MODELAGEM PISF

Serviços de avaliação econômico-financeira necessários para a modelagem de empreendimento com vistas à prestação do serviço de adução de água bruta, no âmbito do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF)

PRODUTO 3 - RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

ELABORADO: M.D.M. / F. F.M.		APROVADO: Alexandre Moreira Galvão CORECON Nº 5685 – 10ª Região - MG	
VERIFICADO: A.M.G.		COORDENADOR GERAL: Marcos Oliveira Godoi CREA Nº 0605018477-SP	
Nº (CLIENTE):		DATA:	15/08/2025
Nº ENGECORPS:	Relatório de Avaliação Econômico-Financeira	REVISÃO:	

ÍNDICE

PÁG.

1. APRESENTAÇÃO 5

2. SUMÁRIO EXECUTIVO 14

3. INTRODUÇÃO 15

4. METODOLOGIA 18

4.1 REGULAÇÃO E COMPONENTES DA CONTRAPRESTAÇÃO 18

4.1.1 Contraprestação 19

4.1.1.1 Parcela A 21

4.1.1.2 Parcela B 22

4.1.1.3 Ressarcimentos 23

4.2 FLUXO DE CAIXA DESCONTADO 24

4.3 COMPOSIÇÃO DA TAXA DE DESCONTO E ESTRUTURA DE CAPITAL 26

4.3.1 Aspectos Metodológicos do Custo de Capital 26

4.3.1.1 Custo de capital próprio (Ke) 27

4.3.1.2 Custo de capital de terceiros (Kd) 32

4.3.2 Custo de Capital aplicável à operação do PISF 33

5. AVALIAÇÃO ECONOMICO-FINANCEIRA 34

5.1 PREMISSAS GERAIS DE MODELAGEM FINANCEIRA 34

5.2 CENÁRIOS DE OPERAÇÃO DO PISF 36

5.3 MACROECONÔMICO 39

5.4 DEMANDA DE ÁGUA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA 40

5.5 INVESTIMENTOS 42

5.6 CUSTOS E DESPESAS 45

5.6.1 Custos com consumo de energia elétrica 46

5.6.1.1 Custos fixos de energia elétrica 48

5.6.1.2 Custos variáveis de energia elétrica 50

5.6.1.3 Liquidação de saldos periódicos de energia 52

5.6.2 Custos de operação e manutenção 55

5.6.3 Custos do uso de recursos hídricos na bacia hidrográfica do rio São Francisco 58

5.6.4 Despesas Comerciais, Gerais e Administrativas (SG&A) 60

5.6.5 Verificador Independente 62

5.7 IMPOSTOS E ENCARGOS 67
5.7.1 Aspectos Tributários 67
5.7.1.1 Regime Tributário 67
5.7.1.2 Tributos Incidentes Sobre a Receita 67
5.7.1.3 Benefícios Fiscais 69
5.7.1.4 Reforma Tributária 71
5.8 NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO 72
5.9 FINANCIAMENTO DO CAPITAL DE GIRO 75
5.10 VALOR RESIDUAL DOS ATIVOS OPERACIONAIS 77
5.11 RECEITA DO SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA 78
5.12 POTENCIAL DE RECEITAS ACESSÓRIAS RELACIONADAS AO FORNECIMENTO DE ÁGUA 78
5.12.1 Capacidade operativa disponível após atendimento ao consumo prioritário 80
5.12.2 Custo marginal mínimo para viabilidade das Receitas Acessórias relacionadas ao fornecimento de água 82
5.12.3 Potencial do uso industrial como Usuário Independente 85
5.12.4 Potencial do uso para irrigação como Usuário Independente 87
6. RESULTADOS 90
6.1 PROJEÇÕES 90
6.1.1 Demonstração de Resultado do Exercício (em termos reais – dez/2024) 90
6.1.2 Fluxo de Caixa (em termos reais – dez/2024) 96
6.2 RESULTADOS CONSOLIDADOS 98
6.3 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE 99
6.3.1 Sensibilidade dos resultados conforme prazo de concessão 99
6.3.2 Sensibilidade dos resultados conforme preços alternativos de energia no contrato a ser firmado após a vigência do contrato com a CHESF 102
6.4 ANÁLISES DE BENCHMARK 103
6.4.1 Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization (EBITDA) 103
6.4.2 Perdas 107
7. CONCLUSÕES 109
8. ANEXOS 111
8.1 ANÁLISE DE MODELOS REGULATÓRIOS 111
8.1.1 Referências metodológicas 112
8.1.1.1 Metodologia Tarifária ANA 112
8.1.1.2 Revisão Tarifária de Empresas de Saneamento 113

8.1.1.3 Estudos realizados (FGV e ANA) 119
8.1.1.4 Estudos realizados pela UnB 120
8.1.2 Indicadores 122
8.1.2.1 Fornecimento de água 122
8.1.2.2 Qualidade da Água 122
8.1.2.3 Eficiência Energética 123
8.1.2.4 Perdas Totais 123
8.1.2.5 Disponibilidade de medição 124
8.1.2.6 Outros Indicadores Analisados e Não Incorporados 124
8.2 BALANÇO PATRIMONIAL PROJETADO (REAL – DEZ/2024) 126
8.3 PROJEÇÕES DETALHADAS 132
8.3.1 Vazão de entrega, volume entregue de água, consumo de energia – Cenário 1 132

1. APRESENTAÇÃO

Em 30 de outubro de 2018, foi celebrado o Contrato OCS nº425/2018, entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e o Consórcio Modelagem PISF – E/M&P/C, composto por Engecorps Engenharia S/A, Moysés & Pires Sociedade de Advogados e Ceres Inteligência Financeira LTDA, tendo como objeto a prestação de "Serviços Técnicos necessários para a modelagem de empreendimento com vistas à prestação do serviço de adução de água bruta, no âmbito do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF)" ("Estudos Iniciais").

O escopo de trabalho foi dividido em duas fases: FASE 1, consistente na elaboração dos estudos de modelagem do empreendimento para sua aprovação pelos tomadores de decisão na esfera pública federal; e, FASE 2, consistente na preparação do material do Edital de Concessão, Contrato e demais anexos, bem como a condução do processo de audiências preparatórias. Entretanto, naquela ocasião, apenas a FASE 1 foi concluída.

Dando continuidade à elaboração dos Estudos Iniciais, em 10 de julho de 2023, foi celebrado o Contrato OCS nº 190/2023, entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e o Consórcio Engecorps - Moysés & Pires – Ceres – formado pelas mesmas empresas que compunham o Consórcio Modelagem PISF – E/M&P/C –, tendo como objeto a prestação de serviços técnicos consultivos necessários à estruturação de projeto de concessão do serviço de adução de água bruta, podendo incluir a disponibilização de infraestrutura, no âmbito do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF).

Esse escopo foi divido em cinco etapas:

Quadro 1.1 – Etapas dos Estudos

Etapa	Evento/Produto
Etapa 1: Atualização dos estudos	Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia
	Relatório Jurídico e Institucional
	Relatório de Avaliação Econômico-Financeira
Etapa 2: Modelagem da Concessão	Relatório de Modelo de Concessão
Etapa 3: Preparação do edital	Minuta de Edital e Anexos
	Aprovação do Contrato de Concessão - CDEP
	Publicação da Consulta Pública
	Roadshow
	Audiência Pública
	Término da Consulta Pública
	Envio dos estudos ao TCU
	Acórdão TCU
Etapa 5: Leilão	Leilão
	Celebração do contrato de concessão
	Relatório Final Consolidado

O presente documento se refere ao PRODUTO 3 - RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA da modelagem do PISF, cujo conteúdo deve abordar o seguinte escopo de análises, conforme Termo de Especificações Técnicas (TET) anexo ao Contrato OCS nº 190/2023:

Quadro 1.2 - Subatividades da Avaliação Econômico-Financeira

Subitem do TET	Descrição da Subatividade	Item respectivo no relatório
6.3.1	O RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA deverá ser elaborado com base no método do fluxo de caixa descontado, baseado na rentabilidade futura, com o critério Fluxo de Caixa Livre para a Firma (FCLF), de modo a fundamentar a recomendação do valor de contraprestação mensal máxima ou outro critério aplicável, devendo considerar, entre outros, os seguintes elementos.	-
6.3.1 a)	Os parâmetros e condições estabelecidos para a CONCESSÂO, desenvolvidos pela CONTRATADA nos demais PRODUTOS;	5
6.3.1 b)	As premissas macroeconômicas usualmente divulgadas por entidades públicas e privadas para projeções de PIB (Produto Interno Bruto) nacional e regional, inflação, câmbio, taxa de juros, entre outros;	5.3
6.3.1 c)	As receitas tarifárias, caso o modelo de concessão preveja a cobrança de tarifa, considerando a política tarifária vigente/proposta e diferentes tipos de tarifa, a depender da destinação dos recursos arrecadados, do uso a ser dado à água bruta e do usuário final beneficiado, bem como diferentes hipóteses de rateio dos valores a serem recebidos pelo CONCESSIONÁRIO entre os usuários (tarifa) e a administração pública direta e indireta da UNIÃO e dos ESTADOS (aportes públicos, contraprestações e demais obrigações pecuniárias);	5.11
6.3.1 d)	O desenvolvimento das receitas não-tarifárias (acessórias e alternativas) diretamente relacionadas do PROJETO, inclusive a partir de dados e informações advindas dos PROJETOS ASSOCIADOS, se for o caso;	5.12
6.3.1 e)	A capacidade fiscal da UNIÃO e dos ESTADOS de arcar com investimentos, aportes públicos, contraprestações e demais obrigações pecuniárias, bem como de oferecer garantias às eventuais obrigações a serem previstas no CONTRATO DE CONCESSÃO;	6.2
6.3.1 f)	A capacidade de pagamento e o impacto tarifário do PISF nas companhias de saneamento e nos usuários finais;	Abordado em Nota Técnica separada
6.3.1 g)	Mecanismo de utilização dos excedentes das liquidações da energia disponibilizada pelas concessionárias de geração de energia elétrica localizadas nas bacias do Rio São Francisco, nos termos dos §§ 6º e 7º, art. 6º, da Lei nº 14.182/2021, mas não utilizada pelo CONCESSIONÁRIO, considerando a estimativa de valores a serem	Abordado em Nota Técnica separada

Subitem do TET	Descrição da Subatividade	Item respectivo no relatório
	eventualmente arrecadados e as regras, a serem propostas pela CONTRATADA, para alocação, liquidação, gestão, uso e repartição dos recursos obtidos;	
6.3.1 h)	Eventuais consequências para o fluxo de caixa do projeto advindas do descasamento temporal, ao longo dos meses do ano, entre o volume de água de bombeamento, os custos variáveis com energia e a cobrança tarifária;	5.6.1
6.3.1 i)	Os modelos de negócio possíveis do futuro CONCESSIONÁRIO, indicando a estrutura contratual com fornecedores, serviços de engenharia e serviços terceirizados;	5
6.3.1 j)	Os custos operacionais e as despesas administrativas, considerando o plano operacional indicado no RELATÓRIO DE OFERTA E DEMANDA, SOCIOAMBIENTAL E ENGENHARIA (OPEX);	5.6.1, 5.6.2, 5.6.4 e 5.6.5
6.3.1 k)	Os custos, despesas e encargos setoriais inerentes à atividade do PROJETO, bem como os encargos tributários, fiscais e trabalhistas e suas respectivas alíquotas, levando em conta eventuais benefícios aplicáveis, tais como COFINS, PIS, IRPJ, CSLL, ISS e demais contribuições;	5.6.1.1, 5.6.3 e 5.7
6.3.1 l)	Os investimentos de requalificação, reposição, melhoria e ampliação de capacidade indicados no RELATÓRIO DE OFERTA E DEMANDA, SOCIOAMBIENTAL E ENGENHARIA (CAPEX);	5.5
6.3.1 m)	A valoração da indenização dos ativos da CONCESSÃO ainda não amortizados quando da reversão dos bens ao PODER CONCEDENTE, quando aplicável;	5.10
6.3.1 n)	As necessidades de financiamento de capital de giro com base nas projeções do Balanço Patrimonial, Demonstrações de Resultado e Fluxo de Caixa, em atendimento à sustentabilidade econômico-financeira da CONCESSÃO;	5.9
6.3.1 o)	a determinação de taxa de desconto compatível com as características e riscos do setor e da CONCESSÃO, que, conforme alinhamento com o BNDES, poderá ser determinada por metodologia que considere sua variação ao longo do prazo de CONCESSÃO em função do cenário econômico e setorial;	4.3
6.3.1 p)	A comparação entre os valores obtidos na avaliação econômico-financeira e aqueles observados em concessões similares ao PROJETO, no âmbito nacional e internacional, utilizando múltiplos de mercado e paradigmas considerados relevante.	6.4
6.3.2	A modelagem deverá assimilar todas as informações e variáveis necessárias para a tomada de decisão acerca do PROJETO, tais como:	Indicado a seguir

Subitem do TET	Descrição da Subatividade	Item respectivo no relatório
6.3.2 a)	Análises de sensibilidade e de *benchmarking*;	6.3 e 6.4
6.3.2 b)	Apuração da Taxa Interna de Retorno – TIR e do Valor Presente Líquido – VPL;	6.2
6.3.2 c)	Apuração do custo de capital (próprio e de terceiros) e do custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* - WACC);	4.3
6.3.2 d)	Indicação de mecanismos e fontes de financiamento;	5.9
6.3.2 e)	Análise de indicadores de endividamento do PROJETO, tais como Índice de Cobertura de Serviços da Dívida – ICSD e Patrimônio Líquido/Ativo;	5.9
6.3.2 f)	Valor de aportes públicos, contraprestações e demais obrigações pecuniárias da UNIÃO e dos ESTADOS, se incorporadas ao PROJETO;	5.5 e 6.2
6.3.2 g)	identificação de pontos críticos da avaliação econômico-financeira para a CONCESSÃO e recomendação de ajustes necessários, bem como proposição de ações que possam gerar valor para o futuro CONCESSIONÁRIO;	6.2
6.3.2 h)	Identificação e estimativa das receitas acessórias projetadas, especificando a origem de cada uma delas pela natureza do serviço.	5.12
6.3.3	Para determinação do Custo de Capital Próprio, deverá ser utilizado o modelo *Capital Asset Price Model* (“CAPM”), e, para determinação do Custo de Capital, o método do Custo Médio Ponderado de Capital (“WACC”), ambos calculados pela CONTRATADA e adequados às condições de mercado vigentes para companhias similares.	4.3.1
6.3.4	As premissas do modelo de avaliação econômico-financeira e as metodologias utilizadas, inclusive para o cálculo do CAPM e do WACC, deverão ser explicitadas e facilmente identificáveis, bem como devidamente justificadas, fundamentadas e adequadas às condições de mercado observadas para empresas atuantes em setores afins.	4.2, 4.3 e 5
6.3.5	Deverá ser disponibilizada planilha eletrônica automatizada e desbloqueada, contendo painel de controle com as variáreis críticas que impactem a modelagem, possibilitando a alteração de premissas para a simulação de diferentes cenários para o PROJETO.	Encaminhada como anexo ao relatório
6.3.6	Deverão ser apresentados os fluxos de caixa do PROJETO, o Balanço Patrimonial e a Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), projetados ao longo do prazo da CONCESSÃO, conforme o International Financial Reporting Standards – IFRS, as Interpretações Técnicas e as Orientações do Comitê de Pronunciamento Contábeis (ICPCs e OCPCs).	6.1

Subitem do TET	Descrição da Subatividade	Item respectivo no relatório
6.3.7	O modelo econômico-financeiro elaborado pela CONTRATADA deverá identificar as variáveis críticas e contemplar uma análise de sensibilidade em relação às principais premissas de simulação consideradas, bem como deverão ser construídos cenários distintos, conforme solicitações do BNDES e do CLIENTE, considerando o seguinte:	6.3
6.3.7 a)	Deverá ser flexível, permitindo diferentes arranjos em relação: (i) à inserção ou não no escopo e ao faseamento, tanto da implantação, quanto da operação, por trecho; (ii) ao prazo do CONTRATO DE CONCESSÃO, considerando a continuidade do SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA atualmente prestado; (iii) ao nível de política tarifária, aportes públicos, contraprestações e demais obrigações pecuniárias previstas; (iv) às receitas acessórias, alternativas ou derivadas de PROJETOS ASSOCIADOS, pertinentes e sinérgicas com o PROJETO, inclusive a possibilidade de venda de água bruta pelo CONCESSIONÁRIO diretamente para consumidores livres; e (v) a outras variáveis críticas identificadas nos estudos;	Consultar modelo econômico-financeiro
6.3.7 b)	Deverão ser realizadas comparações entre os cenários, evidenciando-se os valores envolvidos em cada cenário;	6.2
6.3.7 c)	Deverão ser realizadas comparações entre os resultados obtidos e projetos similares no País e no exterior, demonstrando a adequabilidade da avaliação realizada.	6.4
6.3.8	Na concepção dos modelos econômico-financeiros, a CONTRATADA deverá	Indicado a seguir
6.3.8 a)	Determinar o prazo da implementação do PROJETO de modo a atender aos requisitos legais, a amortização do capital de terceiros aplicado no empreendimento, a remuneração do CONCESSIONÁRIO e a depreciação da infraestrutura a ser implementada;	5.1
6.3.8 b)	Na concepção dos modelos econômico-financeiros, a CONTRATADA deverá estudar diferentes modelos regulatórios para definição da tarifa a ser cobrada pelo SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA ao longo do prazo do PROJETO, apresentando as análises de ao menos dois modelos regulatórios.	8.1
6.3.9	O modelo econômico-financeiro, se for o caso, deverá considerar dados e informações dos PROJETOS ASSOCIADOS, disponibilizando cenários alternativos de forma integral ou parcial.	Movido para o Produto 4
6.3.10	Deverão ser identificados os pontos críticos, bem como apresentadas propostas de equacionamento desses, com vistas à implementação dos ajustes necessários para fins de recomendação do valor de	6.2

Subitem do TET	Descrição da Subatividade	Item respectivo no relatório
	contraprestação mensal máxima ou outro critério de julgamento definido conforme a legislação aplicável.	
6.3.11	Na hipótese de CONCESSÃO do PROJETO no âmbito de uma parceria público-privada, deverá ser elaborada uma análise de *Value for Money* que comprove a conveniência e a oportunidade da contratação, mediante identificação das razões que justifiquem a opção pela forma de parceria público-privada, bem como o atendimento das exigências previstas no art. 10, incisos I , II, IV e V da Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004, e a comprovação de que o incremento de despesas públicas originadas pelo contrato não ultrapassará os limites dos arts. 22 e 28 da referida Lei, considerando ainda as previsões legais no âmbito do PODER CONCEDENTE. Deverá ser elaborada minuta de documento a ser encaminhado para a Secretaria do Tesouro Nacional – STN com o objetivo de comprovar o atendimento aos limites impostos pelos arts. 22 e 28.	Abordado em relatório específico, separado.
6.3.12	Na hipótese prevista no item 6.3.11, deverá ser disponibilizada planilha de *Value for Money*, distinta daquela reservada à avaliação econômico-financeira, em formato MS Excel, com a análise e os resultados obtidos, bem como um relatório detalhado contendo a metodologia, as fontes de informações, os benchmarks identificados, as premissas utilizadas, os aspectos quantitativos e qualitativos considerados e as conclusões da análise.	Abordado em relatório específico, separado.
6.3.13	Ainda que não haja previsão de uma parceria público-privada nas discussões do modelo de concessão, o BNDES poderá solicitar à CONTRATADA a elaboração da análise de *Value for Money*.	Abordado em relatório específico, separado.
6.3.14	A análise de *Value for Money* poderá ser solicitada complementarmente, ainda que o relatório tenha sido finalizado, recebido e aceito inicialmente sem esta análise, de forma a subsidiar o RELATÓRIO DE MODELO DE CONCESSÃO e a tomada de decisão do CLIENTE.	Abordado em relatório específico, separado.

Quadro 1.3 – Siglas

Sigla	***Descrição completa***
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BDI	Budget Difference Income - Benefícios e Despesas Indiretas
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BP	Balanço Patrimonial
CAPEX	Capital Expenditure - Investimentos em Bens de Capital
CAPM	Capital Asset Price Model - Modelo de precificação de ativos
CBHSF	Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCG	Contrato de Constituição de Garantia
CCO	Centro de Controle e Operação
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CE (estado)	Ceará
CESB	Companhia Estadual de Saneamento Básico
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CMAP	Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas
CNRH	Conselho Nacional de Recursos Hídricos
CODEVASF	Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Paraíba
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COGERH	Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CPC	Comitê de Pronunciamentos Contábeis
CPOVOS	Comissão da Amazônia e dos Povos Originários e Tradicionais
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CURH	Cobrança pelo Uso dos Recursos Hídricos
D/E	Debt to Equity - Razão entre Capital de Terceiros e Capital Próprio
DFC	Demonstração do Fluxo de Caixa
DFP	Demonstrações Financeiras Padronizadas
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EB	Estação de Bombeamento
EBITDA ou LAJIDA	Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization - Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
EL	Eixo Leste
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EN	Eixo Norte
ESS	Encargos de Serviços dos Sistemas
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
EV	Enterprise Value - Valor da Firma
FCFE	Free Cash Flow to Equity - Fluxo de Caixa Livre para o Acionista

Sigla	*Descrição completa*
FCFF	Free Cash Flow to Firm - Fluxo de Caixa Livre para a Firma
FCLF	Fluxo de Caixa Livre para a Firma
Finem	Financiamento a Empreendimentos
FNE	Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
ICPC	Interpretações Técnicas do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
ICSD	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida
IFRS	International Financial Reporting Standards
IGP-M	Índice Geral de Preços – Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidos Amplo
IRPJ	Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas
ISS ou ISSQN	Imposto Sobre Serviços (de Qualquer Natureza)
Kd	Cost of Debt - Custo de Capital de Terceiros
Ke	Cost of Equity - Custo de Capital Próprio
LI	Licença de Implantação
LO	Licença de Operação
MIDR	Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional
MRP	Market Risk Premium - Prêmio de Risco do Mercado
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NCG	Necessidade de Capital de Giro
O&M	Operação e manutenção
OCPC	Orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis
OE	Operadora Estadual
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPEX	Operational Expenditure - Custos operacionais
PA	Parcela A
PB	Parcela B
PB (estado)	Paraíba
PCA	Pequenas Comunidades Agrícolas
PE (estado)	Pernambuco
PGA	Plano de Gestão Anual
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PISF	Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional
PL	Projeto de Lei
PLD	Preço de Liquidações de Diferenças
PMT	Payment - Pagamento parcelado
PNSH	Plano Nacional de Segurança
PPP	Parceria Público-Privada
PRA	Participação da União nas Receitas Acessórias
PRDNE	Plano Regional de Desenvolvimento do Nordeste
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária

Sigla	*Descrição completa*
PU	Pequeno Usuário
Ressarcimento(SE +ESV+ESF)	Ressarcimentos
RN (estado)	Rio Grande do Norte
ROB	Receita Operacional Bruta
ROL	Receita Operacional Líquida
RR	Receita Requerida
SAD	Sistema de Apoio à Tomada de Decisão
SDSC	Sistema Digital de Supervisão e Controle
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SEPPI	Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos
SG&A	Selling, General and Administrative - Comerciais, Gerais e Administrativas
SIAA	Sistemas Isolados de Abastecimento de Água
SPE	Sociedade de Propósito Específico
SNIS	Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento
SUDAM	Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia
SUDENE	Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste
T-Bonds	Títulos do Tesouro Americano
TCU	Tribunal de Contas da União
TET	Termo de Especificações Técnicas
TICKER	Código da ação
TIR	Taxa Interna de Retorno
TLP	Taxa de Longo Prazo
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão
UNB	Universidade de Brasília
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Weighted Avarege Cost of Capital - Custo de Capital Médio Ponderado
Wd	Debt Weight - Peso do Capital de Terceiros
We	Equity Weight - Peso do Capital Próprio

2. SUMÁRIO EXECUTIVO

A avaliação econômico-financeira tem o objetivo de investigar a viabilidade financeira da prestação do serviço de adução de água bruta do Projeto de Integração do Rio São Francisco com Bacias Hidrográficas do Nordeste Setentrional (PISF), de modo a respaldar a futura Licitação deste. A avaliação utiliza como base a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, mais especificamente o Fluxo de Caixa da Firma como referência, uma vez que permite a simulação de alavancagem contínua por meio da taxa de desconto de Custo de Capital Médio Ponderado (WACC). Considerando que o modelo adotado para o projeto será o de uma PPP Administrativa, o resultado da avaliação econômico-financeira é o valor da contraprestação a ser paga para a Sociedade de Propósito Específico (SPE) (concessionário) que será responsável pela operação do PISF.

A contraprestação[1] será composta por três parcelas, quais sejam: (1) a Parcela A, que irá remunerar os investimentos obrigatórios a serem executados pela Concessionária; (2) a Parcela B, calculada com base nos custos fixos; (3) e Ressarcimentos, que concentram os custos com energia.

Uma vez calculada cada Parcela, será possível verificar o valor médio de cada componente da contraprestação (A, B e Ressarcimento).

[1] Neste documento, a contraprestação representa o valor líquido a ser pago pelo poder concedente, ou em nome dele, para remunerar a Concessionária que será responsável pela operação do PISF.

3. INTRODUÇÃO

A avaliação econômico-financeira descrita neste relatório tem por objetivo atender aos requisitos legais necessários para a Licitação do projeto e para a verificação da viabilidade financeira das atividades operacionais e de apoio à prestação do serviço de adução de água bruta do PISF. O projeto, cuja descrição detalhada encontra-se no Relatório de Engenharia de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia, consiste em um empreendimento, que já vem sendo implementado pelo Governo Federal, nos estados do Pernambuco, Ceará, Paraíba e Rio Grande do Norte, para garantir segurança hídrica aos Estados mais prejudicados pelas secas no semiárido nordestino, atendendo potencialmente cerca de 12 milhões[2] de pessoas. O PISF é parte do Plano Nacional de Segurança Hídrica (PNSH) do Governo Federal.

Conforme premissa estabelecida pela União, o Projeto será desenvolvido por meio de uma PPP, na modalidade Administrativa, contratada pela União, por intermédio do Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MIDR), em que a Concessionária vencedora da Licitação e encarregada pela operação e manutenção do serviço e infraestrutura do PISF será remunerada por meio de: (i) contraprestação pecuniária paga pela União; e (ii) Receitas Acessórias decorrentes da exploração de atividade econômica não relacionada à prestação do serviço de adução de água bruta do PISF.

O presente trabalho foi realizado com base na metodologia de Fluxo de Caixa Descontado, sendo disponibilizado em planilhas eletrônicas automatizadas e desbloqueadas, contendo as premissas operacionais (Investimento, Custos, Despesas, Impostos Diretos e Indiretos, Capital de Giro e DRE, Balanço Patrimonial, Fluxo de Caixa do Projeto e do Acionista, Estrutura de Capital, Premissas de Financiamento), projetadas ao longo do prazo de vigência da concessão, conforme o *International Financial Reporting Standards* (IFRS).

Foi utilizado o Custo de Capital Médio Ponderado (WACC) como taxa de desconto aplicada ao fluxo de caixa, calculada com base em premissas definidas pelo Consórcio, uma vez que o modelo considera como referência o Fluxo de Caixa Livre para a Firma (*Free Cash Flow to Firm* – FCFF), de modo a permitir simulação de alavancagem contínua durante toda a projeção. O FCFF é composto pelas projeções de fluxos de caixa operacional e fluxo de investimentos e o efeito da alavancagem se encontra implícito ao se considerar a WACC como taxa de desconto.

As premissas macroeconômicas utilizadas são, principalmente, as projeções divulgadas pelo Banco Central do Brasil por meio do sistema de expectativas de mercado, contemplando Produto Interno Bruto (PIB) nacional (e regional, onde houver), inflação, câmbio, taxa de juros, dentre outros.

Os modelos assimilaram todas as informações e variáveis associadas aos riscos inerentes à operação de reservatórios, visto que o SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA não necessariamente funcionará de forma contínua. Além de tais riscos, o trabalho contempla uma identificação de variáveis-chave e análise de sensibilidade destas em relação às principais

[2] Estimativa indicada no sítio eletrônico do MIDR, disponível em: https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/seguranca-hidrica/projeto-sao-francisco.

premissas consideradas. Da mesma forma, foram realizadas simulações com base em metodologias estatísticas, em variáveis críticas à sustentabilidade financeira do PROJETO e em situações de estresse ao fluxo de caixa.

O fluxo de caixa foi projetado pelo prazo de 30 anos para o SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA (início em novembro de 2026 e término em outubro de 2056)[3], cabendo à União a definição do prazo a ser adotado na Licitação do PISF. O prazo foi indicado pelo BNDES e é compatível com a complexidade e a magnitude do Projeto. Foi realizada, ainda, análise de sensibilidade para os prazos de 25 e 35 anos, cabendo à União a definição do prazo a ser adotado na Licitação do PISF. Nas reuniões de encerramento da Fase 1 e início da Fase 2, foi optada pelos tomadores de decisão a premissa de projeção por 30 anos.

Observa-se que, até 2042, estará em vigência o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica firmado entre a Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba (CODEVASF) e a CHESF (neste documento, denominado "Contrato CHESF"). O referido contrato foi firmado no contexto do processo de desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), conforme a Lei Nº 14.182 de 12 de julho de 2021, cujo parágrafo 6º do artigo 6º determina as condições de suprimento reproduzidas a seguir.

> *"(...) as concessionárias de geração de energia elétrica localizadas nas bacias do Rio São Francisco, cujos contratos de concessão sejam afetados por esta Lei, deverão disponibilizar energia elétrica em um montante anual de 85 MWmed (oitenta e cinco megawatts médios), pelo prazo de 20 (vinte) anos, a partir da data de publicação desta Lei, pelo preço de R$ 80,00/MWh (oitenta reais por megawatt-hora), a ser corrigido pelo IPCA, ou por outro índice que vier a substituí-lo, por meio de contrato específico diretamente ao Operador Federal das instalações do PISF"* - Lei Nº 14.182 de 12 de julho de 2021, Art. 6º, § 6º.

Após 2042, caso o benefício disposto na Lei não seja prorrogado, será necessário comprar energia no mercado. A compra foi projetada para o período de 2043 a 2056.

Nesta avaliação econômico-financeira, uma vez que o modelo adotado para o projeto será o de uma PPP Administrativa, o principal resultado é a apuração da contraprestação a ser paga ao Concessionário pelo SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA ao longo da vigência do projeto, de modo a atender os requisitos legais, a amortização do capital de terceiros aplicada no empreendimento, a remuneração pela implementação do serviço e a depreciação da infraestrutura a ser implementada.

Cabe destacar também que as análises contidas neste documento contemplam a estrutura tributária vigente em 2024, ou seja, sem contemplar efeitos da reforma tributária aprovada em

[3] Trata-se de estimativa de prazo da concessão utilizada no modelo econômico-financeiro. O prazo definitivo ainda está em discussão e será definido ao longo da Fase 2 da estruturação.

2023, posto que seus regramentos, inclusive definição de alíquotas, ainda serão definidos ao longo de 2025, ou seja, após a conclusão dos estudos para o PISF.

4. METODOLOGIA

A presente seção, e suas subseções, apresentam as metodologias e conceitos empregados na avaliação econômico-financeira da prestação do Serviço de Adução de Água Bruta do PISF.

A seção 4.1 contempla os conceitos e estruturas utilizados nas composições de remuneração do Serviço, tratando em detalhes dos desdobramentos de cada parcela integrante da contraprestação necessária para viabilizar a operação e manutenção do empreendimento.

A seção 4.2 aborda a metodologia de fluxo de caixa descontado, utilizada fundamentalmente para a estimativa de valoração (*valuation*) e de parcelas de remuneração (*payment* – PMT) para o PISF.

Por sua vez, a seção 4.3 explora o método, conceitos e parâmetros de apuração do custo de capital utilizado nos cálculos de viabilidade do projeto.

4.1 REGULAÇÃO E COMPONENTES DA CONTRAPRESTAÇÃO

O processo de remuneração de distribuição no setor de infraestruturas provedoras de serviços públicos (*utilities*) possui extensa aplicação no setor elétrico. O nível tarifário das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) conforme estabelecido na documentação Procedimento de Regulação Tarifária[4] (PRORET). Nos setores de saneamento e gás há também modelos similares de remuneração tarifária.

O modelo de distribuição tem como base o incentivo à produção, eficiência e a remuneração de custos operacionais e de gestão, o que pode ser aplicável, também, ao modelo de operação e manutenção do PISF, se assemelhando à estrutura tarifária idealizada atualmente pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), que será abordada em mais detalhes na seção 8.1.1.1[5].

Os arquivos do Setor Elétrico analisados tiveram como base os elementos metodológicos do Processo de Revisão Tarifária, conforme Submódulo 2.1 do PRORET (versão 2.3 C, vigente a partir de 01/03/2022) e do Processo de Reajuste Tarifário, conforme Submódulo 3.1 do PRORET (versão 1.4 C, vigente a partir de 01/03/2022) e das Notas Técnicas[6] que embasaram as Revisões Tarifárias das Empresas de Saneamento Básico no Brasil, especialmente as ligadas aos estados beneficiados pelo PISF.

[4] Disponível no sítio eletrônico da ANEEL: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret.

[5] Foi elaborado resumo da análise das aplicações e das adequações ao modelo de remuneração da operação do PISF (contido na seção 8.1).

[6] NT CET 007/2021 – Agência Reguladora do Estado do Ceará (ARCE) e NT DEF/CTEEFN 02/2018 – Agência de Regulação de Pernambuco (ARPE). Para os últimos 10 anos, não há revisão tarifária não linear homologada pela Agência de Regulação do Estado da Paraíba (ARPB) e pela Agência Reguladora de serviços Públicos do Rio Grande do Norte (ARSEP/RN).

Embora a metodologia do setor de distribuição de energia elétrica e em alguns casos dos setores de saneamento e de gás contemple a aplicação de revisão periódica e reajuste anual de certos componentes tarifários, para o caso do PISF será adotada uma versão simplificada, em que os componentes como custos operacionais e investimentos serão ressarcidos por contraprestação definida na partida da concessão e ajustada monetariamente ao longo de sua vigência. Já o custo com energia elétrica terá dinâmica própria de ressarcimento.

Essa simplificação se fez necessária ao se contemplar a contextualização do PISF, que não possui base de informações de empreendimentos suficientemente similares para apuração de eficiências referenciais.

Esta seção apresenta o resumo da composição da contraprestação e seus ajustes anuais propostos para o PISF.

4.1.1 CONTRAPRESTAÇÃO

A contraprestação, calculada para fins de remuneração do operador do PISF ("SPE" ou "concessionário"), será composta por quatro parcelas, denominadas Parcela A (PA), Parcela B (PB) e os Ressarcimentos, conforme fórmula a seguir.

$$\boldsymbol{CME_t = PA_t + PB_t \, x \, IDG_t + Ressarcimentos(SEU_t + SEE_t + ESF_t + ESV_t)}$$

Onde:

CME_t é a CONTRAPRESTAÇÃO MENSAL EFETIVA, a ser paga à CONCESSIONÁRIA, referente ao mês t;

PA_t é a PARCELA A, que remunera a realização dos INVESTIMENTOS OBRIGATÓRIOS, referente ao mês t;

PB_t é a PARCELA B, que remunera a prestação dos SERVIÇOS, referente ao mês t;

IDG_t é o ÍNDICE DE DESEMPENHO GLOBAL (IDG) da CONCESSIONÁRIA, referente ao mês t, calculado na forma prevista no SISTEMA DE MENSURAÇÃO DE DESEMPENHO;

$Ressarcimentos(SEU_t + SEE_t + ESF_t + ESV_t)$ são os valores dos ressarcimentos, que incorporam custos fixos e variáveis relacionados ao bombeamento de água para os ESTADOS BENEFICIADOS, sendo que esta componente não contempla a energia consumida em eventual atividade econômica explorada pela CONCESSIONÁRIA para obtenção de RECEITAS ACESSÓRIAS, em que:

- SEU_t é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica efetivamente utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo, referente ao mês t;

- SEE_t é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica excedente ao utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo, referente ao mês t;

- ESF_t é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Fixos, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados independentemente do consumo de energia, como Encargos de Uso de Sistema de Transmissão (EUST), Contrato de Constituição de Garantia (CCG ONS), Custo de Conexão e de Comercialização (CCC), bem como outros encargos fixos que venham a ser instituídos;

- ESV_t é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Variáveis, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados conforme o consumo de energia, como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) e Encargos de Serviços do Sistemas, bem como outros encargos variáveis que venham a ser instituídos;

t é o mês de referência para apuração.

4.1.1.1 PARCELA A

O valor da Parcela A (PA) representa a soma de PMTs dos fluxos de investimentos a cargo da concessionária, descontada pelo custo de capital médio ponderado (WACC).

$$PA = F(Investimentos)$$

Em que:

PA é o valor da Parcela A; e

$F(Investimentos)$ é a PMT do fluxo de investimentos classificados como obrigatórios[7] a serem implementados pela Concessionária.

A Parcela A pode ser interpretada como a parcela da contraprestação a ser paga pelo poder concedente para equilibrar a implantação de investimentos que permitam a melhoria do serviço de adução de água bruta do PISF.

Observa-se que somente parte dos investimentos serão remunerados via contraprestação e, portanto, irão compor a *PA*. São investimentos para implantação do Centro de Controle e Operação (CCO), do Centro de Referência Cultural e Ambiental (CRCA), dos equipamentos do Sistema Digital de Supervisão e Controle (SDSC) do Sistema de Apoio à Tomada de Decisão (SAD), do acesso às estações de bombeamento dos Eixos Norte e Leste, obras remanescentes dos Eixos Norte e Leste, Telecom trecho II do Eixo Norte, guaritas e sanitários dos Eixos Norte e Leste, Interligação da rede elétrica do Eixo Norte, dique Moxotó do Eixo leste e a retificação de cercamento nos Eixos Norte e Leste.

Como cada um dos componentes do orçamento de investimento apresenta cronograma de implantação distinto, seu efetivo impacto na Parcela A ocorre a partir das datas de entrada em operação de cada rubrica.

A Parcela A é definida com base nas projeções de investimentos descritos ao longo deste relatório, se tratando de preço teto que embasará uma das componentes dos lances da Licitação da operação do PISF. Isso quer dizer que, uma vez arrematado um valor de Parcela A, esse valor será mantido constante (salvo atualizações monetárias).

