

ENERGIA COMPESA

Síntese da Proposta

Procedimento de Manifestação de Interesse - PMI

Edital de Chamamento Público nº 001/2019



Edital de Chamamento Público nº

Síntese da Proposta

Apresentação de estudos de geração de energia elétrica renovável, construção de novas ou utilização de usinas já implantadas de fonte renovável com compra de energia através do Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou geração distribuída, para a companhia pernambucana de saneamento COMPESA, com o objetivo de reduzir seus custos com as contas de energia.

Junho de 2021.



Sumário

1. INTRODUÇÃO	7
2. OBJETIVOS E SÍNTESE DO ESTUDO.....	9
3. PANORAMA LEGAL DA EXECUÇÃO DO PROJETO.....	12
4. PARÂMETROS PARA CONCEPÇÃO DO PROJETO.....	20
4.1. Análise das Faturas de Energia Elétrica	20
4.2. Unidades Consumidoras Beneficiadas com a Solução Proposta	25
4.2.1. Considerações para os cenários com potência de 20 MW.....	25
4.2.2. Considerações para o cenário com potência de 135 MW.....	26
4.3. Análise dos Terrenos Disponíveis	29
4.4. Aquisição do Terreno	29
4.5. Área a ser Utilizada	30
4.6. Adequabilidade do Projeto	30
4.6.1. Obras Civas Necessárias.....	30
4.6.2. Adequação da Rede Elétrica Local.....	30
5. MODALIDADE DE GERAÇÃO	33
6. CAPACIDADE DA USINA	35
6.1. Cenário 20MW solo com tracker.....	35
6.2. Cenário 20 MW solo sem tracker	35
6.3. Cenário 135MW Solo	35
6.4. Cenário 20 MW flutuante	36
7. EQUIPAMENTOS E TECNOLOGIA A SER ADOTADA.....	38
7.1. Módulos Solares Fotovoltaicos	38
7.2. Inversores Fotovoltaicos	39
7.3. Estrutura de Fixação e Suporte.....	39
8. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS OPERACIONAIS.....	41

8.1. CAPEX.....	41
8.2. OPEX.....	42
9. PRAZO MÉDIO DE IMPLANTAÇÃO DA USINA	44
10. RECEITAS DO CONCESSIONÁRIO.....	47
11. RECEITAS ACESSÓRIAS E A PARTICIPAÇÃO DA COMPESA.....	50
12. INDICADORES DE DESEMPENHO DO CONCESSIONÁRIO.....	53
12.1. Sensibilidade dos Indicadores de Desempenho sobre a Contraprestação Fase 1	54
12.2. Sensibilidade dos Indicadores de Desempenho sobre a Contraprestação Fase 2	54
13. ESTRUTURA DE GARANTIAS DA CONCESSÃO.....	56
14. DETALHAMENTO DO CAPEX.....	58
15. CRONOGRAMA FÍSICO-FINANCEIRO.....	61
16. REINVESTIMENTOS DA CONCESSÃO	65
17. BENS REVERSÍVEIS DA CONCESSÃO	68
18. DESPESAS OPERACIONAIS DA CONCESSÃO (OPEX)	70
19. IMPOSTOS.....	72
20. FINANCIAMENTO DO CAPEX.....	85
21. SERVIÇO DA DÍVIDA.....	88
22. ICSD – ÍNDICE DE COBERTURA DA DÍVIDA	90
23. GARANTIAS DE SUPORTE DA DÍVIDA	92
24. TMA – TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE DO PROJETO	94
25. TIR – TAXA INTERNA DE RETORNO	97
26. CUSTO DE OPORTUNIDADE	99
27. PAYBACK	101
28. DRE – DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (SEM ALAVANCAGEM) E (COM ALAVANCAGEM).....	103
29. FLUXO DE CAIXA REAL DO PROJETO (SEM ALAVANCAGEM)	106
30. FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA (COM ALAVANCAGEM).....	108

31.LCOE – CUSTO NIVELADO DE ENERGIA.....	110
32.ESTIMATIVA DO PERÍODO DE CONCESSÃO.....	112
33.VALUE FOR MONEY.....	114
34.ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE CENÁRIOS.....	119
34.1. Custo Nivelado De Energia (ICOE).....	Erro! Indicador não definido.
34.2. Desconto para Compesa.....	Erro! Indicador não definido.
34.3. Value For Money.....	Erro! Indicador não definido.
34.3. Conclusão.....	Erro! Indicador não definido.

Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Proporção de consumo por grupamento tarifário específico da Compesa	21
Gráfico 2 – Proporção de consumo por posto tarifário unidades THA.	21
Gráfico 3 – Proporção de consumo por posto tarifário unidades THV	22
Gráfico 4 – Proporção de consumo por posto tarifário unidades THA A3.	22
Gráfico 5 – Proporção de gastos por grupo tarifário específico da COMPESA em 2019.....	23
Gráfico 6 – Quantitativos de UC's passíveis à migração ao ACL.....	23
Gráfico 7 – Quantitativo de UC's passíveis à migração individual.....	24
Gráfico 8 – Quantitativo de unidades passíveis à migração por comunhão de cargas	24
Gráfico 9 – Fluxo de Caixa do Projeto Sem Alavancagem	106
Gráfico 10	108
Gráfico 11 – Reajuste tarifário da CELPE vs. IPCA (2011-2020).....	Erro! Indicador não definido.

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Síntese dos cenários modelados.....	10
Tabela 2 – Principais Instrumentos Regulatórios do Setor Elétrico Brasileiro	12
Tabela 3 – Quantitativo de unidades consumidoras por grupo tarifário.	20
Tabela 4 – Resumo CAPEX	41
Tabela 5 – Resumo OPEX	42
Tabela 6 – Cronograma Físico da fase de Desenvolvimento.....	44
Tabela 7 – Cronograma Físico da fase de Implantação.....	45
Tabela 8 – Projeção de Faturamento da SPE	48
Tabela 9	53
Tabela 10 – Sensibilidade dos Indicadores sobre a Contraprestação na Fase 1	54
Tabela 11 – Sensibilidade dos Indicadores sobre a Contraprestação na Fase 2	54
Tabela 12 – CAPEX – USINA 20 MW.....	58
Tabela 13 – Cronograma Financeiro Mensal – Pré Implantação.....	62
Tabela 14 – Cronograma Financeiro Mensal – Implantação.....	63
Tabela 15 – Valor Projetado de Reinvestimento em Inversores	65
Tabela 16 – Lista de Bens Reversíveis	68
Tabela 17 – Quadro Descritivo do OPEX De Operação da Usina Anual.....	70
Tabela 18 – Impostos Incidentes	83
Tabela 19 – Premissas Financiamento BNB	86
Tabela 20 – Condições de Captação de recursos junto ao Banco do Nordeste (BNB)	88
Tabela 21 – Cálculo do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida	90
Tabela 22 – TIR (Taxa Interna de Retorno).....	97
Tabela 23 – Custo de Oportunidade	99
Tabela 24	103
Tabela 25	104
Tabela 26 – Value for Money - COMPESA.....	115
Tabela 27 – Quadro de Reajuste tarifário da CELPE vs. IPCA (2011-2020).....	Erro! Indicador não definido.
Tabela 28 – Sensibilidade de Cenários LCOE.....	Erro! Indicador não definido.
Tabela 29 – Sensibilidade de Cenários Desconto sob a Tarifa de Energia para a COMPESA.....	Erro! Indicador não definido.
Tabela 30 – Sensibilidade de Cenário Value For Money COMPESA	Erro! Indicador não definido.



INTRODUÇÃO



1. INTRODUÇÃO

A globalização, crescimento urbano e avanço tecnológico impactam em acontecimentos e aumento de demanda que geram necessidade de resolução no âmbito governamental. De tal forma que o poder público influencia na qualidade de vida da população, mas sem deixar de se importar com o meio ambiente, uma vez que o aquecimento global também gera impacto nas gerações futuras. Assim, é requerida uma atuação do poder público de forma responsável, promovendo ações de cunho sustentável para suprir as primordialidades da população.

A preocupação com o suprimento de demandas energéticas da população se estende ao fato da escassez de combustíveis fósseis, tornando fundamental a busca por energias de fontes renováveis. Tais fontes de energia vêm ganhando cada vez mais força, conforme os países investem em sua utilização na busca de mudar suas matrizes energética. Por sua vez, o aumento no uso dessas tecnologias leva a uma sucessiva queda em custos de produção, uma vez que a energia solar, por exemplo, é a forma mais barata de geração elétrica de acordo com o Ministérios de Minas e Energia.

Por consequência, busca-se o uso consciente dos recursos naturais e a redução do consumo de combustíveis fósseis, poluidores da atmosfera, para o suprimento da demanda energética da COMPESA, que possui um alto consumo energético, visto que pertence ao segundo estado mais populoso do Nordeste, Pernambuco; e a viabilização de projetos que racionalizem o consumo dos recursos naturais através de alternativas tecnológicas de produção de energia renovável, utilizando inovações viáveis com comprovada efetividade e eficiência para fins de aplicação pela COMPESA.

Através das parceiras públicas-privada, o poder público encontra uma alternativa jurídica que possibilita a obtenção de recursos para a implantação dos projetos de infraestrutura necessários, com maior celeridade na execução de obras e agregando a experiência dos setor privado na implantação de determinados projetos.



OBJETIVOS E SÍNTESE DO ESTUDO



2. OBJETIVOS E SÍNTESE DO ESTUDO

O objetivo dos estudos realizados, a serem sintetizados no decorrer deste Caderno I – Síntese da Proposta, é a apresentação de alternativas tecnológicas de produção de energia renovável utilizando inovações viáveis com comprovada efetividade e eficiência e em conformidade com a legislação aplicável.

O objeto de contratação em análise consistiu em serviços a serem prestados de CONSTRUÇÃO, OPERAÇÃO, MANUTENÇÃO E ARRENDAMENTO DE USINA DE AUTOPRODUÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL E GESTÃO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS DO GRUPO A NO MERCADO LIVRE, ATRAVÉS DE CONCESSÃO ADMINISTRATIVA. Solução, esta, pautada no incentivo à conscientização ambiental da população, à redução dos custos com energia elétrica da COMPESA, à disseminação do conceito de sustentabilidade ambiental, à capacitação e oportunidade de emprego da população em locais de baixo desenvolvimento econômico.

Esta modelagem se deu através da análise do perfil de consumo das unidades consumidoras da COMPESA e seu respectivo potencial de economia. Constatou-se os grandes benefícios para a implementação do projeto na modalidade Autoprodução de Energia (APE) em relação à Geração Distribuída (GD), considerando as incertezas do ambiente regulatório onde o setor de GD está inserido. Essas incertezas geram riscos que serão transferidos ao poder público, pelo que se preferiu evitá-los em atenção ao interesse público.

Ademais, constatou-se que, devido à representatividade das unidades consumidoras do grupo A em relação ao consumo total da COMPESA, há um maior potencial de economia com a Autoprodução de Energia quando comparada com soluções de Geração Distribuída, tendo em vista que somente as unidades consumidoras do grupo A são passíveis de migrarem ao mercado livre de energia, ou seja, podem ser Autoprodutoras. Então, optou-se, na modelagem, pela solução da Autoprodução para a redução dos custos com energia elétrica, considerando como premissas básicas as exigências regulatórias atuais do mercado elétrico brasileiro, a eficiência do modelo escolhido e as perspectivas futuras.

Foram analisados, então, diferentes cenários com soluções técnicas de para a escolha do cenário mais atrativo. Para atender à exigência mínima do Edital do PMI, foi modelada uma usina de 20MW. De modo complementar e a fim de possibilitar uma economia em escala, também foi modelada uma usina 135MW, com uma potência capaz de atender a demanda de energia elétrica do maior número possível de unidades consumidoras da COMPESA, que será a solução principal do estudo. Os cenários estão sintetizados na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Síntese dos cenários modelados

Descrição	Cenário
20 MW – Solo – Com <i>tracker</i>	Cenário 1a
20 MW – Solo – Sem <i>tracker</i>	Cenário 1b
20 MW – Flutuante – Sem <i>tracker</i>	Cenário 2
135 MW – Solo – Com <i>tracker</i>	Cenário 3

Esta modelagem, abordou todos os pontos mínimos exigidos pelo Edital de Chamamento Público do PMI 001/2019 e acrescentou outros pontos necessários para um melhor entendimento acerca do assunto.



PANORAMA LEGAL DA EXECUÇÃO DO PROJETO



3. PANORAMA LEGAL DA EXECUÇÃO DO PROJETO

No presente capítulo, de maneira resumida, serão apresentados os principais elementos da modelagem jurídica relacionados à execução do projeto.

A Tabela 02, abaixo, elenca as principais normas regulatórias do setor elétrico que fundamentaram esta modelagem.

Tabela 2 – Principais Instrumentos Regulatórios do Setor Elétrico Brasileiro

Lei 10.848/04	Regulamentou o novo modelo do setor elétrico brasileiro, estabelecendo os ambientes de contratação (ACR e ACL) e os leilões de energia elétrica, entre outras disposições. Legislação base para compreensão do setor e cujas diretrizes influenciaram as demais legislações posteriores.
Decreto 5.163/04	É um desdobramento da lei 10.848/2004, detalhando as disposições para a comercialização de energia no ambiente de contratação regulada e as condições para contratação de energia em tal ambiente (ex: CCEAR e modalidades, prazos de contratação, caracterização de compra frustrada, repasse de custos aos consumidores finais, valor anual de referência - VR). Detalha também a comercialização de energia no ambiente de contratação livre (definição de consumidores potencialmente livres, retorno ao mercado cativo, contratação de agentes vendedores sob controle federal/estadual/municipal).
Decreto 5.177/04	Apresenta as atribuições da CCEE, os agentes com participação obrigatória e facultativa, a segregação dos agentes em categorias e classes. Descreve também a composição da CCEE e atribuições dos órgãos: Assembleia Geral, Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Superintendência. Por último, aborda o patrimônio da CCEE e como são mantidos os custos da Câmara.
REN 063/04	Define as infrações e as penalidades a que estão sujeitos os concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como as

	entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais. Classifica as penalidades por grupos de severidade, bem como estipula valorações por grupo. Define as condições para revogação de concessões, permissões e autorizações, bem como os procedimentos de aplicação de penalidades no setor elétrico.
REN 109/04	Estabelece as condições de comercialização de energia elétrica e as bases de organização, funcionamento e atribuições da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, incluindo, dentro outros aspectos: as obrigações e direitos dos Agentes da CCEE, as Garantias Financeiras, as diretrizes para a elaboração das Regras e dos Procedimentos de Comercialização, as condições relativas à comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL, bem como o Processo de Contabilização e Liquidação Financeira das operações realizadas no Mercado de Curto Prazo.
REN 247/06	Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (consumidor especial), além das condições para atendimento a unidades consumidoras na forma de comunhão de fato ou de direito.
Decreto 6353/08	Define o conceito de energia de reserva e sua contratação mediante leilões específicos. Define o Contrato de Energia de Reserva - CER e o Contrato de Uso de Energia de Reserva - CONUER, bem como a obrigatoriedade de assinatura pelos agentes envolvidos. Estipula uma liquidação financeira específica para a contratação de energia de reserva, a ser realizada pela

	CCEE. Estabelece a obrigação da CCEE em criar e manter a Conta de Energia de Reserva - CONER, bem como as finalidades de tal conta.
REN 337/08	Define a forma de cálculo dos encargos de energia de reserva - EER - bem como de seu rateio entre os usuários de energia de reserva, com base na medição de consumo anual. Estabelece o percentual de 50% do pagamento aos agentes vendedores como Fundo de Garantia, ao menos para o 1º ano de recolhimento de encargos. Define a forma de operacionalização da liquidação financeira de energia de reserva, bem como o tratamento de eventual inadimplência, incluindo o início de processo de desligamento. Estabelece a forma de contabilização da energia gerada no mercado de curto prazo pelas usinas, com a criação de um agente virtual, para centralizar os recebimentos pela energia valorada ao PLD. Define a restituição, aos Usuários de Energia de Reserva, dos montantes financeiros excedentes da CONER, por meio de lançamento a crédito do Usuário da Energia de Reserva na liquidação do Mercado de Curto Prazo - MCP.
REN 538/13	Define os objetivos da manutenção de cadastro de inadimplentes pela Aneel, quais sejam: (i) certificar agentes adimplentes, distinguindo-os dos inadimplentes; (ii) auxiliar a Aneel a manter informações, supervisionar e coibir a inadimplência do setor. Estabelece a obrigação da CCEE em informar à Aneel as inadimplências dos agentes.
REN 545/13	Define as hipóteses de desligamento de um agente (compulsório, por solicitação e por descumprimento de obrigações), bem como suas características específicas. Discrimina as obrigações que, descumpridas, ensejam o desligamento de agente da CCEE. Especifica as diretrizes para as etapas de desligamento, incluindo o direito de defesa do agente. Especifica também as etapas para

	<p>execução do desligamento, incluindo as obrigações do ONS e Agentes de Distribuição na suspensão do fornecimento de unidades consumidoras do agente desligado, bem como o cancelamento dos registros de contratos pela CCEE. Por fim, estipula a possibilidade de pedido de impugnação à Aneel dos atos praticados pela CCEE, bem como as condições para emissão do pedido pelo agente.</p>
REN 570/13	<p>Estabelece os requisitos e procedimentos atinentes à comercialização varejista de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN.</p>
REN 622/14	<p>Dispõe sobre as garantias financeiras e a efetivação de registros de contratos de compra e venda de energia elétrica, associados à comercialização no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e dá outras providências.</p>
Portaria 514/18	<p>Regulamentar o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. § 1º A partir de 1º de julho de 2019, os consumidores com carga igual ou superior a 2.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional. § 2º A partir de 1º de janeiro de 2020, os consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.</p>

Fonte: (CCEE, GUIA PRÁTICO PARA NOVOS AGENTES DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE, 2019)

A modelagem jurídica do projeto, tendo em vista o citado arcabouço regulatório do setor elétrico e as possibilidades de contratação da Administração Pública, optou por uma contratação através de Parceria Público Privada (PPP), disciplinada pela Lei Federal Nº 11.079/2004 e Leis

Estaduais de Pernambuco Nº 16.573/19 e 12.765/2005, na modalidade concessão administrativa, uma vez que o objeto da contratação envolve obras e serviços de infraestrutura energética de grande relevância cujos investimentos precisam ser amortizados durante um tempo relativamente alto, o que inviabilizaria contratações administrativas regidas pela Lei Federal nº 8.666, de 21 de junho de 1993 e pela Lei Federal nº 13.303, de 30 de junho de 2016. Da mesma forma, a concessão comum, regida pela Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, se mostra inviável porque a remuneração principal do parceiro privado se dará exclusivamente através da COMPESA. Apesar disto, não se pode olvidar que as PPP's na modalidade concessão administrativa são regidas subsidiariamente pela Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 das concessões comuns.

