global. Na abordagem padrão para estimar o prêmio de risco das ações, são utilizadas rentabilidades históricas, sendo a diferença entre as rentabilidades anuais das ações e das obrigações, durante um longo período, o prêmio de risco esperado. No entanto, existem limitações para esta abordagem

tradicional, visto que mesmo em mercados com uma abundância de dados, como o americano, e nos mercados emergentes, onde os dados históricos tendem a ser extremamente limitados e voláteis.

No site de domínio da Universidade de Nova York, há um material datado de julho de 2023 de autoria de Aswath Damodaran, em que é analisado as determinantes econômicas dos prêmios de risco de mercado brasileiro, incluindo a aversão ao risco dos investidores, a incerteza da informação e a percepção do risco macroeconômico, chegando a um número de 8,72% ao ano para o prêmio de risco de mercado brasileiro, valor este que será utilizado neste estudo.

Tabela 7: Prêmio de Risco de Mercado por País

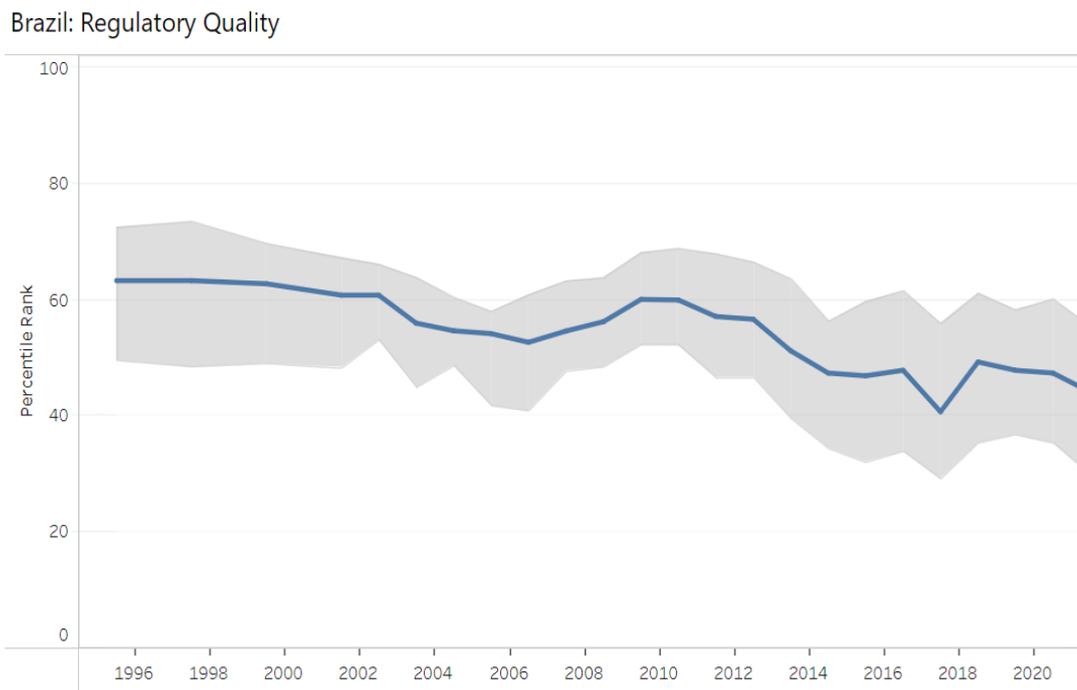
<i>Country</i>	<i>Total Equity Risk Premium</i>
<b>Brasil</b>	<b>8,72%</b>
Chile	6,73%
China	6,06%
Dinamarca	5,25%
Finlândia	5,25%
França	5,25%
Alemanha	5,25%
Hungria	7,51%
Índia	6,65%
Japão	5,25%
México	7,31%
Holanda	5,25%
Noruega	5,25%
Polônia	6,09%
África do Sul	9,90%
Suécia	5,25%
Suíça	5,25%
Reino Unido	5,25%
EUA	5,25%
<b>Média</b>	<b>6,14%</b>