A partir dessa premissa de composição da Parcela A como um elemento fixo durante a vigência da concessão, o vencedor da Licitação poderá auferir lucros, em relação a esta parcela, caso consiga performar em patamares de investimentos inferiores aos fixados na ocasião de formação do lance vencedor ou caso reconheça custo de capital inferior ao de referência da Licitação.

[7] O CAPEX obrigatório é remunerado pela Parcela A, o CAPEX discricionário é remunerado via aportes realizados pelo poder concedente, demais investimentos são remunerados pela Parcela B. A classificação foi realizada pela equipe do MIDR e se encontra detalhada na seção 5.5.

4.1.1.2 PARCELA B

O Valor da Parcela B (PB) representa a soma de PMTs dos fluxos de custos de operação e manutenção e outros itens, descontada pelo custo de capital médio ponderado (WACC). A Parcela B é composta conforme equação abaixo:

$$PB = F(Custos) + F(Outros)$$

Em que:

PB é o valor da Parcela B;
$F(Custos)$ é a PMT do fluxo de custos de operação, manutenção e administração do empreendimento;
e
$F(Outros)$ é a PMT do fluxo da projeção de variação da Necessidade de Capital de Giro (NCG), pagamento de impostos, CAPEX de manutenção (e demais investimentos não classificados como obrigatórios ou aporte) e quaisquer outros custos não contemplados nos demais componentes da Contraprestação.

A Parcela B pode ser interpretada como o valor da contraprestação a ser paga pelo poder concedente para equilibrar toda estrutura de operação e manutenção do serviço de adução do PISF, exceto os custos associados aos investimentos previstos na Parcela A e ao consumo de energia elétrica e demais componentes dos Ressarcimentos.

Para isso, a Parcela B é definida com base nas projeções de custos operacionais descritos ao longo deste relatório, se tratando de preço teto que embasará uma das componentes dos lances da Licitação da operação do PISF. Isso quer dizer que, uma vez arrematado um valor de Parcela B, esse valor será mantido constante (salvo atualizações).

A partir dessa premissa de composição da Parcela B como elemento fixo durante a vigência da concessão, o vencedor da Licitação poderá auferir lucros caso consiga performar em patamares de custos inferiores aos fixados na ocasião de formação do lance vencedor ou caso reconheça custo de capital inferior ao de referência da Licitação.

É importante destacar que, caso o concessionário preste serviço de manutenção e operação do Ramal do Piancó, esses gastos adicionais com operação e manutenção serão incorporados à Parcela B, havendo um reajuste automático da parcela, que será acrescida, a partir do início da operação do equipamento adicionado em determinado percentual previamente estabelecido a partir do levantamento feito no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia.

4.1.1.3 RESSARCIMENTOS

Os Ressarcimentos refletem os efeitos do ressarcimento ao operador dos custos associados ao suprimento de energia elétrica e seus encargos variáveis, bem como prevê uma remuneração pela comercialização de energia excedente dos contratos. Ela é obtida por meio da soma dos componentes abaixo:

$$Ressarcimento(SEU + SEE + ESF + ESV) = SEU + SEE + ESF + ESV$$

Em que:

$Ressarcimento(SEU + SEE + ESF + ESV)$ é o valor correspondente ao ressarcimento mensal dos custos variáveis da Concessionária com energia e remuneração pela comercialização de energia excedente.

SEU é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica efetivamente utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo[8];

SEE é o ressarcimento do suprimento de energia elétrica excedente ao utilizado para atendimento aos ESTADOS BENEFICIADOS, conforme as condições estabelecidas no CONTRATO CCVE-030/2022 ou outro que venha a substituí-lo;

ESF é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Fixos, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados independentemente do consumo de energia, como Encargos de Uso de Sistema de Transmissão (EUST), Contrato de Constituição de Garantia (CCG ONS), Custo de Conexão e de Comercialização (CCC), bem como outros encargos fixos que venham a ser instituído; e.

ESV é o ressarcimento dos Encargos Setoriais Variáveis, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados conforme o consumo de energia, como Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) e Encargos de Serviços do Sistemas, bem como outros encargos variáveis que venham a ser instituídos.

Para as componentes SEU e SEE, supridas pelo contrato firmado entre CODEVASF e a CHESF, tanto o volume total anual (em MW), quanto o preço de energia (em R$/MWh) são conhecidos, constando ambos no contrato já firmado de compra e venda de energia.

[8] Até 31 de dezembro de 2042, esta componente ressarce o contratado firmado com a CHESF, com amparo da Lei Nº 14.182, de 12 de julho de 2021. No caso, o volume contratado corresponde a uma média anual de 85 MW, sendo permitida a modulação mensal entre mais ou menos 50% da energia contratada, ou seja, entre 42,5 MW e 127,5 MW médios ao mês – desde que mantida a média anual de 85 MW). O preço contratual é de R$ 80/MWh, corrigido anualmente pelo IPCA (data base 01/01/2022). Após esse período, caso o prazo de concessão seja superior ao término do contrato com a CHESF, uma nova contratação de energia precisa ser feita pelo Poder Concedente, em substituição ao contrato vigente de suprimento de energia, de modo que esta componente passa a ressarcir o eventual contrato que substituir o contrato com a CHESF

Pela proposta desenhada nesse estudo, a Concessionária irá sub-rogar os direitos e deveres da CODEVASF no contrato CHESF, de forma que, a partir do PGA, o suprimento mensal será modulado – entre 42,5 MW e 127,5 MW médios ao mês – respeitando-se a média anual de 85 MW. O modelo econômico-financeiro prevê que a Concessionária realizará o pagamento à CHESF do valor integral contratado e será ressarcida por meio da parcela Ressarcimento, mais especificamente pelas rubricas SEU e SEE. Havendo excesso de energia, haverá a liquidação automática do excedente ou a Concessionária poderá negociá-lo por meio de outros mecanismos permitidos pelo contrato.

Conforme mencionado, a rubrica ESF contempla os encargos setoriais fixos, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados independentemente da variação do bombeamento de água e consequente consumo de energia, como Encargos de Uso de Sistema de Transmissão (EUST), Contrato de Constituição de Garantia (CCG ONS) e Custo de Conexão e de Comercialização (CCC).

Conforme mencionado, a rubrica ESV corresponde aos encargos setoriais variáveis, definidos em legislação específica, cujos valores são apurados em conformidade à variação do bombeamento de água e, consequentemente, do consumo de energia, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e o Encargos de Serviços do Sistemas (ESS).

Atenta-se que as rubricas SE e ESV correspondem ao ressarcimento das despesas relacionadas ao consumo variável de energia do empreendimento com base nos desembolsos efetivos. No modelo, não foi considerada defasagem entre os custos da Concessionária e a contraprestação, de forma que a remuneração ocorre simultaneamente aos pagamentos da energia e dos encargos.

Em relação aos efeitos tributários da atividade associada ao consumo de energia, foi aplicado *gross-up*[9] de 9,25% (PISF/COFINS) a todos os elementos dos Ressarcimentos.

4.2 FLUXO DE CAIXA DESCONTADO

A técnica empregada para a avaliação econômico-financeira se baseia na metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, que se fundamenta na hipótese de o valor de um projeto depender de sua capacidade de geração de riqueza no futuro. Estimam-se as receitas, custos, despesas, investimentos e demais necessidades de capital de giro relacionadas, além de todos os itens que afetam a variação de caixa do empreendimento para um determinado período.

Como os valores do fluxo de caixa gerado se dão em universos de tempo distintos, estes devem ser somados e comparados em uma equivalência única. Assim, os saldos líquidos apurados em

[9] Forma de apurar o montante estimado antes do PIS/COFINS, sendo apurado ao dividir o valor analisado por (1-9,25%).

cada período são trazidos a valor presente por uma taxa de desconto que reflita os riscos inerentes ao negócio, somados ao custo de oportunidade de investidores avessos ao risco.

Para esta avaliação econômico-financeira, os modelos de Fluxo de Caixa Descontado são calculados mensalmente e suas projeções são apresentadas em valores nominais.

➔ Fluxo de Caixa do Acionista (FCFE)

Utiliza o custo do capital próprio[10] (Ke) para o desconto a valor presente do fluxo de caixa livre para o acionista. Neste método, são considerados todos os recursos disponíveis para distribuição de dividendos ou reinvestimentos, já descontadas as amortizações, os recebimentos e pagamento de juros projetados no fluxo de caixa da dívida. Assim, o fluxo de caixa livre para o acionista que é obtido no final representa aquilo que está disponível para o acionista livre das obrigações com terceiros. O FCFE é mais comumente usado em detrimento do Fluxo de Caixa da Firma (FCFF) nos casos em que as linhas de financiamento são facilmente identificadas e projetadas.

➔ Fluxo de Caixa da Firma (FCFF)

Utiliza o custo médio ponderado de capital[11] (WACC) para o desconto a valor presente do fluxo de caixa livre para a empresa. Dessa forma, são considerados todos os recursos disponíveis para distribuição de dividendos ou reinvestimentos, mas não são considerados os fluxos de amortizações e juros pagos de dívidas com terceiros, cuja remuneração já está implícita na taxa WACC estimada. O fluxo da firma é recomendável quando se deseja prever a possibilidade de alavancagem permanente ao longo de todo o período da concessão.

A premissa adotada na avaliação econômica do Projeto é a de alavancagem permanente do fluxo de caixa para a prestação do serviço do PISF, o que ocorre ao se contemplar a perspectiva do fluxo de caixa da firma (*Free Cash Flow to Firm*) e aplicação do custo médio ponderado de capital (WACC).

Dessa maneira, foi considerado o WACC no modelo do PISF com o intuito de possibilitar maior compatibilidade entre o modelo econômico-financeiro e as remunerações regulatórias estruturadas na seção 4.1.1.

[10] A taxa é dada por parâmetros de valores geralmente oferecidos por títulos do governo, incorporam risco específico da atividade e é calculada com base no modelo de avaliação de ativos – *Capital Asset Pricing Model* (CAPM).
[11] Para cálculos de valores do projeto pondera-se o custo de capital próprio (Ke) com o custo de capital de terceiros (Kd) na proporção da estrutura de capital utilizada no projeto, resultando na taxa WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) do empreendimento.

4.3 COMPOSIÇÃO DA TAXA DE DESCONTO E ESTRUTURA DE CAPITAL

O custo de capital consiste na taxa de retorno que os fornecedores de capital (acionistas e financiadores/emprestadores) requerem como compensação pela sua contribuição de recursos em um empreendimento. Esse custo é uma aproximação do custo de oportunidade aos quais esses fornecedores de capital se submetem, dados os riscos associados ao negócio a que se destinam os recursos.

O custo de capital apurado para o Projeto consiste na estimativa a ser utilizada como referência aos potenciais concessionários do PISF em sua avaliação de qual é a taxa de retorno esperada como operador do sistema. Neste caso, o custo de capital representa também a taxa fixa de referência a ser utilizada na remuneração do concessionário por parte do Poder Concedente ao longo do período de concessão (utilizada na apuração da Parcela A e da Parcela B).

Para a estimativa do patamar de risco setorial equivalente às atividades do concessionário do PISF, foram considerados dados históricos de empresas de saneamento, bem como de empresas prestadoras de serviços de O&M para o setor de saneamento (contemplando serviços de transporte de água). Como o PISF é *sui generis*, sem outros projetos diretamente comparáveis (seja em finalidade ou porte), os setores acima foram adotados por mais se aproximarem da dinâmica de operação do PISF.

Serão indicados resultados para distintas alíquotas de impostos. Essas diferentes alíquotas têm impacto na apuração do Ke e da WACC, pois afetam a apuração do beta realavancado, e do Kd, devido ao efeito do benefício fiscal.

Para o custo de capital do PISF, serão simuladas duas alíquotas de impostos: 34% (Lucro Real sem benefícios) e 15,25% (Lucro Real com benefícios SUDENE). A efetiva escolha se encontra discutida no capítulo 6, considerando as simulações realizadas para o PISF.

4.3.1 ASPECTOS METODOLÓGICOS DO CUSTO DE CAPITAL

A metodologia empregada para a apuração do custo de capital para a avaliação econômico-financeira do Projeto é inspirada nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme definidos no submódulo 2.4, versão 4.1 C (a versão mais recente foi homologada em março de 2023).

Optou-se pela adoção de método análogo ao empregado atualmente pela ANEEL, pelo fato de refletir as discussões mais recentes realizadas nos processos de consulta pública do setor elétrico. O setor elétrico pode ser considerado como uma referência nacional em termos dos critérios de composição remuneratória e pela transparência da divulgação da metodologia empregada, inspirando a estruturação regulatória de diversos outros mercados de infraestruturas provedoras de serviços públicos (*utilities*).

Destaca-se que, até o início de 2020, a ANEEL utilizou o modelo CAPM convencional com taxas apuradas a partir do rendimento anual dos títulos americanos (T-Bonds) e contemplando efeito do risco país brasileiro e do risco cambial. Cabe comentar que, até o início de 2020, a metodologia definida pela ANEEL era diretamente condizente com a definida no Manual de orientação para cálculo do WACC, publicado em agosto de 2018 pelo Ministério da Fazenda[12].

A partir de18 de março de 2020, em função de contribuições realizadas por agentes do mercado de energia durante processo de Consulta Pública, a ANEEL passou a utilizar o modelo CAPM adaptado para o Brasil, contemplando, de partida, o rendimento anual de títulos brasileiros (NTN-B), removendo a necessidade de contemplar o efeito do risco país e do risco cambial.

Apesar dessa adaptação metodológica, conceitualmente, a nova metodologia empregada pela ANEEL continua análoga à definida pelo Ministério da Fazenda em 2018, tratando-se de métodos mutuamente compatíveis.

4.3.1.1 CUSTO DE CAPITAL PRÓPRIO (KE)

O cálculo do custo do capital próprio (Ke) possui como premissa fundamental a avaliação de risco da atividade, somada à taxa de remuneração livre de risco na economia, dada geralmente pela remuneração oferecida pelos títulos do governo.

Inicialmente, tomam-se como base as empresas do setor, mensurando a variação dos preços de suas ações no mercado de capitais frente às variações da economia, espelhadas, por exemplo, em algum índice de mercado.

[12] Ministério da Fazenda. Metodologia de Cálculo do WACC. Brasília, 2018. Disponível em: https://www.tesourotransparente.gov.br/publicacoes/manual-de-orientacao-para-calculo-do-wacc/2018/30. Acesso em: 16 out. 2023.

A figura a seguir contém o resumo da formação do Ke:

$$MRP = Rm_{S\&P500} - Rf_{T-Bonds}$$

$$K_e = \boldsymbol{Rf_{reais}} + \boldsymbol{\beta} * \boldsymbol{MRP}$$

$$Rf_{reais} = Rf_{NTN-B}$$

$$K_e = Rf_{NTN-B} + \beta * (Rm_{S\&P500} - Rf_{T-Bonds})$$

- K_e - Custo do Capital Próprio (*Cost of Equity*)
- Rf_{reais} - Taxa Livre de Risco em Reais (*Risk Free Rate*)
- Rf_{NTN-B} - Remuneração do Título Público Brasileiro
- β - Beta
- MRP - Prêmio de Risco de Mercado (*Market Risk Premium)*
- $Rm_{S\&P500}$ - Taxa de Retorno do Mercado Estadounidense (*Market Return Rate*)
- $Rf_{T-Bonds}$ - Taxa Livre de Risco em Dólar (*Risk Free Rate*)

Figura 4.1 – Decomposição do Custo de Capital Próprio (Ke)

As variáveis presentes na decomposição do custo de capital próprio são apresentadas e explicadas nos tópicos seguintes, em que são descritos os componentes do custo de capital próprio: taxa livre de risco, risco país, risco cambial, beta e prêmio de mercado.

4.3.1.1.1 TAXA LIVRE DE RISCO EM REAIS

A apuração da taxa livre de risco em reais é realizada com base na remuneração do título público brasileiro. No caso, são consideradas as Notas do Tesouro Nacional indexados ao IPCA (NTN-B), sendo contemplados os últimos 10 anos (janeiro de 2014 a dezembro de 2024) das taxas de compra e venda diária de cada série disponível. A taxa apurada equivale a 5,26% ao ano, em termos reais, representando a média histórica de todas as séries.

4.3.1.1.2 BETA

Este indicador representa uma relação média e temporal entre os retornos das ações selecionadas em relação à economia, que é normalmente evidenciada pela variação dos retornos do S&P500, índice que captura boa parte das negociações no mercado norte-americano.

O Beta alavancado de cada companhia é obtido por meio da inclinação da regressão linear entre os retornos históricos logaritmizados desses ativos e do índice de mercado. Em seguida, obtém-se o Beta desalavancado de cada empresa por meio do ajuste pelas suas relações *Debt to Equity* (D/E). Por fim, é calculada a média dos betas desalavancados de cada empresa, ponderada por seus Valores da Firma (*Enterprise Value*), alcançando-se, assim, o Beta desalavancado médio do setor, o qual é então realavancado de forma a considerar a fração de risco sistêmico correspondente ao efeito do endividamento da empresa alvo do estudo.

A ponderação pelo valor da firma foi considerada como alternativa preferencial à média simples, pois a média ponderada atribui maiores pesos aos empreendimentos mais bem avaliados, de modo que o risco parametrizado para o setor é mais próximo daquele das empresas mais bem avaliadas do mercado (quanto maior o resultado do *Enterprise Value*, maior, em média, é o empreendimento analisado e melhor, em média, é a gestão de seus ativos).

As companhias de mercado utilizadas para o cálculo do custo de capital passaram por um processo de identificação e filtragem conforme similaridades entre as atividades de seus respectivos setores e as atividades de adução de água do PISF.

Cabe destacar que não foi possível levantar informações de empresas de capital aberto cujas atividades são exclusivamente de adução de água[13]. Dessa forma, foram consideradas as empresas de saneamento e as empresas que realizam operação de infraestrutura e serviços de O&M para o setor de água e esgoto.

Foram selecionadas empresas dos seguintes setores:

- Fornecimento de água (excluindo empreendimentos que realizam tratamento de água e esgoto); e
- Operadora e O&M.

[13] Transporte de água do manancial a seu local de destino.

O processo se inicia com a identificação de companhias abertas negociadas em bolsas de valores ao redor do mundo cujas atividades principais são classificadas em cada setor.

O primeiro filtro inicia-se com a seleção dentre as empresas desses setores, aquelas que faturaram, nos 12 meses anteriores à data de referência (31 de dezembro de 2024), valores a partir de US$ 100 milhões, considerando assim o porte adequado ao PISF.

O segundo filtro seleciona, especificamente, as companhias que possuíram pelo menos 5 anos (60 meses) de transações anteriores à data de referência, ou seja, de janeiro de 2019 a dezembro de 2024.

Em seguida, o terceiro filtro exclui potenciais valores atípicos (*outliers*) pelo Boxplot[14] (diagrama de caixas) em termos da liquidez (volume e frequência de negociações), do beta desalavancado e da relação *debt-to equity* (D/E).

Por fim, as companhias remanescentes são utilizadas para os cálculos de beta desalavancado e estrutura de capital de mercado.

As companhias utilizadas para calcular o beta desalavancado e a estrutura de capital média do PISF têm como principais linhas de negócios o suprimento de água, desconsiderando os casos em que há tratamento e saneamento, e a operação de infraestrutura e prestação de serviço de O&M para o setor de água e esgoto. As tabelas a seguir relacionam essas companhias e seus códigos de ações (*tickers*).

Quadro 4.1 – Lista de Companhias utilizadas no custo de capital para operação do PISF (Operadores de infraestruturas provedoras de serviços públicos, infraestrutura e O&M)

Nome	*Ticker*	*País*
American States Water Company	NYSE:AWR	Estados Unidos
Brookfield Renewable Partners L.P.	TSX:BEP.UN	Canadá
California Water Service Group	NYSE:CWT	Estados Unidos
De.mem Limited	ASX:DEM	Austrália
Eastern Water Resources Development and Management Public Company Limited	SET:EASTW	Tailândia
Middlesex Water Company	NasdaqGS:MSEX	Estados Unidos
Veolia Environnement S.A.	ENXTPA:VIE	França

[14] Gráficos do tipo box-plot resumem as informações de uma amostra de dados de forma a permitir a visualização dos principais percentis da amostra (1º quartil, mediana e 3º quartil), além de indicar os potenciais *outliers* dessa amostra, ou seja, destaca os dados mais distintos nos extremos inferior e superior, contanto que sejam, usualmente, 1,5 vezes maiores ou menores que a diferença entre os quartis 1 e 3, tanto para a calda superior (partindo do quartil 3)quanto para a inferior (partindo do quartil 1).

Fonte: Capital IQ

Com base nessas empresas, foi apurado beta desalavancado de 0,60 e D/E médio de 68,67%.

4.3.1.1.3 PRÊMIO DE RISCO DE MERCADO (MARKET RISK PREMIUM)

O Prêmio de Risco de Mercado representa a remuneração esperada pelo mercado, levando-se em consideração o risco adicional em relação à taxa livre risco. O Prêmio de Risco de Mercado é calculado com base na diferença entre os retornos do Índice S&P500 e dos *Treasury Bonds* norte-americanos de 10 anos perpétuos (*Constant Coupon Bond*), marcados a mercado anualmente, considerando-se uma janela temporal de longo prazo. Ou seja, para a estimação do *Market Risk Premium,* foi considerada a diferença entre o retorno do *S&P500*, corrigido para dividendos e o retorno dos *Treasury Bonds*.

Para o cálculo do retorno dos *T-Bonds*, são considerados os *constant maturity bonds*, títulos perpétuos com maturidade de 10 anos, marcados a mercado, pressupondo a recompra do título no final de cada ano. Assim, esse retorno é composto por dois componentes: a remuneração contratada para o ano em que o título ficou em posse do investidor e a variação de preço do papel a mercado devido às mudanças na taxa de juros ofertada no fim do ano.

Neste caso, foi considerado histórico anual de 1928 até 2024, de modo que o MRP apurado é de 6,71% ao ano.

4.3.1.1.4 *RESUMO DAS METODOLOGIAS APLICÁVEIS*

O quadro a seguir resume as variáveis utilizadas - no cálculo dos componentes do custo de capital próprio – e a metodologia para obtenção das variáveis.

Quadro 4.2 – Resumo das metodologias aplicáveis

Descrição	*Medida*	Horizonte temporal (anos)	*Metodologia*
Taxa Livre de Risco em Reais	*NTN-B*	*10*	*Média Aritmética*
Beta Desalavancado	*Preço dos ativos vs. S&P500*	*05*	*Média Ponderada pelo EV*
Prêmio de Risco de Mercado	*S&P500 (-) T-Bonds 10 anos*	*96*	*Média Aritmética*
Inflação Brasileira	*IPCA*	*N/A*	*Projeção*

Fonte: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres

4.3.1.2 *CUSTO DE CAPITAL DE TERCEIROS (KD)*

A taxa de remuneração do capital de terceiros (Kd) foi apurada no histórico de remunerações de debêntures emitidas por agentes prestadores de serviços de água e esgotamento no período de janeiro de 2015 a dezembro de 2024 (10 anos). No caso, a remuneração média das debêntures foi estimada a partir de uma base de 193 debêntures, representando juros do tipo CDI + *spread*. O *spread* médio foi estimado em 2,26% ao ano. Além desse *spread*, foi estimado efeito de custo de emissão de debêntures (apurado em dados disponíveis de 14 emissões de debêntures de diversos tipos de empreendimentos) de aproximadamente 0,37% ao ano. A taxa de remuneração do capital de terceiros foi apurada ao se empregar ao *spread* e ao efeito do custo de emissão a curva de CDI projetada, conforme indicado na seção 5.3. Desse modo, a taxa média considerada equivale a 11,94% ao ano, em termos nominais, 7,88% ao ano nominais após o efeito de impostos e 4,20% ao ano, em termos reais e após efeito de impostos (para converter a taxa nominal em taxa real, foi utilizada a projeção do IPCA indicada na seção 5.3).

4.3.2 CUSTO DE CAPITAL APLICÁVEL À OPERAÇÃO DO PISF

A tabela a seguir apresenta as premissas e resultados utilizados na composição do custo de capital para a avaliação da operação do PISF. Destaca-se que, devido ao porte do empreendimento, são apresentados resultados apenas para lucro real, com e sem benefício da Sudene[15].

Quadro 4.3 – Custo de capital para operação do PISF

Custo de Capital de Mercado de Saneamento	*Lucro Real sem Benefício*	*Lucro Real Sudene*
Cost of Equity (Capital Asset Pricing Model)		
Imposto sobre a renda (Beta e WACC)	34,00%	15,25%
Debt to Equity (D/E)	68,67	68,67%
Beta Desalavancado	0,60	0,64
Beta Realavancado	0,87	0,94
Prêmio de Risco de Mercado	6,71%	6,71%
Taxa Livre de Risco em Reais (NTN-B)	5,26%	5,26%
Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)	3,53%	3,53%
Custo de Capital Próprio (Ke) Nominal Líquido de IR	**15,00%**	**15,54%**
Custo de Capital Próprio (Ke) Real	**11,08%**	**11,60%**
Custo de Capital de Terceiros (Kd) Nominal	**11,94%**	**11,94%**
Custo de Capital de Terceiros (Kd) Nominal Líquido de IR	**7,88%**	**10,12%**
Custo de Capital de Terceiros (Kd) Real Líquido de IR	**4,20%**	**6,37%**
Weighted Average Cost of Capital		
Peso do Acionista (We)	59,29%	59,29%
Peso da Dívida (Wd)	40,71%	40,71%
Custo de Capital Próprio (Ke) Real	11,08%	11,60%
Custo de Capital de Terceiros (Kd) Real	4,20%	6,37%
WACC Real	**8,28%**	**9,47%**

Fonte: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres

[15] A utilização dos benefícios fiscais oriundos da Sudene no empreendimento varia em função dos cenários de investimentos a serem adotados.

5. AVALIAÇÃO ECONOMICO-FINANCEIRA

5.1 PREMISSAS GERAIS DE MODELAGEM FINANCEIRA

A data base do modelo é 31 de dezembro de 2024, uma vez que reflete as estruturas consideradas na composição do custo de capital apurado para o projeto. Isso quer dizer que os resultados que representam o equilíbrio econômico-financeiro (VPL, *Valuation*, TIR, dentre outros) são apurados com base em fluxos projetados a partir de 01 de janeiro de 2025, deflacionados ao longo do fluxo de modo a representarem valores constantes para a data base de dez/2024 e trazidos a valor presente para a data base de out/2026 (considerando que o risco, para a Concessionária, se iniciada em nov/2026, após o início da operação do PISF realizado pelo parceiro privado) por meio de aplicação do fator da taxa de desconto.

O Fluxo de Caixa é projetado em termos nominais e seu deflator é a cesta de índices inflacionários utilizados na atualização da composição das receitas do PISF. Isso quer dizer que cada componente projetado leva em consideração efeitos inflacionários inerentes à natureza de cada rubrica.

A composição de preços de itens de investimentos, por exemplo, tende a contemplar efeitos cambiais em função da necessidade de importações. Esses efeitos muitas vezes se consolidam na composição do IGP-M[16], de modo que esses itens são frequentemente projetados considerando tal índice. Por outro lado, encargos setoriais tendem a refletir a conjectura nacional de forma mais preponderante, de modo que frequentemente são projetados considerando o IPCA[17]. Essa lógica é aplicada todos os componentes do fluxo de caixa projetado.

Embora as projeções sejam realizadas em termos nominais, os resultados analisados (*valuation*, PMT, tarifas, dentre outros) são apurados em termos reais, ou seja, são deflacionados de forma análoga à metodologia apresentada acima, tornando o modelo pouco sensível à inflação.

Embora os investimentos a serem realizados pelo concessionário vencedor da Licitação (investimentos obrigatórios e outros, ou seja, todos exceto os discricionários, vide seção 5.5) sejam menos relevantes no montante total envolvido no Projeto, é desejável contemplar o efeito de alavancagem da operação do PISF, similar ao observado em operadoras e empresas de fornecimento de água.

[16] O Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) é um indicador econômico utilizado para mensurar a variação média dos preços de uma cesta de bens e serviços, ponderados de acordo com sua participação na formação dos gastos das famílias no Brasil. Calculado mensalmente pela Fundação Getulio Vargas (FGV), o IGP-M abrange diferentes setores da economia, como atacado, varejo e construção civil. Sua aplicação é ampla, sendo frequentemente utilizado na correção de contratos de aluguel, tarifas públicas e outros instrumentos financeiros, tornando-se uma referência importante para avaliar a inflação e os ajustes econômicos no país.

[17] O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) é um indicador econômico brasileiro utilizado como referência para medir a inflação no país. Calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), o IPCA abrange uma cesta de produtos e serviços consumidos pela população em geral, refletindo as mudanças nos preços ao longo do tempo. Esse índice é fundamental para avaliar o impacto dos aumentos de preços sobre o poder de compra da população e orienta as políticas monetárias do Banco Central, que busca manter a inflação dentro das metas estabelecidas pelo governo para promover a estabilidade econômica. O IPCA é amplamente utilizado como referência para reajustes salariais, contratos e diversas transações comerciais no Brasil.

A premissa adotada é a de alavancagem permanente do fluxo do PISF, o que ocorre ao se contemplar a perspectiva do fluxo de caixa da firma (*Free Cash Flow to Firm*) e aplicação do custo médio ponderado de capital (WACC).

A taxa de desconto WACC foi calculada utilizando o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) para o custo de capital próprio. Essa escolha é uma adaptação na metodologia que inspirou a análise do Relatório (ANEEL - PRORET, submódulo 2.4), necessária para tornar a análise compatível às características de empreendimentos internacionais utilizados como *benchmarking*, por possuírem operações semelhantes às previstas para o Concessionário do PISF. O custo de capital de terceiros e a estrutura de capital foram baseados nos dados das empresas comparáveis (as mesmas utilizadas no custo de capital próprio). A partir disso, chegou-se a uma taxa, em termos reais, de 8,28% a.a.

Dessa maneira, foi considerado o WACC na composição da tarifa do modelo do PISF com o intuito de possibilitar maior compatibilidade entre o modelo econômico-financeiro e as remunerações regulatórias construídas.

Os valores apresentados nas tabelas e gráficos desta avaliação encontram-se em milhares de reais (R$'000), exceto nos casos em que esteja indicada unidade distinta.

Quanto ao prazo de concessão, ao se tratar de uma Parceria Público-Privada (PPP) o prazo máximo legal fixado é de 35 anos; já para o caso de concessões comuns, não há prazo mínimo ou máximo previsto em Lei. Independentemente do mecanismo, o prazo de concessão pode ser compatível à vida útil dos ativos implantados no empreendimento, contanto que não ultrapassem 35 anos caso seja uma PPP. Foi considerado prazo de concessão de 30 anos[18] a partir de novembro de 2026, ou seja, com término em outubro de 2056. Atenta-se que o prazo de concessão deve ser compatibilizado com o prazo de outorga de uso dos recursos hídricos.

18 Conforme informado, o prazo definitivo será decidido ao longo da Fase 2 da estruturação.

5.2 CENÁRIOS DE OPERAÇÃO DO PISF

Nesta seção, são indicados, de forma resumida, os cenários de bombeamento, investimento e custos de operação e manutenção do PISF. Esses cenários resultam da modelagem de vários critérios relacionados à operação das infraestruturas hídricas do sistema, como as capacidades e regimes de operação das estações de bombeamento, bem como as demandas nos pontos de entrega que dependem das condições de atendimento do PISF às bacias receptoras.

Maiores detalhes sobre premissas e metodologias de definição dos cenários se encontram no PRODUTO 1 - Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia.

As premissas para definição dos cenários de operação do Sistema PISF são fruto das orientações recebidas ao longo de diversas reuniões realizadas com o MIDR, ANA e SEPPI, nas quais estabeleceu-se:

i. Fornecimento do PISF somente às demandas prioritárias ou o atendimento às demandas totais (prioritárias + não prioritárias) nas bacias receptoras do PISF;

ii. O fator de utilização das bombas máximo anual recomendado de 95% nas estações de bombeamento dos Eixos Norte e Leste, sob risco de falha no atendimento;

iii. O atendimento, sempre que possível, da sazonalização mensal das demandas nos portais do PISF conforme as proporções estabelecidas no Plano de Gestão Anual (PGA) referente ao ano de 2023;

iv. Caso o Sistema PISF não tenha capacidade de atender a essa sazonalização, admite-se o aproveitamento, ao máximo, da capacidade ociosa das bombas em meses de menor volume de bombeamento nas proporções PGA (flexibilização operativa mensal), postergando necessidade de investimento em ampliação de capacidade;

v. Adicionalmente, admite-se bombeamento nas 24 horas diárias em todos os dias da semana (flexibilização operativa horária), a critério do futuro concessionário, como forma de maior aproveitamento da capacidade instalada nas estações de bombeamento, desde que mantidas as paradas obrigatórias para manutenção; e

vi. O atendimento, sempre que possível, aos limites do Contrato CCVE – 030 / 2022 de compra e venda de energia elétrica firmado entre CHESF e CODEVASF, que estabelece que a energia mensal contratada para o Sistema PISF esteja no intervalo entre 42,5 MW médio e 127,5 MW médio, devendo ser respeitado o montante anual de 85 MW médio no período contratual (01/01/2023 a 31/12/2042)[19].

[19] O cálculo do consumo de energia elétrica demandada para bombeamento das vazões projetadas no Sistema PISF será apresentado em capítulo específico deste relatório.

Ademais, estabeleceu-se a verificação das seguintes situações de contorno, especificamente no que se refere ao atendimento pelo PISF, às demandas prioritárias:

vii. Operação em situação de intercorrência, determinando-se o tempo máximo de indisponibilidade de metade dos conjuntos motobombas, (por estação de bombeamento) sem prejuízo para o fornecimento do volume anual projetado;

viii. Garantia hídrica proporcionada pelo PISF, estimada pela relação entre as vazões de atendimento proporcionadas pelo Projeto e a frequência das vazões de déficits hídrico simulados nas bacias receptoras[20].

Para a realização da análise de viabilidade econômico-financeira do projeto, foram definidos quatro cenários baseados em diferentes critérios de operação das infraestruturas hídricas do sistema:

Cenário 1: O primeiro cenário de planejamento avaliado considera o atendimento às demandas prioritárias nas bacias receptoras e prevê a operação do Eixo Norte com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (25% da capacidade) até 2026 e sua ampliação para quatro conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) a partir de 2027; e a operação do Eixo Leste com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) até o final do horizonte de planejamento.

Cenário 2: O Cenário 2 diferencia-se do Cenário 1 por considerar, para o Eixo Leste, operação com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) até 2029 e sua ampliação para quatro conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (100% da capacidade) a partir de 2030. É, portanto, um cenário de maior margem operacional no Eixo Leste e menores riscos operacionais quando comparado ao Cenário 1.

Cenário 2': O Cenário 2' diferencia-se do Cenário 1 por considerar, para o Eixo Leste, operação com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) até 2029 e ampliação para quatro conjuntos motobomba nas estações EBV-5 e EBV-6 (100% da capacidade) a partir de 2030. É uma variante do Cenário 2 que otimiza o investimento de ampliação no Eixo Leste para as duas estações de bombeamento mais restritivas no eixo.

Cenário 3: O terceiro cenário de planejamento avaliado considera o atendimento às demandas totais (prioritárias e não prioritárias) nas bacias receptoras e prevê a operação do Eixo Norte com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (25% da capacidade) até 2026, sua ampliação para quatro conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) a partir de 2027 e, finalmente, ampliação para oito conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (100% da capacidade) a partir de 2030. Para o Eixo Leste, prevê operação com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da

[20] Essa verificação visa particularmente trazer subsídios às análises complementares solicitadas pelo MIDR, em resposta às recomendações do CMAP quanto à avaliação da capacidade do Sistema em atender às demandas máximas previstas. Para mais informações, consultar "CMAP - Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas (2021). Relatório de Avaliação Projeto de Integração do Rio São Francisco - PISF. Ciclo 2021. 311p. Disponível em https://www.gov.br/economia/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/cmap/politicas/2021/gastos-diretos/pisf-relatorio-de-avaliacao.pdf. Acesso em outubro/2023."

capacidade) até 2029 e sua ampliação para quatro conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (100% da capacidade) a partir de 2030. Caracteriza-se, portanto, como um cenário de investimentos impulsionados majoritariamente por demandas não prioritárias (sobretudo irrigação), vinculado com a concepção original do Projeto – desenvolvimento regional – e a instalação de toda sua capacidade de bombeamento projetada em cada uma das estações de bombeamento dos Eixos Norte e Leste.

Por decisão do MIDR/SEPPI, foi utilizado na avaliação econômico-financeira o conjunto de premissas que configura o Cenário 1.

Conforme resultados expostos no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo II), a adoção das premissas expostas do Cenário 1 implicou a necessidade de ajuste do regime de bombeamento no Eixo Leste nesse cenário, com flexibilização mensal do regime PGA (formato PGA) na operação deste eixo em todo o horizonte de estudo, contrapondo-se às expectativas de compra dos estados receptores e aos acordos estabelecidos entre Estados e União. Dessa forma, o Cenário 1 retrata a situação atual – contemplando ainda a ampliação de capacidade do Eixo Norte de 25% para 50%, uma vez que tal intervenção foi incluída no Novo PAC -, em que já se percebe déficit no atendimento das demandas no formato PGA.

É crucial ter em mente que a flexibilização do regime de entrega formatado pelo PGA deve ser considerada com cautela, uma vez que pode resultar em entregas significativamente maiores fora da janela ideal para a condução da água nos leitos naturais nas bacias receptoras. Na prática, isso pode limitar de forma significativa a capacidade de entrega regular do Eixo Leste, no formato PGA, especialmente em situações de déficits hídricos próximos ou superiores à média simulada.

É válido destacar que esta discussão sobre flexibilização do regime de entrega se encontra contemplada no referido Tomo II, de modo que o presente Relatório de Avaliação Econômico-Financeira se limita a retratar a premissa do cenário selecionado. Ressalta-se que a modelagem elaborada para a avaliação econômico-financeira comporta qualquer um dos cenários propostos, permitindo ajustes futuros caso seja optado por algum outro cenário. Até o momento, não há indicação oriunda do MIDR/SEPPI no sentido de que o Cenário 1 deva ser substituído por algum outro mais aderente às demandas dos estados.