A forma de contratação escolhida permitiu a melhor alocação possível dos riscos do empreendimento. O parceiro privado tem a responsabilidade integral pelos serviços da concessão, pelo que tem ampla liberdade para exercê-los. Sua remuneração atrela-se ao cumprimento do cronograma de execução contratual apresentado e previamente aprovado pela COMPESA e a disponibilização efetiva dos serviços, estimulando-o a cumprir os prazos específicos de entrega das obras e realização dos serviços.

Assim, a COMPESA só pagará a parcela da remuneração do concessionário referente ao arrendamento e utilização da USINA quando esta estiver plenamente apta à operação comercial e for disponibilizada à COMPESA para seu uso e gozo, mantendo-se as responsabilidades de conservação, operação e manutenção ao parceiro privado durante todo o prazo contratual. Da mesma forma, os serviços de gestão de energia só serão pagos após a migração de todas as unidades consumidoras ao Ambiente de Contratação Livre – ACL.

A usina geradora de energia elétrica renovável será detida pela SPE e arrendada à COMPESA, possibilitando o enquadramento da COMPESA como Autoprodutora de Energia – APE, após a devida autorização da ANEEL. A Autoprodução de Energia Elétrica – APE é isente de parte dos encargos setoriais e possui maior segurança jurídica regulatória, fazendo jus a um percentual de desconto de 50%, 80% ou 100% na TUSD/TUST, incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada, conforme Resolução Normativa nº 77/2004 da ANEEL.

A partir da operação comercial da usina, a COMPESA passará a produzir energia renovável suficiente para abastecer suas unidades consumidoras e, inclusive e eventualmente, auferir o compartilhamento das receitas extraordinárias da concessionária decorrentes da venda de excedentes de energia no ACL e que podem ser abatidas da contraprestação a ser paga à concessionária, conforme previamente definido pelas partes em um plano de negócios que deverá ser aprovado pela COMPESA.

A usina compõe o conjunto de BENS REVERSÍVEIS, que passarão à propriedade da COMPESA ao final do prazo da concessão, mediante indenização dos investimentos da concessionária não

amortizados. O prazo da concessão foi fixado em 29 (vinte e nove) anos, podendo ser prorrogado a até no máximo 35 (trinta) anos.

Outro aspectos dos serviços a serem prestados diz respeito à gestão das contas de energia das unidades consumidoras da COMPESA no Ambiente de Contratação Livre - ACL (Gestão de Energia), o que será possibilitado mediante a outorga de poderes específicos pela COMPESA à SPE através de procuração pública específica para a representação perante os agentes privados (que comercializam energia) e públicos do setor elétrico, como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e a Companhia Energética de Pernambuco CELPE, concessionária do serviço público de distribuição de energia do estado de Pernambuco. Para a Gestão de Energia é necessário a adoção de diversos procedimentos legais junto à CCEE e a CELPE a fim de migrar as unidades consumidoras para o ACL de acordo com as Regras de Comercialização da CCEE. Este suporte legal, técnico e administrativo será fornecido integralmente pela SPE. Com isso, se pretende mitigar os riscos de atuação no ACL, ao transferi-los ao parceiro privado.

O nível dos serviços será devidamente auferido ao longo da concessão mediante os parâmetros de desempenho objetivos e que também serão considerados no cálculo da remuneração da concessionária pelo verificador independente.

A licitação ocorrerá na modalidade concorrência pública, em observância ao que dispõe a Lei Estadual Nº 12.765/2005 e o critério de julgamento será o menor valor da contraprestação a ser paga pela COMPESA, por motivos de economicidade e considerando a alocação dos riscos à concessionária no que diz respeito à qualidade da execução das obras e prestação dos serviços. O procedimento adotado para a licitação seguirá a ordem comum das fases de habilitação e julgamento, não havendo a figura da inversão de fases em razão de uma maior preocupação à preservação do interesse público na licitação considerando a complexidade do projeto. Isto porque, seguindo-se o procedimento comum, com a habilitação precedendo o julgamento, pretende-se conferir maior segurança ao órgão competente e ao próprio certame licitatório, de modo a impedir empresas desqualificadas e aventuradas, que não possuam a expertise no negócio, ofertarem preços inexequíveis na licitação. De modo que, o princípio da segurança se sobrepõe ao da celeridade, na escolha da ordem das fases de habilitação e julgamento.

Foi permitida a participação ampla de pessoas jurídicas interessadas na concorrência, inclusive através de consórcio (até o máximo de 4 consorciadas e preservando a responsabilidade individual de cada). Porém, foi vedada a participação de pessoas jurídicas inabilitadas de contratar com a administração pública em razão de aplicação de sanções ou de pessoas jurídicas cujos membros tenham vínculos com a COMPESA, estando em situação de conflito de interesses, além de outras situações vedadas.

Os critérios de habilitação foram desenvolvidos para assegurar que as licitantes tenham condições de executar aquilo que se espera considerando o objeto do certame, abrangendo aspectos jurídicos, fiscais, trabalhistas, técnicos e financeiros.

O valor mensal máximo a ser pago pela COMPESA à futura concessionária é de R\$ 6.569.643,00 (seis milhões, quinhentos e sessenta e nove mil, seiscentos e quarenta e três reais). De modo que o valor total estimado do contrato durante o prazo de vigência da concessão será de R\$ 2.225.812.774,00 (dois bilhões, duzentos e vinte e cinco milhões, oitocentos e doze mil, setecentos e setenta e quatro reais).

A manutenção do equilíbrio econômico financeiro do contrato é possível através de um procedimento previamente definido que envolve todas as partes do contrato, inclusive o verificador independente, mantendo-se, em todo o caso, a alocação de riscos da modelagem intocada. Assim, é vedada a recomposição do equilíbrio econômico financeiro por risco que esteja alocado exclusivamente para a parte que o reclama. Ainda, incluiu-se a revisão ordinária dos parâmetros da concessão após 12 (meses) do seu início e a cada 5 (cinco) anos, a fim de verificar a atualidade e pertinência destes parâmetros.

O estabelecimento das sanções administrativas pautou-se pela proporcionalidade e razoabilidade com a correspondente tipificação das hipóteses ensejadoras, gradação das sanções e definição do procedimento para aplicação das sanções, obedecido o direito ao contraditório da concessionária.

Preservando a solução amigável das desavenças decorrentes do contrato de concessão administrativa, estabeleceu-se um procedimento de solução de conflitos que envolve a criação de um comitê de solução de disputas que auxiliará as partes na apresentação de soluções. Alternativamente, a arbitragem foi escolhida para a solução de disputas que não tenham sido resolvidas amigavelmente.

Por último, a concessionária deverá constituir uma Sociedade de Propósito Específico -SPE, que não terá participação acionária da COMPESA segundo o modelo proposto, adotando as melhores práticas de governança corporativa e apresentando suas demonstrações contábeis e financeiras a cada exercício contábil. O capital social mínimo a ser subscrito pela concessionária na SPE deverá ser igual ou superior ao valor dos recursos próprios investidos no projeto de acordo com a Proposta Comercial da licitante vencedora.



PARÂMETROS PARA CONCEPÇÃO DO PROJETO



4. PARÂMETROS PARA CONCEPÇÃO DO PROJETO

4.1. Análise das Faturas de Energia Elétrica

A COMPESA forneceu planilhas gerenciais contendo histórico detalhado de consumo, demanda e valores pagos para todas as unidades consumidoras da entidade. Os dados estavam compilados mensalmente, englobando vários anos de operação da entidade, e divididos em grupos tarifários com nomenclatura própria, na qual cada unidade foi alocada de acordo com suas características. Esses grupos são identificados nos próprios arquivos fornecidos como BTC, THA, THV, THA A3 e ATC. A Tabela 03 apresenta o quantitativo de unidades consumidoras por grupo tarifário.

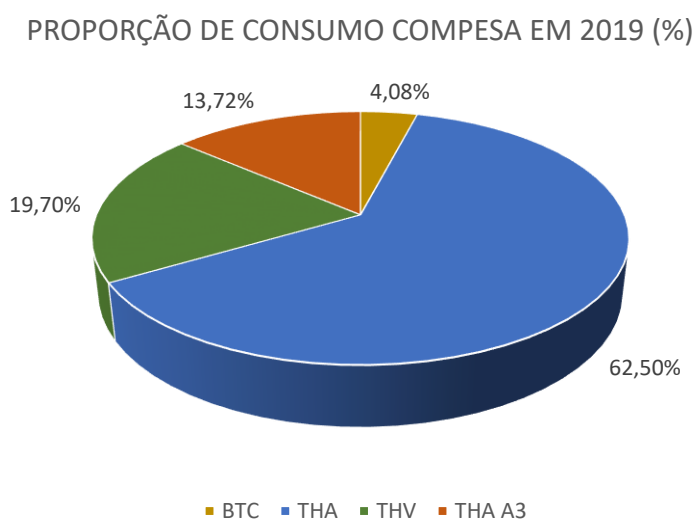
Tabela 3 – Quantitativo de unidades consumidoras por grupo tarifário.

GRUPOS TARIFÁRIOS	Janeiro/16	Janeiro/17	Janeiro/18	Janeiro/19	Janeiro/20
BTC (Grupo B)	1039	1085	1133	1163	1163
THA (Grupo A)	69	70	277	286	301
THV (Grupo A)	174	176	257	264	270
THA A3 (Grupo A)	8	8	8	8	8
ATC (Grupo A)	320	302	0	0	0

Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela COMPESA.

O Gráfico 01 ilustra a proporção de consumo de energia elétrica da COMPESA, por grupo tarifário específico da entidade, para o ano típico de 2019.

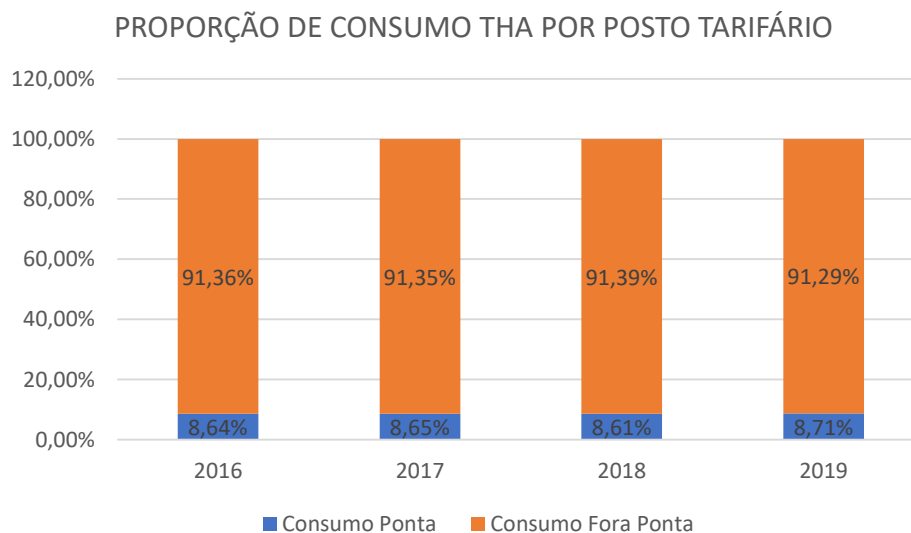
Gráfico 1 – Proporção de consumo por grupamento tarifário específico da Compesa



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela COMPESA.

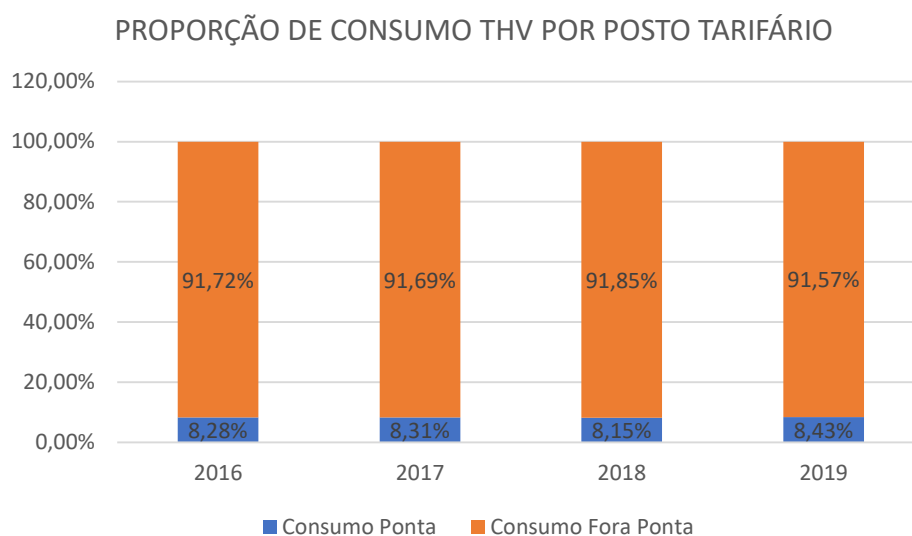
Em relação a proporção de consumo por posto tarifário, ponta e fora ponta, para todo período de análise, constata-se que as unidades pertencentes ao grupo A (THA, THV e THA A3) apresentaram mais de 91% de todo seu consumo concentrado no horário fora ponta, conforme ilustrado nos Gráficos 02,03 e 04

Gráfico 2 – Proporção de consumo por posto tarifário unidades THA.



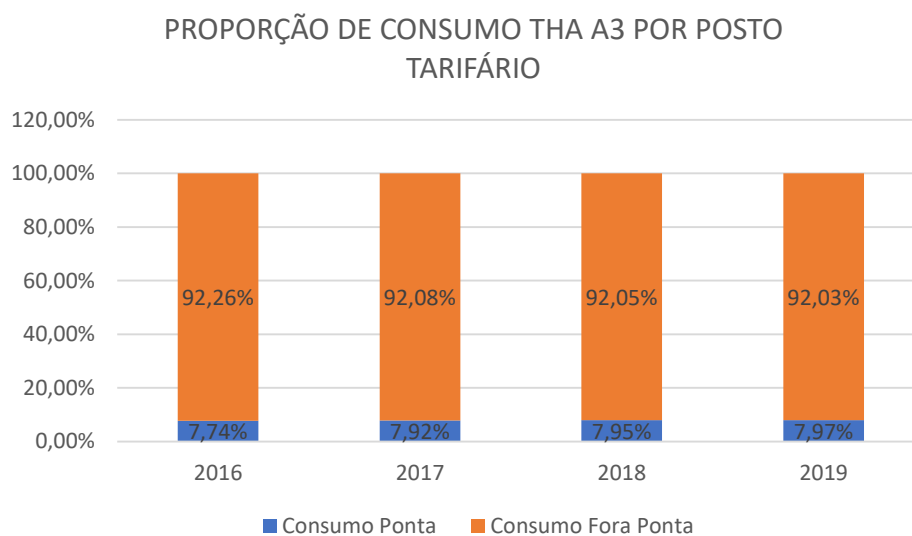
Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela COMPESA.

Gráfico 3 – Proporção de consumo por posto tarifário unidades THV



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela COMPESA.

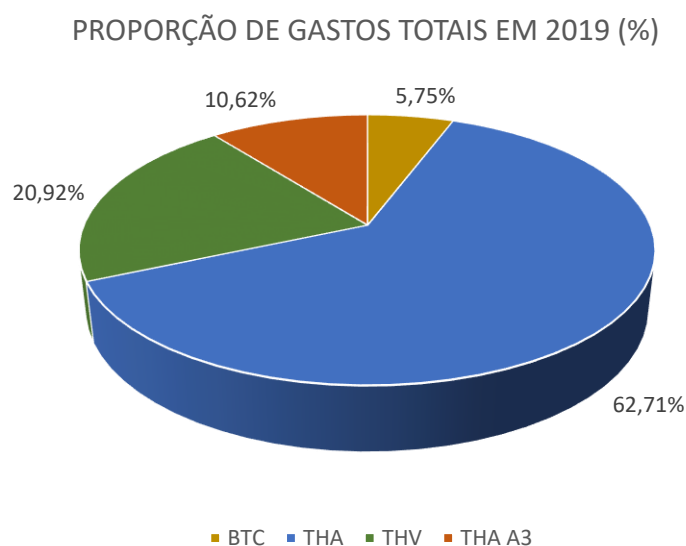
Gráfico 4 – Proporção de consumo por posto tarifário unidades THA A3.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela COMPESA.

O Gráfico 05 ilustra a proporção de gastos da COMPESA com energia elétrica, por grupo tarifário específico da entidade, para o ano típico de 2019.