Fonte: NYU Stern

#### 6.11.4 Prêmio de Risco Regulatório

Há de se considerar também que existe um risco regulatório não capturado pelo beta local que precisa ser considerado no cálculo. O ativo se encontra refém de incertezas regulatórias devido a fatores como cenário hídrico, questionamentos acerca do hidrograma utilizado na usina e possíveis reformas futuras no modelo regulatório geral. Como base reforçar o argumento de se adicionar este risco ao cálculo, o Brasil ocupa a 96ª posição, ficando atrás de países como Palestina, Porto Rico e Romênia.

Tabela 8: Índice de Qualidade Regulatória Brasil



Fonte: *Worldwide Governance Indicators*

Portanto, utilizaremos como referência o estudo realizado por Carrasco, Joaquim, Melo (2014) para mensurar o prêmio de risco regulatório de 1,9%. Tal estudo encontra um prêmio regulatório entre 1,3% e 1,9% em adição à fatores como beta, taxa do tesouro, entre outros.

### 6.11.5 Taxa de Inflação

Para a inflação doméstica, consideramos as expectativas e projeções de longo prazo para o índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) realizados pelo Banco Itaú de novembro de 2023 de 3,50% ao ano, mesmo valor a ser utilizado na projeção macroeconômica na valoração.

### 6.11.6 Resultados

Portanto, através de todos os dados aqui explicitados, encontramos o seguinte resultado para o Custo de Capital da Norte Energia:

Tabela 9: Cálculo Custo de Capital Norte Energia

<b>Cáculo Custo de Capital</b>	
<b>Estrutura de Capital</b>	
Dívida sobre capital total	70,71%
Equity sobre capital total	29,29%
<b>Dívida / Equity</b>	<b>2,41</b>
<b>Custo de Capital Próprio</b>	
Beta Desavaliado	0,50%
Beta Alavancado	1,30
NTN-B 2045	9,44%
Prêmio de risco	8,72%
Prêmio Risco Regulatório	1,90%
<b>Custo de Capital Próprio (Ke)</b>	<b>22,66%</b>
<b>Ke Real</b>	<b>18,51%</b>
<b>Custo de Capital de Terceiros</b>	
Custo da Dívida (Kd)	8,39%
Alíquota de imposto (Tax Shield)	34,00%
<b>Custo de Terceiros depois do IR</b>	<b>5,54%</b>
<b>WACC</b>	<b>10,55%</b>

Tabela 10: Premissas do Valuation

Norte Energia S.A.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Premissas</b>											
Crescimento Receita (Var. %)	4,6%	4,0%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
CMV (% Receita)	37%	36%	34%	33%	31%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
SG&A (% Receita)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Juros (% Dívida)	8%	8%	8%	8%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Imposto de Renda (% Lucro antes do IR)	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Capex (R\$)	(651)	(651)	(651)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)

Norte Energia S.A.	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
<b>Premissas</b>												
Crescimento Receita (Var. %)	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
CMV (% Receita)	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
SG&A (% Receita)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Juros (% Dívida)	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Imposto de Renda (% Lucro antes do IR)	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Capex (R\$)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)

Tabela 11: Premissas Modelo Fluxo de Caixa Descontado (FCFF)

<b>Premissas</b>	
Imposto de Renda	34%
Taxa de Desconto	10,54%
Data do Valuation	10/11/2023
Data Final do Ano	31/12/2022
Valor inicial por ação	R\$ 1,00
Ações Negociadas	13.396.000,00
	13.396,000