Para garantir consonância entre a avaliação econômico-financeira e a Minuta do Contrato de Concessão, foi necessário considerar, na presente avaliação econômico-financeira, uma adaptação do Cenário 1, de modo a não contemplar a ampliação da capacidade do Eixo Norte de 25% para 50%, posto que tal ampliação (assim como a implantação do ramal Piancó) implicará aumento da contraprestação original prevista na Minuta do Contrato de Concessão, conforme estabelecido em suas cláusulas. A adaptação do Cenário 1, nos termos indicados neste parágrafo, é doravante denominada Cenário Adotado.

5.3 MACROECONÔMICO

Para as projeções macroeconômicas, foram utilizados os índices apresentados na tabela a seguir.

Quadro 5.1 - Projeção de indicadores macroeconômicos

	2025	***2026***	***2027***	***2028***	***2029+***
IPCA	4,83%	4,99%	4,02%	3,88%	3,50%
IGP-M	6,54%	4,87%	4,20%	3,94%	3,84%
SELIC/CDI	10,88%	14,75%	12,00%	10,00%	10,00%

Fonte: Focus – Sistema de Expectativa de Mercado - BACEN

As projeções dos indicadores IPCA, IGP-M e SELIC equivalem à mediana anual obtida pelo Sistema de expectativas de mercado do Banco Central do Brasil (BCB), com referência no dia 31/12/2024 para os anos de 2025 a 2029. Os valores das projeções de 2029 foram utilizados como constantes para os anos posteriores.

O sistema de expectativas do BCB consolida as projeções dos principais agentes que divulgam suas projeções macroeconômicas e é amplamente utilizado em trabalhos de avaliação econômico-financeira, desse modo não foram consideradas outras fontes de projeção macroeconômica.

As projeções mensais detalhadas de cada indicador encontram-se no modelo econômico-financeiro.

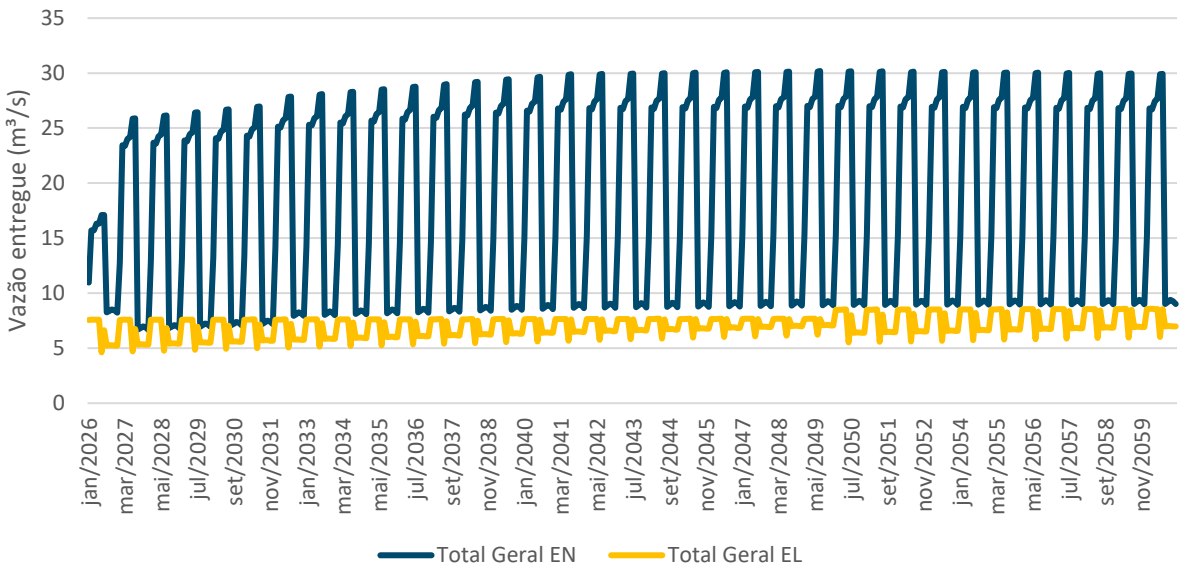
5.4 DEMANDA DE ÁGUA E CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O produto 1 - Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia, estima, para cada cenário sintetizado na seção 5.2, as vazões de água demandadas pelos estados atendidos pelo PISF e a oferta de água realizada pelo PISF para atender parte dessa demanda total.

Cabe destacar que, nesta avaliação econômico-financeira, em que a viabilidade é estimada mediante a apuração das contraprestações descritas na seção 4.1, o volume de água ofertado não tem efeito direto nas valorações, na medida em que os volumes de energia consumidos na operação do PISF (necessário para alcançar os níveis projetados de oferta de água) já são contemplados nos Ressarcimentos. Sendo assim, o volume de água é utilizado somente para converter o valor apurado de contraprestação (R$/ano) num valor comparável ao de uma tarifa dada em R$/m³ .

Para o Cenário 1, que considera o atendimento às demandas prioritárias nas bacias receptoras, a oferta de água pelo PISF é a indicada no gráfico a seguir.

Gráfico 5.1 – Oferta de água pelo PISF



Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres - Produto 1 – Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia

A síntese média anual[21] das vazões de entrega do PISF pode ser observada no quadro a seguir.

Quadro 5.2 - Projeção da Vazão de Entrega pelo PISF - Cenário 1 (m³/s)

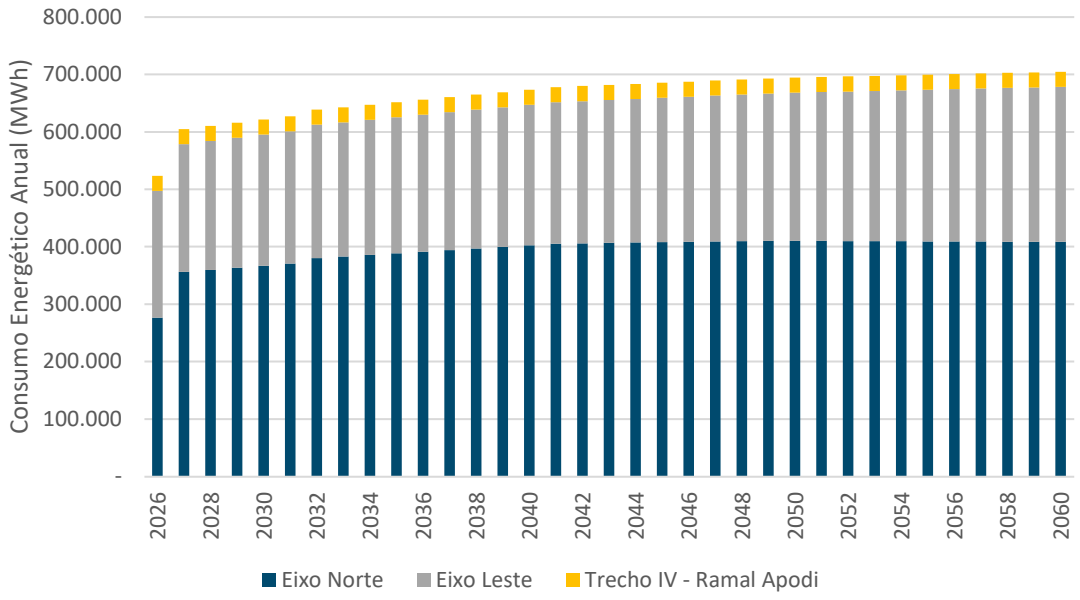
	2026	***2030***	***2035***	***2040***	***2045***	***2050***	***2055***
Eixo Norte	12,58	16,68	18,08	18,80	19,07	19,20	19,16
Eixo Leste	6,27	6,48	6,72	6,94	7,14	7,33	7,51
Total	**18,85**	**23,16**	**24,80**	**25,74**	**26,20**	**26,52**	**26,66**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Por sua vez, o consumo de energia é apurado com base na vazão média de cada bomba, implantada em cada situação de atendimento, convertida em unidades de fluxo de energia elétrica (MWh), conforme descrito no Produto 1 – Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia.

O gráfico a seguir contém a projeção do consumo de energia estimado a partir da metodologia descrita no referido relatório para o Cenário 1. Maiores detalhes sobre o método e suas premissas se encontram no Produto 1 – Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia. Esses montantes de energia servirão como dado de entrada para o cálculo dos Ressarcimentos e estimativas de receitas acessórias a partir de liquidação de excedentes de energia elétrica.

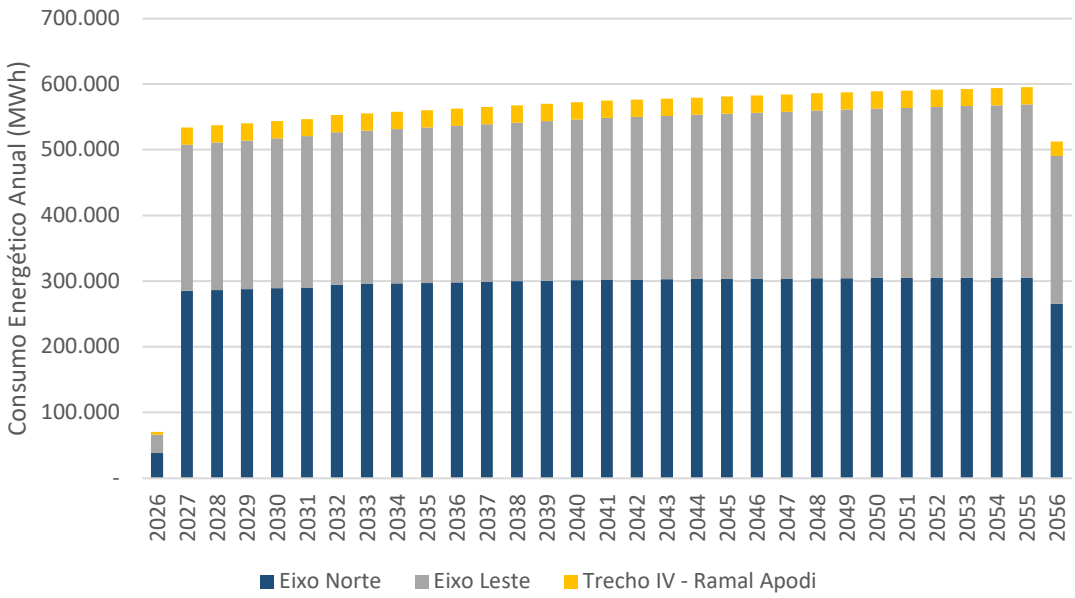
Gráfico 5.2 – Consumo médio de energia – Cenário 1



Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres - Produto 1 – Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia

[21] As simulações realizadas levam em conta o perfil mensal das demandas.

Gráfico 5.3 – Consumo médio de energia – Cenário Adotado



Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres - Produto 1 – Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia

5.5 INVESTIMENTOS

Os investimentos para a implementação e a ampliação do PISF se encontram estimados e abordados em maiores detalhes no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V). Os investimentos do PISF são diferenciados de acordo com a forma como são remunerados. No caso, foram criadas duas categorias de investimentos: os via aporte na PPP, os obrigatórios e demais investimentos.

Os **Investimentos via aporte na PPP** não fazem parte da contraprestação a ser recebida pela concessionária do PISF, sendo esses investimentos realizados pelo concessionário e pagos via aporte de recursos pela União, conforme previsão do art. 6º, §2º da Lei nº 11.079/2004 (lei das PPPs). No Cenário Adotado, não há investimentos realizados via aporte na PPP.

Os **Investimentos obrigatórios** fazem parte da contraprestação, sendo remunerados por meio da Parcela A - PA (consultar item 4.1.1). A estrutura de remuneração ocorre por meio de cálculo da PMT, de modo a parcelar esse efeito ao longo de todo o prazo da concessão, que ocorrerão assim que a concessionária assumir a concessão. Esses investimentos representam, em síntese, as edificações do CCO e CRCA, o SDSC, o SAD, o acesso às estações de bombeamento dos Eixos Norte e Leste, obras remanescentes dos Eixos Norte e Leste, Telecom trecho II do Eixo Norte, guaritas e sanitários dos Eixos Norte e Leste, Interligação da rede elétrica do Eixo Norte, dique Moxotó do Eixo Leste e a retificação de cercamento nos Eixos Norte e Leste.

A tabela seguinte detalha os investimentos orçados no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V), considerando as estimativas do Cenário Adotado e focando no Sistema PISF. É importante destacar que os efeitos estimados serão refletidos no montante devido pelo Poder Concedente somente quando o executor efetivo desses investimentos for o concessionário vencedor da Licitação. Em outras palavras, os investimentos efetuados diretamente pela União não serão considerados nos cálculos da contraprestação e do aporte.

Para cada rubrica do orçamento de investimentos, foi considerado impacto na contraprestação a partir da entrada em operação individual das estruturas, conforme expectativas indicadas no Caderno de Encargos.

Destaca-se que, em termos dos investimentos sob responsabilidade do Concessionário, não há diferença entre o Cenário 1 e o Cenário Adotado.

Quadro 5.3 – Orçamento de investimentos PISF – Cenário Adotado

Investimentos	*Eixo*	*Classe*	*Parcela*	*Valor (R$'000 - out/2024[22])*	*Período em que ocorre o investimento*	*Período em que impacta a Contraprestação*
Edificação CCO e CRCA	Norte	Obrigatório	PA	47.600	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Equipamentos SDSC	Norte	Obrigatório	PA	1.001	nov/2028 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Sistema de Apoio a Tomada de Decisão - SAD	Norte	Obrigatório	PA	10.641	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Acesso às estações de bombeamento	Norte	Obrigatório	PA	25.907	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Obras remanescentes	Norte	Obrigatório	PA	128.580	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Telecom trecho II	Norte	Obrigatório	PA	24.082	nov/2026 a out/2028	nov/2028 a out/2056
Guaritas e sanitários	Norte	Obrigatório	PA	2.256	nov/2026 a out/2027	nov/2027 a out/2056
Interligação rede elétrica	Norte	Obrigatório	PA	1.102	nov/2026 a out/2028	nov/2028 a out/2056
Retificação Cercamento	Norte	Obrigatório	PA	11.739	nov/2026 a out/2027	nov/2027 a out/2056
Acesso às estações de bombeamento	Leste	Obrigatório	PA	57.965	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Guaritas e sanitários	Leste	Obrigatório	PA	2.973	nov/2026 a out/2027	nov/2027 a out/2056
Obras remanescentes	Leste	Obrigatório	PA	255.614	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Dique Moxotó	Leste	Obrigatório	PA	4.139	nov/2026 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Retificação Cercamento	Leste	Obrigatório	PA	6.334	nov/2026 a out/2027	nov/2027 a out/2056
Núcleo de Controle e Operação	Leste	Obrigatório	PA	660	nov/2028 a out/2029	nov/2029 a out/2056
Investimentos agrupados por classe						
Subtotal Classe Aporte		Aporte	-	-	Não são previstos para o Cenário Adotado	
Subtotal Classe Obrigatório		Obrigatório	PA	580.594	2026 a 2029	
Total				**580.594**		

[22] A data-base considerada é outubro de 2024, tratando-se da mesma referência monetária considerada no Tomo V – Investimentos, Operação e Manutenção do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia.

Elaboração: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres (Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia)

O quadro a seguir contém as projeções anuais consolidadas dos investimentos.

Quadro 5.4 – Projeção real dos investimentos (R$'000 – out/2024) – Cenário Adotado

Ano	*Remunerado por Aportes*	*Investimentos obrigatórios (Remunerados pela PA)*	*Total dos investimentos*	*Total exceto remunerado por Aportes*
2026	-	23.664	**23.664**	**23.664**
2027	-	164.622	**164.622**	**164.622**
2028	-	258.312	**258.312**	**258.312**
2029		133.996	**133.996**	**133.996**
--Total	**-**	**580.594**	**580.594**	**580.594**

Elaboração: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres (Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia)

5.6 CUSTOS E DESPESAS

Nesta seção são tratadas as premissas, análises e resultados dos custos e despesas aplicáveis ao modelo econômico da operação do PISF.

Por custos entende-se os fluxos financeiros despendidos diretamente relacionados com a operação do PISF. Já as despesas são representadas principalmente pela estrutura de gestão administrativa do empreendimento e pagamento de seguros. Encargos Setoriais são um tipo de custo específico atribuído a agentes que fazem parte de um setor ou segmento econômico em particular e que podem incluir taxas, contribuições etc. No caso do PISF dizem respeito a obrigações devidas por conta de regramento do setor elétrico e de recursos hídricos.

Destaca-se que a maior parte dos custos foram definidos e analisados no Produto 1 – Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia. Para esses, será feita apresentação sintética com foco em demonstrar os fluxos financeiros anuais da avaliação.

Por sua vez, os demais custos serão destacados e detalhados neste documento.

As seções a seguir estão organizadas conforme natureza dos custos e despesas, conforme diagrama a seguir.

Quadro 5.5 – Classificação de Custos e Despesas

Rubrica	***Tipo***
Consumo de energia elétrica	Custo
Programas ambientais	Custo
Operação e manutenção	Custo
Despesas gerais e administrativas	Despesa
Seguros	Despesa
Verificador independente	Despesa

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

5.6.1 CUSTOS COM CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de adução de água bruta do PISF depende intensivamente do consumo de energia elétrica, sendo necessária para o funcionamento das estações de bombeamento ao longo dos eixos e ramais.

O suprimento de energia do PISF é originado principalmente de instrumentos contratuais de propriedade do Poder Concedente.

Esse é o caso do contrato firmado entre CODEVASF e CHESF, tratando-se de instrumento de compra e venda de energia elétrica, com amparo da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021.

Dado que o contrato com a CHESF permanece em vigor até dezembro de 2042, foi necessário simular um outro instrumento de contratação de energia elétrica a partir de 2043.

Nesse cenário, foi considerado que o volume de energia contratado é idêntico ao volume de energia consumida (o consumo estimado se encontra detalhado na seção 8.3.1). Por sua vez, optou-se por utilizar como referência de preço o patamar de longo prazo da energia convencional, conforme indicado pela curva DCIDE[23], que consolida as expectativas de mercado para os preços da energia.

A ideia é manter a estrutura de ressarcimento estabelecida para os custos com energia elétrica, originalmente configurada com base nas condições do contrato com a CHESF. Essa abordagem proporciona manter o modelo definido de forma mais consistente e segura. Contudo, caso essa premissa não se efetive no futuro, poderá ser necessário revisar a estrutura de ressarcimento ou mesmo definir um reequilíbrio contratual.

O preço simulado a partir de 2043 equivale a R$ 146,01/MWh (data-base dez/2024), com base na média histórica semanal de 2022 a 2024 da DCIDE Convencional Longo Prazo - Boletim da Curva *Forward*.

Independentemente do contrato de suprimento vigente, os custos com energia elétrica podem ser classificados entre fixos e variáveis.

Os custos fixos de energia correspondem ao uso do sistema de transmissão, sendo representado principalmente por encargos regulatórios do setor elétrico, como a Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão (TUST), o Contrato de Constituição de Garantia (CCG-ONS), encargos de conexão e comercialização e taxas de serviços associados. Esses encargos são relacionados com a estrutura de transmissão disponibilizada e por isso calculados de forma independente do volume de energia consumido.

[23] A Dcide é uma empresa dedicada ao desenvolvimento de soluções de informação, processamento e modelagem quantitativa para o setor de energia elétrica. Suas curvas de preço de energia de longuíssimo prazo no Ambiente de Contratação Livre têm sido utilizadas como referência em análises para tomada de decisão quanto à comercialização de energia por agentes do setor. Disponível em: https://www.dcide.com.br/

Por sua vez, os custos variáveis são aqueles que dependem do volume consumido de energia, como a tarifa de energia propriamente dita, os encargos referentes ao financiamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)relativo ao financiamento e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), bem como os Encargos de Serviço do Sistema (ESS - CCEE).

Cabe destacar que, dentre todas as componentes do custo de energia mencionadas, somente a tarifa de energia será distinta, dependendo de cada contrato de suprimento.

As próximas seções detalham as premissas consideradas para a projeção dos custos fixos e variáveis de energia.

5.6.1.1 CUSTOS FIXOS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os custos fixos de energia elétrica representam basicamente encargos setoriais cujas cobranças (definidas conforme regulação da ANEEL) independem dos volumes consumidos de energia.

O principal item dessa categoria é o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), calculado em termos da multiplicação entre a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A TUST é utilizada principalmente para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, é aplicável a todos os usuários.

Quadro 5.6 – Composição do EUST

Subestações de energia (horário)	*TUST (R$/kW.mês)*	*MUST (kW)*
Eixo Norte – Bom Nome (Ponta)	6,51	1.000
Eixo Norte – Bom Nome (Fora Ponta)	6,36	116.440
Eixo Leste – Floresta (Ponta)	6,62	2.000
Eixo Leste – Floresta (Fora Ponta)	6,52	121.600

Fonte: Cálculo Tarifa PISF 2024 – ANA (RES ANA nº 190, de 10 de abril de 2024)

Os demais componentes são relativamente pouco expressivos, de modo que foi assumido o orçamento realizado pela ANA no cálculo da tarifa do PISF de 2023.

Quadro 5.7 – Demais Encargos Fixos de Energia Elétrica

Encargos	*R$'000/ano*	*Data base*
Conexão	739,6	Jan/2024
Comercialização	203,2	Jan/2024
Outros	100,6	Jan/2024

Fonte: Cálculo Tarifa PISF 2024 – ANA (RES ANA nº 190, de 10 de abril de 2024)

Para a projeção dos custos fixos de energia foi considerada atualização monetária anual pelo IPCA.

A tabela a seguir contém as projeções anuais consolidadas dos custos fixos de energia.

Quadro 5.8 – Projeção real dos custos fixos de energia (R$'000 – dez/2024)

Ano	*EUST*	*CCG ONS*	*Conexão*	*Comercialização*	*Outros*	*Total*
2026	3.132	287	124	410	17	**3.971**
2027	19.119	1.753	759	2.503	103	**24.236**
2028	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2029	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2030	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2031	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2032	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2033	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2034	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2035	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2036	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2037	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2038	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2039	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2040	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2041	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2042	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2043	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2044	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2045	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2046	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2047	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2048	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2049	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2050	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2051	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2052	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2053	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2054	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2055	19.150	1.755	760	2.507	103	**24.276**
2056	16.004	1.467	635	2.095	86	**20.288**

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

5.6.1.2 CUSTOS VARIÁVEIS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os custos tratados nesta seção são estimados em função da projeção de consumo de energia descrita na seção 5.4.

Conforme mencionado, a oferta de energia considerada reflete, no Cenário Adotado simulado, o consumo necessário para suprir as vazões de entrega destinadas ao uso prioritário da água (humano e dessedentação animal), considerando um déficit hídrico médio estimado em função do histórico tendencial de afluência natural.

Foram considerados dois tipos de custos variáveis de energia elétrica: os encargos setoriais e a tarifa de energia.

A tabela a seguir contém os encargos regulatórios associados ao volume consumido de energia. Para a projeção, foi considerada a atualização monetária anual pelo IPCA

Quadro 5.9 – Encargos Variáveis de Energia Elétrica

Integrantes	*Valor (R$/MWh)*	*Data base*
CDE	25,56	Jan/2024
PROINFA	12,22	Jan/2024
ESS	2,50	Jan/2024

Fonte: Cálculo Tarifa PISF 2024 – ANA (RES ANA nº 190, de 10 de abril de 2024)

A tabela a seguir contém os preços de aquisição da energia elétrica simulados. Para a projeção, foi considerada a atualização monetária anual pelo IPCA

Quadro 5.10 – Tarifa da energia

Integrantes	*Valor (R$/MWh)*	*Data base*	*Vigência*
Contrato CHESF	80,00 [92,38]	Jan/2022 [Dez/2024]	01/01/2023 a 31/12/2042
Pós contrato CHESF	146,01 [146,01]	Dez/2024 [Dez/2024]	01/01/2043 até o término da concessão (31/10/2056)

Fonte: Contrato CHESF e curva *forward* DCIDE - média semanal de 2022 a 2024

Como há incidência de ICMS em operações de compra de energia elétrica, foi considerado incidência da alíquota de 20,5% sobre esses preços, válida para o Estado de Pernambuco, em consonância com o que ocorre na fatura paga pela Codevasf.

A tabela a seguir contém as projeções anuais consolidadas dos custos variáveis de energia.

Quadro 5.11 – Projeção real dos custos variáveis de energia (R$'000 – dez/2024)

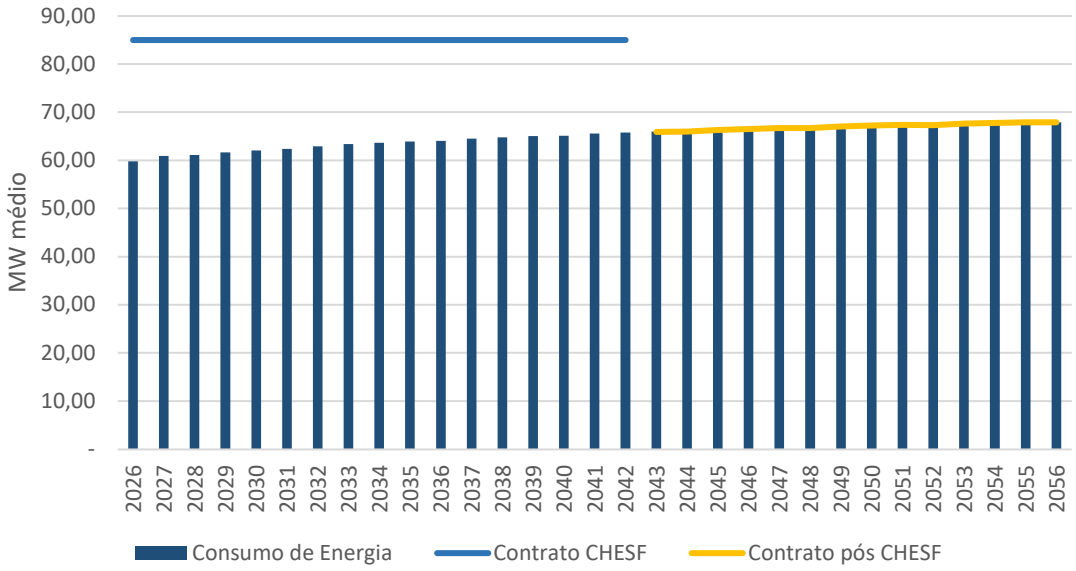
Ano	*Consumo*	*CDE*	*Proinfa*	*ESS*	*Total*
2026	11.241	1.812	866	180	**14.098**
2027	85.083	14.030	6.707	1.394	**107.214**
2028	85.502	14.135	6.758	1.405	**107.799**
2029	85.207	14.219	6.798	1.418	**107.643**
2030	85.207	14.304	6.839	1.434	**107.784**
2031	85.207	14.389	6.879	1.449	**107.924**
2032	85.494	14.547	6.955	1.472	**108.468**
2033	85.208	14.610	6.985	1.486	**108.289**
2034	85.208	14.673	7.015	1.499	**108.396**
2035	85.209	14.736	7.045	1.513	**108.504**
2036	85.490	14.800	7.076	1.527	**108.892**
2037	85.209	14.863	7.106	1.541	**108.719**
2038	85.209	14.926	7.136	1.555	**108.826**
2039	85.209	14.990	7.166	1.569	**108.934**
2040	85.486	15.053	7.197	1.583	**109.318**
2041	85.209	15.116	7.227	1.598	**109.150**
2042	85.208	15.158	7.247	1.610	**109.223**
2043	104.532	15.200	7.267	1.622	**128.620**
2044	104.819	15.241	7.287	1.634	**128.982**
2045	105.107	15.283	7.307	1.647	**129.344**
2046	105.395	15.325	7.327	1.659	**129.706**
2047	105.683	15.367	7.347	1.672	**130.068**
2048	105.970	15.408	7.367	1.684	**130.430**
2049	106.258	15.450	7.387	1.697	**130.792**
2050	106.505	15.486	7.404	1.709	**131.104**
2051	106.733	15.519	7.419	1.721	**131.392**
2052	106.960	15.552	7.435	1.733	**131.680**
2053	107.188	15.585	7.451	1.745	**131.969**
2054	107.415	15.618	7.467	1.757	**132.257**
2055	107.642	15.651	7.482	1.770	**132.545**
2056	92.682	13.507	6.458	1.535	**114.181**

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

5.6.1.3 *LIQUIDAÇÃO DE SALDOS PERIÓDICOS DE ENERGIA*

Conforme indicado no Produto 1 – Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia, a projeção de vazão entregue do PISF foi configurada de modo a se encaixar entre os limites de volume de energia (em MWmed) definidos no contrato da CHESF, conforme gráfico a seguir (no caso, o gráfico contempla o Cenário Adotado, ou seja, apenas a expectativa de consumo de energia para o EN com 25% de capacidade, o EL com 50% de capacidade e o Ramal Apodi, que entra em operação antes do início previsto da concessão, pois essa é a configuração base da Minuta do Contrato de Concessão).

Gráfico 5.4 – Comparativo Energia Disponível e Energia Consumida – Cenário Adotado



Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres - Produto 1 – Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia

Considerando esta projeção, no período entre o início da concessão (nov/2026) e o término do contrato de compra de energia elétrica firmado com a CHESF (dez/2042), há montantes de energia elétrica excedentes à necessidade operacional estimada para a operação do PISF no Cenário Adotado. A depender do modelo de negócios estabelecido para o Projeto, esse montante excedente poderia ser liquidado ou cedido pelo operador do PISF como o próprio, ou em nome do titular do contrato de compra e venda de energia.

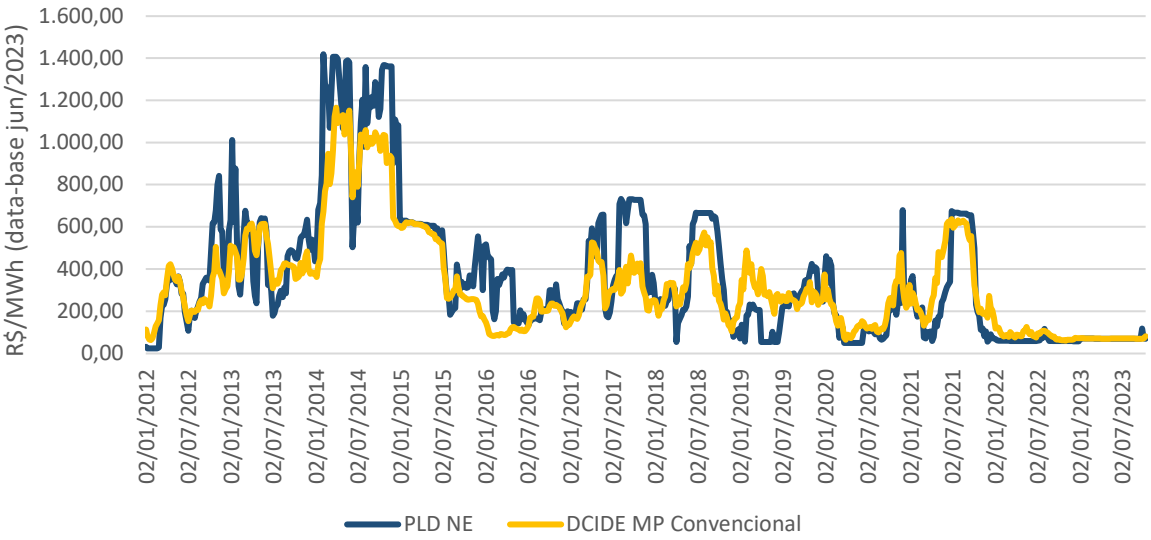
Se a energia não consumida for liquidada pelo mecanismo de compensações da CCEE, a transação ocorrerá automaticamente e o resultado financeiro dependerá unicamente dos Preços de Liquidações de Diferenças (PLD) praticado no momento da transação. Nesse caso, o titular do contrato de fornecimento de energia poderá obter ou não resultado positivo, em função da diferença entre o valor contratado e o PLD utilizado para a compensação.

Por outro lado, se o contrato de fornecimento permitir a comercialização do excedente de energia não consumido, por cessão ou outros meios, o concessionário poderá eventualmente alcançar resultados melhores do que a linha de corte representada pela liquidação automática.

A depender do desempenho obtido na comercialização da energia, medida por meio da diferença entre o preço comercializado e o preço referencial no momento da comercialização (PLD), o concessionário poderá ficar com proporções maiores da receita de venda dos excedentes energéticos. Nesta avaliação, como não é conhecido o preço a ser comercializado futuramente que seja distinto da própria referência do PLD, o efeito desta componente se encontra apurado ao considerar que o preço de comercialização é igual ao preço de referência.

O histórico da curva *forward* DCIDE foi obtido por meio do banco de dados solicitado por e-mail à companhia, já a curva histórica de PLD do Nordeste foi levantada no sítio eletrônico da CCEE. O comparativo entre os patamares da DCIDE convencional de médio prazo tende a ser razoável, posto que, assim como os patamares de PLD, são reflexos das condições de liquidações de demandas energéticas de prazo reduzido. O gráfico a seguir contém o histórico comparativo de ambas as curvas, em termos reais, para a data-base de junho de 2023 (foi considerado ajuste inflacionário pelo IPCA).

Gráfico 5.5 – Histórico curvas DCIDE MP e PLD NE



Fonte: Banco de dados DCIDE e relatório de preços CCEE.

Diante deste histórico, foi considerada a comparação entre o PLD e a DCIDE da mesma semana. Essa comparação tende a refletir, de forma simplificada, o método realizado por comercializadoras para acompanhar o desempenho de suas negociações presentes.

No caso, apura-se que, em 52% das vezes, a DCIDE MP é igual ou inferior ao PLD, ou seja, os preços comercializados entre os agentes, segundo este histórico, tendem a ficar abaixo dos preços de referência (PLD da semana vigente) com 52% de probabilidade. Como a comercialização poderia ser remunerada ao concessionário de acordo com o desempenho da negociação, ou seja, em relação à distância entre o preço comercializado e o PLD, cabe a indicação das probabilidades da DCIDE MP, que neste caso é uma *proxy* para o preço a ser comercializado pelo Concessionário, ser superior ao PLD de referência. Essas probabilidades se

encontram no quadro a seguir. Por exemplo, a partir do histórico analisado, a probabilidade do patamar da DCIDE MP ficar entre 1,10 e 1,15 vezes o PLD é de 2,11% (similarmente, a chance de ficar entre 1 e 1,15 vezes o PLD é de 18,21%).

Quadro 5.12 – Probabilidades DCIDE MP versus PLD NE

x = DCIDE/PLD	*Probabilidade*	*Probabilidade acumulada*
x <= 1,00	52,03%	52,03%
x > 1,00	47,97%	100,00%
1,00 < x <= 1,05	9,59%	9,59%
1,05 < x <= 1,10	4,39%	13,98%
1,10 < x <= 1,15	2,11%	16,10%
1,15 < x <= 1,20	2,11%	18,21%
1,20 < x <= 1,25	1,30%	19,51%
1,25 < x <= 1,30	2,44%	21,95%
1,30 < x <= 1,35	1,79%	23,74%
1,35 < x <= 1,40	1,63%	25,37%
1,40 < x <= 1,45	2,28%	27,64%
1,45 < x <= 1,50	1,79%	29,43%
1,50 < x <= 1,60	3,41%	32,85%
1,60 < x <= 1,70	1,79%	34,63%
1,70 < x <= 1,80	1,79%	36,42%
1,80 < x <= 1,90	1,46%	37,89%
1,90 < x <= 2,00	1,63%	39,51%
2,00 < x <= 2,50	2,28%	41,79%
2,50 < x <= 3,00	2,11%	43,90%
3,00 < x <= 3,50	0,81%	44,72%
3,50 < x <= 4,00	0,49%	45,20%
4,00 < x <= 4,50	0,65%	45,85%
4,50 < x <= 5,00	0,33%	46,18%
5,00 < x <= 6,00	1,30%	47,48%
6,00 < x <= 7,00	0,16%	47,64%
x > 7,00	0,33%	47,97%

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Sob o aspecto analisado (DCIDE x PLD), o mecanismo de venda de energia não parece agregar vantagens que justifiquem sua adoção no modelo de negócios da PPP.

5.6.2 CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

O custo de operação e manutenção do PISF foram estimados no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V).

O custo de operação estimado é composto pelas rubricas: (i) Mão de obra; (ii) Veículo; (iii) Almoxarifado; (iv) Medição Rio Piranhas-Açu; (v) Despesas ambientais; (vi) Outros gastos de administração local; e (vii) Benefício e Despesas Indiretas (BDI), que correspondem a 23,04% da soma dos demais custos de operação.

Por sua vez, o custo de manutenção estimado é composto pelas rubricas: (i) Captação e canal de adução; (ii) Canais; (iii) Aquedutos; (iv) Cercas; (v) Barragens; (vi) Túneis e Galerias; (vii) Rede de Drenagem; (viii) Sistema Viário; (ix) Pontes e Passarelas; (x) Sistema Elétrico e Sistema Digital de Supervisão e Controle – SDSC; (xi) Manutenção das Unidades Administrativas e de Apoio – Canteiros; e (xii) Estações de Bombeamento.

O orçamento do Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia levantou também elementos de natureza administrativa. Para auxiliar no entendimento da projeção, as tabelas a seguir contemplam somente as projeções dos componentes de custo operacional e de manutenção, ou seja, excluídos os itens que podem ser classificados como despesas administrativas, como o BDI e os custos com administração local. O método de separação, bem como a projeção das despesas administrativas, se encontra na seção 5.6.4.

Quadro 5.13 – Projeção real dos custos operacionais (R$'000 – dez/2024)

Ano	*Manutenção*	*Operação*	*Ambiental*	*Total*
2026	17.885	8.700	3.293	**29.878**
2027	111.166	51.544	19.512	**182.222**
2028	91.439	51.615	19.539	**162.593**
2029	111.439	51.638	19.548	**182.625**
2030	129.460	51.638	19.548	**200.646**
2031	121.015	51.638	19.548	**192.201**
2032	89.273	51.638	19.548	**160.459**
2033	128.599	51.638	19.548	**199.786**
2034	94.492	51.638	19.548	**165.678**
2035	159.678	51.638	19.548	**230.864**
2036	89.327	51.638	19.548	**160.514**
2037	121.070	51.638	19.548	**192.256**
2038	89.327	51.638	19.548	**160.514**
2039	115.851	51.638	19.548	**187.037**
2040	139.433	51.638	19.548	**210.619**
2041	130.022	51.638	19.548	**201.208**
2042	90.695	51.638	19.548	**161.882**
2043	122.437	51.638	19.548	**193.624**
2044	90.695	51.638	19.548	**161.882**
2045	161.101	51.638	19.548	**232.287**
2046	96.452	51.638	19.548	**167.638**
2047	117.756	51.638	19.548	**188.942**
2048	91.233	51.638	19.548	**162.419**

Ano	*Manutenção*	*Operação*	*Ambiental*	*Total*
2049	135.778	51.638	19.548	**206.964**
2050	198.276	51.638	19.548	**269.462**
2051	117.756	51.638	19.548	**188.942**
2052	96.452	51.638	19.548	**167.638**
2053	117.756	51.638	19.548	**188.942**
2054	91.233	51.638	19.548	**162.419**
2055	171.107	51.638	19.548	**242.293**
2056	75.853	42.933	16.252	**135.038**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres - Produto 1 – Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia

O orçamento contempla, também, estimativa adicional de O&M, referente à ampliação da capacidade do Eixo Norte, de 25% para 50% e ao Ramal Piancó.