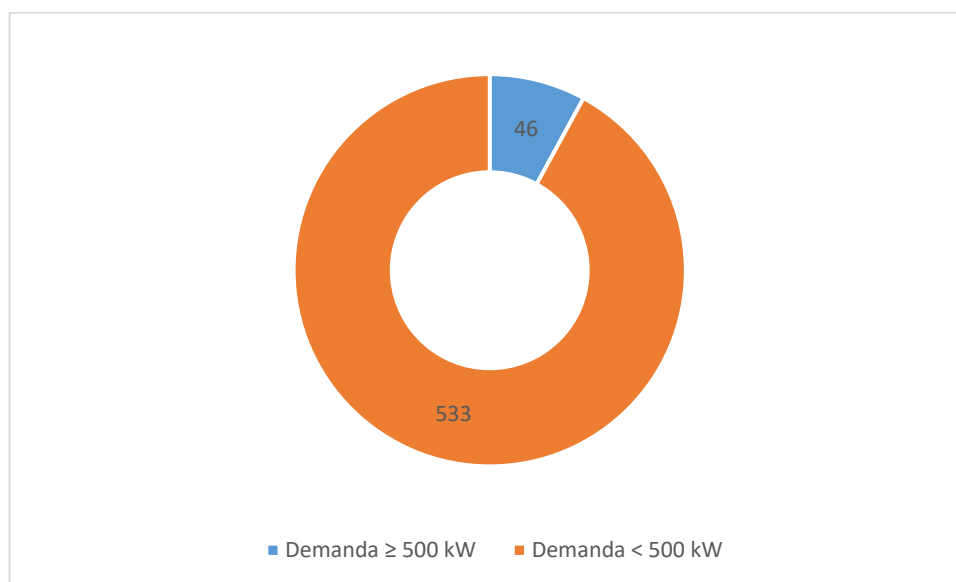
Gráfico 5 – Proporção de gastos por grupo tarifário específico da COMPESA em 2019.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados fornecidos pela COMPESA.

O Gráfico 06 apresenta o quantitativo de unidades passíveis à migração individual e por comunhão dentro da listagem de unidades consumidores ativas da COMPESA em janeiro de 2020, de forma que 533 unidades estão aptas a migrar por comunhão de cargas, enquanto 46 podem migrar individualmente como consumidores especiais e livres.

Gráfico 6 – Quantitativos de UC's passíveis à migração ao ACL



Expandindo para uma análise por grupamento tarifário específico da COMPESA, conforme ilustrado no Gráfico 7, mais de 67% das unidades passíveis à migração individual ao ACL pertencem ao grupo THA. O Gráfico 8 ilustra o quantitativo de unidades consumidoras passíveis a migrarem por comunhão de cargas, por apresentarem demanda contratada maior ou igual a 30 kW e menor que 500 kW.

Gráfico 7 – Quantitativo de UC's passíveis à migração individual

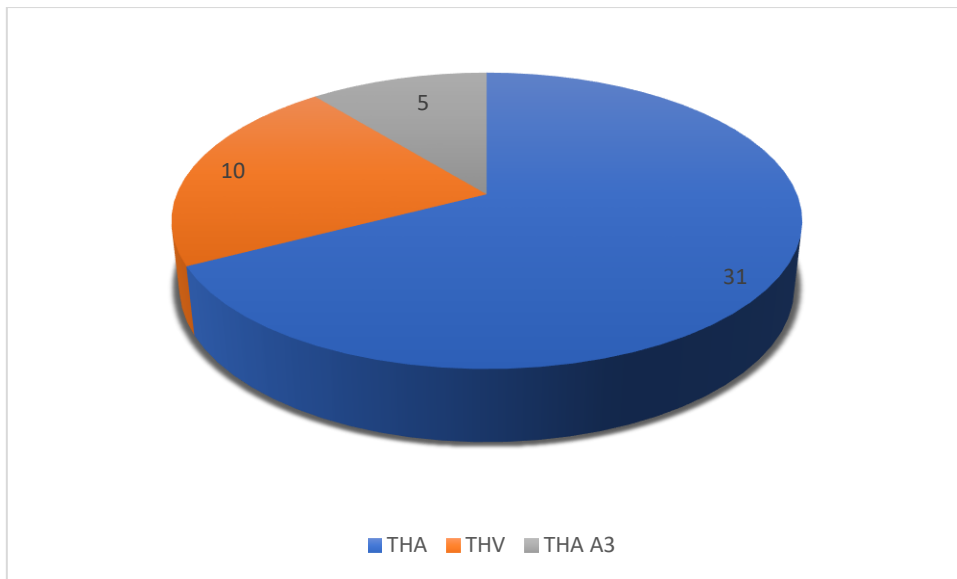
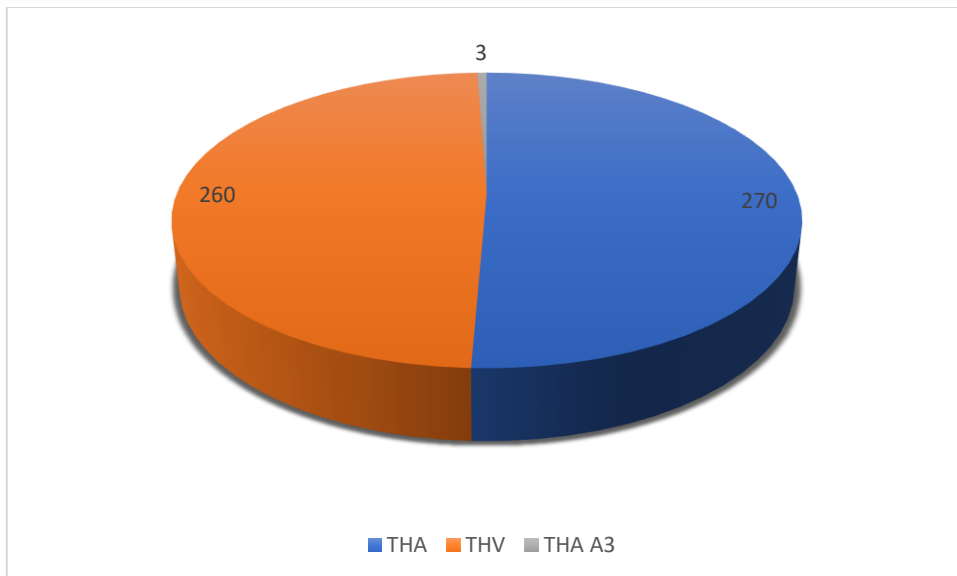


Gráfico 8 – Quantitativo de unidades passíveis à migração por comunhão de cargas



Diante da representatividade dos gastos com energia elétrica, observa-se que há um maior potencial de economia com uma solução que atenda às unidades consumidoras do Grupo A, principalmente considerando os grupos THA e THV.

4.2. Unidades Consumidoras Beneficiadas com a Solução Proposta

Para composição desta modelagem, todas as unidades consumidoras pertencentes ao grupo B foram excluídas desta análise, visto que nesse grupo enquadram-se as unidades consumidoras com fornecimento de energia em baixa tensão, estando impossibilitadas de participar dos benefícios do Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme os aspectos regulatórios atuais.

Visando obter uma maior confiabilidade no levantamento de dados, foram adotados os anos de 2018, 2019 e 2020 para análise dos cenários, com a ressalva de que no último há apenas os registros do mês de janeiro. O ano de 2019 foi adotado como ano típico para utilização de dados, visto que é o ano mais recente com um ciclo de faturamento completo (12 meses).

4.2.1. Considerações para os cenários com potência de 20 MW

Para estruturação dos diferentes cenários de Autoprodução no ACL considerando uma potência instalada limite de 20 MW, considerou-se as seguintes premissas:

- Unidades que, em conjunto, totalizassem um montante anual de consumo de energia abaixo da geração anual estimada para uma UFV de 20 MW em uma margem até 10%, por ser um excedente necessário. Foram considerados três modelos de usinas: solo com *tracker*, solo sem *tracker* e flutuante;
- Unidades consumidoras que, individualmente, apresentassem fatura média mensal mínima de R\$ 25.000;
- Unidades com maior previsibilidade de sazonalidade conjunta; e
- Unidades com maior impacto tarifário.

Dessa forma, escolheu-se unidades consumidoras para estruturação de cenários comparativos da seguinte forma:

- Cenário unidades THA: três modelos usinas de 20 MW, considerando apenas unidades THA; e
- Cenário unidades THA: três modelos de usina de 20 MW, considerando apenas unidades THV.

4.2.2. Considerações para o cenário com potência de 135 MW

Para estruturação do cenário de Autoprodução no ACL considerando uma potência instalada limite de 135 MW p, considerou-se as seguintes premissas:

- Unidades que, em conjunto, totalizassem um montante anual de consumo de energia abaixo da geração anual estimada para uma UFV de 135 MW em uma margem até 10%, por ser um excedente necessário;
- Unidades consumidoras que, individualmente, apresentassem fatura média mensal mínima de R\$ 25.000;
- Unidades com maior previsibilidade de sazonalidade conjunta, classificadas com baixo ou médio risco operacional; e
- Unidades com maior impacto tarifário: grupos THA, THA A3 e THV.

Dessa forma, escolheu-se unidades consumidoras para estruturação de um cenário contendo uma UFV de 135 MW em solo com tracker, considerando unidades THA, THA A3 e THV conjuntamente. A tabela 4 apresenta a listagem de unidades selecionadas para a composição do cenário escolhido.

Tabela 4- Lista de unidades consumidoras selecionadas.

CONTRATO	UNIDADE	TARIFA	RISCO OPERACIONAL
7001509823	ETA - EEAB BARRAGEM PIRAPAMA	THA A3	BAIXO RISCO
2080105013	EEAB PRATA I	THA	MÉDIO RISCO
2079805028	EEAB 01 - ADUT.OESTE - OROCÓ	THA A3	BAIXO RISCO
2156343016	EEAB PRATA II	THA	MÉDIO RISCO
2156344012	EEAB PRATA III	THA	MÉDIO RISCO
4001796319	EEAB 03 - ADUT.OESTE -OURICURI	THV	BAIXO RISCO
1061519013	EEAB/BARRAGEM CATUCÁ (BOTAFOGO 1)	THA	MÉDIO RISCO
2079821023	EEAB 02 - ADUT.OESTE - JACARÉ	THA A3	BAIXO RISCO
4000791399	EEAB TIÚMA	THA	MÉDIO RISCO

7036354903	ETE 1 SANTA CRUZ DO CAPIBARIBE	THV	BAIXO RISCO
934282019	ELEV.VERTENTES DOCE	THA	MÉDIO RISCO
7029235982	EB - 01 MOXOTÓ	THA	MÉDIO RISCO
2079732012	EEAB ARATACA	THA	BAIXO RISCO
4012191532	EEAB 02 CAJUEIRO-MUNDAÚ	THA	MÉDIO RISCO
7021685970	NOVA SEDE COMPESA - CABUGÁ	THV	BAIXO RISCO
4012191303	EEAB 01 CAJUEIRO-MUNDAÚ	THA	MÉDIO RISCO
7024138636	BARRAGEM/EEAB TAPACURA/VITÓRIA	THA	MÉDIO RISCO
1061524017	EE BOTAFOGO - 2	THA	MÉDIO RISCO
7029815130	EB - 03 MOXOTÓ	THA	MÉDIO RISCO
4010599658	ETA E EEAT GURJAÚ	THV	BAIXO RISCO
7014367530	EEAB / ETA / EEAT BARRAGEM SIRIJI	THA	MÉDIO RISCO
930249017	ELEVATÓRIA INHUMAS 1	THA	MÉDIO RISCO
932141019	EEAB CAPTAÇÃO - PETROLINA	THA	BAIXO RISCO
7010597794	EEAB 03 - ADUTORA DO PAJEÚ	THA	BAIXO RISCO
7029410091	EB - 02 MOXOTÓ	THA	MÉDIO RISCO
1172775027	EEAB BITA	THV	MÉDIO RISCO
1105269010	ELEV.PINTOR AGENOR - IBURA	THA	BAIXO RISCO
932142015	ETA 01 PETROLINA - VILA MOCÓ	THA	BAIXO RISCO
928293017	EEAT MORROS / ETA ALTO DO CÉU	THA	MÉDIO RISCO
2156342010	ETA-PETRÓPOLIS-CARUARU	THV	BAIXO RISCO
930250015	ELEVATÓRIA INHUMAS 2	THA	MÉDIO RISCO

4002171029	ELEV.ÁGUAS CLARAS - VITÓRIA DE SANTO ANTÃO	THA	BAIXO RISCO
7010341412	EEAB 1F - ADUTORA DO PAJEÚ	THA	BAIXO RISCO
928282015	ELEVATÓRIA DE SUCUPIRA	THA	BAIXO RISCO
4000209860	ETA - EEAT VÁRZEA DO UNA	THA	BAIXO RISCO
7010341536	EEAB 02 - ADUTORA DO PAJEÚ	THA	BAIXO RISCO
1062502017	EEAB PARATIBE	THA	MÉDIO RISCO
4005622366	EEAB 02 CAJUEIRO-LAGOA DOS GATOS	THA	BAIXO RISCO
7015630625	ETA VITÓRIA-PETROLINA	THV	BAIXO RISCO
935413010	ELEVATÓRIA 2/ ETA -PAUDALHO	THA	MÉDIO RISCO
928303012	EEAB CAIXA D'ÁGUA	THA	BAIXO RISCO
1937035019	ELEV.MUNDAÚ-2-GARANHUNS	THA	MÉDIO RISCO
935827019	ELEV.BIZARRA-BOM JARDIM	THA	BAIXO RISCO
928265013	ELEVATÓRIA DOIS IRMÃOS / ELO	THA	BAIXO RISCO
1256998013	EEAB TABATINGA	THV	MÉDIO RISCO
930205010	ELEVATÓRIA MUNDAÚ 1 - GARANHUNS	THA	MÉDIO RISCO
4002156844	EEAB GLÓRIA DO GOITÁ/EEAB FEIRA NOVA	THA	BAIXO RISCO
1057212019	ELEV. 1 - PAUDALHO (CARPINA)	THA	MÉDIO RISCO
1083199012	ELEV. ARAÇÁ- SAIRÉ	THA	MÉDIO RISCO
2079812016	BARRAGEM/EEAB-02 - SÃO JAQUES	THA	BAIXO RISCO
4012751813	ETA RIBEIRÃO	THA	BAIXO RISCO
929281012	ELEVATÓRIA/ ETA BROTAS - AFOGADOS DA INGAZEIRA	THA	BAIXO RISCO
4003645377	EEAB 01 - AFRÂNIO - DORMENTES	THA	MÉDIO RISCO

4005621742	EEAB 01 CAJUEIRO-LAGOA DOS GATOS	THA	MÉDIO RISCO
4007876772	ETA LUIZ GONZAGA - BODOCÓ	THV	BAIXO RISCO
932736012	EEAB 04 -ADUT.OESTE-ETA MORAIS	THA	BAIXO RISCO
928278018	ETA TAPACURÁ (CASTELO BRANCO)	THA	BAIXO RISCO
7002142060	EEAB 01 LIMOEIRO	THA	MÉDIO RISCO
4007817229	EEAB PAU FERRO - QUIPAPÁ	THA	MÉDIO RISCO
2076610013	ETA SÃO JAQUES - LAJEDO	THA	BAIXO RISCO
7001595991	ETA/EEAB/EEAT01-LAGOA ITAENGA	THA	BAIXO RISCO
932196018	ETA-STA. MARIA DA BOA VISTA	THA	BAIXO RISCO
7018077200	ETE CENTRO PETROLINA	THV	BAIXO RISCO
1082738017	EE-BREJÃO- BEZERROS	THA	MÉDIO RISCO
7004706140	EEAB 01 BOM CONSELHO	THA	BAIXO RISCO

4.3. Análise dos Terrenos Disponíveis

O terreno escolhido localiza-se em área rural próximo à cidade de São José do Belmonte, na região do sertão central do Estado de Pernambuco. É um terreno essencialmente plano e com fácil acesso viário, distante cerca de 10,3 km do centro urbano da cidade de São José do Belmonte.

Outro ponto positivo é a boa proximidade com as subestações – cerca de 7,5 km da subestação da Celpe (SE São José do Belmonte) e 12,2 km da subestação da Chesf (SE Bom Nome).

4.4. Aquisição do Terreno

A opção escolhida de aquisição do terreno é através da compra e ao final da concessão da usina, será um bem reversível.

4.5. Área a ser utilizada

Foi considerada uma área conceitual de 336 hectares ao empreendimento, sendo 25% área de reserva ambiental, com taxa de ocupação de 1,5 ha/MW. O terreno foi definido a partir das localizações das subestações mais próximas no município São José do Belmonte. A conexão será através das subestações SE São José do Belmonte da Celpe ou a SE Bom Nome da CHESF, e as linhas de transmissão de 230 e 500 KV, obtidos a partir de consultas ao Atlas Solar de Pernambuco e ao mapa dinâmico do Sistema Interligado Nacional (SIN) pelo site da ONS.

4.6. Adequabilidade do Projeto

4.6.1. Obras Civis Necessárias

Para uma usina fotovoltaica de grande porte, para sua montagem em solo, uma engenharia civil eficiente evitará surpresas durante sua construção que podem acarretar atrasos da obra ou mesmo inviabilizar o projeto.

Após uma análise rigorosa do terreno e da área escolhida, indica-se iniciar com o processo de supressão vegetal, depois deve-se realizar a confirmação da topografia, para não haver surpresas quanto a declividade da área. Se for necessário, executa-se obras de terraplanagem. Recomenda-se também a execução de ensaios de sondagem no terreno, para definir a composição do solo, níveis de lençol freático ou presença de rochas. Uma boa sondagem auxilia na análise dos métodos de execução de fundações e conseqüentemente uma apuração dos custos do orçamento de obras civis do empreendimento.