Tabela 12: Projeção de Fluxo Caixa Descontado

Fluxo de Caixa Descontado	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
EBIT	1.853	2.086	2.313	2.550	2.800	3.061	3.228	3.400	3.578	3.763	3.954
- Imposto Caixa	(630)	(709)	(786)	(867)	(952)	(1.041)	(1.097)	(1.156)	(1.217)	(1.279)	(1.344)
NOPAT	1.223	1.377	1.526	1.683	1.848	2.020	2.130	2.244	2.362	2.483	2.609
+ Deprec & Amort	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)
EBIDA	2.917	3.071	3.220	3.377	3.542	3.714	3.824	3.938	4.056	4.177	4.304
- Capex	(651)	(651)	(651)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)
- Var Necessidade Capital de Giro	147	(64)	(40)	(42)	(37)	(44)	(6)	(11)	(13)	(8)	(11)
FCFF	2.413	2.356	2.530	3.084	3.254	3.420	3.567	3.676	3.791	3.919	4.041
FCFF sensibilizado pelo período	2.413	2.356	2.530	3.084	3.254	3.420	3.567	3.676	3.791	3.919	4.041
TIR FCFF	2.413	2.356	2.530	3.084	3.254	3.420	3.567	3.676	3.791	3.919	4.041

Fluxo de Caixa Descontado	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
EBIT	4.151	4.356	4.568	4.787	5.014	5.249	5.492	5.743	6.003	6.273	6.552	6.840
- Imposto Caixa	(1.411)	(1.481)	(1.553)	(1.628)	(1.705)	(1.785)	(1.867)	(1.953)	(2.041)	(2.133)	(2.228)	(2.326)
NOPAT	2.740	2.875	3.015	3.159	3.309	3.464	3.624	3.790	3.962	4.140	4.324	4.515
+ Deprec & Amort	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)	(1.694)
EBIDA	4.434	4.569	4.709	4.853	5.003	5.158	5.318	5.484	5.656	5.834	6.018	6.209
- Capex	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)	(251)
- Var Necessidade Capital de Giro	(12)	(12)	(13)	(12)	(13)	(14)	(14)	(14)	(15)	(16)	(16)	(17)
FCFF	4.171	4.306	4.445	4.590	4.739	4.893	5.053	5.219	5.390	5.568	5.751	5.941
FCFF sensibilizado pelo período	4.171	4.306	4.445	4.590	4.739	4.893	5.053	5.219	5.390	5.568	5.751	5.941
TIR FCFF	4.171	4.306	4.445	4.590	4.739	4.893	5.053	5.219	5.390	5.568	5.751	5.941

## 7. CONCLUSÃO

Apresentamos a seguir o resultado da avaliação obtido neste estudo para 100% da Norte Energia S.A. A Companhia possui R\$ 13.396 milhões de capital integralizado, de um total de R\$ 13.396 milhões de ações .

Tabela 13: Resultado do Valuation

<b>Valor Intrínseco</b>	
Enterprise Value	33.953
+Caixa	741
- Dívida	29.227
Equity Value	5.467
Equity/Ação	0,41

O valor encontrado por ação foi de R\$ 0,41. O preço indicado reflete as seguintes premissas e projeções de fluxo de caixa descontado:

Para concluir, é importante ressaltar que a Companhia se encontra hoje em um cenário de forte incerteza que podem trazer volatilidade ao seu *valuation*.

A alavancagem financeira da empresa, conforme exposto no cálculo do custo de capital através da relação da dívida sobre patrimônio líquido (D/E), é um fator considerável que afeta consideravelmente o custo de capital da Norte Energia.

Adicionalmente, destaca-se que o exercício das atividades da Companhia depende da vigência, validade e eficácia do Contrato de Concessão celebrado pelo Poder Público. Em contrapartida, a mesma desde o início das obras vem sofrendo constante pressão popular e política sobre os impactos de sua operação e como isto deve ser reparado em meio a sociedade, mesmo com sua enorme importância estratégica. Como exemplo disto, a Norte Energia sofreu atrasos na licença ambiental do empreendimento e paralisações constantes nas obras decorrentes de reações negativas da população afetada pelo projeto que implicaram ações desfavoráveis a mesma, juntamente com alta intervenção do IBAMA, FUNAI e Ministério Público para cumprimento de cláusulas de reparação de danos ambientais e sociais.