O O&M adicional referente à ampliação da capacidade do EN de 25% para 50% é de R$ 2,253 milhões por ano, em média (data-base out/2024, definida no Tomo V – Investimentos, Operação e Manutenção do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia). Os valores exatos previstos para cada ano se encontram na tabela a seguir.

Quadro 5.14 – Projeção real dos custos operacionais adicionais – ampliação EN (R$'000 – out/2024)

Ano	*O&M adicional ampliação capacidade EN (25% para 50%)*	*Ano*	*O&M adicional ampliação capacidade EN (25% para 50%)*	*Ano*	*O&M adicional ampliação capacidade EN (25% para 50%)*
2026	-	2037	5.241	2048	2.026
2027	-	2038	2.026	2049	1.513
2028	2.601	2039	938	2050	2.026
2029	938	2040	2.601	2051	938
2030	2.026	2041	938	2052	6.329
2031	1.513	2042	4.897	2053	938
2032	4.897	2043	1.513	2054	2.026
2033	938	2044	2.026	2055	1.513
2034	2.601	2045	938	2056	2.026
2035	938	2046	2.601		
2036	2.026	2047	3.809		

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres - Produto 1 – Relatório de oferta e demanda, socioambiental e engenharia

O O&M adicional previsto para o Ramal Piancó equivale a R$ 3,535 milhões por ano[24] (data-base out/2024, definida no Tomo V – Investimentos, Operação e Manutenção do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia)

Apesar dessas estimativas adicionais, a ampliação do EN e a implantação de Piancó não são considerados no Cenário Adotado simulado, sendo apurado o efeito dessas estruturas apenas para estimativa de ajuste automático da Parcela B, nos termos da Minuta do Contrato de Concessão.

[24] Segundo estudo de viabilidade disponibilizado pelo MIDR: PIANCO-EV-ET04-RF03-V00-R02-FINAL, ajustado pela inflação

5.6.3 CUSTOS DO USO DE RECURSOS HÍDRICOS NA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO SÃO FRANCISCO

A cobrança pelo uso de recursos hídricos na Bacia Hidrográfica do rio São Francisco (CURH) é uma tarifa estabelecida com base na Lei nº 9.433/1996. Os preços e metodologia aplicáveis são propostas pelo Comitê da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco (CBHSF) e aprovados pelo Conselho Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), por se tratar de uma bacia federal. Os valores são arrecadados pela ANA e repassados integralmente ao CBHSF para ser aplicado conforme o Plano de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica do Rio São Francisco.

Atualmente a metodologia e os parâmetros para o cálculo do valor da cobrança são estabelecidos na Resolução CNRH nº 199/2018, que aprova a Deliberação CBHSF n° 94/2017 com alterações. De acordo com esse instrumento, o valor da cobrança relativo aos volumes de água outorgáveis para transposição de águas e alocação externa de água de domínio da União na BHSF é dado de acordo com a fórmula abaixo:

$$\mathbf{Valor_{transp} = (Q_{Cap} \times PPU_{Cap} + Q_{cons} \times PPU_{Cons}) \times Kc_{lasse} \times K_{prioridade}}$$

Onde:

$Valor_{transp}$ = pagamento anual pela captação e alocação externa de água, em R$/ano;
Q_{Cap} = volume anual de água captado, segundo valores da outorga ou verificados pelo organismo outorgante, em processo de regularização, em m³/ano;
Q_{cons} = volume anual de água transposto e consumido, em m³/ano;
PPU_{cap} = Preço Público Unitário para captação superficial, em R$/m³;
PPU_{cons} = Preço Público Unitário para o consumo de água, R$/m³;
K_{classe} = coeficiente que leva em conta a classe de enquadramento do corpo d'água no qual se faz a captação;
$K_{prioridade}$ = coeficiente que leva em conta a prioridade de uso estabelecida no Plano de Recursos Hídricos da Bacia do Rio São Francisco.

Os valores do PPU_{cap} e PPU_{cons} foram estabelecidos de acordo com o Anexo II da deliberação CBHSF n° 94 de 2017 e são R$ 0,012/m³ e R$ 0,024/m³, respectivamente. A atualização monetária desses valores está regulamentada pela Resolução CNRH nº 192/2017, a qual determina que, a partir do exercício de 2018, a variação do IPCA/IBGE será aplicada ao preço público unitário vigente no período de doze meses, calculado com base no mês de outubro do ano anterior.

A determinação do **Q_{Cap}** e **Q_{cons}** relativos ao consumido interno e externo à bacia doadora tem sido feita conforme as diretrizes da Nota Técnica nº 100/2013/SAG/ANA. Por essa metodologia considera-se como **Q_{Cap}** de uso interno toda a vazão prevista pela outorga de direito de uso do PISF para ser entregue em Pernambuco. Do mesmo modo, o **$Q_{cons\ i}$**nterno é considerado como equivalente às perdas físicas estimadas pela Agência para o território de Pernambuco.

A determinação do $\mathbf{Q_{Cap}}$ e $\mathbf{Q_{cons}}$ alocados interna e externamente à bacia doadora segue as orientações estabelecidas na Nota Técnica nº 100/2013/SAG/ANA. Segundo essa metodologia, considera-se como $\mathbf{Q_{Cap}}$ interno toda a vazão destinada pela outorga de direito de uso do PISF a Pernambuco. Da mesma forma, o $\mathbf{Q_{cons}}$ interno é equivalente às perdas físicas estimadas pela Agência para o território desse estado.

A projeção do comportamento da CURH ao longo do horizonte de planejamento depende da especulação sobre componentes significativamente incertos que fogem ao escopo deste trabalho, principalmente no que diz respeito à aplicação dos pesos e prioridades de uso. Desse modo, foi mantido o patamar considerado pela ANA, considerado na memória de cálculo da tarifa de 2023 do PISF, equivalente a R$ 18,005 milhões por ano (data-base outubro de 2022).

Como não há previsão da transferência da outorga dos direitos de uso dos recursos hídricos do MIDR para o concessionário, foi considerado que o pagamento da CURH não é realizado pelo Concessionário, mas sim pelo próprio Ministério, que permanecerá responsável por essa rubrica.

5.6.4 DESPESAS COMERCIAIS, GERAIS E ADMINISTRATIVAS (SG&A)

As Despesas Comerciais, Gerais e Administrativas, do inglês "*Selling, General and Administrative*" (SG&A), incluem os gastos não diretamente relacionados à operação do serviço que a companhia faz. Estão inclusos, portanto, todas as despesas relacionadas à prestação do serviço, como o pagamento de pessoal para cobrança, gerenciamento, emissão de notas e outros, além dos custos relacionados à administração da companhia, como materiais de escritório, aluguéis, fretes, *marketing*, telefonia, internet, viagens, entre outros.

O orçamento levantado no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia (Tomo V) já contempla rubricas que podem ser classificadas como despesas administrativas. Esse é o caso para as estimativas de administração central, seguros e administração local, sendo que os elementos de administração central e de seguros são integrantes do BDI.

A taxa de administração central é calculada por meio de orçamento anual e estima percentualmente a representatividade desta despesa rateada entre todos os contratos de obras programados no orçamento em relação ao custo dos serviços prestados. A taxa de administração central considerada equivale a 4,93% do OPEX referencial orçado, conforme consta no Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia, e foi apurada pelo TCU no "Estudo sobre taxas referenciais de BDI de obras públicas e de equipamentos e materiais relevantes"[25]. Tal taxa é resultado da média das taxas de administração central da amostra de contratos administrativos analisados pelo TCU.

Por definição, enquanto componente do BDI, a taxa de administração central representa parte das despesas administrativas totais médias das empresas executoras dos contratos utilizados como amostra no estudo do TCU.

As estimativas orçamentárias para a administração central (parametrizada em 4,93% do OPEX) e para a administração local (segundo orçamento detalhado, disponibilizado no Tomo V do Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia e no Relatório de Avaliação Econômico-Financeira), são adequadas como referência de SG&A do PISF, porém, para a rubrica seguros, foi realizado complemento.

No BDI, a rubrica seguros tende a se focar nas obras de implantação, comumente considerando a garantia de execução de obra, seguro de vida e acidentes pessoais dos trabalhadores envolvidos nas obras, além de responsabilidade civil geral e de riscos de engenharia. Isso quer dizer que o orçamento de seguros não contempla, incialmente, elementos mais relacionados à operação do empreendimento, como seguro de equipamentos, ambiental, garantia de obrigações contratuais, dentre outros.

Diante disso, para a estimativa integral de seguros, o orçamento original do Tomo V foi complementado a partir da comparação com referencial médio de mercado. No caso, foi apurada a razão média entre os custos com seguros e a Receita Operacional Líquida (ROL) de 27

[25] Peça 417, do TC Processo 036.076/2011-2, integrando os estudos que originaram o Acórdão 2622/2013-TCU-Plenário. Disponível em: https://www.genebraseguros.com.br/wp-content/uploads/2019/06/Estudo-BDI-TCU.pdf

empreendimentos brasileiros de saneamento[26], operados pela BRK Ambiental[27], representando a média de 2021 a 2023, que equivale a 0,23% da ROL.

Desse modo, foram projetadas despesas administrativas conforme indicadas nas tabelas a seguir. Para apurar os valores em termos reais, foi considerado ajuste pela projeção da inflação.

Quadro 5.15 – Projeção real das despesas administrativas (R$'000 – dez/2024)

Ano	*Administração Central*	*Administração Local*	*BDI (exceto administração central e seguros)*	*Seguros*	*Total*
2026	658	1.349	2.351	138	**4.497**
2027	3.897	7.995	13.929	820	**26.641**
2028	3.903	8.006	13.948	821	**26.678**
2029	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2030	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2031	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2032	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2033	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2034	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2035	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2036	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2037	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2038	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2039	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2040	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2041	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2042	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2043	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2044	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2045	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2046	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2047	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2048	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2049	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2050	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2051	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2052	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2053	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2054	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2055	3.904	8.010	13.954	822	**26.690**
2056	3.246	6.659	11.602	683	**22.190**

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

[26] Araguaia, Ativos Maduros, Blumenau, Caçador, Cachoeira de Itapemirim, Capivari, Centro Norte participações, F.A.B. Zona Oeste, Goiás, Jaguaribe, Limeira, Macaé, Manso, Maranhão, Mauá, Porto Ferreira, Projetos Ambientais, Região Metropolitana de Maceió, Região Metropolitana de Recife, Rio Claro, Rio das Ostras, Rio das Ostras Participações, Saneaqua Mairinque, Saneatins, Santa Gertrudes, Sumaré e Uruguaiana.

[27] Única companhia que divulga a abertura de custos nas demonstrações contábeis em nível suficiente para permitir a apuração dos gastos específicos com seguros.

5.6.5 VERIFICADOR INDEPENDENTE

O papel exercido por um verificador de parâmetros contratuais relacionados à parte operacional, quesito técnico/qualidade e equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento, é de suma importância para uma boa gestão do modelo de concessão. Destaca-se que no âmbito do contrato de concessão utiliza-se a nomenclatura Entidade Verificadora. No entanto, neste relatório utilizou-se a nomenclatura de verificador independente, pois, historicamente, era o termo mais frequentemente utilizado para denominar o agente que executa o conjunto de atividades de apoio a fiscalização do contrato de concessão.

Existe um paralelo entre as atribuições das Agências Reguladoras, sendo a mais conhecida delas a ANEEL, que exercem atuação importante na gestão dos serviços de públicos e o papel exercido pelos Verificadores Independentes. Dessa forma, é importante entender as atividades exercidas por aqueles, para definir a necessidade da contratação ou não destes.

No âmbito do governo federal, além da ANA, temos as seguintes principais agências:

- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA;
- ANATEL – AGÊNCIA NACIONAL DE TELECOMUNICAÇÕES;
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS;
- ANTAQ - AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS;
- ANTT - AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES;
- ANAC - AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL;
- ANS - AGÊNCIA NACIONAL DE SAÚDE SUPLEMENTAR;
- ANVISA - AGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA;
- ANCINE - AGÊNCIA NACIONAL DE CINEMA.

São autarquias que desempenham função relevante na regulação e fiscalização de serviços de interesse público. Algumas agências como a ANEEL têm papel ativo na regulação das concessões, permissões e autorizações de empreendimentos relacionados ao setor de atuação, além de estabelecer tarifas desses serviços.

Apesar do papel da ANA de regular e fiscalizar os serviços de adução de água bruta. A fiscalização do contrato de concessão do PISF estará sob responsabilidade do Poder Concedente, ou seja, do MIDR. Dessa forma, é importante dar suporte às necessidades do MIDR em relação à fiscalização e todas as especificidades que um projeto de grande porte requererá.

Neste contexto, um verificador independente poderia trabalhar juntamente com o MIDR, contribuindo para uma gestão eficaz do contrato e verificando, de forma independente, indicadores de desempenho operacionais, financeiros, ambientais, sociais e as demais métricas necessárias para o correto funcionamento do empreendimento.

Expostos os fatos relacionados à possibilidade de o Verificador Independente contribuir para a redução de despesas financiadas com recursos públicos, além de subsidiar o MIDR com dados

estratégicos na gestão do contrato e nos processos de revisão tarifária, foi feito levantamento, com base em dados de licitações, de proxy para os custos referentes a esse serviço.

A seguir, serão demonstrados os contratos dos Verificadores Independentes levantados:

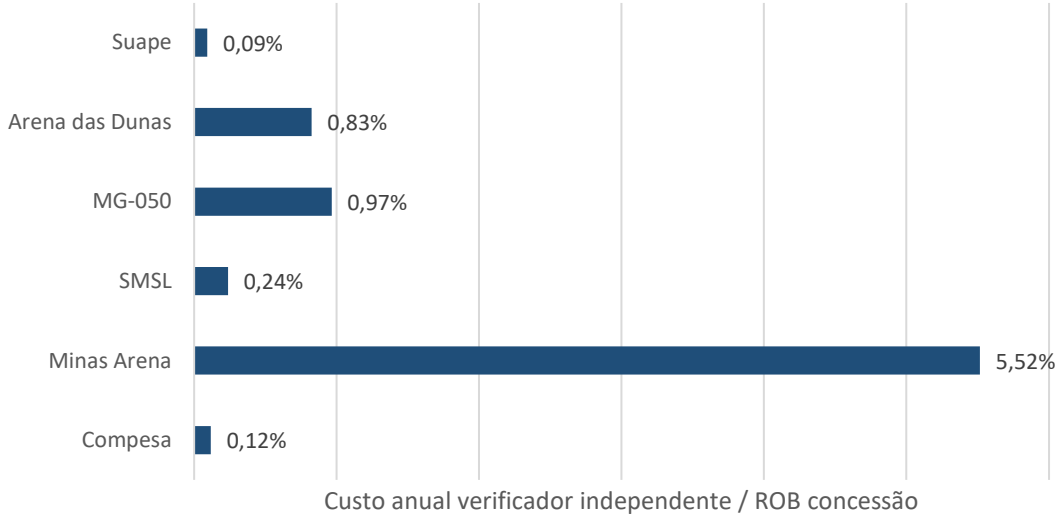
Quadro 5.16 – Valores Contratuais para Verificadores Independentes

Poder concedente	*Operadora*	*Empresa Vencedora*	*Data*	*Valor do Contrato (R$'000)*	*Período (Anos)*	*Valor anual (R$'000)*	*ROB da Concessão em 2022 (R$'000)*
Esgotamento Sanitário da Região Metropolitana do Recife e do Município de Goiana	Compesa-Companhia Pernambucana De Saneamento	Consórcio Formado Pelas Empresas Kpmg, Engecorps E Tecdata	06/04/2016	1.853	1	1.853	2.181.236
Secretaria do Estado de MG	Minas Arena	Ernst & Young	11/06/2012	6.678	4	1.669	56.084
Companhia de Transporte do Estado da Bahia – CTB	Sistema De Transporte Metroviário De Salvador E Lauro De Freitas - Smsl	Accenture	22/06/2017	6.200	4	1.550	872.369
Secretaria Estadual de Transportes e Obras Públicas	Concessionária Da Rodovia Mg-050 S/A	Pricepricewaterhousecoopers	06/12/2012	4.600	3	1.533	199.751
Secretaria Estadual de Transportes e Obras Públicas	Concessionária Da Rodovia Mg-050 S/A	Consórcio Verificador Mg-50 Strata/Hpt	24/07/2018	2.608	3	869	199.751
Governo do Estado do Rio Grande do Norte - Secretaria de Estado da Administração e dos Recursos Humanos	Arena Das Dunas Concessão E Eventos S/A	2M Engenharia & Urbanismo Eireli	26/06/2018	450	1	450	69.748
SUAPE-Complexo Industrial Portuário Governador Eraldo Gueiros	Suape-Complexo Industrial Portuário Governador Eraldo Gueiros	Consórcio Projetec E Ecr	20/04/2017	996	4	249	359.328

Fonte: Portal Conlicitação e Demonstrações Financeiras das companhias

Ao se considerar a relação entre os custos de contrato com verificador independente e o patamar da Receita Operacional Bruta de cada concessão contratante, apura-se grande variabilidade da razão entre custo e receita, conforme gráfico a seguir (no caso, tanto os valores contratuais quanto as receitas brutas foram atualizadas monetariamente até a data base de junho de 2023, aplicada a variação do IPCA).

Gráfico 5.6 – Custos Verificador Independente ÷ ROB



Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres a partir das demonstrações financeiras das concessionárias analisadas

Apesar da razão calculada para a concessão Minas Arena ser muito maior que a das demais concessões, pode não ser correto considerá-lo como um potencial *outlier*, devido à diferença razoável entre o terceiro e primeiro quartis, decorrente da alta variabilidade entre os poucos dados desta amostra.

Essas duas características da amostra, alta variabilidade e número pequeno de observações, torna inadequado considerar o percentual médio da razão entre contrato e ROB (Receita Operacional Bruta) das concessões analisadas, sendo necessário estimar esses custos de outra maneira.

A partir da análise do valor anual dos contratos com verificador independente, é possível obter maior convergência entre os dados disponíveis, conforme tabela a seguir:

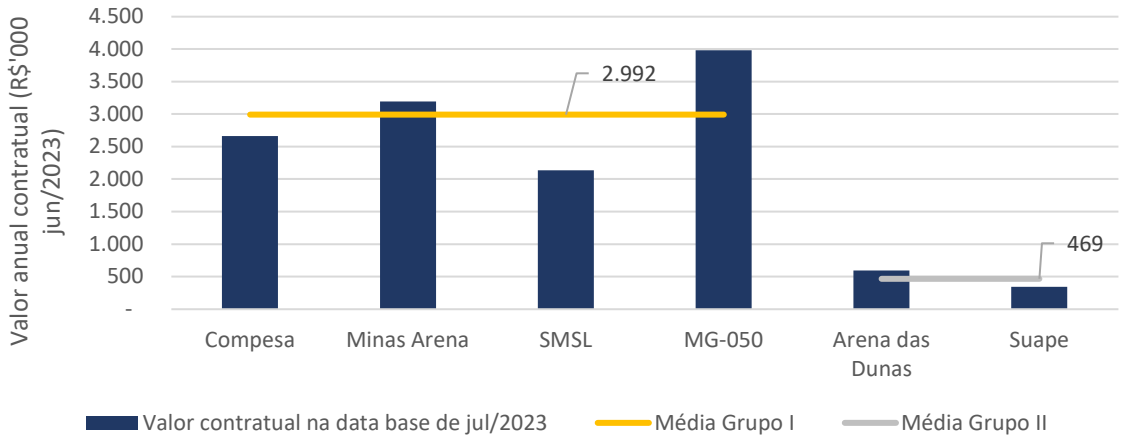
Quadro 5.17 Contratos com Verificador Independente (R$ '000)

Concessão	***Valor anual na data de assinatura***	***Valor anual na data base de jun/2023***
Compesa	1.853	2.660
Minas Arena	1.669	3.192
SMSL	1.550	2.136
MG-050	2.403	3.979
Arena das Dunas	450	594
Suape	249	343

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres a partir de dados coletados na plataforma Conlicitação

Ao se agrupar os contratos conforme patamar de custo (Grupo I: Compesa, Minas Arena, SMSL e MG-050; e Grupo II: Arena das Dunas e Suape), observa-se maior convergência entre valores médios, conforme o gráfico a seguir.

Gráfico 5.7 – Agrupamento de Custos Verificador Independente (R$'000 – jun/2023)



Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres a partir de dados coletados na plataforma Conlicitação

É possível afirmar que o Grupo I contempla, na maior parte dos casos, as concessões com maiores receitas, ou seja, de maior porte, de modo que será considerado, para o PISF, o valor contratual equivalente ao custo médio dos contratos do Grupo I, equivalente a R$ 2,992 milhões anuais (data base jun/2023).

Como é previsto que a contratação do verificador independente será executada e remunerada pelo Poder Concedente, apesar do levantamento realizado, foi considerado que a contratação e pagamento do verificador independente não serão realizados pelo Concessionário, portanto não há efeito desse tipo de custo no presente modelo de Concessão.

5.7 IMPOSTOS E ENCARGOS

5.7.1 ASPECTOS TRIBUTÁRIOS

O intuito dessa seção é apresentar os principais aspectos tributários relacionados à operação do PISF. Serão analisados os regimes tributários possíveis, de acordo com o modelo de negócio proposto, os eventuais benefícios fiscais decorrentes de políticas públicas para a região específica do projeto e a diferenciação de impostos sobre a receita de acordo com atividade fim e receitas acessórias. Além disso, também será foco dessa análise, os aspectos regulatórios como, por exemplo, a taxa de regulação/fiscalização por linha de receita.

Essa seção será base para as premissas e metodologias adotadas no modelo de avaliação financeira proposto, contemplando os cenários e possibilidades relacionados ao PISF.

5.7.1.1 REGIME TRIBUTÁRIO

De acordo com as projeções do modelo econômico-financeiro, o faturamento estimado para o PISF supera, com razoável distância, o valor de R$ 78.000/ano, limite inferior para facultatividade na definição do regime tributário, conforme a Lei nº 12.814[28], de 16 de maio de 2013. Dessa forma, o regime tributário adotado para a atividade fim do PISF será o de Lucro Real. Além disso, vale destacar que, para fazer jus aos benefícios fiscais no âmbito da SUDENE, o regime adotado pela companhia deverá ser o do Lucro Real.

5.7.1.2 TRIBUTOS INCIDENTES SOBRE A RECEITA

5.7.1.2.1 PIS/COFINS

Tendo em vista que a premissa de Regime Tributário adotada para o PISF é a do Lucro Real, a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, define a alíquota 7,6% para o COFINS e a Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2002 define a alíquota de 1,65% para o PIS, ambos não cumulativos, totalizando 9,25% para PIS/COFINS. Vale ressaltar que não foi verificada a aplicabilidade na redução dessas alíquotas para o segmento de negócio do PISF. Sendo assim, no fluxo de caixa do Projeto, foi considerado efeito de PIS/COFINS de 9,25% incidentes sobre a ROB de cada período projetado.

5.7.1.2.2 ICMS

A tarifa de adução de água bruta do PISF é prevista no art. 4º, inciso XIX, da Lei Federal n.º 9.984/00, conforme transcrito a seguir:

> "Art. 4 A atuação da ANA obedecerá aos fundamentos, objetivos, diretrizes e instrumentos da Política Nacional de Recursos Hídricos e será desenvolvida em

[28] Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12214.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2012.214%2C%20DE%2026%20DE%20JANEIRO%20DE%202010.&text=Estima%20a%20receita%20e%20fixa,o%20exerc%C3%ADcio%20financeiro%20de%202010.

> articulação com órgãos e entidades públicas e privadas integrantes do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, cabendo-lhe:
>
> (...)
>
> XIX - regular e fiscalizar, quando envolverem corpos d'água de domínio da União, a prestação dos serviços públicos de irrigação, se em regime de concessão, e adução de água bruta, cabendo-lhe, inclusive, a disciplina, em caráter normativo, da prestação desses serviços, bem como a fixação de padrões de eficiência e o estabelecimento de tarifa, quando cabíveis, e a gestão e auditagem de todos os aspectos dos respectivos contratos de concessão, quando existentes."

Desta forma, referida tarifa busca remunerar os serviços de adução de água bruta, ou seja, de captação, condução e entrega de água não-tratada derivada de mananciais de domínio federal.

Por sua vez, o ICMS, previsto no art. 155, inciso II, da Constituição Federal é um imposto que incide sobre "operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ainda que as operações e as prestações se iniciem no exterior".

Como se verifica, a hipótese de incidência do tributo é essencialmente caracterizada à circulação de uma mercadoria. A circulação consiste na transferência de titularidade de uma mercadoria. Por sua vez, mercadoria caracteriza-se como um bem móvel sujeito à mercancia, ou seja, que é passível de apropriação pelo promotor da operação que o destina ao processo econômico circulatório.

No caso em análise, verifica-se que os serviços de adução do PISF recaem sobre bens de uso comum do povo, conforme os arts. 20, III, e 26, I, da Constituição Federal. Desta forma, como bens de uso comum do povo, as águas públicas não se caracterizam como mercadoria, e, por consequência, não se sujeitam à incidência do ICMS.

Outro não é o entendimento do Supremo Tribunal Federal que, por ocasião do julgamento do Recurso Extraordinário n.º 60.7056/RJ, com relatório lavrado pelo Exmo. Min. Dias Toffoli, assim consignou:

> "No que se refere à noção de mercadoria, para fins de tributação do ICMS, consolidou-se, ao longo do tempo, o entendimento de que consiste em bem móvel sujeito à mercancia ou, se preferirmos, no objeto da atividade mercantil.
>
> Dessa forma, não é qualquer bem móvel que é mercadoria, mas tão somente aquele que se submete à mercancia, ou seja, que é passível de apropriação pelo promotor da operação que o destina ao processo econômico circulatório. O bem móvel é o gênero, do qual mercadoria é a espécie.
>
> A fundamentação que vem ensejando a classificação da distribuição de água potável como atividade mercantil - para fins de imposição tributária pelos estados-membros e

> pelo Distrito Federal - é construída a partir de uma concepção segundo a qual a água canalizada é um bem dotado de valor econômico, diferente daquela encontrada em seu estado natural (água bruta), já que sofre tratamento químico necessário para o consumo. Em resumo, o fornecimento de água potável caracterizaria uma operação de circulação de mercadoria.
>
> Todavia, as águas públicas derivadas de rios ou mananciais são qualificadas juridicamente como bem de uso comum do povo, conforme os arts. 20, III, e 26, I, da Constituição Federal, não podendo ser equiparadas a uma espécie de mercadoria, sobre a qual incidiria o ICMS. O tratamento químico necessário ao consumo não tem o condão de descaracterizar a água como um bem público de uso comum de todos." (STF, RE 607056 / RJ, Plenário, Min. Rel. Dias Toffoli, data de julgamento 10/04/2013, DJe 16/05/2013)"

Conforme anotado pelo Exmo. Min. Rel. Dias Toffoli, o entendimento de que a água não está sujeita à mercancia ainda é corroborado pelo art. 18 da Lei nº 9.433/97, que institui a Política Nacional de Recursos Hídricos e pelo art. 26 do Código de Águas (Decreto nº 24.643/34), que deixam claro que as águas públicas são inalienáveis, ainda que sujeitas à outorga de uso.

Pelo exposto, em função da caracterização de que a água é um bem de uso comum do povo, não se caracterizando, portanto, como mercadoria, não há incidência do ICMS sobre a tarifa de adução cobrada no âmbito do PISF, conforme corroborado pelo STF no âmbito do RE 60.7056/RJ. Sendo assim, não foi considerada a incidência direta de ICMS no modelo econômico-financeiro proposto para atividade fim do PISF, qual seja, a adução de água bruta.

5.7.1.3 BENEFÍCIOS FISCAIS

5.7.1.3.1 INCENTIVOS FISCAIS SUDENE

A Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) foi constituída com objetivo de promover o desenvolvimento econômico e social da sua área de atuação. Compete a ela estimular, por meio da administração de incentivos e benefícios fiscais, os investimentos privados prioritários, as atividades produtivas e as iniciativas de desenvolvimento sub-regional em sua área de atuação.

Sendo assim, de acordo com o Decreto nº 4.213, de 26 de abril de 2002, Art. 2º, que define os projetos prioritários para fins de concessão de benefícios fiscais, o serviço de adução do PISF e as potenciais receitas acessórias relacionadas a eventuais projetos de geração de energia elétrica estão aptos à concessão do benefício fiscal.

A Lei nº 13.799, de 3 de janeiro de 2019, prorrogou para dezembro de 2023 o limite para os projetos que atendam às características exigidas no âmbito da SUDENE estarem protocolizados e autorizados para fazerem jus aos benefícios fiscais. Encontra-se em tramitação, no Congresso Nacional, o Projeto de Lei (PL) nº 4.416/2021, que propõe a fixação de prazo de 95 anos adicionais para aprovação de projetos beneficiados com inventivos fiscais das áreas de atuação

SUDENE e SUDAM. Atualmente, o status de tramitação do PL nº 4.416/2021 é: "Aguardando Parecer do Relator na Comissão da Amazônia e dos Povos Originários e Tradicionais (CPOVOS)"[29].

Dentro dos programas de benefícios fiscais contemplados no âmbito da SUDENE, podemos destacar os 4 principais: Isenção do IRPJ (Programa de Inclusão Digital), Redução de 75% do IRPJ para novos empreendimentos, Reinvestimentos do IRPJ e Depreciação Acelerada. A seguir, serão detalhadas as principais características de cada linha de incentivo fiscal.

Ressalta-se que a avaliação econômico-financeira é realizada sem efeitos de incentivos fiscais Sudene, embora sejam construídos, de forma ilustrativa, resultados alternativos contemplando esta premissa (checar seção 6.2).

Isenção do IRPJ (Programa de Inclusão Digital)

"Beneficia as pessoas jurídicas titulares de projetos de implantação, modernização, ampliação ou diversificação de empreendimentos, com a isenção do imposto, inclusive adicionais não-restituíveis, pelo prazo de 10 (dez) anos, para as atividades de fabricação de máquinas, equipamentos, instrumentos e dispositivos baseados em tecnologia digital, voltados para o programa de inclusão digital."

Redução de 75% do IRPJ para novos empreendimentos

"Beneficia as pessoas jurídicas titulares de projetos de implantação, modernização, ampliação ou diversificação de empreendimentos, protocolizados até 31/12/2028[30], com a redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto, inclusive adicionais não-restituíveis, pelo prazo de 10 (dez) anos."

Reinvestimento do IRPJ

"Beneficia as pessoas jurídicas com empreendimentos em operação na área de atuação da Sudene, com o reinvestimento de 30% (trinta por cento) do Imposto devido, em projetos de modernização ou complementação de equipamento."

Depreciação Acelerada

"Beneficia as pessoas jurídicas, que usufruem do Incentivo Fiscal de Redução de 75% do IRPJ, com a depreciação acelerada incentivada de bens adquiridos, para efeito de cálculo do imposto sobre a renda, e com o desconto dos créditos da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins."

[29] Ficha de tramitação do PL 4.416/2021. Portal da Câmara dos Deputados. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2312373. Acesso em: 16 out. 2023.
[30] Lei Nº 14.753, de 2023.

5.7.1.4 REFORMA TRIBUTÁRIA

A Reforma Tributária promulgada pela Emenda Constitucional nº 132/2023 (PEC45/2019), em 20/12/2023, pressupõe uma mudança e modernização estrutural no sistema tributário e de consumo do país a partir de 2026. Nela se consolida a criação do IVA dual – CBS (federal) e IBS (estadual/municipal), em substituição aos atuais PIS, Cofins, IPI, ICMS e ISS, dentre outras alterações esperadas para a modernização do sistema tributário brasileiro. Esperam-se, assim ganhos de simplificação, transparência, justiça social e ambiente, suportados por mecanismos de transição e compensação.

Dentre os principais benefícios esperados se encontram:

- a simplificação tributária, pela unificação de tributos, com a substituição do ICMS, ISS, IPI, PIS e Cofins por um sistema IVA dual: CBS (federal) e IBS (estaduais/municipais);
- a redução de custos para empresas pela não cumulatividade e crédito fiscal - CBS e IBS geram recuperação de créditos, evitando-se tributação em cascata;
- maior equilíbrio e justiça tributários, com o uso do Imposto Seletivo (IS), que incidirá em bens e serviços prejudiciais à saúde ou meio ambiente, como álcool, armamentos, outros, e pela esperada redução da carga tributária em setores estratégicos.

Sancionada em 16 de janeiro de 2025, a Lei Complementar 214/2025 (PLC 68/2024) estabelece regras iniciais para CBS, IBS e Imposto Seletivo (IS), dentre outros.

A base constitucional e a lei complementar principal já foram aprovadas e sancionadas. A atenção se concentra no PLP 108/2024, na fase de regulamentação, que define o Imposto Seletivo e as alíquotas de referência que serão validadas ao longo de 2025.

Faltam, assim, no momento de emissão do presente relatório, a definição exata das alíquotas aplicáveis, a confirmação dos setores beneficiados, dentre outros parâmetros e posicionamentos requeridos, mas que formam definições primordiais para a materialização da reforma, especialmente para análise de expectativas e na formação de valor de estimativas para projetos futuros, que englobam concessões, PPPs, projetos de iniciativa privada e investimentos no país e que determinam a preço justo e presente valores de outorga, contraprestação, outros. A regulamentação detalhada da Receita Federal, por meio de instruções normativas, são instrumentos necessários para que se ratifique as definições e projeções associadas a esses elementos, gerando inclusive ambiente recomendável de segurança jurídica para aqueles contratos que prevejam em suas estimativas ou avaliações econômicas, os parâmetros, impactos e alíquotas dessa mudança.

A transição de regime se inicia em 2026 e se encerra em 2033, mas o mais importante é que se complementem as definições para formação e bases mais sólidas e menos questionáveis do ponto de vista jurídico por agentes de mercado, para aqueles que se utilizem dessas possíveis referências em seus contratos ou formadores deles.

Enquanto isso, torna-se prudente, em contratos como o do PISF, que a análise e os impactos da Reforma sejam realizados em momento oportuno, mediante reequilíbrio econômico-financeiro do contrato, quando o horizonte estiver mais bem definido.

5.8 NECESSIDADE DE CAPITAL DE GIRO

O capital de giro é definido como a diferença entre os ativos circulantes e os passivos circulantes da companhia. O capital de giro líquido de contas financeiras como caixa, equivalentes caixa, empréstimos, financiamentos e dividendos resultará no valor necessário para empresa manter sua atividade operacional. Esse valor é conhecido como Necessidade de Capital de Giro e pode ser definido como a diferença entre os ativos operacionais e os passivos operacionais da companhia.

A variação da necessidade de capital de giro entre dois períodos, expressa em reais, quando positivo, representa o valor ao qual deverá ser aplicado para manter a sua atividade operacional e quando negativo, representa o ganho financeiro oriundo de sua atividade operacional. Ao ser expresso em dias, a necessidade de capital de giro representa o tempo necessário para se realizar o ciclo financeiro da companhia, que é o tempo necessário para que ela realize sua atividade fim até o seu recebimento e liquide suas obrigações com seus fornecedores.

Para determinar a necessidade de capital de giro foram analisados os ativos operacionais e os passivos operacionais com relação à receita líquida de companhias com atividades similares ao do PISF, como empresas de saneamento nacionais e empresas de operação e manutenção do Chile e dos Estados Unidos. A ideia é apurar os prazos médios de recebimento e de pagamento dos empreendimentos.

O prazo médio de recebimento representa o número de dias necessários para que as contas a receber de um empreendimento sejam realizadas e se transformem em caixa. Analogamente, o prazo médio de pagamento representa o número de dias necessários para que as contas a pagar de um empreendimento sejam realizadas e sejam deduzidas do caixa.

As análises contaram com os dados disponibilizados pelas próprias companhias em suas demonstrações financeiras nos últimos anos (no geral, foi considerado o período de 2010 a 2022, no entanto algumas empresas não possuem histórico durante todo este período, conforme indicado na tabela a seguir), sendo feita exclusão de valores *outliers* que poderiam interferir no resultado das análises.

A tabela a seguir indica as empresas consideradas no levantamento de prazos médios de recebimento e de pagamento, bem como o período histórico disponível de cada companhia.

Quadro 5.18 – Companhias consideradas para apurar os parâmetros de NCG

Empresa	*Atividade*	*Histórico Disponível*
Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo - SABESP	Saneamento	2010 a 2022
Companhia de Saneamento do Paraná – SANEPAR	Saneamento	2010 a 2022

Empresa	*Atividade*	*Histórico Disponível*
Companhia Estadual de Águas e Esgotos – CEDAE	Saneamento	2010 a 2022
Companhia de Saneamento de Minas Gerais	Saneamento	2010 a 2022
Companhia Riograndense de Saneamento	Saneamento	2011 a 2022
Empresa Baiana de Águas e Saneamento S.A.	Saneamento	2013 a 2020
Companhia Pernambucana de Saneamento - COMPESA	Saneamento	2012 a 2020
Saneamento de Goiás S.A.	Saneamento	2010 a 2022
Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal	Saneamento	2014 a 2021
Companhia De Agua E Esgoto Do Ceara - Cagece.	Saneamento	2010 a 2022
Aegea Saneamento e Participações S.A.	Saneamento	2011 a 2022
BRK Ambiental Participações S.A.	Saneamento	2010 a 2022
American Water Works Company, Inc.	O&M	2010 a 2022
Aguas Andinas S.A.	O&M	2010 a 2022
California Water Service Group	O&M	2010 a 2022
American States Water Company	O&M	2010 a 2022
Inversiones Aguas Metropolitanas S.A.	O&M	2010 a 2022
SJW Group	O&M	2010 a 2022
Middlesex Water Company	O&M	2010 a 2022
Essbio S.A.	O&M	2010 a 2022

Elaboração: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres

Em termos do prazo médio de recebimento, as companhias de Saneamento e as de O&M são similares, apresentando mediana de 83 dias de Receita Operacional Líquida (ROL) e de 85 dias de ROL, respectivamente. Por outro lado, em termos do prazo médio de pagamentos, há diferença relevante entre os patamares mediano das companhias de saneamento e as de O&M, sendo equivalentes a 69 dias de ROL e 89 dias de ROL, respectivamente.