Por último, vem a execução de construções de acessos internos e com confecção das valas de drenagem e de passagem dos cabos.

4.6.2. Adequação da Rede Elétrica Local

Uma das primeiras atividades a serem realizadas na adequação de um terreno para uma usina solar, é a verificação da presença de rede elétrica nas proximidades do terreno e posteriormente, uma consulta de acesso à rede dessa área. Essa consulta é um processo estabelecido entre o acessante e a distribuidora para troca de informações, permitindo ao acessante a realização de estudos de viabilidade do seu empreendimento e a indicação do ponto de conexão pretendido.

Caso a usina venha a se conectar na subestação da distribuidora no estado, que no caso é a Celpe, deverá fazer uma consulta formal à mesma, seguindo as normas e diretrizes da Aneel. Se for para a subestação da CHESF, deverá também fazer uma consulta à mesma, que tratará da descrição

das etapas do processo de acesso e do relacionamento do ONS com o acessante e com o agente acessado.

MODALIDADE DE GERAÇÃO



5. MODALIDADE DE GERAÇÃO

Sabendo disso, o modelo de Autoprodução a partir de usinas fotovoltaicas deve ser complementado com outras fontes, por exemplo eólica, ou com contratos de compra de energia para garantir lastro em períodos em que a usina fotovoltaica não esteja gerando.

Ressalta-se, porém, que o consumo da COMPESA deverá estar totalmente lastreado através da geração da usina autoproductora de energia complementada com contratos de compra de energia no ACL. É prevista, também, a ocorrência de excedentes de geração, os quais poderão ser comercializados no mercado de curto prazo. A receita acessória arrecadada nestas operações será utilizada na liquidação dos contratos de compra no mercado livre.

Os prazos do MCP garantem maior confiabilidade para o SIN, mas impossibilitam a dinâmica de clientes governo como agentes na CCEE, já que os mesmos também, devem seguir os prazos dos processos administrativos conforme os moldes da Lei 8.666/93 e suas alterações que não são compatíveis com os exigidos pela CCEE. Por isso, para que haja viabilidade em um projeto de Autoprodução e comercialização de compra e venda de energia no ACL para um cliente governo, a usina autoproductora de energia deverá ser arrendada pela COMPESA, através do pagamento de parcelas de TE fixas.

O modelo de negócios proposto conta também com a redução dos custos decorrente da compra de energia no ACL durante o período de instalação da usina de 135MW, além da redução dos custos decorrente da Autoprodução de energia. Com isso, faz-se com que exista duas contraprestações diferenciadas: uma contraprestação pré-operação da usina e outra contraprestação pós-operação da usina.



CAPACIDADE DA USINA



6. CAPACIDADE DA USINA

6.1. Cenário 20MW solo com tracker

Para os modelos de painel fotovoltaico e inversor propostos, a potência total da usina é de 20 MW, com uma potência total instalada de 25,002 MWp, totalizando 57.475 unidades de painéis e 160 inversores de 125kW. Esse valor de potência foi determinado seguindo as premissas adotadas no estudo, tanto no ponto de vista técnico como sócio econômico.

Com a definição dos parâmetros de entrada, como localização, potência e escolha de equipamentos, e com a escolha de trackers de eixo horizontal norte-sul (N-S), foi desenvolvida uma simulação no software PVsyst, resultando em um fator de capacidade de 29,46% e uma produção anual de energia próxima de 51.615 MWh.

Para a usina em solo, a possibilidade de ampliação pode ser mais viável, visto que o município São José do Belmonte, definido para objeto do estudo, é vasto e plano. Porém, é importante ressaltar que deve ser analisado a capacidade da subestação que vier a atender a usina, pois os custos para uma eventual ampliação da subestação e reforços de rede podem inviabilizar o projeto.

6.2. Cenário 20 MW solo sem tracker

Para esta mesma usina foi realizada uma outra simulação, mantendo a potência total de saída (20 MW) e a mesma quantidade de módulos e inversores. Foram mantidos todos os parâmetros de entrada, porém, foi alterado a estrutura de fixação por estruturas fixas ao invés de trackers. A nova simulação apontou um fator de capacidade de 24,51% e uma produção anual de energia menor, de 42.947 MWh.

6.3. Cenário 135MW Solo

No cenário, para a usina de 135 MW na mesma localidade da usina de 20 MW, o estudo apontou uma potência total instalada de 168 MWp, com 386.208 unidades de módulos fotovoltaicos de 435Wp e 54 inversores de 2.500kW. Com a definição dos parâmetros de entrada, como localização, potência e escolha de equipamentos, foi desenvolvido outra simulação no software PVsyst, que apontaram um fator de capacidade de 23,15% e uma produção anual de energia de 341.808 MWh.

6.4. Cenário 20 MW flutuante

No último cenário, foi considerado a usina flutuante com potência de 20 MW na localização da barragem do Prata, no município de São Joaquim do Monte.

Como possui a mesma potência de saída que o cenário I, os parâmetros de entrada para a simulação foram semelhantes. A usina possui a mesma capacidade instalada de módulos fotovoltaicos e mesma quantidade de painéis, sendo 24,99 MWp e 57.460 unidades, respectivamente. As diferenças ficaram em fatores como perdas por temperatura e irradiação solar média do local. Abaixo segue a tabela com os resultados da simulação, que apontaram uma produção anual de energia de 40.602 MWh e um fator de capacidade de 23,17%.



EQUIPAMENTOS E TECNOLOGIA A SER ADOTADA



7. EQUIPAMENTOS E TECNOLOGIA A SER ADOTADA

Para este estudo, buscou-se analisar as melhores alternativas no mercado com o objetivo de alcançar a melhores patamares de eficiência e custo benefício para as usinas propostas em cada um dos cenários.

7.1. Módulos Solares Fotovoltaicos

Para este estudo, considerou-se a utilização de modelos de painéis fotovoltaicos monocristalinos ou policristalinos que apresentam, de preferência, as tecnologias *Half Cell* e PERC, visto que elas possuem vantagens operacionais em relação às convencionais. Como as tecnologias PERC e *Half Cell* são mais recentes, alguns fabricantes não apresentam modelos policristalinos que englobem ambas as tecnologias em sua estruturação. Os modelos bifaciais foram inicialmente desconsiderados para efeitos de dimensionamento e simulação neste estudo, visto que não estão comercialmente difundidos no mercado brasileiro de usinas fotovoltaicas. A avaliação técnico-econômica do uso dessa tecnologia será destacada na seção de tecnologias futuras.

Foram selecionados 3 fabricantes mundiais de módulos fotovoltaicos para coleta e comparação de dados de equipamentos para este estudo. A seleção foi feita a partir da última lista da *Tier 1* criada pela *Bloomberg NEF*, que analisa os fabricantes cujos produtos foram utilizados em grandes projetos financiados por bancos internacionais. As empresas selecionadas foram JA Solar, Canadian Solar e Trina Solar, todos destacados entre os melhores da lista. Diante disso, analisou-se as características elétricas, perdas por temperatura e decaimento de produção de dois modelos de módulos fotovoltaicos, 1 monocristalino e 1 policristalino, por fabricante.

Para efeitos de dimensionamento e simulação de todos os cenários propostos neste estudo, foi escolhido o modelo HiKu CS3W 435MS de tecnologia monocristalina, PERC e *Half Cell* do fabricante Canadian Solar. Além de apresentar altos valores de potência pico e eficiência de operação, este painel opera numa faixa entre -40°C até 85°C e possui baixo coeficiente de perda de potência, apresentando uma ótima resposta para instalações ambientes com temperaturas mais elevadas. Os módulos possuem 11,28 kg por m² e possuem resistência IP68. A garantia contra defeito de fabricação é de 12 anos e a garantia de eficiência em produção é de 25 anos.

A vida útil dos módulos fotovoltaicos costuma ser de 25 anos, sendo que os fabricantes que atendem aos padrões internacionais de qualidade garantem 80% da potência nominal do módulo ao final deste período. Esta queda na produção é devida à degradação natural das células fotovoltaicas, podendo ser considerada uma redução média de 0,5% a.a. na produção fotovoltaica.

7.2. Inversores Fotovoltaicos

Para os cenários de usinas fotovoltaicas com 20 MW de saída, visando uma modulação estruturada da usina para aumento da confiabilidade de geração, considerou-se a utilização de modelos de inversores de *string* para aplicação descentralizada. Foram selecionados, para coleta e comparação de dados de equipamentos para este estudo, dois fabricantes mundiais de inversores fotovoltaicos com atuação comercial no Brasil e que apresentem, em seu portfólio de produtos, equipamentos potência nominal de entrega à rede igual ou superior a 125 kW por unidade. As empresas selecionadas foram Canadian Solar e Sungrow. Os inversores, costumam ter garantias de 5 a 10 anos, podendo a vida útil se estender um pouco sobre este período (Pinho & Galdino, 2014).

Para efeitos de dimensionamento e simulação deste estudo, o modelo de inversor selecionado foi o CSI-125KTL-GI-E, com *string box* integrada, do fabricante Canadian Solar. Seu grau de proteção é dado por NEMA 4X (IP 65), protegido contra poeiras lançadas por vento e chuva, respingos de água, jatos de água e corrosão, ideal para concepção de projetos com instalação externa e descentralizada. Sua garantia padrão de 5 anos com possibilidade de extensão para 20 anos.

A Para o cenário de usina fotovoltaica com 135 MW de saída, visando uma compactação do número de centrais de conversão de energia, considerou-se a utilização de modelos de inversores centralizados. Foi selecionado, para coleta de dados de equipamentos para este estudo, um dos fabricantes mundiais de inversores fotovoltaicos com atuação comercial no Brasil e que apresenta, em seu portfólio de produtos, equipamentos de maior porte para aplicação em usinas centralizadas. A empresa selecionada foi a empresa Sungrow e o modelo de inversor centralizado escolhido para a simulação foi o SG2500HV.

7.3. Estrutura de Fixação e Suporte

Quanto ao tipo de estrutura de suporte, para efeitos de dimensionamento e simulação deste estudo, foi escolhido o uso de seguidores solar de eixo único horizontal. O equipamento possui acionamento motorizado, mantendo algumas características e estabilidade da estrutura fixa, com o uso do recurso *backtracking*. Esta programação evita que no início e fim do dia uma fileira faça sombra nas demais subsequentes, rotacionando as mesas de acordo com o ângulo zenital do sol e características dimensionais do seguidor, reduzindo o efeito do sombreamento com melhor aproveitamento do sol (LORENZO, NARVARTE, & MUÑOZ, 2011).

Considerando a possibilidade de usina flutuante, a escolha dos modelos de plataforma e ancoragem requer estudos ambientais e técnicos específicos para avaliar os melhores métodos para a usina, conforme orienta a fabricante francesa *Ciel et Terre International*, pioneira da tecnologia e uma das principais fabricantes de equipamentos para usinas flutuantes no mundo.



CARACTERÍSTICAS BÁSICAS OPERACIONAIS



8. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS OPERACIONAIS

8.1. CAPEX

O CAPEX (Capital Expenditure) consiste em despesas de capital ou investimentos em bens de capitais, envolvendo todos os custos relacionados à aquisição de equipamentos e instalações necessários para quantificar o retorno sobre o investimento.

Partindo-se dos padrões mercadológicos do setor de energia solar fotovoltaica, foram considerados os seguintes itens: módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas com tracker, obras civis, montagem eletromecânica e demais componentes, seguros de instalação, sistema SCADA + CFTV+ Iluminação, torre meteorológica, subestação, custos de conexão, estudo ambiental, consultoria/licenciamento ambiental, taxas de licenças ambientais, monitoramento ambiental, terreno, projetos e estudos elétrico e civil, despesas gerenciais e administrativas de implantação, adequação de medições das UCs e ressarcimento de estudos.

A Tabela 05 apresenta o custo total de CAPEX para cada cenário estudado, o detalhamento dos itens consta na síntese da modelagem financeira.

Tabela 5 – Resumo CAPEX

CENÁRIO	CAPEX	R\$/Wp
Usina 20MW Solo sem Tracker	R\$ 76.708.202,87	3,068
Usina 20MW Solo com Tracker	R\$ 82.428.878,72	3,297
Usina 20MW Flutuante	R\$ 87.987.589,81	3,520
Usina 135 MW Solo com Tracker	R\$ 452.954.424,19	2,7

8.2. OPEX

O OPEX (*Operational Expenditure*) identifica as despesas operacionais e investimentos na manutenção de equipamentos. Considerando que a implementação da usina solar fotovoltaica será realizada após um certo reestabelecimento da economia mundial frente à atual situação de pandemia pelo covid-19, adotou-se uma análise do OPEX para o cenário com o dólar à R\$ 5,00.

Essa análise de OPEX está considerando dois centros de custos: os custos com Operação e Manutenção (O&M) e os custos Gerenciais e Administrativos do concessionário para manter a operação e manutenção da Usina Fotovoltaica e gerenciamento das unidades consumidoras compensadas pela usina.

A Tabela 06 apresenta o custo total de OPEX para cada cenário estudado, o detalhamento dos itens consta na síntese da modelagem financeira.

Tabela 6 – Resumo OPEX

CENÁRIO	OPEX	R\$/kW	R\$/MWh
Usina 20MW Solo sem Tracker	R\$ 1.728.249,35	86,41	40,24
Usina 20MW Solo com Tracker	R\$ 2.530.540,66	126,53	49,03
Usina 20MW Flutuante	R\$ 2.026.707,68	120,26	59,24
Usina 135 MW Solo com Tracker	R\$ 8.912.559,11	66,02	26,15



PRAZO MÉDIO DE IMPLANTAÇÃO DA USINA



9. PRAZO MÉDIO DE IMPLANTAÇÃO DA USINA

Foram desenvolvidos cronogramas físicos durante os 18 meses de duração da fase de desenvolvimento e durante 30 meses referentes à fase de implantação da usina fotovoltaica de 135MW.

Tabela 7 – Cronograma Físico da fase de Desenvolvimento

Mês	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Item	jan/21	fev/21	mar/21	abr/21	mai/21	jun/21	jul/21	ago/21	set/21
A	█								
B	█								
C	█	█	█	█	█	█			
D		█	█	█	█				
E									
F			█	█	█				
G									
H									
I									
J			█	█	█	█	█	█	
K									
L									
M	█	█	█	█	█	█			
N	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Mês	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Item	out/21	nov/21	dez/21	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22
A									
B									
C									
D									
E							█	█	█
F									
G	█	█	█						
H						█	█	█	
I			█	█	█	█	█	█	
J									
K	█	█	█	█					
L						█	█	█	
M									
N	█	█	█	█	█	█	█	█	█

Tabela 8 — Cronograma Físico da fase de Implantação

Mês	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Item	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23
A										
B										
C										
D										
E										
F										
G										
H										
I										
J										
Mês	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Item	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	jan/24	fev/24
A										
B										
C										
D										
E										
F										
G										
H										
I										
J										
Mês	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Item	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
A										
B										
C										
D										
E										
F										
G										
H										
I										
J										



RECEITAS DO CONCESSIONÁRIO



10. RECEITAS DO CONCESSIONÁRIO.

As receitas do concessionário são formadas pela contraprestação da COMPESA e as receitas acessórias da concessão. Já a contraprestação da concessão é formada pelos serviços:

1. Serviço de gestão de energia.
2. Arrendamento da usina fotovoltaica;

O cálculo do valor máximo da contraprestação leva em conta todos os custos de CAPEX, OPEX direto e indireto e Impostos da SPE (os mesmos serão detalhados nos próximos itens desta modelagem) para a construção, operação e manutenção da usina de autoprodução fotovoltaica de 135MW em solo com tracker assim como a gestão energética das unidades selecionadas da COMPESA com a compra e venda de energia no ACL (Ambiente de Contratação Livre).

Utilizando o valor máximo da contraprestação, mais a definição das premissas abaixo:

- Valor médio de compra e venda de energia renovável no mercado livre de R\$ 242,35/MWh (Fonte: https://www.bbce.com.br/dados_diarios/ e <https://www.denergia.com.br/dashboard>)
- Abatimento do índice de indisponibilidade da usina de 1% da geração
- Atingimento de 100% de todos os indicadores de desempenho pelo concessionário.

A partir dos dados levantados foi possível realizar a projeção da receita para todo o prazo contratual proposto de 29 (vinte e nove) anos, conforme valores abaixo expressos em termos constantes, não considerando o efeito da inflação.