Como resultado disto, a Companhia necessitou contemplar alto CAPEX Ambiental e provisionar valores elevados de contingências para cumprir requisitos muito das vezes exagerados, como todos os problemas da região pós Belo Monte

fossem integralmente de responsabilidade da Norte Energia. Portanto, tais fatores põem em risco a viabilidade econômica e operacional da Companhia, que ainda opera com sua licença ambiental vencida.

## 8. BIBLIOGRAFIA

Damodaran, Aswath. 2012. Investment valuation: tools and techniques for determining the value of any asset. Investment Valuation. Hoboken, N.J.: Wiley.

Bradley, M.H.: & Jarrel, G.A. (2008). Expected inflation and the constant-growth valuation model, *Journal of Applied Corporate Finance*, 20(2): 66-78.

VICENTINI, J. de O.; ALBUQUERQUE, C. de. O Discurso Desenvolvimentista sobre a Usina Hidrelétrica de Belo Monte no Contexto do Programa de Aceleração de Crescimento (PAC). **Desenvolvimento em Questão**, [S. l.], v. 19, n. 54, p. 28–47, 2021. DOI: 10.21527/2237-6453.2021.54.28-47. Disponível em: <https://www.revistas.unijui.edu.br/index.php/desenvolvimentoemquestao/article/view/10999>. Acesso em: 27 jun. 2023.

ASSAF NETO, Alexandre. Valuation: Métricas de valor & avaliações de empresas. 1. ed. São Paulo: Editoria Atlas S.A, 2014

Serra, R.G. (2018). Reconciling FCFF and FCFE in Nominal and Real Models (working paper). Disponível em <http://ssrn.com/abstract=3244133>. Acesso em: 11 nov. 2023.

Daniel Kaufmann and Aart Kraay (2023). Worldwide Governance Indicators, 2023 Update ([www.govindicators.org](http://www.govindicators.org)), Accessed on 10/19/2023.

Carrasco, V.; de mello, J. M. P.; Joaquim, G. Risco regulatório no Brasil: teoria e mensuração. In: Castelar, A.; Frischtak, C. (Orgs.). Gargalos e soluções na infraestrutura de transportes. Rio de Janeiro: Editora FGV, v. 1, p. 21-37, 2014.

**REDAÇÃO. Você sabe como funciona o setor elétrico no Brasil?:** setor elétrico no brasil é uma cadeia com diversos elos, fundamentais para garantir que a energia chegue a consumidores com custos módicos. Setor elétrico no Brasil é uma cadeia com diversos elos, fundamentais para garantir que a energia chegue a consumidores com custos módicos. 2020. Disponível em: <https://www.alemnaenergia.engie.com.br/voce-sabe-como-funciona-o-setor-eletrico-no-brasil/#:~:text=O%20setor%20el%C3%A9trico%20brasileiro%20foi,o%20%C3%B3rg%C3%A3o%20regulador%20do%20setor..> Acesso em: 15 out. 2022.

BLACK, F., Jensen, M. and SCHOLLES, M.S. (1972). The Capital Asset Pricing Model: Some Empirical Findings. In: Jensen, M., Ed., Studies in the Theory of Capital Markets, Praeger Publishers, New York, 79-124.

QUADROS BORGES, Fabricio (2021). Análise histórica do setor elétrico brasileiro: uma revisão de literatura. Observatorio de las Ciencias Sociales en Iberoamérica. Vol. 2 Número 10.

PÓVOA, A. Valuation: como precificar ações. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

Base de Dados Economatica

Sites utilizados para consulta:

<https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-geracao>

<https://ourworldindata.org/explorers/energy>

<https://dados.ons.org.br/>

<https://www.epe.gov.br/>

<https://ri.norteenergiasa.com.br/divulgacoes-e-resultados/central-de-resultados/>

<https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>

[www.govindicators.org](http://www.govindicators.org)