A tabela a seguir sintetiza estatísticas do banco de dados formado a partir da coleta de informações das companhias de saneamento e de O&M analisadas.

Quadro 5.19 – Patamares de NCG para o PISF

	Saneamento			*O&M*		
	Prazo médio de recebimento (dias ROL)	**Prazo médio de pagamento (dias ROL)**	**Prazo médio de NCG (dias ROL)**	**Prazo médio de recebimento (dias ROL)**	**Prazo médio de pagamento (dias ROL)**	**Prazo médio de NCG (dias ROL)**
Mínimo	23	18	5	49	35	14
1º Quartil	69	59	10	72	71	1
Mediana	83	69	15	**85**	**89**	**(4)**
Média	94	78	16	90	91	(1)
3º Quartil	104	83	21	97	115	(17)
Máximo	481	471	9	206	152	55

Fonte: Capital IQ e Demonstrações Contábeis das Companhias

Segundo o entendimento de que as atividades operacionais do PISF se assemelham mais às de empresas de Operação e Manutenção do que às de empresas de Saneamento, para a Avaliação Econômico-Financeira foi utilizado a NCG de 85 dias de ativo e de 89 dias de passivo, equivalente à mediana da NCG das empresas internacionais de Operação e Manutenção (a mediana foi selecionada em detrimento à média por reduzir o efeito de elementos extremos da amostra).

De todo modo, como as receitas do Concessionário consideradas nesta avaliação econômico-financeira são contraprestações pagas pela União, vale considerar que o prazo médio de recebimento do Projeto seria algo em torno de 30 dias, posto que a modelagem considera que a contraprestação é mensal. Sendo assim, foi considerado que o prazo médio de recebimentos coerente com a estruturação do PISF é de 30 dias de ROL, enquanto o prazo médio de pagamento compatível é o de 89 dias de ROL (oriundo das médias de empreendimentos de O&M).

Considerando que o Contrato CHESF prevê pagamentos mensais proporcionais ao consumo da energia contratada, é importante notar que, uma vez confirmada a hipótese de manutenção da demanda de água por parte dos estados concentrada no primeiro semestre do ano – comportamento observado nos últimos PGAs – a contraprestação pecuniária apresentará oscilações significativas ao longo do ano, pois a distribuição das componentes SE e ESV do Ressarcimento, por serem diretamente proporcionais ao volume solicitado, acompanhará a sazonalidade das entregas.

5.9 FINANCIAMENTO DO CAPITAL DE GIRO

Embora esta avaliação econômico-financeira utilize o método de análise do fluxo de caixa da firma (FCFF), que não contempla efeitos de projeções explícitas do endividamento do empreendimento, sendo contemplado efeito implícito na taxa de desconto WACC (que pondera o custo de capital próprio e o custo de capital de terceiros), nesta seção se encontram indicadas linhas de financiamentos disponíveis no mercado, sendo dado enfoque às linhas de capital de giro (segundo especificação do contrato, conforme indicado no Quadro 1.3).

Cabe ressalvar que se trata de condições e estruturas existentes na data de emissão deste relatório, que poderão não se confirmar ao longo do período da concessão que se deverá se iniciar em 2026.

O BNDES possui duas linhas de financiamento que abarcam o capital de giro, o "BNDES Finem - Crédito Giro Associado a Projetos Direto" e "BNDES Crédito Direto Médias Empresas".

O "BNDES Finem - Crédito Giro Associado a Projetos Direto" é focado em apoiar o capital de giro associado a um projeto financiado por qualquer linha do BNDES Finem. O limite de financiamento é de 30% dos itens financiados e a composição da taxa de juros seguirá a mesma do projeto, com exceção da parcela do custo financeiro e remuneração do BNDES, as quais serão, respectivamente, TLP (IPCA+5,14% a.a. para contratos assinados em out/23) e 2,4% a.a.

Já o "BNDES Crédito Direto Médias Empresas" apoia até 40% do valor total do financiamento com um custo financeiro TLP (IPCA + 5,14% a.a. para contratos assinados em out/23), remuneração do BNDES de 2,1% a.a. e taxa de risco de crédito variável conforme o caso. Para esse produto, o valor mínimo de financiamento é de R$ 40 milhões, com prazo de carência de 3 a 12 meses e prazo total de 48 meses.

O Banco do Nordeste possui o "FNE Proinfra", com o objetivo de ampliar serviços de infraestrutura econômica, fornecendo sustentação às atividades produtivas da região. Financia, dentre outros, o capital de giro associado ao investimento, com carência e período total variando conforme a finalidade do crédito. A finalidade "Projetos de Alta Relevância e Estruturantes, localizados no semiárido, em município de renda baixa ou estagnada ou em áreas prioritárias do PRDNE" é contemplada com uma carência de até 5 anos e um período total de até 15 anos, e "Projetos de Saneamento, Mobilidade Urbana, Rodovias, Ferrovias e Hidrovias" com uma carência de até 8 anos e um total de até 34 anos.

Por fim, a Caixa Econômica Federal possui duas linhas financiamento, uma específica para capital de giro por meio do Cheque Empresa Caixa, com limite máximo dependente do porte e a capacidade de pagamento, e outra sem destinação específica, a Crédito Especial CAIXA Empresa, com prazo de 60 meses. Não estão disponíveis outras informações como percentual financiável, valor mínimo financiado, custo financeiro, juros ou carência.

Quadro 5.20 – Consolidação das opções de financiamento de capital de giro disponíveis em 2023

Instituição	*Financiamento*	*Finalidade*	*Percentual financiável (%)*	*Valor mínimo financiado (R$ milhões)*	*Custo financeiro*	*Remuneração do Banco*	*Carência (meses)*	*Prazo total (meses)*
BNDES	BNDES Finem - Crédito Giro Associado a Projetos Direto	Apoiar o capital de giro associado a um projeto financiado por qualquer linha do BNDES Finem	30	-	TLP (IPCA+5,14% a.a. para contratos assinados em out/23)	2,4% a.a..	-	-
	BNDES Crédito Direto Médias Empresas		40	40	TLP (IPCA+5,14% a.a. para contratos assinados em out/23)	2,1% a.a	3 a 12	48
Banco do Nordeste	FNE Proinfra	Projetos de Alta Relevância e Estruturantes, localizados no semiárido, em município de renda baixa ou estagnada ou em áreas prioritárias do PRDNE	70 a 80	-	-		60	180
		Projetos de Saneamento, Mobilidade Urbana, Rodovias, Ferrovias e Hidrovias		-	-		96	408
Caixa Econômica Federal	Cheque Empresa Caixa	Crédito rotativo destinado às empresas de qualquer porte que desejam equilibrar as finanças ou formar capital de giro	-	-	-	-	-	-
	Crédito Especial CAIXA Empresa	É uma linha de crédito sem destinação específica	-	-	-	-	-	60

Elaboração: Consórcio Engecorps/Moysés & Pires/Ceres, a partir de informações divulgadas nos sítios eletrônicos de cada banco.

5.10 VALOR RESIDUAL DOS ATIVOS OPERACIONAIS

A avaliação foi realizada desconsiderando o efeito de eventual valor residual ao término da concessão, considerando como premissa que os investimentos serão integralmente amortizados e depreciados até o último dia da concessão (out/2056).

5.11 RECEITA DO SERVIÇO DE ADUÇÃO DE ÁGUA BRUTA

As receitas do PISF indicadas neste documento representam os efeitos das contraprestações mínimas necessárias para se obter equilíbrio no fluxo de caixa do empreendimento. Essas contraprestações, conforme indicadas na seção 4.1.1, são apuradas por meio da adaptação de conceitos observados em metodologias regulatórias no mercado de infraestruturas provedoras de serviços públicos (*utilities*), contemplando principalmente as aplicações regulatórias dos setores de energia, saneamento, gás e a própria metodologia adotada atualmente pela ANA. Para manter uma postura mais conservadora em relação à análise, por conta das incertezas envolvidas, não foram simuladas receitas acessórias para a apuração destes resultados.

Dessa maneira, a contraprestação do PISF, em 2027, equivale a R$ 373,544 milhões, ou R$ 0,53/m³ para o Cenário Adotado (data-base dez/2024). Em 2030, primeiro ano após o término da realização dos investimentos previstos, a contraprestação equivale a R$ 450,461 milhões, ou R$ 0,62/m³ (data-base dez/2024). Analogamente, em 2055, último ano civil completo da concessão, o valor da contraprestação seria de R$ 477,521 milhões, ou R$ 0,57/m³ (data-base dez/2024), conforme detalhado a seguir[31].

Quadro 5.21 – Composição Contraprestação do PISF, previsão 2026 e 2050: Cenário Adotado (dez/2024)

	Contraprestação em 2027		***Contraprestação em 2030***		***Contraprestação em 2055***	
	R$'000/ano	**R$/m³**	**R$'000/ano**	**R$/m³**	**R$'000/ano**	**R$/m³**
Parcela A	451	0,0006	76.335	0,10	76.335	0,09
Parcela B	228.267	0,32	228.643	0,31	228.643	0,27
SEU	67.304	0,10	68.620	0,09	118.614	0,14
SEE	26.451	0,04	25.272	0,03	-	-
ESV	24.363	0,03	24.839	0,03	27.178	0,03
ESF	26.707	0,04	26.751	0,04	26.751	0,03
Contraprestação	**373.544**	**0,53**	**450.461**	**0,62**	**477.521**	**0,57**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

5.12 POTENCIAL DE RECEITAS ACESSÓRIAS RELACIONADAS AO FORNECIMENTO DE ÁGUA

Nesta seção são analisados dois potenciais geradores de receitas acessórias oriundas da operação do PISF, ambos relativos ao fornecimento de serviço de adução de água bruta para usuários não prioritários, conforme definido pela outorga de direito de uso de recursos hídricos do empreendimento.

A Resolução ANA nº 168/2023 reconhece esse tipo de uso na categoria de Usuário Independente, qual seja, aquele cuja captação se dá diretamente na infraestrutura do PISF e que não está sob responsabilidade dos Estados Beneficiados, isto é, não se enquadrando como

[31] Deve-se atentar para o fato desses resultados incluírem a Parcela A, que não integra a estimativa de Receita Requerida que a ANA utiliza atualmente para o cálculo da tarifa pela prestação de serviço do PISF. Do mesmo modo, as vazões utilizadas pela ANA a cada ano, com base nos PGAs, não são idênticas às consideradas no Cenário 1, que é uma situação média de referência, o que também se reflete em diferenças entre os resultados de ambas as estimativas.

Operadora Estadual (OE), Pequeno Usuário (PU), Sistemas Isolados de Abastecimento de Água (SIAA) ou Pequenas Comunidades Agrícolas (PCA). A Resolução também estabelece que as condições gerais para prestação dos serviços ao Usuário Independente serão tratadas em regulação específica.

Desse modo, serão avaliadas duas possibilidades de fornecimento adicional de água bruta voltado aos Usuários Independentes: (i) atendimento ao crescimento industrial previsto para a região; e (ii) atendimento a projetos de irrigação a serem instalados em zonas próximas aos eixos do PISF.

Ressalta-se que os resultados das análises desta seção não foram contemplados na receita de referência apurada nas seções 5.11 e 6, ou seja, a contraprestação base indicada neste documento reflete o atendimento referencial destinado ao uso prioritário da água.

Isso quer dizer que esta seção trata de uma simulação teórica simplificada sobre o potencial de receitas acessórias para as possibilidades identificadas acima. Reflete, portanto, somente o potencial de fornecimento de água para o setor industrial e para irrigação nas regiões fronteiriças aos eixos do PISF.

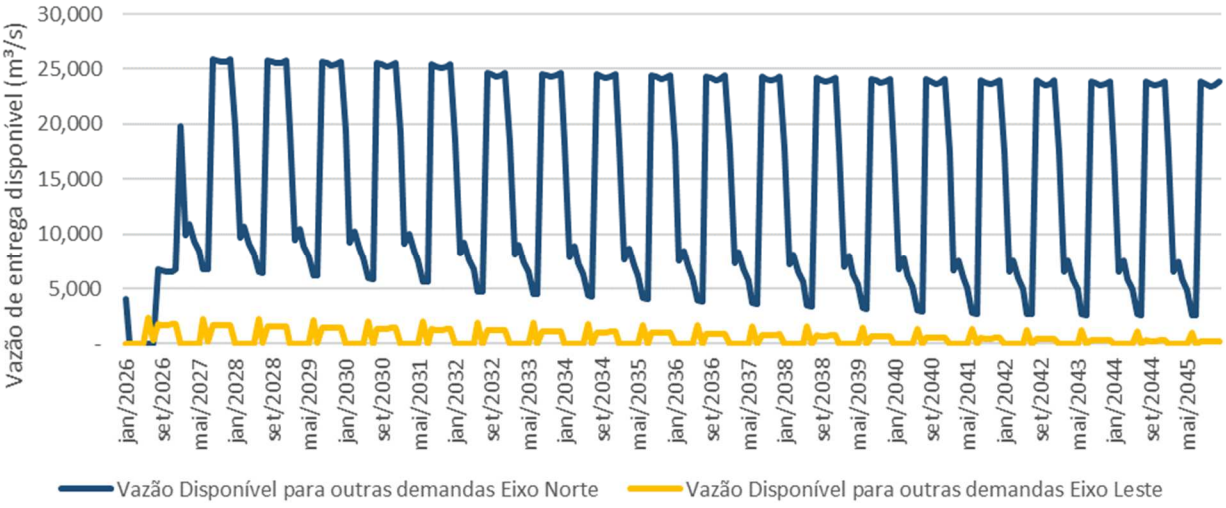
Cabe destacar também que a modelagem da exploração e compartilhamento das receitas acessórias para Usuários Independentes é abordada no Produto 4 – Relatório de Modelo de Concessão do PISF. Além disso, o estudo desconsidera eventuais discussões sobre restrição de atendimento por se tratar de usos produtivos fora da área da bacia doadora.

5.12.1 CAPACIDADE OPERATIVA DISPONÍVEL APÓS ATENDIMENTO AO CONSUMO PRIORITÁRIO

Para a simulação do potencial de viabilidade das Receitas Acessórias relacionadas ao fornecimento de água, é necessário apurar a capacidade operativa do PISF excedente ao atendimento às demandas de consumo prioritário, definidas conforme descrito na seção 5.4.

De acordo com a seção 4.8 do Produto 1 – Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia, para o Cenário 1, a capacidade máxima operativa do PISF[32] é de 32,9 m³/s no Eixo Norte (média de 16,4 m³/s em 2026, média anual de 32,9 m³/s a partir de 2027) e de 7,0 m³/s (média anual) no Eixo Leste. Diante desses patamares e das vazões de entrega do PISF para uso prioritário, é possível estimar a vazão de entrega do PISF disponível para usos não prioritários. O gráfico a seguir contém as vazões de entregas projetadas para usos não prioritários deste cenário.

Gráfico 5.8 – Projeção da vazão disponível do PISF para atendimento a usos não prioritários – Cenário 1



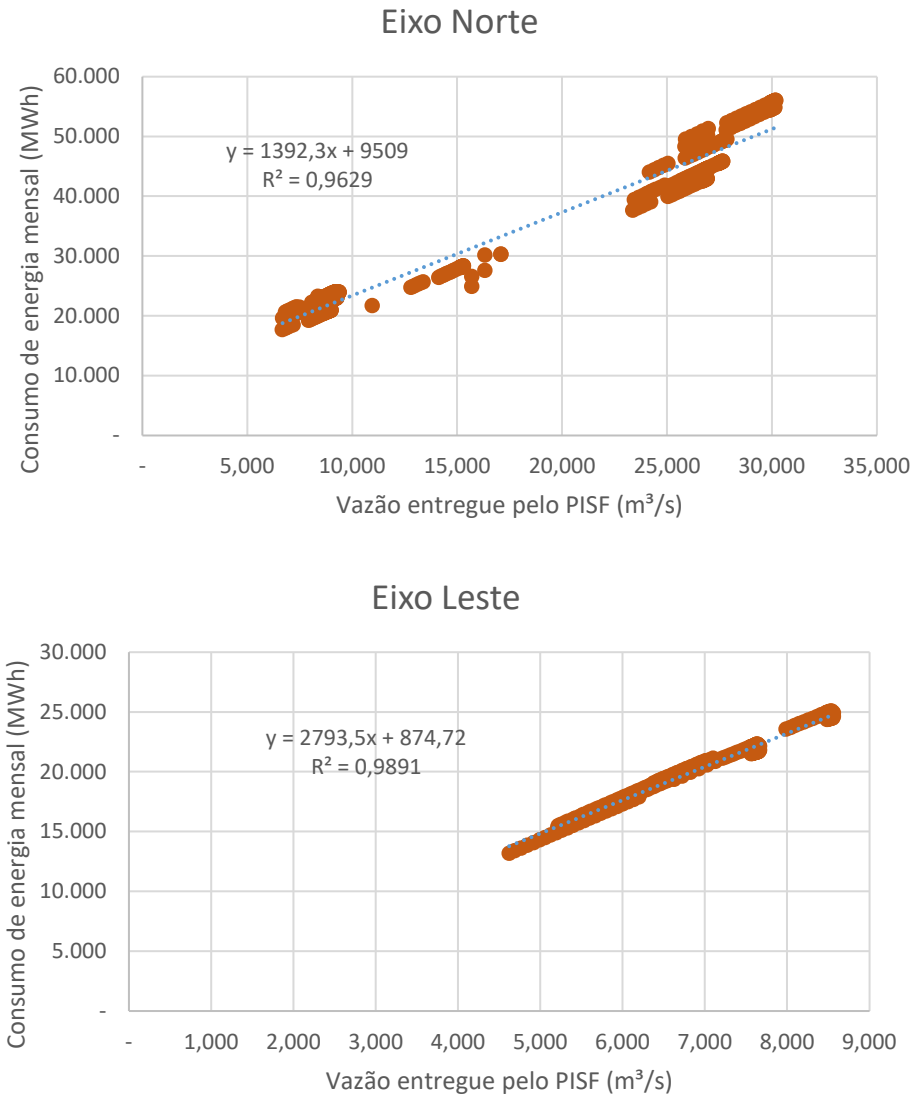
Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Também é necessário estimar o montante de energia complementar necessário para bombear a vazão adicional da demanda para uso industrial. Para isso, é preciso estimar o quanto cada m³/s adicional bombeado consumirá de energia em MWh.

Os gráficos a seguir contêm o relacionamento linear apurado por meio dos dados de simulação do Cenário 1, considerando os efeitos de variação média entre o montante de energia consumido e a vazão entregue pelo PISF.

[32] Por simplificação, foi considerada a capacidade máxima operativa no último ponto de entrega de cada eixo.

Gráfico 5.9 – Dispersão entre consumo de energia do PISF e vazão entregue pelo PISF – Cenário 1



Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

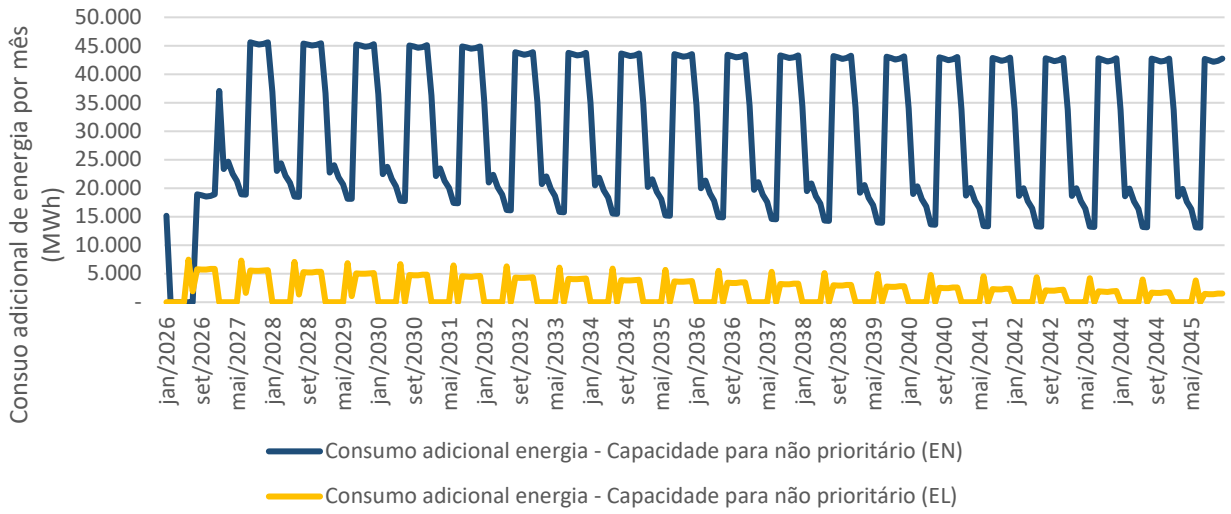
Com base nas simulações do Cenário 1, em média o consumo de energia PISF (em MWh) pode ser apurado por meio das equações a seguir para os eixos Norte e Leste.

$$Consumo\ mensal\ no\ Eixo\ Norte = 1.392{,}3 * Vazão\ entregue\ pelo\ PISF\ no\ Eixo\ Norte + 9.509$$

$$Consumo\ mensal\ no\ Eixo\ Leste = 2.793{,}5 * Vazão\ entregue\ pelo\ PISF\ no\ Eixo\ Leste + 875$$

Diante dessas equações, para estimar o consumo de energia adicional para atender ao consumo de uso industrial, foram consideradas as projeções de vazão de entrega indicadas no ***Gráfico 5.8***. O gráfico a seguir contém a projeção do consumo adicional de energia, a ocorrer caso a capacidade operativa disponível após fornecimento ao consumo prioritário seja alcançada para o fornecimento a consumo do tipo não prioritário.

Gráfico 5.10 –Consumo adicional máximo de energia para fornecimento a uso não prioritário – Cenário 1



Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

5.12.2 *CUSTO MARGINAL MÍNIMO PARA VIABILIDADE DAS RECEITAS ACESSÓRIAS RELACIONADAS AO FORNECIMENTO DE ÁGUA*

Diante da vazão máxima disponível no Projeto para uso não prioritário e da estimativa de consumo adicional de energia elétrica necessário para disponibilizar essa vazão máxima (ambos segundo a configuração do Cenário 1), é possível apurar o custo marginal mínimo[33] do fornecimento de água para usos não prioritários.

Para as simulações contidas neste documento, adotou-se como premissa que preço do m³ para o fornecimento de água para usos não prioritários seria negociado entre as partes, sendo assim, considerou-se o custo marginal como uma *proxy* de valor referencial que poderia ser praticado

Em termos do custo adicional da energia, como o contrato com a CHESF é utilizado integralmente para o atendimento aos usos prioritários previstos para os Estados (com eventuais excedentes de energia gerando receitas acessórias por liquidação ou eventualmente comercialização), é necessário projetar a aquisição dessa energia adicional para atendimento a usos não prioritários. No caso, foi considerado o preço da energia de R$ 146,01, que se trata da

[33] Trata-se do referencial mínimo porque os demais custos fixos estariam diluídos ao máximo, mediante o incremento do bombeamento para atendimento dos usos não prioritários, adicionais ao fornecimento para usos prioritários previstos no Cenário 1.

média semanal da expectativa de mercado apurada por meio da curva *forward* DCIDE de 2022 a 2024.

Para estimar o custo marginal mínimo do fornecimento de água para usos não prioritários, foi projetado o fluxo de caixa incremental atrelado a essas atividades. No caso, considera-se que toda a capacidade operativa que não seja utilizada para o fornecimento ao uso prioritário do Cenário 1 será demandada e, por sua vez, todo o montante adicional de energia estimado será consumido no bombeamento para fornecimento a demandas para consumo não prioritário de diversas naturezas.

O fluxo de caixa incremental é composto por:

(i) Receita Bruta, apurada por meio da tarifa de equilíbrio[34] multiplicada pelo montante bombeável adicional máximo para o fornecimento a usos não prioritários;

(ii) Deduções incidentes sobre a Receita Bruta, que no caso se trata do PIS/COFINS de 9,25%;

(iii) O Custo da Energia, que contempla preço de R$ 146,01/MWh, descrito anteriormente nesta seção;

(iv) Percentual de repasse das Receitas Acessórias para a União (variável simulada de 0% a 50%);

(v) Incidência de impostos sobre lucros, tratando-se das alíquotas de IRPJ e de CSLL, totalizando 34%; e

(vi) Variação da necessidade de capital de giro, que contemplou os mesmos prazos médios de recebimento e de pagamento considerados para a projeção do fluxo de caixa principal do Projeto (ou seja, para fornecimento a usos prioritários).

Diante dessas premissas, apura-se custo marginal mínimo de R$ 0,16/m³ a R$ 0,32/m³, a depender do percentual de participação da União nessas receitas acessórias. O quadro a seguir indica o intervalo apurado de custo marginal mínimo para cada patamar de participação[35] da União simulado.

Quadro 5.22 – Custo Marginal Mínimo para fornecimento de água para usos não prioritários - Cenário 1 (dez/2024)

Participação da União nas Receitas Acessórias	***R$/m³***
0%	0,1609
10%	0,1787
20%	0,2010
30%	0,2296
40%	0,2677

[34] Tarifa em R$/m³ mínima que anula o Valor Presente Líquido do Fluxo Incremental, considerando a mesma WACC e a mesma data-base utilizadas para apurar a Contraprestação do Projeto.
[35] Pode ser, inclusive, definido conforme faixas de participação, embora isso não tenha sido simulado neste documento.

Participação da União nas Receitas Acessórias	*R$/m³*
50%	0,3210

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Alternativamente ao custo marginal mínimo, seria possível considerar a cobrança de, pelo menos, a tarifa correspondente à Parcela B (estimada em R$ 0,32/m^3 em 2027, data-base dez/2024), posto que poderia trazer maior equidade aos usuários independentes em relação aos demais usuários do PISF. Por outro lado, a utilização do custo marginal mínimo, que tende a reduzir a tarifa aplicável aos usuários independentes, pode ser considerada adequada à medida em que os usuários de usos não prioritários (produtivos) podem apresentar, em média, capacidade de pagamento mais baixa.

Diante disso, conclui-se pela utilização de referencial de preço mínimo de atratividade das receitas acessórias atreladas ao fornecimento de água de R$ 0,18/m³ (assumindo, na simulação, participação da União de 10%), caso seja considerado o custo marginal mínimo como referência, ou de R$ 0,32/m^3 (em 2027), caso seja considerada a Parcela B como referência mínima.

5.12.3 POTENCIAL DO USO INDUSTRIAL COMO USUÁRIO INDEPENDENTE

Com o crescimento industrial dos estados atendidos pelo PISF, é possível considerar que haverá aumento do consumo de água desse setor econômico. Essa demanda pode implicar na aquisição adicional de água para atender esse uso diretamente.

A partir de levantamento tarifário realizado nas CESBs atuantes nos estados contemplados pelo PISF, foi constatado que as tarifas aplicáveis ao setor industrial são consideravelmente superiores aos níveis tarifários do PISF, conforme indicado na tabela a seguir.

Quadro 5.23 – Tarifa de água das CESBs para uso Industrial

CESB	Faixa de consumo mensal	R$/m³
CAGECE	0 a 15 m³	11,07
CAGECE	16 a 50 m³	13,14
CAGECE	> 50 m³	20,42
COMPESA*	51 a 5.000 m³	3,06
COMPESA*	5.000 m³ a 19.999 m³	2,51
COMPESA*	> 20.000 m³	1,40
CAERN	Todas	12,11
CAGEPA	0 a 10 m³	10,01
CAGEPA	> 10 m³	15,93

*Água bruta. Fonte: CESBs, período de referência 2020

Mesmo para situações mais específicas de fornecimento de água bruta para complexos industriais, que é o caso observado para a Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos (COGERH), responsável pelo gerenciamento e disciplinamento de mais de 90% das águas acumuladas no Ceará, os preços aplicados são consideravelmente menores do que ofertados pelas CESBs, porém ainda são superiores aos preços de equilíbrio do PISF.

Quadro 5.24 – Tarifa de adução de água para indústria – COGERH

Categoria do Consumidor	R$/m³
Indústria (adução COGERH)	3,486
Indústria (adução própria)	1,013

Fonte: Decreto Nº 35.501 de 2023 – Estado do Ceará

Vale indicar também o referencial do custo da água bruta disponível aos Estados, que em 2024 equivale a R$ 0,510/m³ (RES ANA nº 190/2024). Menciona-se, também, as tarifas de água bruta para os estados para uso industrial, estimados nos estudos realizados pela UnB para a ANA (Produto 4, segunda etapa[36]), que equivalem a R$ 0,75/m³ para o Ceará, R$ 0,82/m³ para a

[36] Disponível em: https://www.gov.br/ana/pt-br/assuntos/seguranca-hidrica/pisf/estudos-sobre-o-pisf

Paraíba, R$ 0,74/m³ para o Rio Grande do Norte e R$ 1,13/m³ para Pernambuco. Cabe destacar que esses valores levantados pela UnB foram apurados antes de ser firmado o contrato de energia com a CHESF, portanto podem estar superestimados.

Como as tarifas apuradas para atendimento a consumidores da categoria industrial são superiores aos custos unitários referenciais estimados na seção 5.12.2 (R$ 0,18/m³ ou R$ 0,32/m³, a depender do modelo adotado), conclui-se pela atratividade potencial dessa modalidade de receita acessória para o PISF.

Apesar dessa diferença de preço, ela não é suficiente para que seja indicado que haverá a instalação de parques industriais em zonas próximas aos eixos do PISF, uma vez que tal movimento de migração da indústria existente e o surgimento de novos agentes industriais nessas áreas depende de uma série de elementos decisórios quanto aos investimentos necessários, logística, políticas de fomento, adequação geográfica, dentre outros, cuja análise não se encontra considerada neste documento.

5.12.4 POTENCIAL DO USO PARA IRRIGAÇÃO COMO USUÁRIO INDEPENDENTE

Para a referência de preços, foram utilizadas as Resoluções da CODEVASF que estabelecem as tarifas de empreendimentos de irrigação com contexto semelhante ao que se pode esperar na região próxima do PISF.

Quadro 5.25 – Lista de projetos de irrigação considerados na apuração de preço comparativo[37]

Instrumento	Perímetro de Irrigação
RES nº 277/2019	Perímetros Irrigados Nupeba e Riacho Grande
RES nº 667/2019	Projeto Público de Irrigação Maniçoba
RES nº 668/2019	Projeto Público de Irrigação Tourão
RES nº 719/2019	Projeto Público de Irrigação Bebedouro
RES nº 825/2019	Projeto Público de Irrigação Jaíba
RES nº 845/2019	Projeto Público de Irrigação São Desidério/Barreiras Sul
RES nº 846/2019	Perímetro de Irrigação Gorutuba
RES nº 848/2019	Projeto Público de Irrigação Mandacaru
RES nº 884/2019	Perímetro de Irrigação Pirapora
RES nº 923/2019	Perímetro de Irrigação Lagoa Grande
RES nº 003/2020	Projeto Público de Irrigação Curaçá II
RES nº 004/2020	Projeto Público de Irrigação Formoso
RES nº 005/2020	Projeto de Irrigação Barreiras Norte
RES nº 006/2020	Projeto de Irrigação Itiúba
RES nº 007/2020	Projeto de Irrigação Boacica
RES nº 091/2020	Projeto Público de Irrigação Senador Nilo Coelho
RES nº 277/2020	Projeto de Irrigação Mirorós
RES nº 280/2020	Perímetro de Irrigação Propriá
RES nº 277/2019	Perímetros Irrigados Nupeba e Riacho Grande

Fonte: Resoluções CODEVASF selecionadas pela equipe do MIDR

As tarifas desses projetos são formadas por duas componentes, denominadas K1 e K2. A componente K1 remunera a amortização dos investimentos públicos na infraestrutura de irrigação e a componente K2 remunera as despesas de administração, operação e manutenção desse sistema de irrigação. Na comparação realizada nesta seção, foi considerado somente o efeito da componente K2.

Para os 18 projetos analisados, são aplicáveis 55 segmentos de tarifas, sendo que são observadas três classes (fixa, variável ou única), quatro tipos de unidades (R$/1000 m³, R$/ha/safra, R$/ha/mês ou R$/ha/ano) e 19 subdivisões (nenhuma, área F, área F diurno, área F noturno, cultura arroz, cultura cana, diurno, gravidade, não pressurizado, noturno, outras

[37] Na Fase 2, haverá aprofundamento da análise e atualização dos projetos considerados.

culturas, piscicultura, pressurizado, sequeiro, sistema principal, sistema principal (etapa I), sistema principal (etapa II), sistema secundário ou vespertino).

A partir de todas essas subdivisões, formam-se 30 grupos de tarifa. Porém, é possível realizar alguns filtros e a conversão de unidades de modo a formar um único grupo de tarifas.

Por recomendação da equipe do MIDR, foram desconsideradas as cotações de cultura de arroz, por serem consideradas ineficientes, do ponto de vista de captação de água por unidade produzida, de modo que poderiam enviesar a análise (ao removê-las restam 50 cotações entre as Resoluções). Além disso, para a conversão de todas as unidades para R$/m³, foi considerada referência de lâmina d'água equivalente a 10 mil m³/ha/ano, conforme sugestão da equipe do MIDR.

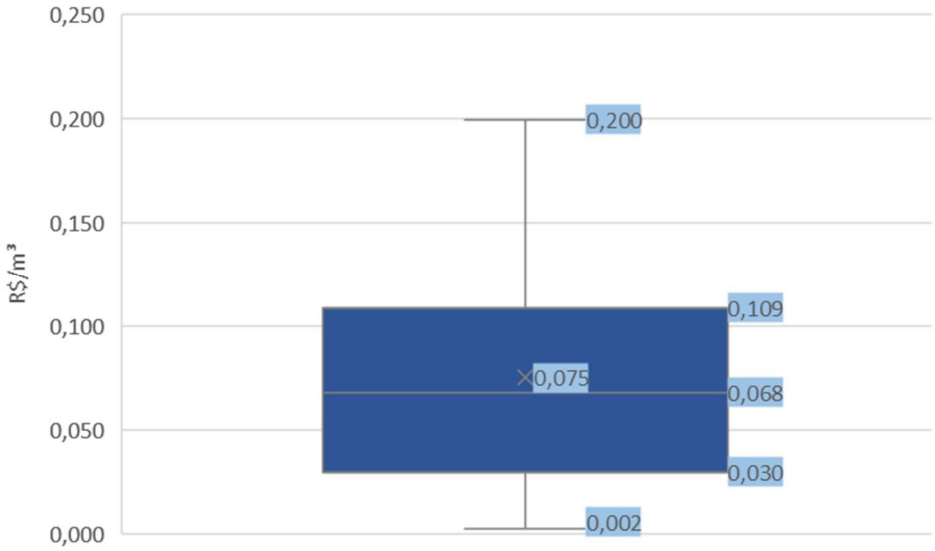
A tabela a seguir contém as estatísticas descritivas do grupo que contempla as 50 cotações de preços, sendo todos já convertidos para R$/m³.

Quadro 5.26 – Estatísticas descritivas da base de custos de projetos de irrigação (R$/m³ - jun/2023)

	Resultado
Observações	50
Inf Box plot	0,002
Mínimo	0,002
1º quartil	0,030
Mediana	0,068
Média	**0,075**
3º quartil	**0,109**
Máximo	0,200
Sup Box plot	0,200
Desvio padrão	0,051

Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Gráfico 5.11 – Box-plot de custos de projetos de irrigação (R$/m³ - jun/2023)



Fonte: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

A variabilidade dos preços é consideravelmente grande (desvio padrão de 0,051), sendo que podem variar de 0,002 R$/m³ a 0,200 R$/m³. Com essa variabilidade, não é possível identificar possíveis *outliers* numéricos (todos os valores da amostra estão dentro das caudas superior e inferior do box plot).

No caso, 50% dos preços se encontram entre 0,030 R$/m³ e 0,109 R$/m³. Como referência comparativa, é considerado na simulação de receita acessória o valor da média (R$ 0,075/m³ - jun/2023).

Comparando-se essa referência às estatísticas das tarifas estimados na seção 5.12.2 (R$ 0,18/m³ ou R$ 0,32/m³, a depender do modelo adotado), observa-se uma diferença bastante relevante em relação à média de R$ 0,075/m³, estando mesmo acima do terceiro quartil da amostra. Embora o valor referencial de custo marginal esteja abaixo da tarifa máxima encontrada nas amostras praticadas pela Codevasf, conclui-se que há potencial bastante restrito para a geração de receitas acessórias a partir de irrigantes como usuários independentes do PISF. A partir desses resultados, observa-se também que o eventual desenvolvimento da atividade de irrigação deverá estar relacionado majoritariamente a mecanismos de subsídio cruzado e gestão dos recursos hídricos a cargo dos estados, o que está de acordo com as expectativas originais do PISF.