Tabela 9 – Projeção de Faturamento da SPE

RECEITA DO CONCESSIONÁRIO							
Faturamento Total SPE = Contraprestação + Receita Acessória	Contraprestação o Compeasa = RA + RS - FI - PRA	RA - Receita Arrendamento Usina	RS - Receita Serviços de Gestão de Energia	FI - Fator de Indisponibilid ade da Usina	Participação da Compeasa na Receita Acessória	Receita Acessória	
TOTAL	2.244.791.482	2.225.812.774	1.910.720.341	336.097.507	-19.107.203	-1.897.871	18.978.708
Ano 1	39.417.857	39.417.857	-	39.417.857	-	-	-
Ano 2	78.835.714	78.835.714	-	78.835.714	-	-	-
Ano 3	78.835.714	78.835.714	-	78.835.714	-	-	-
Ano 4	78.835.714	78.835.714	-	78.835.714	-	-	-
Ano 5	82.537.836	77.548.415	78.835.714	-	-788.357	-498.942	4.989.421
Ano 6	81.051.627	77.713.549	78.835.714	-	-788.357	-333.808	3.338.078
Ano 7	80.642.920	77.758.961	78.835.714	-	-788.357	-288.396	2.883.959
Ano 8	80.234.213	77.804.373	78.835.714	-	-788.357	-242.984	2.429.840
Ano 9	79.825.505	77.849.785	78.835.714	-	-788.357	-197.572	1.975.721
Ano 10	79.416.798	77.895.197	78.835.714	-	-788.357	-152.160	1.521.601
Ano 11	79.008.091	77.940.609	78.835.714	-	-788.357	-106.748	1.067.482
Ano 12	78.599.383	77.986.021	78.835.714	-	-788.357	-61.336	613.363
Ano 13	78.190.676	78.031.432	78.835.714	-	-788.357	-15.924	159.243
Ano 14	78.050.353	78.050.353	78.536.056	299.657	-785.361	-	-
Ano 15	78.054.968	78.054.968	78.074.573	761.141	-780.746	-	-
Ano 16	78.059.583	78.059.583	77.613.090	1.222.624	-776.131	-	-
Ano 17	78.064.198	78.064.198	77.151.607	1.684.107	-771.516	-	-
Ano 18	78.068.813	78.068.813	76.690.124	2.145.590	-766.901	-	-
Ano 19	78.073.428	78.073.428	76.228.640	2.607.074	-762.286	-	-
Ano 20	78.078.042	78.078.042	75.767.157	3.068.557	-757.672	-	-
Ano 21	78.082.657	78.082.657	75.305.674	3.530.040	-753.057	-	-
Ano 22	78.087.272	78.087.272	74.844.191	3.991.523	-748.442	-	-
Ano 23	78.091.887	78.091.887	74.382.707	4.453.007	-743.827	-	-
Ano 24	78.096.502	78.096.502	73.921.224	4.914.490	-739.212	-	-
Ano 25	78.101.117	78.101.117	73.459.741	5.375.973	-734.597	-	-
Ano 26	78.105.731	78.105.731	72.998.258	5.837.456	-729.983	-	-
Ano 27	78.110.346	78.110.346	72.536.774	6.298.940	-725.368	-	-
Ano 28	78.114.961	78.114.961	72.075.291	6.760.423	-720.753	-	-
Ano 29	78.119.576	78.119.576	71.613.808	7.221.906	-716.138	-	-

Fonte: Elaboração Própria – Planilha de Modelagem Financeira na Aba “Receitas”

Para os 29 anos de concessão projeta-se uma receita total de R\$ 2.244.791.482,00 formada pela contraprestação da COMPEASA no valor total de R\$ 2.225.812.774,00 mais a receita acessória no valor R\$ 18.978.708,00.



RECEITAS ACESSÓRIAS E A PARTICIPAÇÃO DA COMPESA



11. RECEITAS ACESSÓRIAS E A PARTICIPAÇÃO DA COMPESA

Até o 5º dia útil do primeiro mês após o encerramento de cada exercício financeiro, a CONCESSIONÁRIA deverá apresentar relatório das RECEITAS ACESSÓRIAS auferidas e recebidas no exercício findo.

Para fins de entendimento, definem-se abaixo à categoria de Receita Acessória:

Receita Acessória: Receita referente a venda de energia excedente, ao consumo mensal da COMPESA, produzida pela usina de autogeração de energia fotovoltaica no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A energia excedente produzida pela usina será vendida no MCP (Mercado de Curto Prazo) através de contratos de cessão, valorados ao preço do PLD (com um ágio ou deságio), e liquidados na CCEE.

Com base no relatório de receitas acessórias recebidas no exercício financeiro anterior, será calculada a participação da COMPESA na receita acessória da SPE no percentual de 10% (dez por cento) do valor total recebido.

A participação na receita acessória (PRA) será abatida igualmente em 12 (doze) CONTRAPRESTAÇÕES PÚBLICAS MENSAIS do exercício financeiro seguinte ao de apuração das RECEITAS ACESSÓRIAS recebidas.

As 12 (doze) parcelas da PARTICIPAÇÃO NA RECEITA ACESSÓRIA (PRA) da COMPESA serão abatidas na CONTRAPRESTAÇÃO PÚBLICA MENSAL (CPmês), conforme fórmula descrita abaixo.

As 12 (doze) parcelas da PARTICIPAÇÃO NA RECEITA ACESSÓRIA (PRA) da COMPESA serão corrigidas mensalmente pelo índice de reajuste do contrato (IPCA) acumulado no ano da contraprestação até o mês anterior do abatimento.

Segue abaixo fórmula de cálculo da PARTICIPAÇÃO NA RECEITA ACESSÓRIA (PRA):

$$PRA_{MÊS\ x} = \frac{(RA_{Ano\ x-1} * 10\%)}{12} * (1 + IPCA_{ano\ x})$$

Onde:

$PRA_{MÊS\ x}$ = Participação na Receita Acessória Mensal referente ao mês da contraprestação;

$RA_{Ano\ x-1}$ = Receita Acessória da SPE total recebida no anterior ao da contraprestação;

$IPCA_{ano\ x}$ = Índice de Preço ao Consumidor Amplo calculado pelo IBGE referente ao acumulado do ano até o mês anterior ao da contraprestação;





INDICADORES DE DESEMPENHO DO CONCESSIONÁRIO



12. INDICADORES DE DESEMPENHO DO CONCESSIONÁRIO.

A mensuração do desempenho operacional, gerencial e socioambiental da concessionária será realizada através do cálculo do indicador de desempenho (ID). Este indicador é representado por uma nota, quantificada de acordo com as avaliações determinadas neste capítulo, referentes aos principais aspectos necessários para a qualidade do serviço.

O indicador de desempenho (ID) será formado a partir de 4 notas:

- Nota operacional (NO);
- Nota de Produção de Energia (NPE);
- Nota gerencial (NG);
- Nota socioambiental (NSA).

Para compor o procedimento de avaliação, a concessionária detalhará através de relatórios mensais o índice de desempenho composto por essas 4 notas explicitadas na tabela anterior. O cálculo de cada nota irá fornecer um número situado entre 0 (zero) e 1 (um). Cada nota é calculada a partir de uma média aritmética simples dos indicadores que a compõem.

Através do indicador de desempenho (ID) será calculada a multa do indicador de desempenho (MID) que funcionará como um fator multiplicador, influenciando diretamente na remuneração do parceiro privado.

A nota atribuída ao índice de desempenho impacta na multa, que por sua vez, impacta na remuneração mensal da concessionária, conforme previsto em contrato.

Tabela 10

Painel de controle			
VARIAÇÃO DO ID (INDICADORES DE DESEMP.)		MID FASE 1	MID FASE 2
0 <=	<=0,2	10,00%	15,00%
0,2 <=	<=0,4	7,50%	11,25%
0,4 <=	<=0,6	5,00%	7,50%
0,6 <=	<=0,8	2,50%	3,75%
0,8 <=	<= 1	0,00%	0,00%

12.1. Sensibilidade dos Indicadores de Desempenho sobre a Contraprestação Fase 1

A contraprestação poderá variar em até 10% para menos na fase 1 da concessão que corresponde ao período de instalação da usina de autoprodução. Segue abaixo o quadro de sensibilidade da contraprestação em relação ao MID fase 1:

Tabela 11 – Sensibilidade dos Indicadores sobre a Contraprestação na Fase 1

SENSIBILIDADE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO SOBRE A CONTRAPRESTAÇÃO		
ID FASE 1	IMD FASE 1	Contraprestação Compesa (R\$)
0,8 < ID <= 1,0	0,00%	6.569.643,00
0,6 < ID <= 0,8	2,50%	6.405.401,93
0,4 < ID <= 0,6	5,00%	6.241.160,85
0,2 < ID <= 0,4	7,50%	6.076.919,78
0,0 < ID <= 0,2	10,00%	5.912.678,70

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Sensibilidade”

12.2. Sensibilidade dos Indicadores de Desempenho sobre a Contraprestação Fase 2

A contraprestação poderá variar em até 15% para menos na fase 2 da concessão que corresponde ao período de operação da usina de autoprodução. Segue abaixo o quadro de sensibilidade da contraprestação em relação ao MID fase 2:

Tabela 12 – Sensibilidade dos Indicadores sobre a Contraprestação na Fase 2

SENSIBILIDADE DOS INDICADORES DE DESEMPENHO SOBRE A CONTRAPRESTAÇÃO		
ID FASE 2	IMD FASE 2	Contraprestação Compesa (R\$)
0,8 < ID <= 1,0	0,00%	6.569.643,00
0,6 < ID <= 0,8	3,75%	6.323.281,39
0,4 < ID <= 0,6	7,50%	6.076.919,78
0,2 < ID <= 0,4	11,25%	5.830.558,16
0,0 < ID <= 0,2	15,00%	5.584.196,55

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Sensibilidade”



ESTRUTURA DE GARANTIAS DE CONCESSÃO



13. ESTRUTURA DE GARANTIAS DA CONCESSÃO.

Será designada pela COMPESA uma INSTITUIÇÃO FINANCEIRA (AGENTE DE GARANTIA) responsável pela gestão da GARANTIA PÚBLICA. Será criada uma CONTA RESERVA pela COMPESA junto ao AGENTE DE GARANTIA, as mesmas serão abastecidas a partir da cessão dos direitos de parte do recebível da receita das tarifas cobradas dos usuários pelos serviços prestados advindos dos Contratos de Concessão de Serviço Público de abastecimento de água e de coleta e tratamento de esgoto (DIREITOS CEDIDOS/RECEITA CEDIDA) da COMPESA, no valor correspondente a 3 contraprestações públicas mensais, em caráter fiduciário e resolúvel, como garantia de pagamento das obrigações assumidas pelo PODER CONCEDENTE no CONTRATO DE CONCESSÃO ADMINISTRATIVA.

O AGENTE DE GARANTIA, na qualidade de administrador e gestor da CONTA RESERVA, previstas em CONTRATO, é nomeado, nos termos dos artigos 627 e seguintes do Código Civil Brasileiro, depositário dos DIREITOS CEDIDOS, devendo realizar o pagamento da CONTRAPRESTAÇÃO PÚBLICA MENSAL e de quaisquer outras obrigações pecuniárias, multas e ou indenizações devidas pela COMPESA e manter o saldo mínimo DA CONTA RESERVA, qual seja, o valor equivalente a 3 (três) CONTRAPRESTAÇÕES PUBLICAS MENSAIS.

À exemplo, a Parceria Público-Privada firmada pelo Estado de Pernambuco para a construção do projeto Arena Multiuso da Copa 2014 se valeu do mecanismo da Conta Garantia para a confecção do sistema de garantias do contrato.

Assim propomos a constituição de Conta Reserva de movimentação exclusiva do AGENTE GARANTIDOR, com um saldo no valor mínimo de 3 vezes o valor da contraprestação mensal a ser paga pela COMPESA, garantido o colchão de liquidez necessário para garantir a atratividade econômica da concessão.



DETALHAMENTO DO CAPEX



14. DETALHAMENTO DO CAPEX.

O investimento inicial corresponde às despesas com todos os bens necessários para que a usina de geração fotovoltaica possa funcionar e para a entrada da COMPESA no ACL (Ambiente de Contratação Livre). O CAPEX é formado por períodos de investimentos de pré-implantação e implantação, com 18 meses de duração cada e que serão detalhados nos próximos itens deste capítulo. Segue abaixo o resumo do CAPEX total inicial do projeto.

Tabela 13 – CAPEX – USINA 135MW

Item	Valor Unitário	Valor Total	R\$/Wp	% CAPEX
Módulos Fotovoltaico	R\$ 500,24	R\$ 193.200.000,00	R\$ 1,15	42,65%
Inversores (casa de força)	R\$ 688.874,70	R\$ 37.199.232,00	R\$ 0,22	8,21%
Estruturas com Tracker	-	R\$ 82.320.000,00	R\$ 0,49	18,17%
Obras civis	-	R\$ 24.360.000,00	R\$ 0,15	5,38%
Montagem eletromecânica (Fotovoltaico) + Demais Componentes (Cabos, conectores etc.)	-	R\$ 42.000.000,00	R\$ 0,25	9,27%
Seguros de Instalação	-	R\$ 1.300.119,76	R\$ 0,01	0,29%
Sistema SCADA + CFTV + Iluminação	-	R\$ 6.624.240,00	R\$ 0,04	1,46%
Torre Meteorológica	-	R\$ 90.000,00	R\$ 0,00	0,02%
Subestação 230kV (Equipamentos + MO)	-	R\$ 33.600.000,00	R\$ 0,20	7,42%
Custos de Conexão	-	R\$ 16.800.000,00	R\$ 0,10	3,71%
Estudo Ambiental (EIA-RIMA)	-	R\$ 682.500,00	R\$ 0,00	0,15%

Consultoria/Licenciamento Ambiental	-	R\$ 71.500,00	R\$ 0,00	0,02%
Taxas Licenças Ambientais (LP, LI e LO)	-	R\$ 10.049,00	R\$ 0,00	0,00%
Monitoramento Ambiental	-	R\$ 2.535.000,00	R\$ 0,02	0,56%
Terreno	-	R\$ 2.856.000,00	R\$ 0,02	0,63%
Projetos e Estudos (elétrica e civil)	-	R\$ 2.173.500,00	R\$ 0,01	0,48%
Despesas Gerencias e Administrativas de implantação	-	R\$ 2.488.910,66	R\$ 0,01	0,55%
Estoque módulos	0,75%	R\$ 1.449.000,00	R\$ 0,01	0,32%
Adequação de medições das Ucs	R\$ 29.911,71	R\$ 1.944.261,15	R\$ 0,01	0,43%
Ressarcimento de Estudos	-	R\$ 1.250.111,62	R\$ 0,01	0,28%
Total	-	R\$ 452.954.424,19	R\$ 2,70	100,00%

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “CAPEX”

Como pode ser visto na estrutura do CAPEX, os investimentos em terreno, equipamentos e materiais correspondem a 81,80% para a usina destinada ao sistema COMPESA. O investimento em estudos, projetos e seguros equivale a 1,80% (aqui incluído a compensação ao projeto de PMI) e os investimentos em serviços respondem por 16,40% do CAPEX.

CRONOGRAMA FÍSICO-FINANCEIRO



15. CRONOGRAMA FÍSICO-FINANCEIRO.

Considerando o investimento necessário para a construção da usina de 135MW em solo, avaliou-se o CAPEX, que contém os investimentos necessários para as fases de pré-implantação e implantação.

Com o objetivo de entender melhor cada custo e as formas de desembolso, foi desenvolvido um cronograma físico-financeiro, que foi dividido em duas etapas, pré-implantação e implantação, a primeira etapa ou fase de pré-implantação (desenvolvimento) com 18 meses de duração foi dividida em 14 macroprocessos e custará R\$ 8.717.763,03 enquanto a segunda etapa ou fase de implantação com 30 meses de duração foi dividida em 10 macroprocessos e custará R\$ R\$ 444.236.661,69. Conforme quadro abaixo.

Tabela 14 – Cronograma Financeiro Mensal – Pré Implantação

		Cronograma de Pré-Implantação																		
	Mês	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Item	Atividade	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	TOTAL
A	RESSARCIMENTO DE ESTUDOS	1.250.112																		1.250.112
B	COMPRA DO TERRENO DA USINA	2.856.000																		2.856.000
C	PREPARAÇÃO E LEVANTAMENTO DE DADOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D	SOLARIMETRIA			45.000		45.000														90.000
E	CERTIFICAÇÕES																	25.000	25.000	50.000
F	PROJETO CONCEITUAL			50.000	-	50.000														100.000
G	SELEÇÃO E ACORDOS PRÉVIOS COM FORNECEDORES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
H	PLANEJAMENTO MARCO DA IMPLANTAÇÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I	LICENCIAMENTO AMBIENTAL - (LP) LICENÇA PRÉVIA												127.342	127.342	127.342	127.342	127.342	127.342	127.342	764.049
J	ESTUDOS DE CONEXÃO ELÉTRICA DA CENTRAL À REDE BÁSICA			202.500	-	-	-	-	202.500											405.000
K	PROJETO DE OBRAS CIVIS										162.500	-	-	162.500						325.000
L	CRONOGRAMA E ORÇAMENTO FINAL DE IMPLANTAÇÃO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M	ADEQUAÇÃO DAS MEDIÇÕES DAS UNIDADES CONSUMIDORAS	324.044	324.044	324.044	324.044	324.044	324.044													1.944.261
N	CONTROLE DE INFORMAÇÕES, PRAZOS E AVANÇO GERAL DAS ATIVIDADES	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	933.341
		4.482.007	375.896	673.396	375.896	470.896	375.896	51.852	254.352	51.852	214.352	51.852	179.194	341.694	179.194	179.194	179.194	204.194	76.852	8.717.763

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Cronograma Pré Implantação”

Tabela 15 – Cronograma Físico Financeiro Mensal – Implantação

Cronograma de Implantação Parte 1																
Mês		19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Item	Atividade	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24
A	PROJETO DE FINANCIAMENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	CONTRATAÇÃO DE SERVIÇOS E FORNECEDORES															
C	PROJETO EXECUTIVO					646.750	-	-	-	646.750						
D	SEGUROS DE INSTALAÇÃO	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337
E	OBRA CIVIL COM MATERIAIS								1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000
F	OBRAS ELÉTRICAS COM MATERIAIS									1.449.000	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832
G	COMISSIONAMENTO, SEGURANÇA E ADM.															
H	ESTRUTURAÇÃO DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)															
I	SUPERVISÃO E FISCALIZAÇÃO DA FASE DE IMPLANTAÇÃO	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852
J	MONITORAMENTO AMBIENTAL	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500
		179.690	179.690	179.690	179.690	826.440	179.690	179.690	1.397.690	3.493.440	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522

Cronograma de Implantação Parte 2																	
Mês		34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	TOTAL
Item	Atividade	out/24	nov/24	dez/24	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25	
A	PROJETO DE FINANCIAMENTO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	CONTRATAÇÃO DE SERVIÇOS E FORNECEDORES																-
C	PROJETO EXECUTIVO																1.293.500
D	SEGUROS DE INSTALAÇÃO	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	43.337	1.300.120
E	OBRA CIVIL COM MATERIAIS	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	1.218.000	24.360.000
F	OBRAS ELÉTRICAS COM MATERIAIS	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	19.606.832	413.192.472
G	COMISSIONAMENTO, SEGURANÇA E ADM.	-	-														-
H	ESTRUTURAÇÃO DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO (O&M)	-	-														-
I	SUPERVISÃO E FISCALIZAÇÃO DA FASE DE IMPLANTAÇÃO	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	51.852	1.555.569
J	MONITORAMENTO AMBIENTAL	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	84.500	2.535.000
		21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	21.004.522	19.786.522	19.786.522	19.786.522	444.236.661

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Cronograma Implantação”



REINVESTIMENTOS DA CONCESSÃO



16. REINVESTIMENTOS DA CONCESSÃO

Os reinvestimentos do projeto, limita-se a troca dos inversores da usina fotovoltaica. Os mesmos possuem uma garantia de 10 anos de uso, período utilizado pela equipe para a substituição preventiva deles. A substituição dos mesmos será realizada no 10º e no 20º ano de operação da usina, que corresponde ao 13º e 23º ano da concessão. Para o cálculo do valor dos inversores para o ano de 2033 e 2043 onde ocorrerá a primeira e a segunda troca utilizou-se o fator de depreciação da tecnologia de 3% a.a., conforme cálculo abaixo:

Tabela 16 – Valor Projetado de Reinvestimento em Inversores

PROJEÇÃO DE VALOR DOS INVERSORES P/REINVESTIMENTOS		
Anos	Valor Total Projetado Inversores	Taxa de Depreciação Tecnológica
Ano 0		
Ano 1		
Ano 2		
Ano 3		
Ano 4	37.199.232	
Ano 5	36.083.255	3%
Ano 6	35.000.757	3%
Ano 7	33.950.735	3%
Ano 8	32.932.213	3%
Ano 9	31.944.246	3%
Ano 10	30.985.919	3%
Ano 11	30.056.341	3%
Ano 12	29.154.651	3%
Ano 13	28.280.012	3%
Ano 14	27.431.611	3%
Ano 15	26.608.663	3%
Ano 16	25.810.403	3%
Ano 17	25.036.091	3%
Ano 18	24.285.008	3%
Ano 19	23.556.458	3%
Ano 20	22.849.764	3%
Ano 21	22.164.271	3%
Ano 22	21.499.343	3%
Ano 23	20.854.363	3%

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “CAPEX”

Com isso temos que os valores de reinvestimento no 13º ano da concessão será de R\$ 28.280.012,00 e no 23º ano da concessão será de R\$ 20.854.363,00.





BENS REVERSÍVEIS DA CONCESSÃO



17. BENS REVERSÍVEIS DA CONCESSÃO

Os BENS REVERSÍVEIS são aqueles imprescindíveis à execução da CONCESSÃO adquiridos pela CONCESSIONÁRIA ao longo de todo o prazo deste Contrato, os quais reverterão em favor do PODER CONCEDENTE após a extinção da CONCESSÃO, pois eles são amortizados pelo poder concedente dentro da contraprestação.

Integram os BENS REVERSÍVEIS as estruturas, construções, equipamentos, máquinas, aparelhos, acessórios e, de modo geral, todos os demais bens vinculados à execução das OBRAS e prestação dos SERVIÇOS e FORNECIMENTO e atividades referentes à CONCESSÃO que sejam de propriedade da CONCESSIONÁRIA. Os mesmos devem ser entregues em condições de operacionalidade, utilização e manutenção, sem prejuízo do desgaste normal resultante do seu uso.

Tabela 17 – Lista de Bens Reversíveis

BENS REVERSÍVEIS		
DESCRIÇÃO	QUANT.	VALOR TOTAL
Módulos Fotovoltaico	386.208	R\$ 193.200.000,00
Inversores	54	R\$ 37.199.232,00
Estruturas com Tracker	1	R\$ 82.320.000,00
Obras civis	1	R\$ 24.360.000,00
Sistema SCADA + CFTV + Iluminação	1	R\$ 6.624.240,00
Torre Meteorológica	1	R\$ 90.000,00
Subestação 230 kV (Equipamentos + MO)	1	R\$ 33.600.000,00
Terreno	1	R\$ 2.856.000,00
Adequação de medições das Ucs	21	R\$ 1.944.261,15
TOTAL INVESTIMENTO		R\$ 379.337.733,15

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Tabelas”



DESPESAS OPERACIONAIS DA CONCESSÃO (OPEX)



18. DESPESAS OPERACIONAIS DA CONCESSÃO (OPEX)

Essa análise de OPEX está considerando dois centros de custos. Os custos com Operação e Manutenção (O&M) e os custos Gerenciais e Administrativos do concessionário para manter a operação e manutenção da Usina Fotovoltaica e gerenciamento no mercado livre de energia das unidades consumidoras compensadas pela usina.

O OPEX também foi elaborado a partir de estudos e pesquisas mercadológicas, com dados registrados em outros relatórios desse trabalho. Conhecido como *Operational Expenditure*, o OPEX identifica as despesas operacionais, os investimentos em manutenção de equipamentos e gastos administrativos. O OPEX está discriminado em três grandes grupos:

1. Custos de operação da usina; (Este custo subdivide-se em)
 - Seguro de Operação e Manutenção
 - Segurança da Usina
 - Manutenção e Operação Autoprodução
 - Despesas Sócio Ambiental
 - Despesas de Pessoal de Operação
 - Despesas Gerais Administração
2. Custos indiretos da operação da concessão;
3. Impostos.

Segue abaixo quadro descritivo do OPEX no 5º ano de operação (ano de entrada em operação da usina):

Tabela 18 – Quadro Descritivo do OPEX De Operação da Usina Anual.

		Ano 5
		2025
0	OPEX TOTAL PROJETO	R\$ 11.161.237
1	OPEX - USINA 135MW	R\$ 8.912.559
1.1	Seguro de Operação e Manutenção	R\$ 1.378.534
1.2	Segurança da Usina	R\$ 484.128
1.3	Manutenção e Operação Autoprodução	R\$ 4.558.730
1.3.1	Limpeza Módulos e Vegetação	R\$ 755.000
1.3.2	Reposição de Equipamentos	R\$ 413.280
1.3.3	Ferramentas e EPI's	R\$ 240.000
1.3.4	O&M Subestações	R\$ 825.450
1.3.5	Custo Adm Usina	R\$ 375.000

1.3.7	Custo com UCs Mercado Livre	R\$ 1.950.000
1.4	Despesas Socioambiental	R\$ 1.141.506
1.4.1	Renovação das taxas Licenciamento (LO)	R\$ 23.517
1.4.2	Consultoria monitoramento	R\$ 1.014.000
1.4.3	Tratativas sociais	R\$ 103.990
1.5	Despesas de Pessoal de Operação	R\$ 971.253
1.5.1	Engenheiro Eletricista Responsável	R\$ 187.697
1.5.2	Eletrotécnico	R\$ 72.867
1.5.3	Eletricista	R\$ 84.193
1.5.2	Eletrotécnico	R\$ 72.867
1.5.3	Eletricista	R\$ 84.193
1.5.4	Ajudante de Eletricista	R\$ 49.181
1.5.2	Eletrotécnico	R\$ 72.867
1.5.3	Eletricista	R\$ 84.193
1.5.4	Ajudante de Eletricista	R\$ 49.181
1.5.2	Eletrotécnico	R\$ 72.867
1.5.3	Eletricista	R\$ 84.193
1.5.4	Ajudante de Eletricista	R\$ 49.181
1.6	Despesas Gerais Administração	R\$ 378.408
1.6.1	Administrador	R\$ 187.697
1.6.2	Auxiliar Administrativo	R\$ 64.816
1.6.3	Auxiliar Administrativo	R\$ 64.816
1.6.4	Escritório de Advocacia	R\$ 12.540
1.6.5	Escritório de Contabilidade	R\$ 12.540
1.6.6	Sala Comercial	R\$ 36.000
2	OPEX - INDIRETO	R\$ 2.248.677
2.1	Fator de Contigência da SPE	R\$ 110.507
2.2	Despesas Project Finance	R\$ -
2.3	Compra de Energia no Mercado Livre	R\$ -
2.4	Gestão de Energia no ACL	R\$ 1.163.226
2.5	Garantia de execução do contrato	R\$ 974.944

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “OPEX”.

Seguro de Operação e Manutenção: abrange a cobertura para os equipamentos durante a fase de operação, e ampara os prejuízos causados à terceiros em decorrência da operação das usinas fotovoltaicas, conforme a quadro descritivo abaixo.

Tabela 19 - Cobertura e Limites Seguro Operação e Manutenção

Coberturas	Limites
Danos Materiais (básica) – individual	50% do Valor Sistema de Geração Fotovoltaico
Danos Elétricos, Incêndios, Raios e Explosão – individual	30% da cobertura básica
Quebra de Máquinas – individual	30% da cobertura básica
Roubo/ Furto Qualificado – individual	10% da cobertura básica

O prêmio seguro foi definido como uma alíquota de 0,80% sobre 50% do valor dos equipamentos da usina solar fotovoltaica.

Segurança da usina: a usina contará com segurança 24h por dia de segunda a domingo, realizada por empresa terceirizada especialista do ramo, com seus funcionários trabalhando no regime de 12/36 horas.

Grupo de Despesas de Manutenção e Operação da Usina

Limpeza dos Módulos e Vegetação: Os módulos fotovoltaicos não possuem partes móveis e necessita de pouca manutenção. Tudo o que precisa ser feito é a limpeza dos painéis solares para que mantenham a mesma eficiência e também a checagem para verificar se não houve nenhum dano, assim como a limpeza da vegetação do terreno aonde estão instalados para que as mesmas não diminuam a captação solar dos mesmos. Em condições normais, os painéis solares devem ser limpos de duas a três vezes por ano, pois quanto mais sujos de poeira ou excrementos de pássaros estiverem, menos eficazes são.

Reposição de equipamentos: Uma má gestão do estoque de peças de reposição pode significar dias completos de parada para uma central FV. Por essa razão, é essencial ter sempre uma lista atualizada de todas as peças de reposição para a central, e assegurar que há quantidade suficiente de cada uma em estoque.



Ferramentas e EPI's: É obrigatório o uso de ferramentas e equipamentos de proteção individual na manutenção e operação da usina, adequados conforme as normas de segurança, por isso os mesmos devem ser mantidos e repostos periodicamente para a utilização dos colaboradores.

Transportes (Carro, Combustível e Acomodações): para a equipe de manutenção e operação da usina realizar seus deslocamentos até a usina que estará localizada no sertão de Pernambuco, será necessário o aluguel de um veículo e a disponibilização de acomodações para a pernoite dos mesmos.

Custo com UCs no Mercado Livre: Para a manutenção das unidades consumidoras e geradoras no ACL se faz necessária a utilização eficiente de gateways de comunicação para coletar dados de campo e transferi-los para a plataforma de Nuvem por meio de redes 3G e Wi-Fi, é essencial para obter operação e manutenção remotas inteligentes em usinas fotovoltaicas e suas unidades consumidoras, melhorando a eficiência de geração de energia x o consumo de energia, o gerenciamento de segurança dos inversores, caixas de convergência, gabinetes de distribuição de energia AC/DC altos/baixos e outros equipamentos.

Grupo de Despesas Socioambiental

Renovação das taxas de licenciamento: A Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental do Estado de Pernambuco - TFAPE consiste numa obrigação monetária, instituída pela Lei Estadual nº 13.361/2007 direcionada a todas as pessoas jurídicas que exerçam as atividades mencionadas no art. 1º e descritas no Anexo I da referida Lei.

O pagamento da TFAPE se torna devido no último dia útil de cada trimestre do ano, nos valores fixados no Anexo II da mencionada Lei, e recolhida até o terceiro dia útil do mês subsequente, sob pena de multa e juros por atraso no pagamento.

Vencimento dos Trimestres

- 1º Trimestre (de janeiro a março) - 3º dia útil de Abril;
- 2º Trimestre (de abril a junho) - 3º dia útil de Julho;
- 3º Trimestre (de julho a setembro) - 3º dia útil de Outubro; e
- 4º Trimestre (de outubro a dezembro) - 3º dia útil de Janeiro do ano seguinte.

Tabela 20 - Despesas Socioambientais de Operação Renovação de Licenças em Valores Anuais

Bloco de atividade	Valor Estimado para 6 renovações considerando a tabela referência (2020)	Valor estimado (2021) (+ 30%)	Valor estimado Total
Renovação das LO - taxas			
Usina 135 MW - solo (NENLO)	USINA: R\$ 1.004,98		
Subestação (RENLO)	SUBSTAÇÃO: R\$ 1.004,98		
LT (RENLI)	LT: R\$ 1.004,98		
Total para Usina I	R\$ 18.089,64	R\$ 5.426,89	R\$ 23.516,53

Fonte: Modelagem Técnica.

Consultoria de Controle e Monitoramento Socioambiental: Será responsável por elaborar e acompanhar o Disciplinamento ambiental, Benefícios à população, Plano de controle de vetores, Plano de proteção ao trabalhador e segurança ambiental.

- Disciplinamento ambiental

Sistemática adequada de práticas administrativas e operacionais que levem em conta a saúde, a segurança das pessoas e a proteção do meio ambiente. Impacto positivo de grande magnitude e longa duração.

- Benefícios à população a curto e longo prazo

O monitoramento ambiental estabelecerá um mecanismo não só de preservação, como também representa um meio para a recuperação das áreas mais vulneráveis à pressão populacional, a despeito da sua importância para a alimentação, cada vez mais necessários para o bem-estar das populações. Neste sentido, apontamos a necessidade do uso coerente dos recursos ambientais de forma sustentável, a partir de processos racionais e aceitáveis. Esse impacto é positivo de grande magnitude e longa duração.

- Plano de controle de vetores

Devido ao desmatamento e conseqüente desequilíbrio, há necessidade de realizar o controle das fontes de alimentos e meios de proliferação, associados ao extermínio de insetos e animais transmissores de doenças infectocontagiosas, salvaguardando a saúde pública. Esse impacto é positivo de grande magnitude e longa duração.

- Plano de proteção ao trabalhador e segurança ambiental

A empresa responsável pela execução da obra deverá tomar todas as medidas de segurança do trabalhador. Esse plano consta de: medidas de segurança do trabalhador e medidas de segurança do ambiente de trabalho. Esse impacto é positivo de grande magnitude e longa duração.

Tabela 21 - Despesas Socioambientais de Operação Consultoria e Monitoramento em Valores Mensais

Bloco de atividade	Valor Estimado considerando a tabela referência (2020)	Valor estimado (2021) (+ 30%)	Valor estimado Total
Consultoria - monitoramento			
Usina 135 MW - Solo	R\$ 65.000,00/mês	R\$19.500,00	R\$84.500,00/mês

Fonte: Modelagem Técnica.

Tratativas Sociais: Essas iniciativas servem como forma de planejar e realizar ações que buscam transformar positivamente a realidade de uma comunidade. Seus benefícios aparecem ao oferecerem uma assistência que as pessoas, muitas vezes, não conseguem acessar, seja de maneira pública ou mesmo privada.

Através de um plano que tem como objetivo melhorar um ou mais aspectos de uma sociedade, potencializando a cidadania, consciência social dos indivíduos, oferecendo uma terceira via para aquela parcela da população que se vê excluída das oportunidades, tanto na área social, quanto nas áreas relacionadas ao mercado de trabalho, e que ainda carecem do suporte do Estado para a garantia de seus direitos.

Quadro – Despesas Socioambiental de Operação Tratativas Sociais em Valore Mensais

Bloco de atividade	Valor Estimado considerando a tabela referência (2020)	Valor estimado (2021) (+ 30%)	Valor estimado Total
Tratativas Sociais			
Usina 135 MW - Solo	R\$ 6.666,00/mês	R\$ 1.999,80	R\$ 8.665,80/mês

Fonte: Modelagem Técnica

Grupo de Despesas de Pessoal de Operação: A Operação e Manutenção (O&M) para a gestão da usina fotovoltaicas após a sua entrada em operação será realizado por uma equipe técnica capacitada para operar e garantir o máximo desempenho das usinas fotovoltaicas minimizando os riscos e garantindo o maior retorno do investimento.

Os gastos previstos para as despesas com pessoal na área de operações deverão começar no quarto ano da concessão, quando segundo o cronograma de instalação da usina termina a fase de comissionamento e início da operação, os mesmos situam-se na faixa de R\$ 1.158.950,00 anuais.