6. RESULTADOS

6.1 PROJEÇÕES

6.1.1 DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO DO EXERCÍCIO (EM TERMOS REAIS – DEZ/2024)

Quadro 6.1 – DRE Projetada do Cenário Adotado (parte 1)

R$'000 - dez/2024	2026	2027	2028	2029	2030
Receita Operacional Bruta	**57.933**	**373.544**	**377.372**	**391.486**	**450.461**
Parcela A	-	451	3.216	17.507	76.335
Parcela B	38.024	228.267	228.643	228.643	228.643
Parcela Ressarcimento	19.908	144.825	145.513	145.335	145.482
SEU	8.693	67.304	67.811	68.214	68.620
SEE	3.694	26.451	26.406	25.678	25.272
ESF	4.376	26.707	26.751	26.751	26.751
ESV	3.146	24.363	24.545	24.692	24.839
(-) Deduções	(5.359)	(34.553)	(34.907)	(36.212)	(41.668)
Receita Operacional Líquida	**52.574**	**338.991**	**342.465**	**355.273**	**408.793**
(-) Custos e Despesas Operacionais	(52.444)	(340.314)	(321.346)	(341.234)	(359.395)
(-) Manutenção	(17.885)	(111.166)	(91.439)	(111.439)	(129.460)
(-) Operação	(8.700)	(51.544)	(51.615)	(51.638)	(51.638)
(-) Administração Central	(658)	(3.897)	(3.903)	(3.904)	(3.904)
(-) Administração Local	(1.349)	(7.995)	(8.006)	(8.010)	(8.010)
(-) Despesas Ambientais	(3.293)	(19.512)	(19.539)	(19.548)	(19.548)
(-) Seguros (BDI)	(65)	(387)	(388)	(388)	(388)
(-) BDI (exceto administração central e seguros)	(2.351)	(13.929)	(13.948)	(13.954)	(13.954)
(-) Seguros (estruturas físicas)	(73)	(433)	(433)	(433)	(433)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica – EUST	(3.132)	(19.119)	(19.150)	(19.150)	(19.150)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - CCG ONS	(287)	(1.753)	(1.755)	(1.755)	(1.755)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Conexão	(124)	(759)	(760)	(760)	(760)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Comercialização	(410)	(2.503)	(2.507)	(2.507)	(2.507)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Outros	(17)	(103)	(103)	(103)	(103)
(-) Consumo de energia (contrato CHESF)	(11.241)	(85.083)	(85.502)	(85.207)	(85.207)
(-) Consumo de energia (após contrato CHESF)	-	-	-	-	-
(-) Encargo Energia Elétrica - CDE	(1.812)	(14.030)	(14.135)	(14.219)	(14.304)
(-) Encargo Energia Elétrica - Proinfa	(866)	(6.707)	(6.758)	(6.798)	(6.839)
(-) Encargo Energia Elétrica - ESS	(180)	(1.394)	(1.405)	(1.418)	(1.434)
(-) Consumo Excedente Global de Energia	-	-	-	-	-
EBITDA	**130**	**(1.323)**	**21.119**	**14.039**	**49.398**
(-) Amortização	-	(188)	(1.306)	(6.424)	(26.744)
EBIT	**130**	**(1.511)**	**19.813**	**7.614**	**22.654**
(+) Receitas Financeiras	363	510	-	25	2.184
EBT	**493**	**(1.001)**	**19.813**	**7.640**	**24.838**
(-) CSLL	(33)	92	(1.679)	(662)	(2.235)
(-) IRPJ	(119)	99	(4.644)	(1.860)	(6.190)
Lucro Líquido	**341**	**(810)**	**13.489**	**5.118**	**16.412**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 6.2 – DRE Projetada do Cenário Adotado (parte 2)

R$'000 - dez/2024	2031	2032	2033	2034	2035
Receita Operacional Bruta	**450.608**	**451.198**	**450.993**	**451.103**	**451.213**
Parcela A	76.335	76.335	76.335	76.335	76.335
Parcela B	228.643	228.643	228.643	228.643	228.643
Parcela Ressarcimento	145.629	146.220	146.015	146.125	146.235
SEU	69.026	69.787	70.088	70.392	70.695
SEE	24.866	24.422	23.805	23.502	23.198
ESF	26.751	26.751	26.751	26.751	26.751
ESV	24.986	25.261	25.371	25.480	25.590
(-) Deduções	(41.681)	(41.736)	(41.717)	(41.727)	(41.737)
Receita Operacional Líquida	**408.926**	**409.463**	**409.276**	**409.376**	**409.476**
(-) Custos e Despesas Operacionais	(351.091)	(319.893)	(359.040)	(325.040)	(390.334)
(-) Manutenção	(121.015)	(89.273)	(128.599)	(94.492)	(159.678)
(-) Operação	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)
(-) Administração Central	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)
(-) Administração Local	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)
(-) Despesas Ambientais	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)
(-) Seguros (BDI)	(388)	(388)	(388)	(388)	(388)
(-) BDI (exceto administração central e seguros)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)
(-) Seguros (estruturas físicas)	(433)	(433)	(433)	(433)	(433)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - EUST	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - CCG ONS	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Conexão	(760)	(760)	(760)	(760)	(760)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Comercialização	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Outros	(103)	(103)	(103)	(103)	(103)
(-) Consumo de energia (contrato CHESF)	(85.207)	(85.494)	(85.208)	(85.208)	(85.209)
(-) Consumo de energia (após contrato CHESF)	-	-	-	-	-
(-) Encargo Energia Elétrica - CDE	(14.389)	(14.547)	(14.610)	(14.673)	(14.736)
(-) Encargo Energia Elétrica - Proinfa	(6.879)	(6.955)	(6.985)	(7.015)	(7.045)
(-) Encargo Energia Elétrica - ESS	(1.449)	(1.472)	(1.486)	(1.499)	(1.513)
(-) Consumo Excedente Global de Energia	-	-	-	-	-
EBITDA	**57.836**	**89.570**	**50.236**	**84.336**	**19.142**
(-) Amortização	(25.839)	(24.965)	(24.121)	(23.305)	(22.517)
EBIT	**31.996**	**64.605**	**26.115**	**61.031**	**(3.375)**
(+) Receitas Financeiras	4.755	7.436	9.485	11.814	13.300
EBT	**36.751**	**72.040**	**35.600**	**72.845**	**9.925**
(-) CSLL	(3.308)	(6.484)	(3.204)	(6.556)	(893)
(-) IRPJ	(9.169)	(17.992)	(8.882)	(18.194)	(2.819)
Lucro Líquido	**24.274**	**47.565**	**23.513**	**48.095**	**6.213**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 6.3 – DRE Projetada do Cenário Adotado (parte 3)

R$'000 - dez/2024	2036	2037	2038	2039	2040
Receita Operacional Bruta	**451.633**	**451.433**	**451.543**	**451.653**	**452.068**
Parcela A	76.335	76.335	76.335	76.335	76.335
Parcela B	228.643	228.643	228.643	228.643	228.643
Parcela Ressarcimento	146.655	146.455	146.565	146.674	147.089
SEU	71.002	71.303	71.606	71.910	72.216
SEE	23.202	22.591	22.287	21.984	21.982
ESF	26.751	26.751	26.751	26.751	26.751
ESV	25.700	25.810	25.920	26.030	26.140
(-) Deduções	(41.776)	(41.758)	(41.768)	(41.778)	(41.816)
Receita Operacional Líquida	**409.857**	**409.675**	**409.775**	**409.875**	**410.252**
(-) Custos e Despesas Operacionais	(320.372)	(351.940)	(320.306)	(346.937)	(370.904)
(-) Manutenção	(89.327)	(121.070)	(89.327)	(115.851)	(139.433)
(-) Operação	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)
(-) Administração Central	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)
(-) Administração Local	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)
(-) Despesas Ambientais	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)
(-) Seguros (BDI)	(388)	(388)	(388)	(388)	(388)
(-) BDI (exceto administração central e seguros)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)
(-) Seguros (estruturas físicas)	(433)	(433)	(433)	(433)	(433)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - EUST	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - CCG ONS	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Conexão	(760)	(760)	(760)	(760)	(760)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Comercialização	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Outros	(103)	(103)	(103)	(103)	(103)
(-) Consumo de energia (contrato CHESF)	(85.490)	(85.209)	(85.209)	(85.209)	(85.486)
(-) Consumo de energia (após contrato CHESF)	-	-	-	-	-
(-) Encargo Energia Elétrica - CDE	(14.800)	(14.863)	(14.926)	(14.990)	(15.053)
(-) Encargo Energia Elétrica - Proinfa	(7.076)	(7.106)	(7.136)	(7.166)	(7.197)
(-) Encargo Energia Elétrica - ESS	(1.527)	(1.541)	(1.555)	(1.569)	(1.583)
(-) Consumo Excedente Global de Energia	-	-	-	-	-
EBITDA	**89.485**	**57.735**	**89.470**	**62.938**	**39.348**
(-) Amortização	(21.756)	(21.020)	(20.309)	(19.622)	(18.959)
EBIT	**67.729**	**36.715**	**69.160**	**43.316**	**20.389**
(+) Receitas Financeiras	15.578	17.235	19.079	20.480	21.617
EBT	**83.308**	**53.950**	**88.240**	**63.796**	**42.006**
(-) CSLL	(7.286)	(4.856)	(7.942)	(5.742)	(3.781)
(-) IRPJ	(20.224)	(13.472)	(22.045)	(15.935)	(10.488)
Lucro Líquido	**55.797**	**35.622**	**58.253**	**42.120**	**27.738**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 6.4 – DRE Projetada do Cenário Adotado (parte 4)

R$'000 - dez/2024	2041	2042	2043	2044	2045
Receita Operacional Bruta	**451.873**	**451.945**	**473.310**	**473.700**	**474.089**
Parcela A	76.335	76.335	76.335	76.335	76.335
Parcela B	228.643	228.643	228.643	228.643	228.643
Parcela Ressarcimento	146.894	146.967	168.332	168.721	169.111
SEU	72.517	72.718	115.186	115.504	115.821
SEE	21.377	21.176	-	-	-
ESF	26.751	26.751	26.751	26.751	26.751
ESV	26.250	26.322	26.395	26.467	26.540
(-) Deduções	(41.798)	(41.805)	(43.781)	(43.817)	(43.853)
Receita Operacional Líquida	**410.075**	**410.140**	**429.529**	**429.883**	**430.236**
(-) Custos e Despesas Operacionais	(361.324)	(322.071)	(373.210)	(341.830)	(412.597)
(-) Manutenção	(130.022)	(90.695)	(122.437)	(90.695)	(161.101)
(-) Operação	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)
(-) Administração Central	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)
(-) Administração Local	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)
(-) Despesas Ambientais	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)
(-) Seguros (BDI)	(388)	(388)	(388)	(388)	(388)
(-) BDI (exceto administração central e seguros)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)
(-) Seguros (estruturas físicas)	(433)	(433)	(433)	(433)	(433)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - EUST	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - CCG ONS	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Conexão	(760)	(760)	(760)	(760)	(760)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Comercialização	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Outros	(103)	(103)	(103)	(103)	(103)
(-) Consumo de energia (contrato CHESF)	(85.209)	(85.208)	-	-	-
(-) Consumo de energia (após contrato CHESF)	-	-	(104.532)	(104.819)	(105.107)
(-) Encargo Energia Elétrica - CDE	(15.116)	(15.158)	(15.200)	(15.241)	(15.283)
(-) Encargo Energia Elétrica - Proinfa	(7.227)	(7.247)	(7.267)	(7.287)	(7.307)
(-) Encargo Energia Elétrica - ESS	(1.598)	(1.610)	(1.622)	(1.634)	(1.647)
(-) Consumo Excedente Global de Energia	-	-	-	-	-
EBITDA	**48.751**	**88.069**	**56.319**	**88.053**	**17.639**
(-) Amortização	(18.318)	(17.698)	(17.100)	(16.521)	(15.963)
EBIT	**30.433**	**70.371**	**39.220**	**71.532**	**1.676**
(+) Receitas Financeiras	22.921	24.466	25.702	26.964	27.433
EBT	**53.354**	**94.837**	**64.921**	**98.496**	**29.109**
(-) CSLL	(4.802)	(8.535)	(5.843)	(8.865)	(2.611)
(-) IRPJ	(13.325)	(23.697)	(16.218)	(24.612)	(7.341)
Lucro Líquido	**35.227**	**62.606**	**42.860**	**65.019**	**19.157**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 6.5 – DRE Projetada do Cenário Adotado (parte 5)

R$'000 - dez/2024	2046	2047	2048	2049	2050
Receita Operacional Bruta	**474.479**	**474.868**	**475.258**	**475.647**	**475.982**
Parcela A	76.335	76.335	76.335	76.335	76.335
Parcela B	228.643	228.643	228.643	228.643	228.643
Parcela Ressarcimento	169.500	169.890	170.279	170.669	171.004
SEU	116.138	116.455	116.772	117.089	117.361
SEE	-	-	-	-	-
ESF	26.751	26.751	26.751	26.751	26.751
ESV	26.612	26.685	26.757	26.829	26.892
(-) Deduções	(43.889)	(43.925)	(43.961)	(43.997)	(44.028)
Receita Operacional Líquida	**430.590**	**430.943**	**431.297**	**431.650**	**431.954**
(-) Custos e Despesas Operacionais	(348.309)	(369.976)	(343.815)	(388.722)	(451.532)
(-) Manutenção	(96.452)	(117.756)	(91.233)	(135.778)	(198.276)
(-) Operação	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)
(-) Administração Central	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)
(-) Administração Local	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)
(-) Despesas Ambientais	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)
(-) Seguros (BDI)	(388)	(388)	(388)	(388)	(388)
(-) BDI (exceto administração central e seguros)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)
(-) Seguros (estruturas físicas)	(433)	(433)	(433)	(433)	(433)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - EUST	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - CCG ONS	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Conexão	(760)	(760)	(760)	(760)	(760)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Comercialização	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Outros	(103)	(103)	(103)	(103)	(103)
(-) Consumo de energia (contrato CHESF)	-	-	-	-	-
(-) Consumo de energia (após contrato CHESF)	(105.395)	(105.683)	(105.970)	(106.258)	(106.505)
(-) Encargo Energia Elétrica - CDE	(15.325)	(15.367)	(15.408)	(15.450)	(15.486)
(-) Encargo Energia Elétrica - Proinfa	(7.327)	(7.347)	(7.367)	(7.387)	(7.404)
(-) Encargo Energia Elétrica - ESS	(1.659)	(1.672)	(1.684)	(1.697)	(1.709)
(-) Consumo Excedente Global de Energia	-	-	-	-	-
EBITDA	**82.280**	**60.967**	**87.482**	**42.928**	**(19.578)**
(-) Amortização	(15.423)	(14.808)	(13.741)	(10.684)	-
EBIT	**66.857**	**46.160**	**73.741**	**32.243**	**(19.578)**
(+) Receitas Financeiras	28.667	29.451	30.355	30.695	29.782
EBT	**95.524**	**75.611**	**104.096**	**62.938**	**10.204**
(-) CSLL	(8.545)	(6.805)	(9.369)	(5.664)	(918)
(-) IRPJ	(23.724)	(18.892)	(26.014)	(15.724)	(4.509)
Lucro Líquido	**63.256**	**49.914**	**68.714**	**41.549**	**4.777**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 6.6 – DRE Projetada do Cenário Adotado (parte 6)

R$'000 - dez/2024	2051	2052	2053	2054	2055	2056
Receita Operacional Bruta	**476.290**	**476.598**	**476.906**	**477.213**	**477.521**	**402.085**
Parcela A	76.335	76.335	76.335	76.335	76.335	63.612
Parcela B	228.643	228.643	228.643	228.643	228.643	190.533
Parcela Ressarcimento	171.311	171.619	171.927	172.235	172.543	147.940
SEU	117.612	117.862	118.113	118.364	118.614	102.129
SEE	-	-	-	-	-	-
ESF	26.751	26.751	26.751	26.751	26.751	22.356
ESV	26.949	27.006	27.063	27.121	27.178	23.456
(-) Deduções	(44.057)	(44.085)	(44.114)	(44.142)	(44.171)	(37.193)
Receita Operacional Líquida	**432.233**	**432.512**	**432.792**	**433.071**	**433.350**	**364.892**
(-) Custos e Despesas Operacionais	(371.300)	(350.284)	(371.876)	(345.642)	(425.804)	(291.698)
(-) Manutenção	(117.756)	(96.452)	(117.756)	(91.233)	(171.107)	(75.853)
(-) Operação	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(51.638)	(42.933)
(-) Administração Central	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.904)	(3.246)
(-) Administração Local	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(8.010)	(6.659)
(-) Despesas Ambientais	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(19.548)	(16.252)
(-) Seguros (BDI)	(388)	(388)	(388)	(388)	(388)	(323)
(-) BDI (exceto administração central e seguros)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(13.954)	(11.602)
(-) Seguros (estruturas físicas)	(433)	(433)	(433)	(433)	(433)	(360)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica – EUST	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(19.150)	(16.004)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - CCG NOS	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.755)	(1.467)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica – Conexão	(760)	(760)	(760)	(760)	(760)	(635)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Comercialização	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.507)	(2.095)
(-) Custo Fixo Energia Elétrica - Outros	(103)	(103)	(103)	(103)	(103)	(86)
(-) Consumo de energia (contrato CHESF)	-	-	-	-	-	-
(-) Consumo de energia (após contrato CHESF)	(106.733)	(106.960)	(107.188)	(107.415)	(107.642)	(92.682)
(-) Encargo Energia Elétrica - CDE	(15.519)	(15.552)	(15.585)	(15.618)	(15.651)	(13.507)
(-) Encargo Energia Elétrica - Proinfa	(7.419)	(7.435)	(7.451)	(7.467)	(7.482)	(6.458)
(-) Encargo Energia Elétrica - ESS	(1.721)	(1.733)	(1.745)	(1.757)	(1.770)	(1.535)
(-) Consumo Excedente Global de Energia	-	-	-	-	-	-
EBITDA	**60.933**	**82.228**	**60.915**	**87.430**	**7.546**	**73.195**
(-) Amortização	-	-	-	-	-	-
EBIT	**60.933**	**82.228**	**60.915**	**87.430**	**7.546**	**73.195**
(+) Receitas Financeiras	29.740	29.635	29.055	28.773	27.691	25.298
EBT	**90.673**	**111.863**	**89.970**	**116.202**	**35.237**	**98.492**
(-) CSLL	(6.952)	(10.068)	(8.097)	(10.458)	(3.169)	(8.864)
(-) IRPJ	(19.301)	(27.957)	(22.484)	(29.042)	(8.799)	(24.616)
Lucro Líquido	**64.420**	**73.839**	**59.389**	**76.702**	**23.269**	**65.012**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

6.1.2 *FLUXO DE CAIXA (EM TERMOS REAIS – DEZ/2024)*

Quadro 6.7 – Fluxo de Caixa Projetado do Cenário Adotado (Parte 1)

R$'000 - dez/2024	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Fluxo de Caixa das Operações	**50.842**	**419**	**17.703**	**23.932**	**45.550**	**52.508**	**75.044**	**49.993**	**73.759**	**30.279**
(+) Lucro Líquido	341	(810)	13.489	5.118	16.412	24.274	47.565	23.513	48.095	6.213
(+) Estorno: Amortização	-	188	1.306	6.424	26.744	25.839	24.965	24.121	23.305	22.517
(Δ) Ativos e Passivos	50.501	1.041	2.908	12.390	2.395	2.394	2.514	2.359	2.359	1.549
Fluxo de Caixa dos Investimentos	**(23.428)**	**(163.067)**	**(256.289)**	**(132.945)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
(-) CapEx de Instalação	(23.428)	(163.067)	(256.289)	(132.945)	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa dos Financiamentos	**-**	**135.572**	**238.586**	**116.103**	**(17.117)**	**(21.684)**	**(41.225)**	**(26.063)**	**(41.514)**	**(12.606)**
(-) Dividendos Pagos	-	(452)	-	(12.118)	(17.117)	(21.684)	(41.225)	(26.063)	(41.514)	(12.606)
(+) Aportes | (Redução) de Capital	-	136.024	238.586	128.221	-	-	-	-	-	-
Variação Total de Caixa	**27.415**	**(27.076)**	**-**	**7.090**	**28.433**	**30.824**	**33.818**	**23.931**	**32.245**	**17.673**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 6.8 – Fluxo de Caixa Projetado do Cenário Adotado (Parte 2)

R$'000 - dez/2024	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Fluxo de Caixa das Operações	**80.704**	**59.001**	**80.921**	**64.101**	**49.050**	**55.904**	**82.637**	**64.993**	**84.021**	**37.410**
(+) Lucro Líquido	55.797	35.622	58.253	42.120	27.738	35.227	62.606	42.860	65.019	19.157
(+) Estorno: Amortização	21.756	21.020	20.309	19.622	18.959	18.318	17.698	17.100	16.521	15.963
(Δ) Ativos e Passivos	3.151	2.359	2.359	2.359	2.353	2.359	2.333	5.033	2.480	2.290
Fluxo de Caixa dos Investimentos	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
(-) CapEx de Instalação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa dos Financiamentos	**(44.880)**	**(36.759)**	**(51.419)**	**(42.370)**	**(28.495)**	**(32.085)**	**(54.779)**	**(43.649)**	**(57.883)**	**(25.428)**
(-) Dividendos Pagos	(44.880)	(36.759)	(51.419)	(42.370)	(28.495)	(32.085)	(54.779)	(43.649)	(57.883)	(25.428)
(+) Aportes | (Redução) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação Total de Caixa	**35.825**	**22.242**	**29.502**	**21.731**	**20.556**	**23.819**	**27.858**	**21.343**	**26.138**	**11.982**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 6.9 – Fluxo de Caixa Projetado do Cenário Adotado (Parte 3)

R$'000 - dez/2024	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056
Fluxo de Caixa das Operações	**81.369**	**67.216**	**84.943**	**54.731**	**2.564**	**71.468**	**76.314**	**61.874**	**79.188**	**25.757**	**1.463**
(+) Lucro Líquido	63.256	49.914	68.714	41.549	4.777	64.420	73.839	59.389	76.702	23.269	65.012
(+) Estorno: Amortização	15.423	14.808	13.741	10.684	-	-	-	-	-	-	-
(Δ) Ativos e Passivos	2.690	2.494	2.488	2.498	(2.213)	7.048	2.475	2.485	2.486	2.488	(63.548)
Fluxo de Caixa dos Investimentos	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
(-) CapEx de Instalação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fluxo de Caixa dos Financiamentos	**(52.737)**	**(49.210)**	**(61.907)**	**(42.558)**	**(11.595)**	**(51.963)**	**(67.541)**	**(58.405)**	**(69.685)**	**(30.864)**	**(295.554)**
(-) Dividendos Pagos	(52.737)	(49.210)	(61.907)	(42.558)	(11.595)	(51.963)	(67.541)	(58.405)	(69.685)	(30.864)	(295.554)
(+) Aportes | (Redução) de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação Total de Caixa	**28.632**	**18.005**	**23.036**	**12.173**	**(9.031)**	**19.504**	**8.773**	**3.469**	**9.504**	**(5.107)**	**(294.091)**

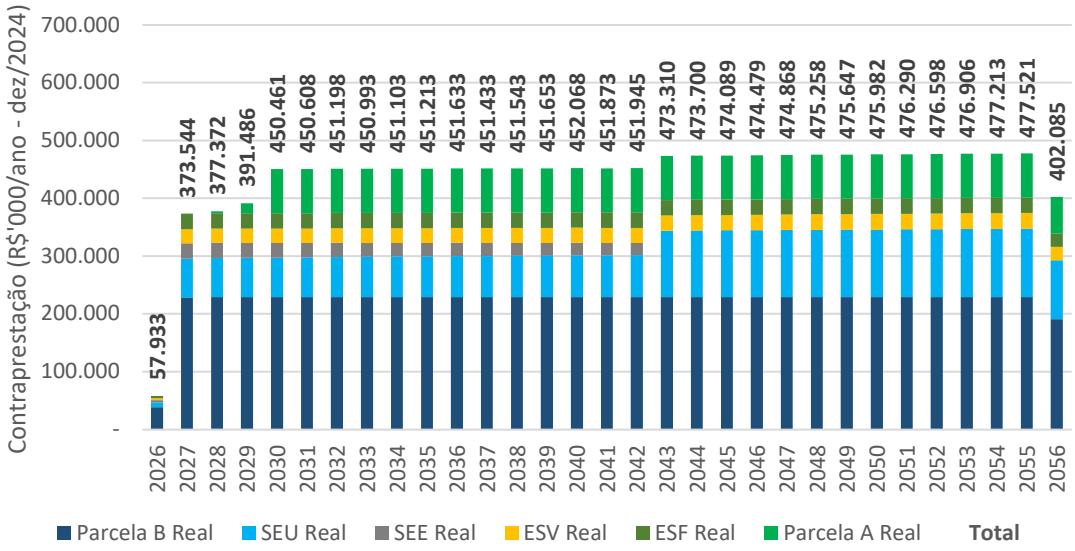
Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

6.2 RESULTADOS CONSOLIDADOS

As parcelas de contraprestação do Projeto foram apuradas visando o equilíbrio econômico-financeiro de modo que o resultado da valoração (*valuation*) do PISF fica nulo e sua TIR fica igual à taxa de desconto empregada para o cálculo das PMTs (WACC de 8,28%).

O gráfico a seguir indica a estimativa de contraprestação para cada ano projetado da concessão do PISF.

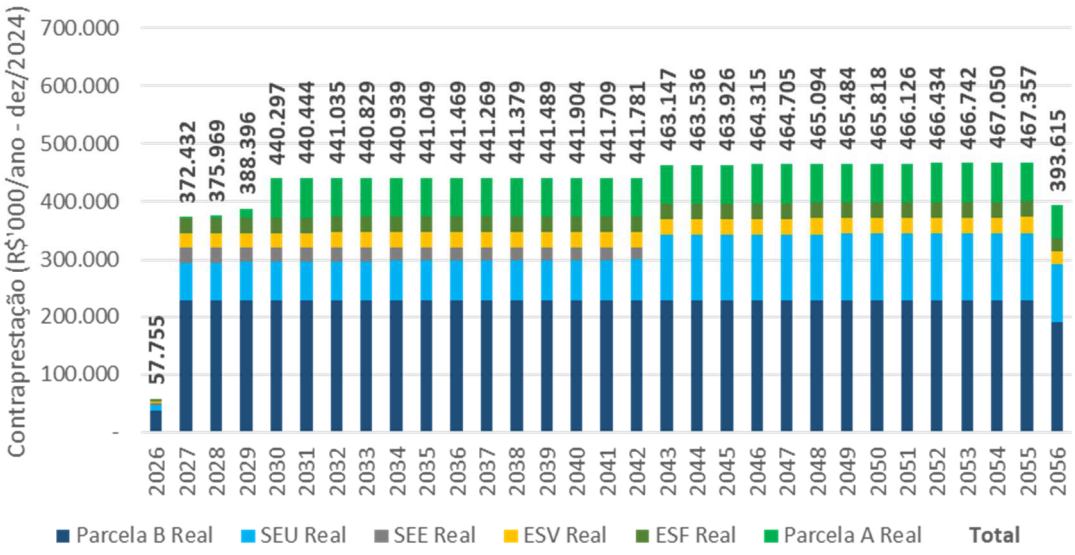
Gráfico 6.1 – Contraprestação apurada em cada ano de concessão (R$'000 – dez/2024) – Cenário Adotado, sem benefício SUDENE



Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Alternativamente ao emprego da WACC de 8,28%, é possível simular os efeitos caso o empreendimento consiga se enquadrar como beneficiário da área da SUDENE, em que a WACC utilizada passa a ser de 9,47%, além de se empregar desconto de 75% sobre o IRPJ durante toda a concessão. O gráfico a seguir contém o valor da contraprestação nesse caso. Os resultados com benefício são compatíveis e próximos aos resultados sem benefício SUDENE. Como não há garantias, no momento, de que o empreendimento poderá se enquadrar nesse benefício e que o benefício do desconto incidente sobre o IRPJ será mantido durante toda a concessão, os resultados do Cenário Adotado, sem benefício fiscal do SUDENE são os recomendados para embasar o valor referencial da Licitação.

Gráfico 6.2 – Contraprestação apurada em cada ano de concessão (R$'000 – dez/2024) – Cenário Adotado, com benefício SUDENE



Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Ao se considerar, adicionalmente ao Cenário Adotado, a ampliação de capacidade do EN, de 25% para 50%, considerando sua entrada em operação a partir de setembro de 2028, apura-se impacto incremental da Parcela B (mediante aumento dos custos de O&M) de 0,93% em relação à Parcela B do Cenário Adotado.

Similarmente, ao simular, adicionalmente ao Cenário Adotado, a operação do Ramal Piancó, considerando sua entrada em operação em dezembro de 2029, estima-se impacto incremental da Parcela B (mediante aumento dos custos de O&M) de 1,64% em relação à Parcela B do Cenário Adotado.

6.3 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

6.3.1 SENSIBILIDADE DOS RESULTADOS CONFORME PRAZO DE CONCESSÃO

Neste documento, as análises foram realizadas considerando a duração da concessão por 30 anos (nov/2026 a out/2056). Nesta seção, são comparados os resultados das contraprestações obtidas ao contemplar a duração da concessão por 25 e 35 anos.

Cabe relembrar que, quanto maior o prazo de concessão, maior será a vigência do contrato de energia a ser firmado após o período atendido pelo contrato atual com CHESF[38]. Isso tende a elevar o montante total pago como Ressarcimento, mas não afeta o montante pago em cada

[38] Premissa adota para conferir maior previsibilidade e menor risco à operação.

ano. Por outro lado, quanto maior o prazo da concessão, maior o parcelamento da remuneração das parcelas PA e PB, de modo a reduzir o valor anual dessas componentes da contraprestação.

A sensibilidade da contraprestação em função do prazo da concessão se encontra na tabela a seguir.

Quadro 6.10 – Sensibilidade em função do prazo da concessão (R$'000/ano)

Contraprestação (R$'000/ ano - dez/2024)	*Concessão de 25 anos*		*Concessão de 30 anos*		*Concessão de 35 anos*	
	2027	2050	2027	2055	2027	2060
Parcela A	484	81.893	451	76.335	430	73.023
Parcela B	228.285	228.661	228.267	228.643	228.439	228.816
SEU	67.304	117.361	67.304	118.614	67.304	119.867
SEE	26.451	-	26.451	-	26.451	-
ESV	24.363	26.892	24.363	27.178	24.363	27.464
ESF	26.707	26.751	26.707	26.751	26.707	26.751
Contraprestação Total	**373.595**	**481.557**	**373.544**	**477.521**	**373.695**	**475.921**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 6.11 – Sensibilidade em função do prazo da concessão (R$/m³)

Contraprestação (R$/m³ - dez/2024)	*Concessão de 25 anos*		*Concessão de 30 anos*		*Concessão de 35 anos*	
	2027	2050	2027	2055	2027	2060
Parcela A	0,0007	0,10	0,0006	0,09	0,0006	0,09
Parcela B	0,32	0,27	0,32	0,27	0,32	0,27
SEU	0,10	0,14	0,10	0,14	0,10	0,14
SEE	0,04	-	0,04	-	0,04	-
ESV	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
ESF	0,04	0,03	0,04	0,03	0,04	0,03
Contraprestação Total	**0,53**	**0,58**	**0,53**	**0,57**	**0,53**	**0,56**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

No caso, a contraprestação total (soma das parcelas A, B e Ressarcimento) se eleva, no longo prazo, em cerca de 0,85% quando o prazo de concessão passa de 30 para 25 anos e se reduz, no longo prazo, em cerca de 0,34% quando passa de 30 para 35 anos o prazo de concessão.

Em concordância com o comportamento esperado, a Parcela A é a que apresenta maior variabilidade ao se alterar o prazo da concessão, uma vez que aumenta o número de parcelas remuneratórias dos investimentos concentrados no início da concessão.

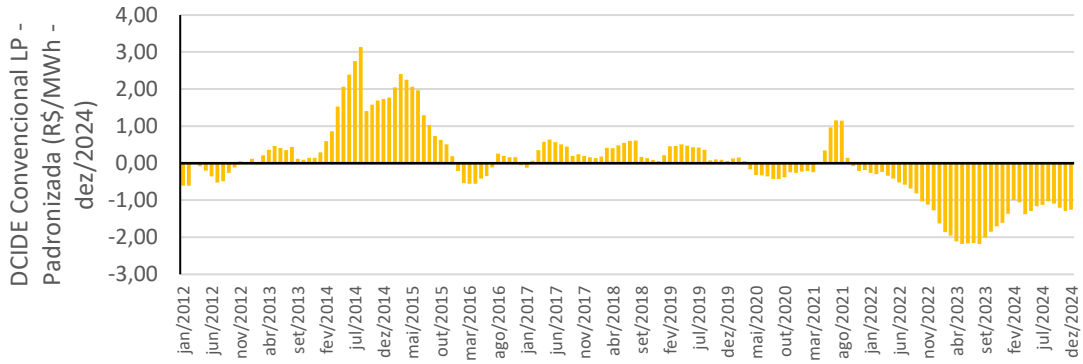
6.3.2 *SENSIBILIDADE DOS RESULTADOS CONFORME PREÇOS ALTERNATIVOS DE ENERGIA NO CONTRATO A SER FIRMADO APÓS A VIGÊNCIA DO CONTRATO COM A CHESF*

Na seção 5.6.1.2 se encontra indicada a premissa de se obter uma nova contratação de energia em período posterior a dezembro de 2042, data de encerramento da vigência do contrato de compra de energia firmado com a CHESF. Lembrando que essa premissa foi adotada para atribuir maior previsibilidade e segurança à concessão.

No caso, foi simulada nova contratação em volumes equivalentes ao consumo de energia das operações do PISF, com preço da energia de R$ 146,01/MWh.

O preço de energia de R$ 146,01/MWh (data-base dez/2024) se trata da expectativa de mercado apurada por meio da curva *forward* DCIDE, sendo equivalente à média semanal de 2022 a 2024. Cabe destacar que, ao padronizar os dados históricos dessa variável, em termos reais para dez/2024 e padronizada (convertendo amostra de janeiro de 2012 a dezembro de 2024, de modo a apresentar média nula e desvio padrão igual a 1), observa-se que este valor se encontra em percentis bastante inferiores à média, sendo equivalente a aproximadamente 1,3 desvios padrões abaixo da média. De forma geral, a tendência atual é de leve alta, ou manutenção dos patamares de 2024 (vide gráfico a seguir).

Gráfico 6.3 – Histórico da curva forward DCIDE (R$/MWh – dez/2024)



Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Não se sabe por quanto tempo essa tendência será mantida, portanto foram simulados valores alternativos do preço de compra da energia aplicável ao contrato a ser firmado com vigência a partir de 01 de janeiro de 2043.

Os preços simulados equivalem a (i) o preço referencial somado de 1 desvio padrão amostral, que corresponde a R$ 204,37/MWh, (ii) o preço referencial somado de 2 desvios padrão amostrais, que corresponde a R$ 262,75/MWh e (iii) o preço médio amostral, que corresponde a R$ 219,61/MWh (a data-base desses valores é dez/2024).

A tabela a seguir consolida a sensibilidade da contraprestação em função da mudança do preço da energia no longo prazo (no caso, foi considerado o ano referencial de 2055).

Quadro 6.12 – Sensibilidade em função do preço da energia adquirida no longo prazo

		Parcela A Real	*Parcela B Real*	*Parcela Ressarcimento Real*	*Contraprestação Total*
Preço contrato pós CHESF (R$/MWh - dez/2024)	146,01	76.335	228.643	172.543	**477.521**
	204,37	76.335	228.643	219.953	**524.931**
	219,61	76.335	228.643	232.333	**537.312**
	262,75	76.335	228.643	267.379	**572.357**

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Embora se trate de elemento com efeito no longo prazo, o preço da energia no período pós-2042 é uma variável relevante na composição da contraprestação total.

6.4 ANÁLISES DE BENCHMARK

6.4.1 EARNINGS BEFORE INTEREST, TAX, DEPRECIATION AND AMORTIZATION (EBITDA)

O *Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortizaton* (EBITDA), também conhecido no Brasil como Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA), é um indicador utilizado para mensurar o resultado das atividades operacionais da companhia, evidenciando o potencial de geração de caixa do negócio. A margem EBITDA, relação entre o EBITDA e a Receita Operacional Líquida (ROL), é utilizada para mensurar aspectos de competitividade e eficiência entre várias empresas.

Foram analisadas as margens EBITDA de empresas brasileiras de saneamento e empresas internacionais de operação e manutenção.

A média dos últimos 13 anos das margens EBITDA das empresas brasileiras de saneamento está em cerca de 24% da receita líquida. A seguir, são apresentadas a média histórica das margens EBITDA dessas firmas.

Quadro 6.13 - Margem EBITDA (%) – Empresas de Saneamento Brasil

Empresas	*Média 2010 a 2022*
Aegea Saneamento e Participações S.A.	38,9%
BRK Ambiental Participações S.A.	16,8%
Companhia de Água e Esgoto do Ceará- Cagece.	18,4%
Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal	10,7%
Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo – SABESP	34,3%

Companhia de Saneamento de Minas Gerais	32,3%
Companhia de Saneamento do Paraná – SANEPAR	38,0%
Companhia Estadual de Águas e Esgotos – CEDAE	24,7%
Companhia Pernambucana de Saneamento - COMPESA	13,7%
Companhia Riograndense de Saneamento	21,2%
Empresa Baiana de Águas e Saneamento S.A.	17,2%
Saneamento de Goiás S.A.	21,2%
Média simples	23,9%

Fonte: CapitalIQ, e DFPs das companhias

Observa-se que duas empresas de saneamento integrantes da lista que atendem aos estados beneficiários do PISF (Companhia de Água e Esgoto do Ceará, Companhia Pernambucana de Saneamento) têm média de margem EBITDA mais baixa do que a média apurada.

Foi feita análise de *benchmark* com diversas empresas internacionais que possuem como principal função as atividades de operação e manutenção em diversos segmentos do setor econômico de infraestruturas provedoras de serviços públicos (*utilities*), excluindo os valores *outliers* que poderiam interferir no resultado da análise.

Os valores observados para as empresas com atividade de operação e manutenção são superiores ao valor médio apurado para as companhias brasileiras de saneamento, o que pode indicar uma melhor capacidade operacional nas empresas que atuam de maneira específica em operação e manutenção, embora outros fatores contextuais também podem ter interferência nesses resultados. Os valores são em média 43,8% da receita operacional líquida. No entanto, existe uma variação muito grande entre os menores valores médios observados e os maiores, o que pode ser explicado pelos diferentes locais de atuação das companhias. As médias dos valores históricos das empresas analisadas podem ser observadas no quadro a seguir.

Quadro 6.14 - Margem EBITDA (%) – Empresas Internacionais de O&M

Empresa	***País***	***Média***
Aguas Andinas S.A.	Chile	58,4%
American States Water Company	Estados Unidos	34,5%
American Water Works Company, Inc.	Estados Unidos	48,6%
California Water Service Group	Estados Unidos	28,9%
Essbio S.A.	Chile	46,6%

Inversiones Aguas Metropolitanas S.A.	Chile	57,7%
Middlesex Water Company	Estados Unidos	39,1%
SJW Group	Estados Unidos	36,7%
Média simples	-	43,8%

Fonte: Capital IQ

O quadro a seguir apresenta uma síntese de estatísticas descritivas da margem EBITDA das empresas de saneamento brasileiras e das empresas internacionais de O&M a partir da análise de percentis das médias de EBITDAS apresentadas.