A equipe é composta por 1 (um) Engenheiro Eletricista Responsável com dedicação de 50% do seu tempo para esta atividade, 4 (quatro) Eletricistas, 4 (quatro) Eletrotécnico e 4 (quatro) Ajudante de Eletricista. Os gastos previstos foram calculados com base no salário da função descrita na tabela da SINAPI-PE de 2020, conforme descrito no quadro abaixo:



Item	Função	Carga Horária	Salário básico	Adic. Peric.	Encargo Sociais 84,04%	Mont "A"	Vale Alimentação	Seguro de Vida	Plano de Saúde	Vale Transporte	Vale Combustível	Mont "B"	Custo Unitário Mensal	TOTAL ANUAL
1	Engenheiro Eletricista Responsável	44H	R\$ 16.599,90		R\$ 13.950,56	R\$ 30.550,46	R\$ 352,00	R\$ 14,00	R\$ 133,52		R\$ 232,80	R\$ 732,32	R\$ 31.282,78	R\$ 375.393,31
2	Eletrotécnico	44H	R\$ 2.941,92		R\$ 2.472,39	R\$ 5.414,31	R\$ 352,00	R\$ 14,00	R\$ 133,52	R\$ 158,40		R\$ 657,92	R\$ 6.072,23	R\$ 72.866,75
3	Eletricista	44H	R\$ 2.657,52	R\$ 797,26	R\$ 2.903,39	R\$ 6.358,17	R\$ 352,00	R\$ 14,00	R\$ 133,52	R\$ 158,40		R\$ 657,92	R\$ 7.016,09	R\$ 84.193,08
4	Ajudante de Eletricista	44H	R\$ 1.869,41		R\$ 1.571,05	R\$ 3.440,46	R\$ 352,00	R\$ 14,00	R\$ 133,52	R\$ 158,40		R\$ 657,92	R\$ 4.098,38	R\$ 49.180,59

Grupo de Despesas Gerais administração: Neste item são relacionadas todas as despesas administrativas gerais da SPE, sendo:

- Administrador: Para a administrar a SPE foi considerado que o engenheiro responsável dedicará 50% do seu tempo para essa função.
- Secretária e Auxiliar Administrativo: Os mesmos serão responsáveis por realizar as atividades burocráticas e legais da empresa junto a todos os *stakeholders* (clientes, fornecedores, colaboradores, entidades governamentais, entre outros).
- Escritório de Advocacia: Será contratado um escritório de advocacia para auxiliar a SPE em todas as suas demandas jurídicas e legais.
- Escritório de Contabilidade: Toda a contabilidade da SPE será realizada por escritório de contabilidade terceirizado.
- Sala Comercial: Para o estabelecimento da SPE será alugada uma sala comercial em Recife onde a administração da empresa irá funcionar.

Fator de Contingência da SPE: Esse custo refere-se a possibilidade de gastos adicionais de difícil previsão, que impactam negativamente o resultado esperado da empresa. No intuito de minimizar esse risco se faz necessário criar um fundo de contingência para despesas não previstas como multas rescisórias, reajustes de preços acima da inflação, entre outros. Para este projeto utilizamos o fator de 1% sobre o total das despesas operacionais.

Despesas do Project Finance: Para o financiamento do projeto através do BNB é necessário a elaboração do *Project Finance* para dar entrada no pedido de financiamento junto ao banco. O banco por sua vez cobra uma taxa de análise e avaliação do projeto de 1,25%, tendo como limite máximo o valor R\$ 500.000,00 para a mesma. Essa taxa é indispensável e uma condicionante do banco para a concessão do financiamento.

Compra de Energia no Mercado Livre (ACL): A compra de energia no mercado livre se faz necessária tanto nos 4 primeiros anos da concessão, período de construção da usina, quanto nos meses em que a geração da usina não atender a todo o consumo das unidades consumidoras da COMPESA selecionadas neste estudo. A SPE será responsável pelo gerenciamento e pagamento dessa compra através de procuração e da força contratual de concessão firmado com a COMPESA. O valor de compra dessa energia no ACL pela SPE está incluso no valor da contraprestação.

Gestão de Energia no ACL: A SPE fará a gestão da compra e venda de energia no ACL em nome da COMPESA, para isso será contratada empresa especializada do ramo com a expertise para realizar o gerenciamento no ACL com uma maior eficiência e eficácia.

Garantia de Execução do Contrato: No caso das garantias a serem dadas pelo privado, pode-se relacionar abaixo aquelas consideradas na modelagem econômica financeira, como

imprescindíveis para resguardar os interesses do poder público e exigidas pelo agente financeiro para a elaboração do *project finance*.

A Garantia de Execução do Contrato (Performance Guarantee) tem como objetivo assegurar o desenvolvimento adequado do projeto. Assim, o instrumento funciona como:

- (a) garantia do atendimento de parâmetros de desempenho pela concessionária na medida em que o projeto avança,
- (b) garantia de cumprimento das obrigações contratuais por parte do concessionário e
- (c) garantia de execução de parte correspondente das obras e da operação dos sistemas fotovoltaicos em caso de rescisão do contrato por culpa da concessionária.

As garantias a serem prestadas pelo ente privado durante todos os anos de Concessão foram fixadas em 5,00% sobre o valor residual do contrato durante todo o prazo da concessão a partir da assinatura do contrato com ente público. O prêmio da garantia a ser contratada junta a uma seguradora nacional, de porte e experiência condizentes com o tamanho do projeto, foi fixado como 1,00% do valor a ser dado em garantia pelo ente privado.



IMPOSTOS



19.IMPOSTOS

O marco regulatório Brasileiro prevê que sobre a Concessionária a incidência de, COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), PIS (Programa de Integração Social), IRPJ (Imposto de Renda de Pessoas Jurídicas), a CSLL (Contribuição Social Sobre Lucro Líquido) e o ISS (Imposto Sobre Serviço), sendo os quatro primeiros de competência da União e o último de competência municipal. O imposto estadual ICMS incidirá somente sobre as compras de equipamentos e materiais para a construção da usina.

Para a definição da base de cálculo e alíquotas dos impostos federais existem dois regimes diferentes de tributação, o Lucro Real e Lucro Presumido.

No primeiro mês de cada ano, em Janeiro, abre-se a janela para mudança do regime de tributação junto à Receita Federal entre Lucro Real e Lucro Presumido, sendo portanto necessário a avaliação anual de qual o melhor regime tributário para a SPE, a partir de um planejamento tributário. As análises realizadas através do DRE na planilha da modelagem financeira, na aba "FCProjReal" linha 106, foi possível determinar o melhor regime de tributação em cada ano para SPE, onde a mesma irá pagar um valor total menor de impostos.

A partir da análise anual do lucro real x lucro presumido aplicado a estrutura projetada de receitas e despesas do concessionário no demonstrativo de resultado verificou-se que durante o 4 (quatro) primeiros anos da concessão adota-se Lucro Real por ser menor a carga tributária da SPE nesse regime no período, no qual incidirá uma alíquota de PIS de 1,65% e alíquota de COFINS de 7,60%, não cumulativa, calculadas sobre a receita bruta. A partir do 5º (quinto) ano até o final da concessão adota-se o lucro presumido por ser menor a carga tributária da SPE nesse regime nesse período, no qual incidirá uma alíquota de PIS de 0,65% e de COFINS de 3,00%, ambas cumulativas, calculadas sobre a receita bruta.

Importante também salientar a diferença tributária no tratamento dos 2 tipos de serviços da receita advinda da contraprestação pública faturada pela concessionária, sendo:

- Serviço 1 – Arrendamento: Para o faturamento da contraprestação será emitida uma fatura de serviço de arrendamento da usina fotovoltaica pela SPE contra a Compesa, sobre esse faturamento incidirão os impostos de PIS e COFINS.
- Serviço 2 – Serviço de Gestão de Energia no Mercado Livre: Para o faturamento da contraprestação será emitida uma nota fiscal de serviço de gestão de energia no ACL pela SPE contra a COMPESA, sobre esse faturamento incidirão os impostos de PIS, COFINS e ISS.



No caso dos serviços praticados e faturados pela SPE de arrendamento da usina de geração fotovoltaica de autoprodução e de gerenciamento energético junto a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) no ACL (Ambiente de Contratação Livre), os mesmos possuem tributação pelo lucro real ou lucro presumido na esfera federal, porém a incidência do ISS na esfera municipal ocorrerá somente no serviço de gerenciamento energético para a COMPESA.

Na primeira fase da concessão a carga tributária da SPE do Serviço de Gerenciamento Energético, calculada pelo Regime de Lucro Presumido, será:

- Imposto de Renda: 8% (presunção 32% x alíquota 25%);
- CSLL: 2,88% (presunção 32% x alíquota 9%);
- PIS: 0,65%;
- COFINS: 3%;
- ISSQN: 5%;
- TOTAL: 19,53%.

Na segunda fase da concessão a carga tributária da SPE do Serviço de Arrendamento/Locação da Usina, calculada pelo Lucro Presumido, será:

- Imposto de Renda: 8% (presunção 32% x alíquota 25%);
- CSLL: 2,88% (presunção 32% x alíquota 9%);
- PIS: 0,65%;
- COFINS: 3%;
- TOTAL: 14,53%.



Tabela 22 – Impostos Incidentes Totais em 29 anos de concessão

	%	Total (R\$)
(-) Tributos sobre o valor de venda	5,28%	118.575.693
ISS		16.834.378
PIS		18.131.590
COFINS		83.629.795
(-) Tributos sobre o Lucro	9,42%	211.547.290
IR		155.391.022
CSLL		56.156.768

Fonte: *Elaboração Própria* – Planilha Modelagem Financeira na Aba “FCProjReal”.



FINANCIAMENTO DO CAPEX



20. FINANCIAMENTO DO CAPEX

Considerando o setor de energias convencionais e renováveis, através do FNE, o BNB oferece uma série de linhas de financiamento através do programa PROINFRA. O programa objetiva promover a ampliação de serviços de infraestrutura econômica, dando sustentação às atividades produtivas e financia a aquisição de bens de capital e implantação, modernização, reforma, realocização ou ampliação de empreendimentos.

Os itens financiáveis pelo PROINFRA são:

- a) Implantação, ampliação, modernização e reforma de empreendimentos;
- b) Gastos com construção para reforma e/ou ampliação de benfeitorias e instalações, vedando esse tipo de financiamento para qualquer tipo de moradia;
- c) Aquisição de veículos utilitários (sujeito a condições específicas);
- d) Aquisição de máquinas e equipamentos;
- e) Gastos com frete para transporte e/ou montagem de máquinas e equipamentos;
- f) Elaboração de estudos ambientais;
- g) Valores relativos a prêmios de seguro dos bens dados em garantia a financiamentos com recursos do FNE;
- h) Capital de giro associado ao investimento.

Para esse setor, para o tipo de empreendimento e estrutura do negócio, o BNB oferece até 95% de financiamento, mas por questões de análise de mercado esse relatório manterá um limite de 60% do CAPEX.

O BNB oferece bônus de adimplência referente a 15% dos juros cobrados sobre as parcelas do financiamento. Já a taxa de juros aplicada corresponde ao IPCA + 2,2489% a.a. para projetos fora do semiárido e de IPCA + 1,84% a.a. para projetos no semiárido.

Considerando a estrutura e o perfil do projeto, optou-se nessa AVEF por adotar como premissa conservadora para os juros na faixa superior, embora 95% dos municípios de Pernambuco sejam classificados como integrantes do semiárido nordestino. Nessa faixa a taxa de juros aplicada é o IPCA projetado pela Pesquisa Focus para 2022 em diante de 3,25% a.a., quando será liberado o primeiro tranche do financiamento de longo de prazo, mais spread de 2,2489% a.a., o que resulta em uma taxa de 5,50% a.a.

As condições do Financiamento de Longo Prazo foram consideradas conforme condições descritas na resposta dada a consulta feita junto ao BNB para oportunidades no setor de energia fotovoltaica, tendo sido adotadas premissas conservadoras, conforme abaixo:

Tabela 23 – Premissas Financiamento BNB

Financiamento de Longo Prazo	
Taxa Básica (IPCA + 2,2489% a.a.)	5,50% aa
Prazo Total de Financiamento	216 meses
Carência de Juros	Sem Carência
Carência de Principal	36 meses
Fiança Bancária	1,00% aa
Tarifa de Análise de Viabilidade	R\$ 500.000,00

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira Aba “FinancReal”

A modelagem considerou a obtenção de 4 linhas consecutivas anuais de Financiamento de Longo Prazo junto ao Banco do Nordeste do Brasil (BNB) com duração de 18 anos, carência de principal de 36 meses e alavancagem de 60% do CAPEX ou R\$ 271.772.655,00 entre os anos 2, 3, 4 e 5 de Concessão.



SERVIÇO DA DÍVIDA



21.SERVIÇO DA DÍVIDA

O serviço da dívida é uma referência à totalidade dos pagamentos que o devedor faz para pagar os juros, taxas acessórias e amortizações do principal correspondentes a um empréstimo, os valores do serviço da dívida do empréstimo de longo prazo estão descritos abaixo.

Tabela 24 – Condições de Captação de recursos junto ao Banco do Nordeste (BNB)

Prazo de Amortização + Carência:	18 anos (216 meses)
Carência:	3 anos (36 meses)
Taxa de juros ao ano: IPCA + 2,2489%	5,50% a.a.
Fiança Bancária (1% a.a. do valor captado)	R\$ 10.870.906,00
Captação/Amortização:	R\$ 271.772.655,00
Total dos juros:	R\$ 189.320.685,00
Total Serviço da dívida:	R\$ 471.964.245,00

Fonte: Elaboração Própria



ICSD – ÍNDICE DE COBERTURA DA DÍVIDA



22. ICSD – ÍNDICE DE COBERTURA DA DÍVIDA

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) é um dos principais indicadores de viabilidade em project finance, modalidade de financiamento em que as garantias reais (quando existem) são reduzidas em relação ao investimento total, geralmente em projetos de longo prazo, vultuosos, e com geração de caixa minimamente previsíveis. O ICSD é muito observado pelas instituições financeiras credoras como preditor da capacidade do projeto e do empreendedor em honrar com as dívidas assumidas.

O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) é calculado através da divisão da geração de caixa operacional (EBITDA) pelo serviço da dívida (amortização + juros + taxas acessórias), com base em informações registradas nas Demonstrações Financeiras, em determinado período.

Através do cálculo do ICSD para o projeto no fluxo de caixa do acionista é possível verificar a geração de caixa suficiente para a cobertura do serviço da dívida durante o projeto. Sendo esse um dos fatores condicionantes pelos bancos para liberação de financiamentos, o mesmo exige um ICSD de no mínimo 1,30 para o projeto. Segue abaixo cálculo do ICSD do projeto:

Tabela 25 – Cálculo do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

Cálculo do ICSD	
(=) EBITDA	1.050.432.161
(-) IR/CSLL	(207.153.037)
(=) Geração de Caixa	843.279.123
Serviço da Dívida	471.964.245
ICSD	1,79

Fonte: Planilha Modelagem Financeira – Aba “FCacionReal”



GARANTIAS DE SUPORTE DA DÍVIDA



23. GARANTIAS DE SUPORTE DA DÍVIDA

Os recursos de terceiros deverão cobrir 60,0% (sessenta por cento) do CAPEX. Para o CAPEX se faz necessário a captação de R\$ 271.772.655,00 em instituição financeira (BNB), onde são necessárias garantias de 130% do valor financiado, o que equivale a R\$ 353.304.451,50 entre equipamentos, terrenos e fiança bancária.

O projeto também deverá contar, conforme exigência da instituição financeira, com conta bancária garantidora e/ou fundo garantidor constituído pelo poder concedente registrado nas cláusulas contratuais.

Adicionalmente, como exigência da instituição financeira, será contratado seguro de garantia de performance, no valor de 5% do valor residual do contrato.



TMA – TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE DO PROJETO



24.TMA – TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE DO PROJETO

Também conhecida como taxa de expectativa, a taxa mínima de atratividade (TMA) é um indicador que expressa a remuneração mínima que um investimento precisa oferecer para que ele seja atrativo para investidores, ou seja, para que seja economicamente viável. Pelo viés do crédito, pode expressar, em um financiamento ou empréstimo, a taxa máxima que o tomador está disposto a aceitar.

Conforme o entendimento do Tribunal de Contas da União a TMA deve se igualar ao WACC do projeto, a partir desse entendimento o presente estudo aplicou a fórmula do WACC para o cálculo da TMA.

O WACC pode ser definido como sendo a média ponderada do custo de capital próprio e o custo da dívida com base na proporção de dívida e capital próprio na estrutura de capital da empresa. É uma função que aborda o capital próprio da empresa, a dívida e o custo dessa dívida.

Usualmente, trabalha-se com uma versão mais simples do WACC, onde os diferentes tipos de capital próprio são agrupados em uma única conta de capital próprio e os diferentes tipos de capital de terceiros agrupados em uma única conta de dívidas. Para tanto utilizou-se no cálculo do WACC:

- Relação debit/equity, resultando em uma média de 60% de dívida para 40% de equity (capital próprio).
- O custo do capital de terceiros corresponde a taxa de juros do financiamento sem inflação (Spread) de 2,25% a.a.
- O custo do capital próprio real (sem efeito da inflação) de 20,52% a.a. obtido a partir do método de CAPM descrito na modelagem financeira.
- Taxa de impostos sobre as sociedades de 34%.

Fórmula do WACC empregada:

$$WACC = Re \times E/V + Rd \times (1 - \text{taxa de imposto sobre as sociedades}) \times D/V$$

Re = Custo do Capital Próprio

E/V = % de Participação do Capital Próprio

Rd = Custo do Capital de Terceiros (dívida)

D/V = % de Participação do Capital de Terceiros

1-taxa de imposto sobre as sociedades = taxa de benefício fiscal

A Taxa Mínima de Atratividade do Projeto (TMA) calculada pela formula do WACC acima descrita, obteve-se como resultado um valor do WACC Real de 9,10% a.a. (sem inflação) e com inflação obteve-se uma taxa de 12,65% a.a.





TIR – TAXA INTERNA DE RETORNO



25. TIR – TAXA INTERNA DE RETORNO

A taxa interna de retorno (TIR) é um importante indicador para a análise de projetos de investimentos, uma vez que permite ao empreendedor avaliar se os retornos projetados estão adequados ao nível de risco percebido e se atendem aos requerimentos de rentabilidade exigida por seus acionistas. Conceitualmente, a TIR é a taxa de desconto que iguala a zero o valor presente de todas as entradas e saídas de determinado fluxo de caixa. Nas análises realizadas para o presente estudo, foram analisadas a TIR de projeto, que indica a rentabilidade puramente operacional do projeto, ou seja, desconsiderando integralmente as premissas de financiamento para o projeto. E a TIR do acionista que considera as premissas de financiamento do projeto.