Quadro 6.15 - Análise de Percentil da Margem EBITDA (%) – Empresas Internacionais de O&M – média 2010-2022

	Saneamento	O&M
	Margem EBITDA média 2010-2022	**Margem EBITDA média 2010-2023**
Mínimo	10,7%	28,9%
1º Quartil	16,9%	35,1%
Mediana	21,2%	42,9%
Média	23,9%	43,8%
3º Quartil	33,8%	55,4%
Máximo	38,9%	58,4%

Fonte: CapitalIQ, e DFPs das companhias

Ambos variam cerca de 30 pontos percentuais entre os valores mínimo e máximo. No entanto, a margem EBITDA das firmas de O&M é consideravelmente mais alta que das firmas de saneamento, com valor mínimo de 28,9% contrastando com 10,7%. Média e mediana são pouco díspares entre si em ambos os casos, e os resultados obtidos para elas na análise de O&M estão cerca de 20 pontos percentuais acima das praticadas pelas firmas brasileiras.

A margem EBITDA projetada para o Cenário I do PISF se encontra em patamares mais baixos do que a média dos empreendimentos selecionados. Devido à forma pela qual se compõe a tarifa de referência do PISF (apurada ao se obter equilíbrio econômico-financeiro das projeções base), há momentos inclusive em que essa margem foi negativa, em função da curva de manutenções estimada no Produto 1 – Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia.

Dessa forma, devido ao formato na situação referencial que será utilizada na definição do lance de partida da Licitação, caberá ao concessionário vencedor do certame obter custos efetivos no empreendimento mais eficientes do que aqueles que embasaram seu lance.

6.4.2 PERDAS

Nesta seção é realizada análise e comparação das perdas previstas ao longo da operação do Projeto, sejam elas geradas por evaporação, erros de medição, dentre outros motivos.

A Resolução ANA nº 168/2023 define, dentre diversas condições da prestação de serviços de adução de água bruta do PISF pela operadora federal, conceitos de perdas, conforme reproduzidos a seguir:

- Perdas físicas: evaporação, infiltração, extravasamento, vazamento e perdas em trânsito em trecho de rio, em canais e demais infraestruturas do PISF;
- Perdas não físicas: erros de medição;
- Perdas admissíveis: são perdas físicas e não físicas admitidas pelo regulador para incorporação na tarifa.

Considerando a média ponderada pelas vazões de cada eixo, o PISF teria, teoricamente, cerca de 25% de perdas hídricas relacionadas à evaporação e a perdas naturais ao longo de sua infraestrutura, além do trecho em leito natural na bacia do Rio Piranhas-Açu.

Atualmente, as perdas admissíveis estão determinadas nos Pareceres nº 17 e 19/2016/SRE/ANA.

Há especificidades que condicionam a análise comparativa aos projetos similares ao PISF, visto que a variação é muito grande, dependendo das características intrínsecas à região e ao empreendimento.

No projeto “North-South Carrier”, de acordo com o “Ministry of Land Management, Water and Sanitation Services”, de Botsuana, em seu relatório anual de contabilidade da água de 2017/2019, o empreendimento teve, em média, 30% de perdas hídricas no biênio de 2018/2019 relacionadas principalmente à infraestrutura e ao uso não-autorizado. No biênio 2017/2018, a perda havia sido de 42 milhões de m^3, enquanto em 2018/2019, foi de 30 milhões de m^3. O principal centro de gerenciamento, Gaborone, que abastece a capital e sua região, foi o que registrou as menores perdas, com 16%, enquanto o centro que abastece a segunda maior cidade do país, Francistown, registrou 32%. O quadro a seguir indica os valores individuais de cada centro de gerenciamento.

Quadro 6.16 - Perdas Projeto North-South Carrier – Botsuana, 2018/2019

Centro de Gerenciamento	*Produção (milhões m³)*	*Uso (milhões m³)*[39]	*Perdas (milhões m³)*	*Perdas (%)*
Serowe	3,4	2,8	0,6	18%
Selebi Phikwe	6,7	4,5	2,2	33%
Tsabong	1,6	1,0	0,6	38%
Francistown	15,0	10,2	4,8	32%
Gaborone	22,6	18,9	3,7	16%
Ghanzi	1,5	1,1	0,4	27%
Kasane	1,9	1,2	0,7	37%
Kanye	4,1	3,1	1	24%
Lobatse	9,8	5,1	4,7	48%
Maun	4,5	3,0	1,5	33%
Molepolole	5,6	3,9	1,7	30%
Letlhakane	1,8	1,3	0,5	28%
Mochudi	4,6	3,1	1,5	33%
Mahalapye	5,3	2,7	2,6	49%
Masunga	4,5	3,1	1,4	31%
Palapye	6,3	4,4	1,9	30%
Total	**99,2**	**69,4**	**29,8**	**30%**

Fonte: Botswana Water Accounting Report 2017/2019

Mais uma vez, a variação alta, de até doze vezes entre o menor valor observado (0,4 milhões de m³) e o maior (4,8 milhões de m³), em termos de quantidade absoluta, e de três vezes em pontos percentuais (de 16% a 48%), indica o quanto as perdas não podem ser estimadas por meio de uma média comparativa a projetos similares, sendo necessário considerar exclusivamente a análise específica do empreendimento, conforme realizado no Produto 1 – Relatório de Oferta e Demanda, Socioambiental e Engenharia. Evidentemente, quando o PISF estiver em operação plena, será possível estimar as perdas com base nas medições aferidas.

[39] Esses dados de uso excluem água importada e de outros setores

7. CONCLUSÕES

Neste documento foram analisados os valores referenciais da contraprestação mínima necessária para que a operação do PISF ocorra em equilíbrio sob o ponto de vista econômico-financeiro.

Conforme já antecipado no Produto 2 - Relatório Jurídico e Institucional, o modelo jurídico proposto para a delegação do PISF é o da Parceria Público-Privada, na modalidade Concessão Administrativa, regida pela Lei Federal n.º 11.079, de 30 de dezembro de 2004[40], ou seja, o Projeto deverá ser uma PPP, na modalidade Administrativa, contratada pela União, por intermédio do Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional (MIDR), em que a Concessionária, vencedora da Licitação e encarregada pela operação e manutenção da infraestrutura do PISF. A concessionária será remunerada por meio de: (i) contraprestação pecuniária paga pela União; e (ii) Receitas Acessórias decorrentes da exploração de atividade econômica não relacionadas à prestação do serviço de adução de água bruta do PISF. Não foram projetadas, na apuração da contraprestação referencial, efeitos de receitas acessórias, embora este relatório contenha simulações sobre este tema na seção 5.12.

Nesta avaliação econômico-financeira, foi simulado o Cenário Adotado, que considera o atendimento às demandas prioritárias nas bacias receptoras. Nesse caso, para a capacidade instalada do Sistema PISF, é prevista a operação:

a) do Eixo Norte com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (25% da capacidade) até o final do horizonte de planejamento.

b) do Eixo Leste com dois conjuntos motobomba em cada estação de bombeamento (50% da capacidade) até o final do horizonte de planejamento.

As parcelas de contraprestação do PISF foram apuradas visando o equilíbrio econômico-financeiro de modo que a valoração (*valuation*) do PISF fica nula e sua TIR fica igual à taxa de desconto empregada para o cálculo das PMTs (WACC de 8,28%).

No caso, a parcela PA aumenta gradativamente, a medida em que os investimentos realizados entram em operação, sendo que os primeiros componentes (retificação de cercamentos, guaritas e sanitários) começam a ser remunerados em 2027 seguidos pelos componentes que entram em operação em 2028 (telecom trecho II e interligação de rede elétrica, ambos no Eixo Norte) e finalizando com as demais componentes do orçamento, que entram em operação em 2029 (representam o maior percentual do Capex total estimado). Sendo assim, a parcela PA assume basicamente 4 patamares distintos: R$ 0,4 milhões em 2027, R$ 3,2 milhões em 2028, R$ 17,5 milhões em 2029 e R$ 76,3 milhões a partir de 2030 até o término da concessão.

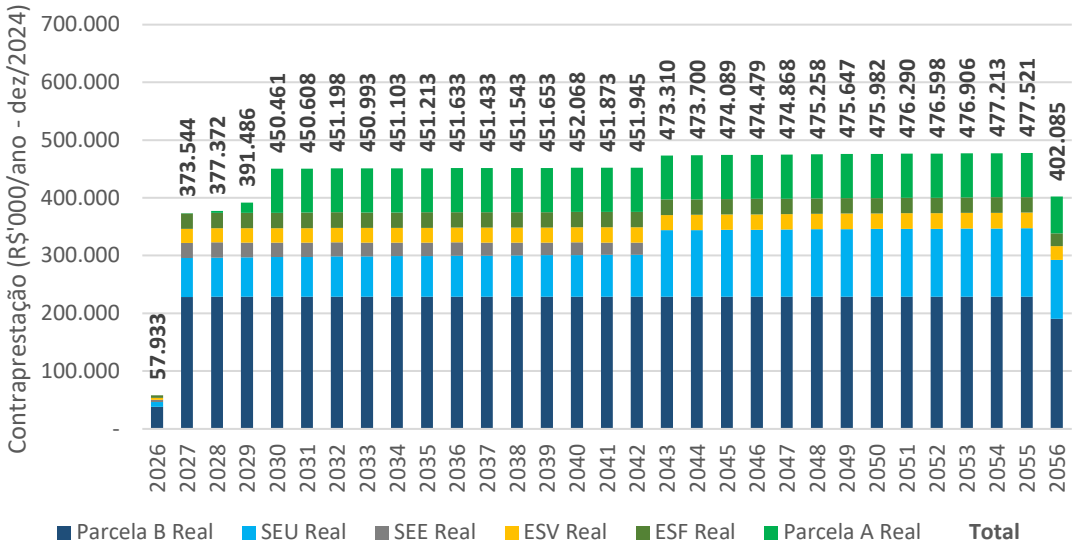
[40] Art. 2º Parceria público-privada é o contrato administrativo de concessão, na modalidade patrocinada ou administrativa. (...) § 2º Concessão administrativa é o contrato de prestação de serviços de que a Administração Pública seja a usuária direta ou indireta, ainda que envolva execução de obra ou fornecimento e instalação de bens.

A parcela PB , por sua vez, apresenta valor constante ao longo dos 30 anos simulados da Concessão, correspondentes a R$ 228,6 milhões. Já a parcela de Ressarcimento tem natureza mais dinâmica, se adequando aos patamares de consumo de energia de cada ano, e varia ligeiramente ao longo da projeção e de forma mais expressiva, nas simulações realizadas, com o término do contrato de energia firmado com a CHESF e consequente substituição por nova contratação (valor anual mínimo projetado de R$ 144,8 milhões e máximo de R$ 172,5 milhões).

No caso, a contraprestação total estimada de 2027 a 2029, período antes do início de operação da maior parte dos investimentos realizados, corresponde a, em média, R$ 380,8 milhões por ano. A partir de 2030, quando todos os investimentos sob responsabilidade do Concessionário já se encontrariam em operação, e até 2042, período de vigência do contrato com a CHESF, a contraprestação fica razoavelmente estável nas projeções, correspondendo a aproximadamente R$ 451,4 milhões por ano. Depois deste período, ou seja, de 2043 a 2056, o patamar anual médio da contraprestação passa a ser de aproximadamente R$ 475,5 milhões por ano.

O gráfico a seguir indica a estimativa de contraprestação para cada ano projetado da concessão do PISF (como a operação começa em nov/2026 e termina em out/2056, o primeiro e último anos apresentam valores menores que os demais principalmente devido ao fato de não totalizarem 12 meses de contraprestação).

Gráfico 7.1 – Contraprestação apurada em cada ano de concessão (R$'000 – dez/2024) – Cenário Adotado, sem benefício SUDENE



Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

8. ANEXOS

8.1 ANÁLISE DE MODELOS REGULATÓRIOS

O processo de remuneração de distribuição no setor de infraestruturas provedoras de serviços públicos (*utilities*) possui extensa aplicação no setor elétrico. O nível tarifário das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica no Brasil é regulado pela ANEEL conforme estabelecido na documentação do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET). Nos setores de saneamento e gás há também modelos similares de remuneração tarifária.

O modelo de distribuição tem como base o incentivo à produção e eficiência e a remuneração de custos operacionais e de gestão, o que pode ser aplicável, também, ao modelo de operação e manutenção do PISF, se assemelhando à estrutura tarifária idealizada atualmente pela ANA.

Assim, após análise da extensa bibliografia disponível sobre o assunto, faz-se um resumo das aplicações e das adequações ao modelo proposto para o PISF.

Os arquivos analisados procuraram refletir os elementos metodológicos do Processo de Revisão Tarifária, conforme Submódulo 2.1 do PRORET (versão 2.2, vigente a partir de 27/06/2016) e do Processo de Reajuste Tarifário, conforme Submódulo 3.1 do PRORET (versão 1.4, vigente a partir de 28/03/2016), e das Notas Técnicas que embasaram as Revisões Tarifárias das Empresas de Saneamento Básico no Brasil, especialmente as ligadas aos estados que serão atendidos pelo PISF.

Ao longo deste documento, encontram-se descritos os métodos de projeção da contraprestação e de apuração de cada componente de cada Parcela, além de outros indicadores.

8.1.1 REFERÊNCIAS METODOLÓGICAS

8.1.1.1 METODOLOGIA TARIFÁRIA ANA

A metodologia do cálculo tarifário para o PISF feito pela ANA está descrita na Nota Técnica Conjunta nº 1/2017/COSER/SER/SAS. Segundo este documento, a tarifa do PISF é dividida em Tarifa de Disponibilidade (TD) e Tarifa de Consumo (TC) que são compostas pelas suas respectivas parcelas da Receita Requerida (RR) e correspondem a um volume de água específico.

A RR é calculada visando o equilíbrio do fluxo de caixa necessário para cobrir os custos de operação e manutenção do empreendimento. Seus componentes estão descritos na fórmula abaixo:

$$RR = CF + CV + CA + DA + TA + DEP$$

RR: Receita requerida

CF: Custo fixos[41]

CV: Custos variáveis[42]

CA: Custos ambientais

DA: Despesas administrativas

TA: Taxa de Administração

DEP: Depreciação

Ainda, no cálculo da tarifa de 2023, considerou-se os impostos de PISF/COFINS de 9,25% sobre os custos.

Assim, a RR foi dividida em parcela variável e fixa para compor, respectivamente, a tarifa de consumo e de disponibilidade.

Segundo a Nota Técnica da ANA, a tarifa de consumo é decorrente do consumo efetivo de água pelos estados beneficiados e seus usuários, ou seja, é a parcela variável da receita requerida – composta pelos custos variáveis e pela taxa de administração variável – dividida pelo volume de água entregue.[43]

[41] Fazem parte dos custos fixos: manutenção; operação do projeto; cobrança pelo Uso da Água; entre outros custos fixos.
[42] Custos variáveis é a soma de consumo de energia elétrica; ICMS de energia elétrica e outros custos variáveis.
[43] Conforme evidenciado na fórmula para a definição da Tarifa de Consumo, interpreta-se que o volume entregue se refere aos volumes solicitados no PGA. Contudo, não há esclarecimento quanto a se este se refere ao volume mínimo ou máximo, estabelecidos pela Resolução ANA nº 168/2023.

$$Tarifa\ de\ Consumo = \frac{Parcela\ Variável\ da\ Receita\ Requerida}{Volume\ PGA}$$

Onde:

Volume PGA: somatório dos volumes previstos no Plano de Gestão Anual (PGA) nos pontos de entrega

Por sua vez, a tarifa de disponibilidade é responsável por cobrir a parcela fixa da receita requerida – soma dos custos fixos, custos ambientais, despesas administrativas, depreciação e taxa de administração fixa. Essa tarifa representa o valor a ser pago por ter água disponível, sendo esse custo distribuído para todo volume outorgado junto aos estados menos as perdas cabíveis.

$$Tarifa\ de\ Disponibilidade = \frac{Parcela\ Fixa\ da\ Receita\ Requerida}{(Volume\ Outorfado - Perdas\ Admissíveis)}$$

Onde:

Volume outorgado: volume equivalente à Vazão Firme Outorgada, que atualmente corresponde à vazão de captação média anual de 26,4 m³/s[44];

Perdas Admissíveis: perdas físicas e "não físicas"[45].

Assim, levando em conta essa metodologia, a tarifa de 2023 para o PISF divulgada pela ANA e aprovada pela Resolução nº148, de 17 de março de 2023, está apresentada a seguir:

Quadro 8.1 – Tarifas PISF NT nº2/2023/CPISF/SRB

Tarifa	***2023 (R$/m³)***	***2022 (R$/m³)***
Disponibilidade	0,322	0,295
Consumo	0,204	0,636

Fonte: Agência Nacional de Águas Águas e Saneamento Básico

8.1.1.2 REVISÃO TARIFÁRIA DE EMPRESAS DE SANEAMENTO

Foi realizada uma compilação das metodologias utilizadas para os Reajustes Tarifários de quatro empresas de saneamento, nos estados de Pernambuco, Ceará, Minas Gerais e São Paulo.

8.1.1.2.1 COMPESA

A Revisão Tarifária da Companhia Pernambucana de Saneamento (COMPESA) adota uma metodologia híbrida, que combina a aplicação da filosofia do modelo de Taxa de Retorno com

[44] O volume outorgado já foi previamente distribuído entre os Estados Beneficiados, como se vê no Artigo 18 da Resolução ANA nº 168/2023.

[45] Perdas físicas: evaporação, infiltração, extravasamento, vazamento e perdas em trânsito em trecho de rio. Perdas não físicas: usos não autorizados, erros de medição e usos autorizados não faturados.

os conceitos de incentivo à eficiência do *Price Cap*. Foram definidos três requisitos iniciais para as revisões:

"I) A periodicidade da atualização das tarifas é definida no Decreto nº 18.251/1994 e alterações, que determina a aplicação de Reajustes Anuais, com a realização de Revisões Tarifárias Quadrienais;

II) O horizonte de avaliação para a definição das tarifas corresponde ao período de doze meses. O período de doze meses delimitado pela Agência de Regulação de Pernambuco (ARPE) no momento da instauração dos processos de Revisão Tarifária corresponde ao Ano Base para as projeções de Receitas e de Custos de Serviços inerentes aos processos;

III) O modelo adota, separadamente, as estimativas de demandas e de custos de fornecimento por tipo de serviço (água e esgoto), segregando em dois grupos, correspondendo à Região Metropolitana de Recife e Município de Goiana e os demais Municípios do Estado de Pernambuco."

A Equação Tarifária das Revisões apresenta a seguinte composição:

RR = DEX + COS + RIR + QRR + RC – RI

Na qual:

RR: Receita Requerida para prover os serviços de água e esgoto;

DEX: Despesas de Exploração;

COS: Remuneração da PPP pelos serviços prestados de operação, manutenção e ampliação da coleta e tratamento de esgoto na RMR+Goiana;

RIR: Receitas Irrecuperáveis Regulatórias;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória calculada a partir da Base de Ativos Regulatória Bruta e da taxa média anual de depreciação;

RC: Retorno do Capital calculado a partir da Base de Ativos Regulatória Líquida, do Capital de Giro e da Taxa de Custo de Capital;

RI: Receitas Indiretas associadas a serviços taxados realizados pelo prestador.

Os reajustes tarifários realizados anualmente, no intervalo entre as revisões, buscam recompor as tarifas diante da variação da inflação, utilizando o IPCA e o IGP-M, e conta com um prêmio de qualidade associado às Metas Regulatórias de Incentivo à Melhoria dos Serviços.

8.1.1.2.2 ***CAGECE***

No caso da Companhia de Água e Esgoto do Ceará (CAGECE), adota-se, no processo de Reajuste Tarifário, a recomposição de custos incorridos na prestação conjunta dos serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário como direcionador do cálculo subjacente à revisão ordinária de suas tarifas. Tal opção encontra amparo em disposições explicitadas em contratos de concessão de alguns dos principais municípios atendidos pela citada concessionária, que fazem menção a tal recomposição.

Ademais, diante da necessidade da expansão da prestação dos serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário, especialmente no contexto de superação da escassez hídrica e na exigência de melhoria das condições sanitárias da população, incorporou-se um componente que reflita a necessidade de investimento para o período.

Nesse contexto, buscam-se determinar o volume mínimo de recursos, resultantes das tarifas, que permita à concessionária cobrir os custos eficientes de administração, operação e manutenção, comercialização e expansão dos serviços de água e esgotamento sanitário, assim como cumprir com os serviços da dívida utilizados no financiamento dos investimentos e obter um retorno razoável dos investimentos realizados. Tal valor, aqui definido como a Receita Requerida (RR), é determinado com base na seguinte equação:

$RR_t = OPEX_t + BRRB_t \times DEP\% + BRRL_t \times WACC + DI_t$

Onde:

T: é o período de referência para o levantamento das informações e dados operacionais, contábeis e econômico-financeiros;

$OPEX_t$: são os custos operacionais totais eficientes de administração, operação e manutenção e comercialização de serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário para o ano t;

$BRRB_t$: a Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRRB) é o valor bruto, no final do ano t, dos ativos eficientes em operação que não estão completamente depreciados, que são propriedade da empresa (adquiridos com fundos próprios e/ou financiados) e que estão vinculados à prestação do serviço de abastecimento de água e/ou esgotamento sanitário, à área comercial e/ou de administração;

DEP%: a taxa de depreciação dos ativos eficientes é calculada em base à média ponderada da depreciação e o valor dos ativos;

$BRRL_t$: a Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) é o valor líquido, no final do ano t, dos ativos em operação vinculados à prestação do serviço de abastecimento de água e/ou esgotamento sanitário, à área comercial e/ou de administração;

DI_t: corresponde ao valor dos desembolsos previstos, para o período de referência t, com investimentos em ativos vinculados à prestação do serviço de abastecimento de água e/ou esgotamento sanitário, à área comercial e/ou de administração;

WACC: é a taxa de retorno regulada estabelecida para o prestador em termos reais antes dos impostos.

Determinado o valor total da receita requerida, com base nos volumes faturados, é possível determinar o valor unitário (ou seja, por metro cúbico) de tal receita, a qual corresponde, portanto, ao valor da tarifa média a ser autorizada por esta Agência Reguladora, com vistas à cobertura dos custos totais incorridos na prestação dos serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário pela CAGECE no Estado do Ceará.

De acordo com a Nota Técnica CET 005/2018, o tratamento para as Outras Receitas deve ocorrer por meio da proporcionalização da receita, dos custos e da remuneração de capital. Dada a não segregação dos dispêndios incorridos na prestação direta dos serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário daqueles incorridos na prestação de serviços a esses associados, é suposto que apenas parcela das receitas indiretas corresponda a custos e despesas já incorporados no conjunto dos custos apresentados pelo concessionário, sendo a parcela residual corresponde à margem de lucro dos últimos a ser incorporado como resultado da empresa. Para fins da revisão de 2018, é considerado, como margem de lucro da prestação desses outros serviços, o percentual estabelecido para a remuneração dos capitais investidos (10,2922%).

8.1.1.2.3 ***COPASA***

No caso mineiro, para o cálculo de cada reajuste, a Receita Tarifária Base inicial (RT0) é dada pela incidência das Tarifas Base vigentes sobre o mercado do período de referência (volume faturado e total de economias). A RT0 é então distribuída entre os itens considerados no ciclo tarifário, de acordo com os percentuais da Receita Base definidos no reajuste/revisão anterior (seção 3.1). Os valores obtidos para cada elemento são reajustados pelo índice de inflação mais apropriado (seção 3.2). Dessa forma, o impacto da inflação sentido pelo prestador é mensurado pela Agência Reguladora de Serviços de Abastecimento de Água e de Esgotamento Sanitário do Estado de Minas Gerais (ARSAE MG) pela média dos índices inflacionários selecionados, ponderados pelo peso de cada custo na receita.

Feito isso, a etapa seguinte é a apuração e aplicação dos incentivos tarifários definidos na revisão tarifária, que compõem o "Fator X" (seção 3.3). Esse fator será aplicado sobre a Receita Tarifária base, após a correção inflacionária.

Por fim, são considerados os Componentes Financeiros (seção 4.1), os quais não devem se incorporar à base tarifária. Por isso, são definidas duas tabelas tarifárias, a partir de duas receitas distintas:

I) Receita tarifária base, sem interferência de Componentes Financeiros e que serve de base para os cálculos tarifários futuros;

II) Receita tarifária de aplicação, com consideração de Componentes Financeiros (positivos ou negativos), que determina as tarifas aplicadas no faturamento de usuários no próximo período tarifário.

A receita tarifária base (seção 3) é composta conforme fórmula abaixo. A variação da receita tarifária base nos reajustes gera o Índice de Reajuste Tarifário (IRT).

RTB = CO + TOO + CC + RI – OR

RTB = Receita Tarifária Base

CO = Custos Operacionais

TOO = Tributos e Outras Obrigações

CC = Custo de Capital

RI = Receitas Irrecuperáveis

OR = Outras Receitas

De acordo com a Nota Técnica GRT N°09/2018, o grupo Outras Receitas pode ser definido por receitas obtidas por meio de outros serviços prestados (que não os de abastecimento de água e de esgotamento sanitário), além de multas e sanções aplicadas, rendimentos de aplicações financeiras e outros. Como os custos atrelados a essas receitas já estão cobertos nas tarifas, essa parcela é revertida para a modicidade tarifária, reduzindo a receita base.

8.1.1.2.4 ***SABESP***

A metodologia adotada pela Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP) baseia-se em um modelo de Fluxo de Caixa Descontado, cujo objetivo é calcular a tarifa média máxima de equilíbrio (P0) que tem como referência os custos operacionais, remunerações e recuperação dos investimentos e demais custos, e o mercado previsto, e cujo Valor Presente Líquido (VPL) do ciclo tarifário seja igual a zero, considerando uma taxa de remuneração igual ao Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, na sigla em inglês para *Weighted Average Cost of Capital*).

O P0 calculado pela Revisão Tarifária é comparado à tarifa vigente, resultando em um percentual de variação ou Índice de Reposicionamento Tarifário (IRT) que é aplicado linearmente na tabela de tarifas (desde que não haja revisão da estrutura tarifária). Durante o ciclo tarifário, o valor das tarifas é atualizado anualmente pela inflação acumulada (IPCA) descontada de um fator de produtividade, o Fator X, nos processos de Reajuste Tarifário Anual (RTA). Neste ciclo, são acompanhados os valores para o Índice Geral de Qualidade, o Fator Q, com impacto tarifário futuro, sendo também descontado ou adicionado do IPCA.

Conforme Nota Técnica metodológica NT.F-003-2018, a fórmula adotada para cálculo do P0 na 2ª Revisão Tarifária Ordinária da SABESP (RTO) é a seguinte:

$$RR = BRRL_o - \frac{BRRLt}{(1+\gamma WACC)^T} + \sum_{t=1}^{T} \frac{COPt+OPEXt+PPPt+RINCt+CAPEXt+IRCSt+VarWKt+FMSt+PDIt-RIt-ORt}{(1+\gamma WACC)^t}$$

$$Po = \frac{RR}{\Sigma_{t=1}^{T} \frac{V_t}{(1 + \Upsilon wacc)^t}}$$

Onde:

RR = Receita requerida no ciclo tarifário.

$BRRL_0$ = Base de remuneração regulatória inicial líquida de depreciações, que inclui o estoque inicial de capital circulante.

$BRRL_t$ = Base de remuneração regulatória líquida ao final do ciclo tarifário, atualizada por mecanismo de *rolling forward*, no qual se deduz a depreciação técnica acumulada e são adicionados os investimentos e a variação de capital circulante.

T = Número de anos do ciclo tarifário (igual a 4).

Rwacc = Taxa de Remuneração correspondente ao Custo Médio Ponderado de Capital.

COP_t = Cofins/PASEP no ano t.

$OPEX_t$ = Custos operacionais, administrativos e de comercialização no ano t.

PPP_t = Contraprestação das parcerias público-privadas no ano t.

$RINC_t$ = Receitas irrecuperáveis no ano t.

$CAPEX_t$ = Investimentos imobilizados no ano t, acrescidos de Juros sobre Obras em Andamento Regulatório (JOAR).

$IRCS_t$ = Imposto de renda e contribuição social no ano t.

$VarWK_t$ = Variação do capital circulante remunerável no ano t.

FMS_t = Dispêndios dos fundos municipais de saneamento no ano t.

PDI_t = Custos com pesquisa, desenvolvimento e inovação no ano t.

RI_t = Receitas indiretas regulatórias no ano t.

OR_t = Outras receitas regulatórias no ano t.

P0 = Tarifa média máxima (ou Preço Máximo) que assegura o equilíbrio econômico-financeiro da Sabesp no ciclo tarifário.

V_t = Volume faturável total para o ano t (incluídos os efeitos da cobrança do consumo mínimo existente na estrutura tarifária atual).

Na revisão tarifária da SABESP, por meio da Nota Técnica Final-0006-2018, define-se que a média dos percentuais adotada para a projeção dos valores de Receitas Indiretas no ciclo tarifário é de

1,58% da Receita Tarifária. Com relação às Outras Receitas, o processo é semelhante, mas adota-se a média de valores realizados diretamente e não seu percentual em relação à Receita Tarifária com um valor apurado de R$80.203 mil por ano. Esses valores serão reduzidos anualmente da Receita Total para fins de modicidade Tarifária.

8.1.1.3 ESTUDOS REALIZADOS (FGV E ANA)

Esta seção trata da revisão dos indicadores de avaliação da prestação do serviço de adução de água bruta elaborados pela ANA e pela Fundação Getúlio Vargas (FGV), no âmbito do PPISF.

De acordo com o Artigo 23 da Resolução de Condições Gerais de Prestação de Serviços (Res ANA nº 168, de 28 de novembro de 2023) da ANA, o serviço adequado é aquele que satisfaz os princípios de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia, modicidade tarifária e utilização racional dos recursos hídricos, e que a comprovação de adequação do serviço será feita por meio da apuração dos indicadores de avaliação de prestação do serviço de adução de água bruta do PISF, seguindo a lógica 6E de desempenho, criada pelo então Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão e que contempla as seguintes dimensões do desempenho:

a) Indicadores de efetividade

b) Indicadores de eficácia

c) Indicadores de eficiência

d) Indicadores de execução

e) Indicadores de excelência

f) Indicadores de economicidade

A partir dessa lógica, a ANA selecionou cinco indicadores para mensuração da qualidade da prestação do serviço no PISF, compreendidos como adequados pelo Consórcio, conforme disposto nos itens a seguir.

As metas relativas a esses indicadores, bem como indicadores adicionais serão apresentados junto às minutas dos documentos necessários à Licitação do Projeto.

Ressalta-se que boa parte desses indicadores possuem caráter de garantia de monitoramento, uma vez que o concessionário não é capaz, em muitos casos, de interferir nos problemas evidenciados, como a questão de poluentes já existentes ou recebidos nos leitos do rio. A fiscalização e monitoramento regular desses desvios promovem ações corretivas mais rápidas, sendo a regularidade desse acompanhamento devendo ser atividade do Concessionário sob avaliação.

Quanto ao volume de entrega previsto em relação ao realizado, essa medida é dependente de desempenho da concessionária, e é crítica para avaliação, uma vez que impacta em custos de energia, dentre outros.

As perdas que possam ser reduzidas pela gestão do Concessionário poderão ser passíveis de desempenho, estímulo ou ajuste.

8.1.1.4 ESTUDOS REALIZADOS PELA UNB

Em março de 2023, foram divulgados os estudos contratados pela ANA e realizados pela UnB com a temática acerca da operação e planejamento do PISF, bem como sua integração com os estados beneficiários do Projeto.

Nesta seção se encontra sintetizado e analisado os estudos referentes à proposta de estrutura tarifária (Produto 7 da 1ª etapa dos estudos da UnB). Embora o formalismo e certas composições sejam distintas daquelas propostas neste Relatório, de forma global há bastante convergência conceitual entre a estrutura proposta pela UnB e a proposta pelo Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres.

No caso, a equipe da UnB considera um ciclo tarifário ordinário quinquenal, com o operador apresentando um plano de negócios para os próximos cinco anos, alinhado com incentivos e metas estabelecidos pelo regulador em diversas dimensões, como investimentos, qualidade do serviço, segurança e sustentabilidade socioambiental. A parte financeira do plano inclui orçamentos de capital e operacionais, refletindo as metas de desempenho. O valor presente desses orçamentos, descontado pelo custo médio ponderado do capital (WACC), deve ser igual à receita requerida para os próximos cinco anos. O custo anual do serviço de adução de água bruta do PISF será 1/5 do valor presente, composto por uma parcela representando o custo do capital e outra os custos operacionais. O modelo de estrutura tarifária proposto contempla uma estratégia desejada para cada ciclo tarifário de cinco anos, incorporando categorias de custos usadas pela ANA, com a adição do custo do capital.

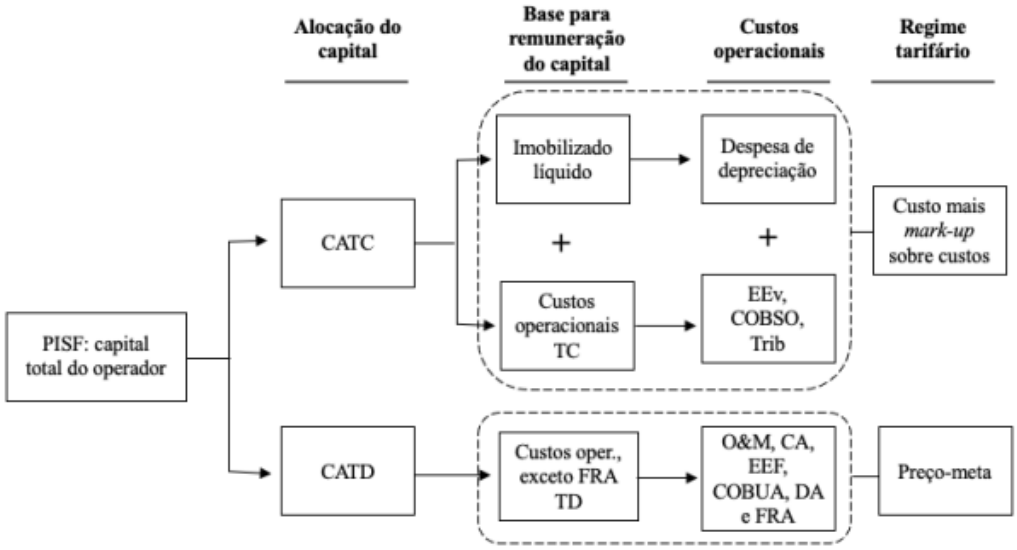


Figura 8.1 – Estrutura tarifária do PSF proposta pela UnB

O estudo da UnB considerou que o PISF possui uma estrutura de custos com componentes fixos e variáveis, requerendo um regime tarifário híbrido. Este é composto por duas tarifas: CATC, relacionada ao consumo, e CATD, relacionada à disponibilidade.

O CATC inclui custos operacionais variáveis com a atividade do PISF e o capital do operador em ativos imobilizados líquidos de depreciação acumulada. O ativo imobilizado líquido é incluído na tarifa de consumo devido à possibilidade de variação por novos investimentos validados pelo regulador. Os custos operacionais de CATC englobam custos de energia elétrica, custos pelo uso da água do rio São Francisco e tributos, todos variando com a atividade. A depreciação dos ativos imobilizados também é parte dos custos operacionais da tarifa de consumo, pois pode variar com novos investimentos.

O CATD é composto por custos operacionais fixos, exceto a parte do FRA (fundo para repor certos ativos não pertencentes ao operador). No caso, alguns custos estão associados à tarifa de disponibilidade. Define-se um regime tarifário de preço-meta para o componente fixo do capital e custos operacionais que não variam com a atividade do PISF, mantendo a tarifa fixa em termos reais durante o ciclo tarifário. Outro regime é de custo mais *mark-up* sobre custos variáveis, recalibrado anualmente com mudanças no custo padrão unitário da eletricidade. O primeiro regime transfere o risco para o operador, incentivando a redução de custos, enquanto o segundo não incentiva a redução, transferindo o risco para os estados usuários do serviço.

No modelo proposto pela UnB, para promover a eficiência do operador, mesmo no regime de custo mais mark-up sobre custos, sugere-se que o regulador ajuste anualmente a tarifa de consumo com base no custo padrão unitário da eletricidade, considerando a tecnologia presente no sistema de motobombas do PISF. Além disso, é recomendado validar os investimentos previstos para o ano, conforme planejado no ciclo tarifário.

8.1.2 INDICADORES

Os indicadores contidos nesta seção são os aprovados pela ANA por meio da Resolução N° 85, de 29 de outubro de 2018. Dentre as Minutas dos Documentos Necessários à Licitação, trabalho este previso na Fase 2 da contratação realizada pelo BNDES com o Consórcio, será elaborado Quadro de Indicadores de Desempenho (QID), que apresentará uma proposta de indicadores para o projeto.

Os indicadores de Qualidade de Água, Eficiência Energética (com ressalvas e alterações) e de Perdas Totais (com ressalvas e adaptações) foram inspirados no trabalho realizado pela FGV, no Relatório de Padrões de Qualidade e Seguros do Serviço de Adução de Água Bruta. Os indicadores restantes, Fornecimento de Água e Disponibilidade de Medição Confiável, foram criados pela ANA.

Os indicadores de Eficiência Energética e Perdas Totais, no entendimento do consórcio, são os que possuem um papel a desempenhar em possíveis ganhos de produtividade relativos à concessão do PISF, especialmente no cálculo de um possível Fator de Ajuste para o cálculo das contraprestações, em caso de se adotar procedimento similar ao praticado pela ANEEL.

O Consórcio julga que os Indicadores apresentados Resolução ANA n° 85/2018 são aderentes às necessidades iniciais de verificação de qualidade e eficiência do PISF, considerando os objetivos de adução e garantia de segurança hídrica à região do Nordeste Setentrional.

Todos os indicadores sugeridos possuem metas abertas, levando em conta a dificuldade de previsibilidade de resultados no Projeto, especialmente na questão de eficiência.

8.1.2.1 FORNECIMENTO DE ÁGUA

Este indicador foi definido para verificar se a Operadora Federal está entregando a quantidade de água demandada por cada um dos estados receptores. Ele é calculado pela fórmula (1), expresso em percentual, onde $V_{entregue}$ é o volume mensal total medido nos pontos de entrega de cada estado receptor, em metros cúbicos (m^3), e V_{pga}, é o volume total previsto no PGA para cada estado receptor em metros cúbicos (m^3). Inicialmente, este indicador deve somente ser medido para fins de conhecimento do sistema e avaliação da qualidade da prestação do serviço de adução de água bruta.

$$\left(\frac{Ventregue}{Vpga}\right) * 100 \textit{ (1)}$$

8.1.2.2 QUALIDADE DA ÁGUA

Este indicador foi definido para verificar se a Operadora Federal está entregando a água demandada pelos estados receptores com qualidade igual ou superior à qualidade verificada na captação de cada eixo. Ele é calculado pela fórmula (2), expresso em percentual, onde

$\Sigma pontos\ classe\ 2$ se refere ao somatório de pontos onde a água entregue foi considerada de qualidade adequada (isto é, qualidade igual ou superior à qualidade verificada no ponto de captação), e $\Sigma pontos\ monitorados$ se refere à quantidade de pontos monitorados. Como referência para a verificação da qualidade da água nos pontos monitorados serão utilizados os limites de enquadramento da Resolução CONAMA n°357/2005[46] para as variáveis monitoradas por Eixo, isto é, a qualidade da água nos pontos de entrega localizados no Eixo Norte somente pode ser comparada com a qualidade da água captada para o Eixo Norte (rio São Francisco), e a qualidade da água nos pontos de entrega localizados no Eixo Leste somente pode ser comparada com a qualidade da água captada para o Eixo Leste (reservatório de Itaparica).

A aferição de resultados deste indicador será com periodicidade mensal. As variáveis medidas serão Oxigênio Dissolvido, Coliformes Termotolerantes, pH, $DBO_{5.20}$, Nitrogênio Total, Fósforo Total, Turbidez e Sólidos Totais.

$$\left(\frac{\Sigma pontos\ classe\ 2}{\Sigma pontos\ monitorados}\right) * 100 \quad (2)$$

8.1.2.3 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Este indicador foi definido para verificar se a operação de cada uma das estações de bombeamento do projeto está em níveis de eficiência adequados. Ele é baseado no Consumo Específico de Energia Normalizado – CEN, que é definido como a energia gasta para elevar um metro cúbico de água a 100 metros de altura manométrica, calculado pela fórmula(3), e será calculado para cada uma das estações de bombeamento. Para consolidar as pontuações em um único número, serão atribuídas pontuações de 1 para uma faixa de eficiência boa, 0,5 caso seja mediana e 0 caso seja insatisfatória.

A coleta e análise devem ser mensal. O indicador inicialmente será medido para fins de conhecimento do sistema. É importante, também, considerar o nível do São Francisco para o cálculo deste indicador.

$$\left(\frac{\Sigma pontuação\ EB}{\Sigma\ EB}\right) * 100 \quad (3)$$

8.1.2.4 PERDAS TOTAIS

Este indicador foi definido para verificação do nível de perdas físicas no sistema de adução. Ele é calculado pela fórmula (4), expresso em percentual, onde $V_{entregue}$ é o somatório do volume total medido nos pontos de entrega em metros cúbicos, e $V_{captado}$, é o volume total captado no rio São Francisco em metros cúbicos.

Nos primeiros anos o indicador deve ser medido somente para fins de conhecimento do sistema, com as metas sendo definidas após o fim do período. A frequência do cálculo é mensal, porém,

[46] Alterada pelas Resoluções CONAMA nº 393/2007, nº 410/2009 e nº 430/2011.

deve-se ter o cuidado de não realizar comparações entre os meses de um mesmo ano, tendo em mente os efeitos sazonais naturais.

$$\left(\frac{Ventregue}{Vcaptado}\right) * 100 \textit{ (4)}$$

8.1.2.5 DISPONIBILIDADE DE MEDIÇÃO

Este indicador foi definido para verificação se a água demandada pelos estados receptores está sendo mensurada pelos equipamentos de medição de volumes instalados no projeto. Ele é calculado pela fórmula (5), expresso em percentual, onde $Dmedição\ indísponível$ é a quantidade total de dias em que os equipamentos de medição de volumes não estão funcionando adequadamente, e $Dtotais$ é a quantidade de dias totais no período de análise.

A análise do indicador deve ser mensal e a supervisão e fiscalização por parte da ANA, para a avaliação da qualidade da prestação do serviço.

$$\left(1 - \frac{Dmedição\ indísponível}{Dtotais}\right) * 100 \text{ (5)}$$

8.1.2.6 OUTROS INDICADORES ANALISADOS E NÃO INCORPORADOS

De acordo com a nota técnica n°4/2018/COSER/SER/ANA, foram considerados outros indicadores de avaliação, cuja pertinência de sua utilização ou adequação no quadro de indicadores de desempenho do contrato de concessão será discutida no Relatório de Indicadores de Desempenho.

a) Continuidade

   Esse indicador demonstra o n° de dias de água disponibilizada em função da demanda mensal.

b) Manutenções Preventivas

   Esse indicador apresenta uma relação entre as manutenções preventivas realizadas e previstas.

c) Aderência das Equipes de O&M

   Esse indicador visa avaliar as equipes de $O\&M_{mobilizadas}$ x equipes de $O\&M_{previstas}$.

d) Preocupação Ambiental

   Esse indicador apresenta o número de projetos ambientais implantados anualmente na área de influência direta, com relação ao previsto nas condicionantes da LO.

e) Reativo Excedentes

Esse indicador apresenta uma relação entre a energia ativa e reativa disponível.

f) Pontualidade

Esse indicador mede se a água está sendo disponibilizada de forma tempestiva.

g) Eficiência Operacional

Esse indicador demonstra o n° de horas paradas das bombas em relação ao total de horas em funcionamento.

h) Desempenho da Vigilância

Esse indicador relaciona o número de ocorrências em função do número de dias de trabalho.

i) Sustentabilidade econômico-financeira

Esse indicador compara a evolução dos custos da Operadora Federal na prestação do serviço com a receita requerida prevista para tal fim.

j) Receitas extra tarifárias

Esse indicador compara as receitas provenientes de outras fontes em relação às receitas provenientes da cobrança da tarifa de adução de água bruta.

k) Adimplência

Esse indicador apresenta uma relação entre a tarifa efetivamente paga pelos consumidores e a tarifa faturada pela Operadora Federal.

l) Parcela de Volume Isento

Esse indicador apresenta uma relação entre o volume destinado a usuários isentos de tarifa e o volume total entregue aos usuários.

m) Nível de Faturamento

Esse indicador apresenta uma relação entre o volume efetivamente faturado e o volume total entregue aos usuários.

Será apresentada, no Relatório de Indicadores de Desempenho, uma proposta de indicadores para o projeto, com destaque para indicadores que possam criar mecanismos de incentivos e penalidades à concessionária.

8.2 BALANÇO PATRIMONIAL PROJETADO (REAL – DEZ/2024)

Quadro 8.2 – BP Projetado do Cenário Adotado (parte 1)

R$'000 - dez/2024	2026	2027	2028	2029	2030
Ativo Total	**151.902**	**368.135**	**685.624**	**786.130**	**769.712**
Ativo Circulante	**52.915**	**25.659**	**25.580**	**37.971**	**65.615**
Caixa e Bancos	27.285	-	-	7.080	34.662
Conta Reserva	-	-	-	-	-
Tributos a Recuperar	24	394	-	-	-
Contas a Receber (Clientes)	25.606	25.265	25.580	30.892	30.954
Outros Ativos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	**98.987**	**342.476**	**660.044**	**748.158**	**704.097**
Realizável a Longo Prazo	75.597	159.544	232.583	211.050	211.476
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-
Outros Ativos de Longo Prazo	75.597	159.544	232.583	211.050	211.476
Intangível Bruto	23.390	183.120	428.931	544.912	526.484
(-) Amortização Acumulada	-	(188)	(1.470)	(7.804)	(33.863)
Imobilizado Bruto	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Acumulada	-	-	-	-	-
Passivo e Patrimônio Líquido	**151.902**	**368.135**	**685.624**	**786.130**	**769.712**
Passivo Circulante	**75.963**	**74.953**	**75.889**	**91.645**	**91.830**
Dividendos a Distribuir	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio a Distribuir	-	-	-	-	-
Contas a Pagar (Fornecedores)	75.963	74.953	75.889	91.645	91.830
Outros Passivos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante	**75.597**	**159.544**	**232.583**	**211.050**	**211.476**
Financiamentos de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Contingências de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Outros Passivos de Longo Prazo	75.597	159.544	232.583	211.050	211.476
Patrimônio líquido	**342**	**133.638**	**377.153**	**483.435**	**466.406**
Capital Social	-	134.558	364.775	478.468	462.287
AFAC	-	-	-	-	-
Reserva Legal	-	3	666	914	1.690
Lucros e Prejuízos Acumulados	342	(923)	11.712	4.053	2.429

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 8.3 – BP Projetado do Cenário Adotado (parte 2)

R$'000 - dez/2024	2031	2032	2033	2034	2035
Ativo Total	**757.073**	**749.161**	**732.096**	**724.511**	**704.553**
Ativo Circulante	**94.647**	**125.691**	**145.967**	**173.648**	**186.980**
Caixa e Bancos	63.632	94.551	114.784	142.423	154.911
Conta Reserva	-	-	-	-	-
Tributos a Recuperar	-	-	-	-	801
Contas a Receber (Clientes)	31.016	31.141	31.183	31.226	31.268
Outros Ativos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	**662.426**	**623.470**	**586.129**	**550.863**	**517.573**
Realizável a Longo Prazo	211.898	212.751	213.043	213.333	213.621
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-
Outros Ativos de Longo Prazo	211.898	212.751	213.043	213.333	213.621
Intangível Bruto	508.680	491.478	474.857	458.799	443.284
(-) Amortização Acumulada	(58.152)	(80.759)	(101.770)	(121.269)	(139.331)
Imobilizado Bruto	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Acumulada	-	-	-	-	-
Passivo e Patrimônio Líquido	**757.073**	**749.161**	**732.096**	**724.511**	**704.553**
Passivo Circulante	**92.013**	**92.384**	**92.510**	**92.636**	**92.761**
Dividendos a Distribuir	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio a Distribuir	-	-	-	-	-
Contas a Pagar (Fornecedores)	92.013	92.384	92.510	92.636	92.761
Outros Passivos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante	**211.898**	**212.751**	**213.043**	**213.333**	**213.621**
Financiamentos de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Contingências de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Outros Passivos de Longo Prazo	211.898	212.751	213.043	213.333	213.621
Patrimônio líquido	**453.162**	**444.027**	**426.543**	**418.543**	**398.170**
Capital Social	446.654	431.549	416.955	402.855	389.231
AFAC	-	-	-	-	-
Reserva Legal	2.828	5.073	6.058	8.220	8.248
Lucros e Prejuízos Acumulados	3.681	7.405	3.530	7.467	691

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 8.4 – BP Projetado do Cenário Adotado (parte 3)

R$'000 - dez/2024	2036	2037	2038	2039	2040
Ativo Total	**702.138**	**688.090**	**682.292**	**669.804**	**657.247**
Ativo Circulante	**215.971**	**231.536**	**253.641**	**267.428**	**279.597**
Caixa e Bancos	184.662	200.184	222.248	235.994	248.121
Conta Reserva	-	-	-	-	-
Tributos a Recuperar	-	-	-	-	-
Contas a Receber (Clientes)	31.310	31.352	31.393	31.434	31.475
Outros Ativos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	**486.167**	**456.555**	**428.651**	**402.376**	**377.650**
Realizável a Longo Prazo	213.908	214.193	214.476	214.758	215.038
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-
Outros Ativos de Longo Prazo	213.908	214.193	214.476	214.758	215.038
Intangível Bruto	428.293	413.809	399.815	386.295	373.231
(-) Amortização Acumulada	(156.034)	(171.447)	(185.640)	(198.677)	(210.619)
Imobilizado Bruto	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Acumulada	-	-	-	-	-
Passivo e Patrimônio Líquido	**702.138**	**688.090**	**682.292**	**669.804**	**657.247**
Passivo Circulante	**92.886**	**93.010**	**93.133**	**93.255**	**93.377**
Dividendos a Distribuir	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio a Distribuir	-	-	-	-	-
Contas a Pagar (Fornecedores)	92.886	93.010	93.133	93.255	93.377
Outros Passivos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante	**213.908**	**214.193**	**214.476**	**214.758**	**215.038**
Financiamentos de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Contingências de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Outros Passivos de Longo Prazo	213.908	214.193	214.476	214.758	215.038
Patrimônio líquido	**395.344**	**380.888**	**374.683**	**361.791**	**348.832**
Capital Social	376.069	363.351	351.063	339.191	327.721
AFAC	-	-	-	-	-
Reserva Legal	10.714	12.105	14.562	16.142	16.961
Lucros e Prejuízos Acumulados	8.562	5.432	9.057	6.457	4.149

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 8.5 – BP Projetado do Cenário Adotado (parte 4)

R$'000 - dez/2024	2041	2042	2043	2044	2045
Ativo Total	**648.919**	**645.327**	**646.426**	**642.928**	**626.501**
Ativo Circulante	**294.520**	**312.866**	**325.538**	**341.213**	**342.748**
Caixa e Bancos	263.004	281.323	292.646	308.271	309.557
Conta Reserva	-	-	-	-	-
Tributos a Recuperar	-	-	-	-	199
Contas a Receber (Clientes)	31.516	31.543	32.892	32.942	32.992
Outros Ativos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	**354.399**	**332.461**	**320.888**	**301.715**	**283.753**
Realizável a Longo Prazo	215.317	215.502	224.716	225.058	225.400
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-
Outros Ativos de Longo Prazo	215.317	215.502	224.716	225.058	225.400
Intangível Bruto	360.609	348.415	336.632	325.248	314.249
(-) Amortização Acumulada	(221.527)	(231.456)	(240.460)	(248.591)	(255.896)
Imobilizado Bruto	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Acumulada	-	-	-	-	-
Passivo e Patrimônio Líquido	**648.919**	**645.327**	**646.426**	**642.928**	**626.501**
Passivo Circulante	**93.498**	**93.578**	**97.579**	**97.728**	**97.876**
Dividendos a Distribuir	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio a Distribuir	-	-	-	-	-
Contas a Pagar (Fornecedores)	93.498	93.578	97.579	97.728	97.876
Outros Passivos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante	**215.317**	**215.502**	**224.716**	**225.058**	**225.400**
Financiamentos de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Contingências de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Outros Passivos de Longo Prazo	215.317	215.502	224.716	225.058	225.400
Patrimônio líquido	**340.105**	**336.247**	**324.130**	**320.142**	**303.225**
Capital Social	316.638	305.930	295.585	285.589	275.931
AFAC	-	-	-	-	-
Reserva Legal	18.121	20.589	22.002	24.458	24.573
Lucros e Prejuízos Acumulados	5.345	9.727	6.544	10.096	2.721

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 8.6 – BP Projetado do Cenário Adotado (parte 5)

R$'000 - dez/2024	2046	2047	2048	2049	2050
Ativo Total	**626.995**	**617.943**	**615.159**	**604.903**	**589.229**
Ativo Circulante	**360.055**	**366.628**	**377.879**	**378.136**	**362.166**
Caixa e Bancos	327.013	333.536	344.737	344.943	324.301
Conta Reserva	-	-	-	-	-
Tributos a Recuperar	-	-	-	-	4.630
Contas a Receber (Clientes)	33.042	33.092	33.142	33.192	33.235
Outros Ativos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	**266.941**	**251.315**	**237.280**	**226.768**	**227.063**
Realizável a Longo Prazo	225.742	226.084	226.426	226.768	227.063
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-
Outros Ativos de Longo Prazo	225.742	226.084	226.426	226.768	227.063
Intangível Bruto	303.622	293.354	283.434	273.849	264.588
(-) Amortização Acumulada	(262.423)	(268.123)	(272.580)	(273.849)	(264.588)
Imobilizado Bruto	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Acumulada	-	-	-	-	-
Passivo e Patrimônio Líquido	**626.995**	**617.943**	**615.159**	**604.903**	**589.229**
Passivo Circulante	**98.025**	**98.173**	**98.322**	**98.470**	**98.598**
Dividendos a Distribuir	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio a Distribuir	-	-	-	-	-
Contas a Pagar (Fornecedores)	98.025	98.173	98.322	98.470	98.598
Outros Passivos de Curto Prazo	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante	**225.742**	**226.084**	**226.426**	**226.768**	**227.063**
Financiamentos de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Contingências de Longo Prazo	-	-	-	-	-
Outros Passivos de Longo Prazo	225.742	226.084	226.426	226.768	227.063
Patrimônio líquido	**303.229**	**293.686**	**290.411**	**279.665**	**263.568**
Capital Social	266.600	257.584	248.873	240.457	232.325
AFAC	-	-	-	-	-
Reserva Legal	26.855	28.403	30.824	31.827	31.002
Lucros e Prejuízos Acumulados	9.774	7.699	10.714	7.381	241

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

Quadro 8.7 – BP Projetado do Cenário Adotado (parte 6)

R$'000 - dez/2024	2051	2052	2053	2054	2055	2056
Ativo Total	**592.824**	**590.358**	**582.814**	**581.415**	**565.827**	-
Ativo Circulante	**365.486**	**362.746**	**354.927**	**353.253**	**337.390**	-
Caixa e Bancos	332.211	329.430	321.571	319.857	303.954	-
Conta Reserva	-	-	-	-	-	-
Tributos a Recuperar	-	-	-	-	-	-
Contas a Receber (Clientes)	33.276	33.316	33.356	33.396	33.437	-
Outros Ativos de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-
Ativo Não Circulante	**227.338**	**227.612**	**227.887**	**228.162**	**228.437**	-
Realizável a Longo Prazo	227.338	227.612	227.887	228.162	228.437	-
Títulos e Valores Mobiliários	-	-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais	-	-	-	-	-	-
Outros Ativos de Longo Prazo	227.338	227.612	227.887	228.162	228.437	-
Intangível Bruto	255.640	246.995	238.643	230.572	222.775	-
(-) Amortização Acumulada	(255.640)	(246.995)	(238.643)	(230.572)	(222.775)	-
Imobilizado Bruto	-	-	-	-	-	-
(-) Depreciação Acumulada	-	-	-	-	-	-
Passivo e Patrimônio Líquido	**592.824**	**590.358**	**582.814**	**581.415**	**565.827**	-
Passivo Circulante	**98.718**	**98.837**	**98.956**	**99.076**	**99.195**	-
Dividendos a Distribuir	-	-	-	-	-	-
Juros sobre Capital Próprio a Distribuir	-	-	-	-	-	-
Contas a Pagar (Fornecedores)	98.718	98.837	98.956	99.076	99.195	-
Outros Passivos de Curto Prazo	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante	**227.338**	**227.612**	**227.887**	**228.162**	**228.437**	-
Financiamentos de Longo Prazo	-	-	-	-	-	-
Contingências de Longo Prazo	-	-	-	-	-	-
Outros Passivos de Longo Prazo	227.338	227.612	227.887	228.162	228.437	-
Patrimônio líquido	**266.769**	**263.909**	**255.971**	**254.177**	**238.195**	-
Capital Social	224.469	216.878	209.543	202.457	195.611	-
AFAC	-	-	-	-	-	-
Reserva Legal	33.122	35.636	37.353	39.865	39.122	-
Lucros e Prejuízos Acumulados	9.178	11.395	9.074	11.855	3.462	-

Elaboração: Consórcio Engecorps/ Moysés & Pires/ Ceres

8.3 PROJEÇÕES DETALHADAS

8.3.1 VAZÃO DE ENTREGA, VOLUME ENTREGUE DE ÁGUA, CONSUMO DE ENERGIA – CENÁRIO 1

data	Vazão de entrega (m³/s)	Volume de água entregue (mil m³)	Consumo de Energia (MWh)	data	Vazão de entrega (m³/s)	Volume de água entregue (mil m³)	Consumo de Energia (MWh)
jan/2026	18,52	49.596	46.417	jan/2029	20,65	55.317	49.967
fev/2026	23,26	56.275	50.973	fev/2029	31,45	76.077	64.580
mar/2026	23,26	62.305	48.984	mar/2029	31,37	84.033	62.556
abr/2026	23,89	61.925	51.796	abr/2029	32,04	83.050	65.445
mai/2026	23,89	63.982	54.693	mai/2029	32,19	86.215	69.372
jun/2026	21,70	56.259	41.903	jun/2029	31,23	80.960	61.485
jul/2026	23,71	63.513	48.159	jul/2029	33,35	89.327	69.078
ago/2026	13,47	36.078	36.056	ago/2029	12,44	33.318	34.595
set/2026	13,61	35.280	37.236	set/2029	12,59	32.631	35.795
out/2026	13,76	36.844	37.247	out/2029	12,75	34.138	35.823
nov/2026	13,65	35.373	36.213	nov/2029	12,63	32.732	34.780
dez/2026	13,44	35.990	34.053	dez/2029	12,40	33.222	32.593
jan/2027	20,36	54.524	49.482	jan/2030	20,80	55.713	50.210
fev/2027	31,01	75.017	63.861	fev/2030	31,67	76.606	64.939
mar/2027	30,94	82.870	61.844	mar/2030	31,59	84.615	62.912
abr/2027	31,59	81.894	64.712	abr/2030	32,26	83.628	65.811
mai/2027	31,74	85.004	68.628	mai/2030	32,42	86.820	69.744
jun/2027	30,54	79.157	60.139	jun/2030	31,58	81.861	62.158
jul/2027	32,60	87.327	67.578	jul/2030	33,72	90.328	69.828
ago/2027	12,00	32.143	33.632	ago/2030	12,66	33.905	35.077
set/2027	12,14	31.477	34.821	set/2030	12,81	33.207	36.282
out/2027	12,29	32.928	34.838	out/2030	12,97	34.742	36.316
nov/2027	12,18	31.576	33.803	nov/2030	12,85	33.310	35.269
dez/2027	11,97	32.052	31.632	dez/2030	12,62	33.806	33.074
jan/2028	20,50	54.921	49.725	jan/2031	20,95	56.110	50.453
fev/2028	31,23	78.245	64.220	fev/2031	31,89	77.136	65.299
mar/2028	31,16	83.452	62.200	mar/2031	31,81	85.197	63.268
abr/2028	31,82	82.472	65.078	abr/2031	32,49	84.206	66.177
mai/2028	31,96	85.610	69.000	mai/2031	32,64	87.426	70.116
jun/2028	30,89	80.058	60.812	jun/2031	31,93	82.763	62.831
jul/2028	32,98	88.327	68.328	jul/2031	34,10	91.328	70.577
ago/2028	12,22	32.731	34.114	ago/2031	12,88	34.492	35.558
set/2028	12,37	32.054	35.308	set/2031	13,03	33.784	36.769
out/2028	12,52	33.533	35.330	out/2031	13,20	35.347	36.808
nov/2028	12,41	32.154	34.291	nov/2031	13,07	33.888	35.758
dez/2028	12,19	32.637	32.112	dez/2031	12,84	34.391	33.555

data	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*	*data*	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*
jan/2032	21,70	58.129	51.211	jan/2035	22,05	59.068	51.782
fev/2032	32,71	81.966	66.178	fev/2035	33,28	80.502	67.100
mar/2032	32,64	87.412	64.148	mar/2035	33,19	88.906	65.060
abr/2032	33,31	86.350	67.054	abr/2035	33,89	87.838	67.996
mai/2032	33,47	89.651	71.000	mai/2035	34,06	91.218	71.958
jun/2032	32,88	85.225	63.992	jun/2035	33,76	87.499	65.648
jul/2032	35,07	93.937	71.812	jul/2035	35,88	96.105	73.652
ago/2032	13,69	36.665	36.513	ago/2035	14,17	37.944	37.557
set/2032	13,85	35.902	37.731	set/2035	14,34	37.167	38.792
out/2032	14,02	37.543	37.777	out/2035	14,52	38.881	38.858
nov/2032	13,89	36.003	36.717	nov/2035	14,38	37.277	37.788
dez/2032	13,65	36.563	34.510	dez/2035	14,13	37.834	35.550
jan/2033	21,82	58.442	51.401	jan/2036	22,17	59.380	51.973
fev/2033	32,90	79.594	66.485	fev/2036	33,46	83.848	67.408
mar/2033	32,82	87.910	64.452	mar/2036	33,38	89.404	65.364
abr/2033	33,51	86.846	67.368	abr/2036	34,08	88.334	68.309
mai/2033	33,67	90.174	71.320	mai/2036	34,25	91.741	72.278
jun/2033	33,17	85.983	64.544	jun/2036	34,05	88.257	66.200
jul/2033	35,34	94.660	72.425	jul/2036	36,15	96.828	74.265
ago/2033	13,85	37.091	36.861	ago/2036	14,33	38.370	37.905
set/2033	14,01	36.323	38.085	set/2036	14,50	37.588	39.146
out/2033	14,18	37.989	38.138	out/2036	14,68	39.328	39.218
nov/2033	14,05	36.428	37.074	nov/2036	14,55	37.702	38.144
dez/2033	13,81	36.987	34.857	dez/2036	14,28	38.258	35.897
jan/2034	21,94	58.755	51.592	jan/2037	22,29	59.693	52.163
fev/2034	33,09	80.048	66.793	fev/2037	33,65	81.411	67.715
mar/2034	33,01	88.408	64.756	mar/2037	33,57	89.902	65.668
abr/2034	33,70	87.342	67.682	abr/2037	34,27	88.830	68.623
mai/2034	33,86	90.696	71.639	mai/2037	34,45	92.263	72.597
jun/2034	33,46	86.741	65.096	jun/2037	34,34	89.015	66.752
jul/2034	35,61	95.383	73.039	jul/2037	36,42	97.551	74.878
ago/2034	14,01	37.518	37.209	ago/2037	14,49	38.797	38.252
set/2034	14,18	36.745	38.439	set/2037	14,66	38.010	39.500
out/2034	14,35	38.435	38.498	out/2037	14,85	39.774	39.578
nov/2034	14,22	36.852	37.431	nov/2037	14,71	38.127	38.501
dez/2034	13,97	37.410	35.204	dez/2037	14,44	38.682	36.244

data	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*	*data*	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*
jan/2038	22,40	60.006	52.353	jan/2041	22,75	60.944	52.925
fev/2038	33,84	81.865	68.023	fev/2041	34,40	83.228	68.945
mar/2038	33,75	90.400	65.972	mar/2041	34,31	91.893	66.884
abr/2038	34,46	89.326	68.937	abr/2041	35,04	90.813	69.878
mai/2038	34,64	92.785	72.916	mai/2041	35,23	94.352	73.875
jun/2038	34,63	89.773	67.303	jun/2041	35,51	92.047	68.959
jul/2038	36,69	98.274	75.491	jul/2041	37,50	100.443	77.330
ago/2038	14,64	39.223	38.600	ago/2041	15,12	40.503	39.644
set/2038	14,83	38.432	39.854	set/2041	15,32	39.696	40.916
out/2038	15,02	40.220	39.938	out/2041	15,52	41.558	41.019
nov/2038	14,87	38.552	38.858	nov/2041	15,37	39.826	39.929
dez/2038	14,60	39.106	36.590	dez/2041	15,08	40.377	37.630
jan/2039	22,52	60.319	52.544	jan/2042	22,78	61.008	52.967
fev/2039	34,03	82.319	68.330	fev/2042	34,44	83.307	69.002
mar/2039	33,94	90.897	66.276	mar/2042	34,34	91.981	66.941
abr/2039	34,65	89.821	69.251	abr/2042	35,07	90.905	69.939
mai/2039	34,84	93.307	73.236	mai/2042	35,26	94.447	73.936
jun/2039	34,93	90.531	67.855	jun/2042	35,61	92.312	69.172
jul/2039	36,96	98.997	76.104	jul/2042	37,54	100.546	77.592
ago/2039	14,80	39.650	38.948	ago/2042	15,23	40.786	39.874
set/2039	14,99	38.853	40.208	set/2042	15,42	39.971	41.147
out/2039	15,18	40.666	40.299	out/2042	15,62	41.841	41.249
nov/2039	15,04	38.976	39.215	nov/2042	15,47	40.100	40.159
dez/2039	14,76	39.529	36.937	dez/2042	15,18	40.660	37.861
jan/2040	22,64	60.632	52.734	jan/2043	22,80	61.071	53.009
fev/2040	34,22	85.730	68.638	fev/2043	34,47	83.386	69.058
mar/2040	34,12	91.395	66.580	mar/2043	34,37	92.069	66.998
abr/2040	34,84	90.317	69.564	abr/2043	35,11	90.997	70.000
mai/2040	35,03	93.830	73.555	mai/2043	35,30	94.541	73.997
jun/2040	35,22	91.289	68.407	jun/2043	35,72	92.578	69.386
jul/2040	37,23	99.720	76.717	jul/2043	37,58	100.650	77.853
ago/2040	14,96	40.076	39.296	ago/2043	15,33	41.069	40.105
set/2040	15,15	39.275	40.562	set/2043	15,53	40.245	41.377
out/2040	15,35	41.112	40.659	out/2043	15,73	42.125	41.480
nov/2040	15,20	39.401	39.572	nov/2043	15,58	40.374	40.389
dez/2040	14,92	39.953	37.284	dez/2043	15,29	40.943	38.091

data	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*	*data*	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*
jan/2044	22,82	61.134	53.051	jan/2047	22,90	61.324	53.178
fev/2044	34,50	86.446	69.115	fev/2047	34,60	83.703	69.284
mar/2044	34,41	92.156	67.055	mar/2047	34,51	92.420	67.226
abr/2044	35,14	91.088	70.061	abr/2047	35,25	91.363	70.244
mai/2044	35,33	94.636	74.058	mai/2047	35,44	94.920	74.241
jun/2044	35,82	92.843	69.599	jun/2047	36,13	93.639	70.239
jul/2044	37,62	100.754	78.114	jul/2047	37,73	101.065	78.898
ago/2044	15,44	41.352	40.335	ago/2047	15,76	42.202	41.027
set/2044	15,63	40.519	41.607	set/2047	15,95	41.341	42.299
out/2044	15,83	42.408	41.710	out/2047	16,15	43.257	42.402
nov/2044	15,68	40.648	40.620	nov/2047	16,00	41.471	41.311
dez/2044	15,39	41.227	38.322	dez/2047	15,71	42.076	39.013
jan/2045	22,85	61.197	53.093	jan/2048	22,92	61.387	53.220
fev/2045	34,53	83.545	69.171	fev/2048	34,63	86.775	69.341
mar/2045	34,44	92.244	67.112	mar/2048	34,54	92.507	67.283
abr/2045	35,18	91.180	70.122	abr/2048	35,28	91.455	70.305
mai/2045	35,37	94.731	74.119	mai/2048	35,47	95.015	74.303
jun/2045	35,92	93.109	69.812	jun/2048	36,23	93.905	70.452
jul/2045	37,66	100.858	78.375	jul/2048	37,77	101.169	79.159
ago/2045	15,55	41.636	40.566	ago/2048	15,86	42.485	41.257
set/2045	15,74	40.793	41.838	set/2048	16,06	41.615	42.529
out/2045	15,94	42.691	41.941	out/2048	16,26	43.541	42.632
nov/2045	15,79	40.922	40.850	nov/2048	16,11	41.745	41.542
dez/2045	15,50	41.510	38.552	dez/2048	15,82	42.360	39.244
jan/2046	22,87	61.261	53.136	jan/2049	22,94	61.451	53.262
fev/2046	34,57	83.624	69.228	fev/2049	34,67	83.862	69.397
mar/2046	34,47	92.332	67.169	mar/2049	34,57	92.595	67.339
abr/2046	35,21	91.272	70.183	abr/2049	35,32	91.547	70.366
mai/2046	35,40	94.826	74.180	mai/2049	35,51	95.110	74.364
jun/2046	36,02	93.374	70.025	jun/2049	36,33	94.170	70.665
jul/2046	37,69	100.962	78.637	jul/2049	37,81	101.273	79.421
ago/2046	15,65	41.919	40.796	ago/2049	15,97	42.769	41.488
set/2046	15,84	41.067	42.068	set/2049	16,16	41.889	42.759
out/2046	16,04	42.974	42.171	out/2049	16,36	43.824	42.863
nov/2046	15,89	41.197	41.081	nov/2049	16,21	42.019	41.772
dez/2046	15,60	41.793	38.783	dez/2049	15,92	42.643	39.474

data	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*	*data*	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*
jan/2050	23,77	63.668	53.269	jan/2053	23,75	63.619	53.232
fev/2050	35,49	85.865	69.409	fev/2053	35,45	85.753	69.325
mar/2050	35,40	94.813	67.347	mar/2053	35,35	94.689	67.265
abr/2050	36,15	93.703	70.382	abr/2053	36,11	93.605	70.313
mai/2050	36,34	97.338	74.379	mai/2053	36,30	97.237	74.310
jun/2050	35,65	92.394	70.808	jun/2053	35,72	92.593	71.113
jul/2050	38,17	102.226	79.616	jul/2053	38,26	102.463	79.936
ago/2050	15,31	41.001	41.686	ago/2053	15,51	41.552	42.247
set/2050	15,50	40.179	42.955	set/2053	15,71	40.712	43.511
out/2050	15,70	42.056	43.060	out/2053	15,91	42.607	43.616
nov/2050	15,55	40.308	41.966	nov/2053	15,76	40.842	42.522
dez/2050	15,26	40.875	39.673	dez/2053	15,47	41.426	40.229
jan/2051	23,76	63.652	53.257	jan/2054	23,75	63.603	53.219
fev/2051	35,48	85.827	69.381	fev/2054	35,43	85.716	69.298
mar/2051	35,38	94.771	67.320	mar/2054	35,34	94.648	67.237
abr/2051	36,14	93.671	70.359	abr/2054	36,10	93.573	70.289
mai/2051	36,33	97.305	74.356	mai/2054	36,29	97.203	74.287
jun/2051	35,67	92.461	70.910	jun/2054	35,75	92.659	71.215
jul/2051	38,20	102.305	79.723	jul/2054	38,28	102.541	80.043
ago/2051	15,38	41.185	41.873	ago/2054	15,58	41.736	42.434
set/2051	15,57	40.356	43.141	set/2054	15,78	40.890	43.697
out/2051	15,77	42.240	43.245	out/2054	15,98	42.791	43.801
nov/2051	15,62	40.486	42.151	nov/2054	15,83	41.019	42.708
dez/2051	15,33	41.059	39.858	dez/2054	15,54	41.610	40.414
jan/2052	23,76	63.636	53.244	jan/2055	23,74	63.587	53.207
fev/2052	35,46	88.854	69.353	fev/2055	35,42	85.678	69.270
mar/2052	35,37	94.730	67.292	mar/2055	35,32	94.606	67.209
abr/2052	36,13	93.638	70.336	abr/2055	36,09	93.540	70.266
mai/2052	36,32	97.271	74.333	mai/2055	36,28	97.170	74.264
jun/2052	35,70	92.527	71.011	jun/2055	35,77	92.725	71.317
jul/2052	38,23	102.384	79.829	jul/2055	38,31	102.620	80.150
ago/2052	15,45	41.368	42.060	ago/2055	15,65	41.920	42.621
set/2052	15,64	40.534	43.326	set/2055	15,84	41.068	43.882
out/2052	15,84	42.424	43.431	out/2055	16,04	42.975	43.987
nov/2052	15,69	40.664	42.337	nov/2055	15,89	41.197	42.893
dez/2052	15,40	41.243	40.043	dez/2055	15,60	41.794	40.599

data	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*	*data*	*Vazão de entrega (m³/s)*	*Volume de água entregue (mil m³)*	*Consumo de Energia (MWh)*
jan/2056	23,73	63.570	53.195	jan/2059	23,72	63.521	53.158
fev/2056	35,40	88.700	69.242	fev/2059	35,35	85.529	69.159
mar/2056	35,31	94.565	67.182	mar/2059	35,26	94.441	67.099
abr/2056	36,08	93.507	70.243	abr/2059	36,04	93.409	70.174
mai/2056	36,27	97.136	74.241	mai/2059	36,23	97.035	74.171
jun/2056	35,80	92.791	71.419	jun/2059	35,88	92.989	71.724
jul/2056	38,34	102.699	80.257	jul/2059	38,43	102.935	80.577
ago/2056	15,72	42.103	42.808	ago/2059	15,93	42.655	43.369
set/2056	15,91	41.245	44.068	set/2059	16,12	41.779	44.624
out/2056	16,11	43.159	44.172	out/2059	16,32	43.710	44.728
nov/2056	15,96	41.375	43.079	nov/2059	16,17	41.908	43.635
dez/2056	15,67	41.977	40.784	dez/2059	15,88	42.529	41.340
jan/2057	23,73	63.554	53.182	jan/2060	23,71	63.505	53.145
fev/2057	35,39	85.604	69.214	fev/2060	35,34	88.545	69.131
mar/2057	35,29	94.524	67.154	mar/2060	35,24	94.400	67.071
abr/2057	36,06	93.475	70.220	abr/2060	36,02	93.377	70.151
mai/2057	36,25	97.102	74.218	mai/2060	36,22	97.001	74.148
jun/2057	35,82	92.857	71.521	jun/2060	35,90	93.055	71.826
jul/2057	38,37	102.778	80.363	jul/2060	38,46	103.014	80.684
ago/2057	15,79	42.287	42.995	ago/2060	15,99	42.838	43.556
set/2057	15,98	41.423	44.253	set/2060	16,19	41.957	44.810
out/2057	16,18	43.342	44.357	out/2060	16,39	43.894	44.913
nov/2057	16,03	41.553	43.264	nov/2060	16,24	42.086	43.820
dez/2057	15,74	42.161	40.969	dez/2060	15,95	42.712	41.525
jan/2058	23,72	63.538	53.170				
fev/2058	35,37	85.567	69.187				
mar/2058	35,28	94.483	67.127				
abr/2058	36,05	93.442	70.197				
mai/2058	36,24	97.068	74.195				
jun/2058	35,85	92.923	71.623				
jul/2058	38,40	102.856	80.470				
ago/2058	15,86	42.471	43.182				
set/2058	16,05	41.601	44.439				
out/2058	16,25	43.526	44.542				
nov/2058	16,10	41.731	43.449				
dez/2058	15,81	42.345	41.155				