O cenário base analisado almeja uma TIR de projeto real (ou seja, descontada da inflação) de 9,10% ao ano, que é igual a Taxa Mínima de Atratividade calculada pelo método WACC. Essa premissa guiou a modelagem financeira e foi baseada em taxas de retorno usualmente encontradas em projetos de concessão administrativa. Os resultados das Taxas Internas de Retorno foram:

Tabela 26 – TIR (Taxa Interna de Retorno)

	Real	Nominal
TIR do Projeto	9,10%	12,65%
TIR do Acionista	10,97%	14,58%

Fonte: Elaboração Própria – Modelagem Financeira na Aba “Painel de Controle”



CUSTO DE OPORTUNIDADE



26.CUSTO DE OPORTUNIDADE

O termo utilizado em economia refere-se àquilo que um agente econômico renuncia ao tomar uma decisão. Em microeconomia, este termo faz referência à estimativa do maior benefício seguro que deixa de ser obtido depois da decisão de alocar os recursos disponíveis. Em outras palavras, o custo de oportunidade seria o maior valor perdido em função de se ter optado por um caminho e não pelo outro.

Para calcular esse custo utilizamos como base a rentabilidade esperada do tesouro Selic para calcular o prêmio de risco que o presente projeto oferece ao investidor. Ao avaliar o cenário e o custo de oportunidade abaixo é importante analisar os demais benefícios que o projeto oferece ao investidor como um todo.

Tabela 27 – Custo de Oportunidade

Indicadores	Rendimento
TIR Real do Projeto (Desalavancado)	9,10% a.a.
Tesouro Selic Real	3,50% a.a.
Spread de Risco do Projeto	5,41% a.a.

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “CAPM”

Com base nas premissas acima o percentual 5,41% a.a. é o custo de oportunidade que o investidor teria ao decidir não investir no presente projeto.



PAYBACK



27.PAYBACK

O *payback* é um indicador que denota o tempo de recuperação do capital investido no projeto, representando o número de períodos que decorrerão até que os fluxos de caixa futuros se igualem ao montante do investimento inicial em valores constantes sem reajuste da inflação e em valores nominais com reajuste da inflação.

O *payback* desalavancado real resultante do modelo foi igual a 13,2 (treze vírgula dois) anos e nominal igual 11,4 (onze vírgula quatro) anos, sem considerar a utilização de capital de terceiros.

O *playback* alavancado real resultante do modelo foi igual a 13,33 (treze vírgula trinta e três) anos e nominal igual 11,16 (onze vírgula dezesseis) anos, considerando a utilização de capital de terceiros.





DRE – DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (SEM ALAVANCAGEM) E (COM ALAVANCAGEM)



28.DRE – DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (SEM ALAVANCAGEM) E (COM ALAVANCAGEM)

Tabela 28

		Ano 1 2021	Ano 2 2022	Ano 3 2023	Ano 4 2024	Ano 5 2025	Ano 10 2030	Ano 15 2035	Ano 20 2040	Ano 25 2045	Ano 29 2049	
Demonstrativo De Resultado do Projeto - (R\$) (Sem Alavancagem)		Total										
(+) Receita Bruta		2.244.791.482	46.977.846	81.448.377	271.121.463	320.898.112	64.757.004	61.635.966	58.506.636	58.529.710	55.077.057	55.095.516
(+) Receita de Construção/Implantação		502.088.799	7.559.989	2.882.662	192.662.514	249.849.260	-	-	-	-	-	-
(-) Comp./amortização do faturamento ref. à receita de construção		(502.088.799)	-	(270.000)	(376.765)	(7.786.862)	(17.780.832)	(17.780.832)	(19.548.333)	(19.548.333)	(23.024.060)	(23.024.060)
(+) Receita de Contraprestação		2.225.812.774	39.417.857	78.835.714	78.835.714	78.835.714	77.548.415	77.895.197	78.054.968	78.078.042	78.101.117	78.119.576
(+) Receita de Acessória		18.978.708	-	-	-	-	4.989.421	1.521.601	-	-	-	-
(-) Tributos sobre o valor de venda	5,28%	(118.595.763)	(5.617.045)	(11.234.089)	(11.234.089)	(11.234.089)	(3.012.631)	(2.898.713)	(2.887.063)	(3.003.276)	(3.119.489)	(7.616.659)
5,00% ISS		(16.834.378)	(1.970.893)	(3.941.786)	(3.941.786)	(3.941.786)	-	-	(38.057)	(153.428)	(268.799)	(390.598)
1,65% 0,65% PIS		(18.131.590)	(650.395)	(1.300.789)	(1.300.789)	(1.300.789)	(536.496)	(516.209)	(507.357)	(507.507)	(507.657)	(1.288.973)
7,60% 3,00% COFINS		(83.629.795)	(2.995.757)	(5.991.514)	(5.991.514)	(5.991.514)	(2.476.135)	(2.382.504)	(2.341.649)	(2.342.341)	(2.343.033)	(5.937.088)
(=) Receita Líquida		2.126.195.719	41.360.801	70.214.287	259.887.373	309.664.023	61.744.373	58.737.253	55.619.572	55.526.433	51.957.567	47.478.857
(-) Custos de Construção/Implantação		(502.088.799)	(7.559.989)	(2.882.662)	(192.662.514)	(249.849.260)	-	-	-	-	-	-
(-) Custos e Despesas Operacionais Diretas e Indiretas		(610.439.310)	(40.897.964)	(81.156.986)	(80.612.174)	(80.572.362)	(11.161.237)	(10.970.209)	(11.532.214)	(13.628.753)	(15.725.235)	(17.402.378)
Seguro de Operação e Manutenção		(34.463.347)	-	-	-	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)
Segurança da Usina		(12.103.200)	-	-	-	(484.128)	(484.128)	(484.128)	(484.128)	(484.128)	(484.128)	(484.128)
Manutenção e Operação Autoprodução		(113.968.250)	-	-	-	(4.558.730)	(4,558.730)	(4,558.730)	(4,558.730)	(4,558.730)	(4,558.730)	(4,558.730)
Despesas Socioambiental		(28.537.653)	-	-	-	(1.141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)
Despesas de Pessoal de Operação		(24.281.331)	-	-	-	(971.253)	(971,253)	(971,253)	(971,253)	(971,253)	(971,253)	(971,253)
Despesas Gerais Administração		(9.460.196)	-	-	-	(378.408)	(378,408)	(378,408)	(378,408)	(378,408)	(378,408)	(378,408)
Fator de Contingência da SPE		(6.043.954)	(404.930)	(803.535)	(798.140)	(797.746)	(110.507)	(108.616)	(114.180)	(134.938)	(155.695)	(172.301)
Despesas Project Finance		(500.000)	-	(500.000)	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de Energia no Mercado Livre	14,86%	(330.734.339)	(38.788.859)	(77.577.718)	(77.577.718)	(77.577.718)	-	-	(748.995)	(3.019.591)	(5.290.188)	(7.106.665)
Gestão de Energia no ACL	1,50%	(33.387.192)	(591.268)	(1.182.536)	(1.182.536)	(1.182.536)	(1.163.226)	(1.168.428)	(1.170.825)	(1.171.171)	(1.171.517)	(1.171.794)
Garantia de execução do contrato		(16.959.847)	(1.112.906)	(1.093.197)	(1.053.780)	(1.014.362)	(974.944)	(780.606)	(585.655)	(390.494)	(195.276)	(39.060)
Lucro tributável	47,68%	1.013.667.611	(7.097.151)	(13.825.361)	(13.387.314)	(20.757.599)	50.583.136	47.767.044	44.087.359	41.897.680	36.232.332	30.076.479
(-) Tributos sobre o Lucro	9,42%	(211.547.790)	-	-	-	(8.413.268)	(8.450.997)	(8.468.381)	(8.470.891)	(8.473.401)	(8.473.401)	(8.475.410)
IR		(155.391.022)	-	-	-	(6.179.873)	(6.207.616)	(6.220.397)	(6.222.243)	(6.224.089)	(6.225.566)	(6.225.566)
CSLL		(56.156.768)	-	-	-	(2.233.394)	(2.243.382)	(2.247.983)	(2.248.648)	(2.249.312)	(2.249.844)	(2.249.844)
Lucro líquido	37,73%	802.119.821	(7.097.151)	(13.825.361)	(13.387.314)	(20.757.599)	42.169.869	39.316.046	35.618.978	33.426.789	27.758.931	21.601.069

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “FCProjReal”.

Tabela 29

		Ano 1 2021	Ano 2 2022	Ano 3 2023	Ano 4 2024	Ano 5 2025	Ano 10 2030	Ano 15 2035	Ano 20 2040	Ano 25 2045	Ano 29 2049	
Demonstrativo de Resultado do Acionista - (R\$) (Com Alavancagem)												
(+) Receita Bruta		2.244.791.482	46.977.846	81.448.377	271.121.463	320.898.112	64.757.004	61.635.966	58.506.636	58.529.710	55.077.057	55.095.516
(+) Receita de Construção/Implantação		502.088.799	7.559.989	2.882.662	192.662.514	249.849.260	-	-	-	-	-	-
(-) Compensação/ amortização da parcela de faturamei		(502.088.799)		(270.000)	(376.765)	(7.786.862)	(17.780.832)	(17.780.832)	(19.548.333)	(19.548.333)	(23.024.060)	(23.024.060)
(+) Receita de Contraprestação		2.225.812.774	39.417.857	78.835.714	78.835.714	78.835.714	77.548.415	77.895.197	78.054.968	78.078.042	78.101.117	78.119.576
(+) Receita de Acessória		18.978.708	-	-	-	-	4.989.421	1.521.601	-	-	-	-
(-) Tributos sobre o valor de venda	4,84%	(108.610.646)	(3.843.241)	(7.686.482)	(7.686.482)	(7.686.482)	(3.425.320)	(3.295.797)	(3.239.281)	(3.240.239)	(3.241.196)	(3.241.962)
ISS		(11.223.957)	(197.089)	(394.179)	(394.179)	(394.179)	(412.689)	(397.084)	(390.275)	(390.390)	(390.506)	(390.598)
PIS		(17.350.395)	(650.395)	(1.300.789)	(1.300.789)	(1.300.789)	(536.496)	(516.209)	(507.357)	(507.507)	(507.657)	(507.777)
COFINS		(80.036.294)	(2.995.757)	(5.991.514)	(5.991.514)	(5.991.514)	(2.476.135)	(2.382.504)	(2.341.649)	(2.342.341)	(2.343.033)	(2.343.587)
(=) Receita Líquida		2.136.180.835	43.134.605	73.761.895	263.434.981	313.211.630	61.331.684	58.340.169	55.267.354	55.289.471	51.835.860	51.853.554
(-) Custos de Construção/Implantação		(502.088.799)	(7.559.989)	(2.882.662)	(192.662.514)	(249.849.260)	-	-	-	-	-	-
(-) Custos e Despesas Operacionais		(586.227.702)	(40.897.964)	(81.156.986)	(80.612.174)	(80.572.362)	(11.161.237)	(10.970.209)	(11.532.214)	(13.628.753)	(15.725.235)	(8.912.559)
Seguro de Operação e Manutenção		(34.463.347)	-	-	-	-	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)	(1.378.534)
Segurança da Usina		(12.103.200)	-	-	-	-	(484.128)	(484.128)	(484.128)	(484.128)	(484.128)	(484.128)
Manutenção e Operação Autoprodução		(113.968.250)	-	-	-	-	(4.558.730)	(4.558.730)	(4,558.730)	(4,558.730)	(4,558.730)	(4,558.730)
Despesas Socioambiental		(28.537.653)	-	-	-	-	(1.141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)	(1,141.506)
Despesas de Pessoal de Operação		(24.281.331)	-	-	-	-	(971.253)	(971,253)	(971,253)	(971,253)	(971,253)	(971,253)
Despesas Gerais Administração		(9.460.196)	-	-	-	-	(378.408)	(378,408)	(378,408)	(378,408)	(378,408)	(378,408)
Fator de Contigência da SPE		(6.043.954)	(404.930)	(803.535)	(798.140)	(797.746)	(110.507)	(108.616)	(114.180)	(134.938)	(155.695)	(172.301)
Despesas Project Finance		(500.000)	-	(500.000)	-	-	-	-	-	-	-	-
Compra de Energia no Mercado Livre	14,86%	(330.734.339)	(38.788.859)	(77.577.718)	(77.577.718)	(77.577.718)	-	-	(748.995)	(3.019.591)	(5.290.188)	(7.106.665)
Gestão de Energia no ACL	1,50%	(33.387.192)	(591.268)	(1.182.536)	(1.182.536)	(1.182.536)	(1.163.226)	(1.168.428)	(1.170.825)	(1.171.171)	(1.171.517)	(1.171.794)
Garantia de execução do contrato		(16.959.847)	(1.112.906)	(1.093.197)	(1.053.780)	(1.014.362)	(974.944)	(780.606)	(585.655)	(390.494)	(195.276)	(39.060)
(=) Ebitda	49,02%	1.047.125.537	(5.323.348)	(10.277.754)	(9.839.707)	(17.209.992)	50.170.447	47.369.960	43.735.141	41.660.718	36.110.626	42.729.634
(-) Despesas Financeiras		(200.191.591)	-	(294.790)	(407.194)	(18.774.367)	(31.738.740)	(12.465.566)	(7.484.064)	(2.502.561)	0	-
Lucro tributável	39,65%	846.933.946	(5.323.348)	(10.572.543)	(10.246.901)	(35.984.359)	18.431.707	34.904.394	36.251.077	39.158.156	36.110.626	42.729.634
Tributos	9,42%	(211.547.790)	-	-	-	-	(8.413.268)	(8.450.997)	(8.468.381)	(8.470.891)	(8.473.401)	(8.475.410)
IR		(155.391.022)	-	-	-	-	(6.179.873)	(6.207.616)	(6.220.397)	(6.222.243)	(6.224.089)	(6.225.566)
CSLL		(56.156.768)	-	-	-	-	(2.233.394)	(2.243.382)	(2.247.983)	(2.248.648)	(2.249.312)	(2.249.844)
Lucro líquido	29,74%	635.386.156	(5.323.348)	(10.572.543)	(10.246.901)	(35.984.359)	10.018.439	26.453.396	27.782.697	30.687.265	27.637.224	34.254.224

Fonte: Elaboração Própria – Modelagem Financeira na Aba “FCacionReal”



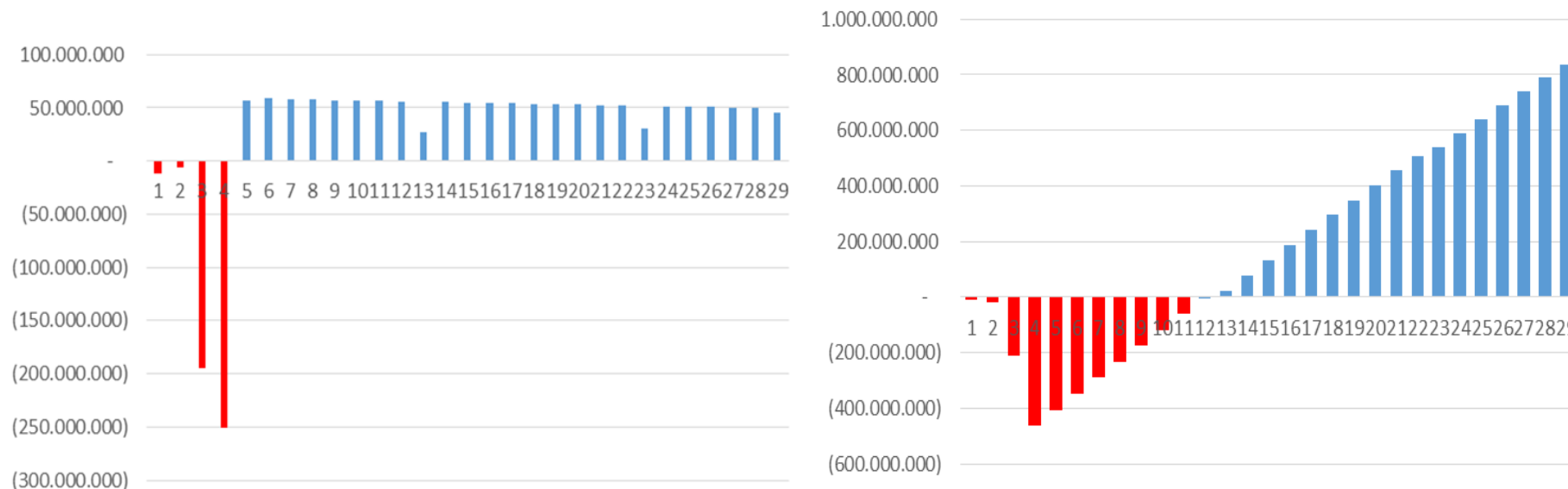
FLUXO DE CAIXA REAL DO PROJETO (SEM ALAVANCAGEM)



29. FLUXO DE CAIXA REAL DO PROJETO (SEM ALAVANCAGEM)

Apresentamos abaixo o fluxo de caixa do projeto sem alavancagem pelo método indireto. O mesmo apresenta um fluxo de caixa real, sem considerar a inflação, positivo em R\$ 705.254.387,00 após o desconto de todas as despesas, incluindo o investimento inicial (CAPEX) e um fluxo de caixa nominal, considerando a inflação (IPCA), positivo em R\$ 1.506.386.154,00 para os 29 anos de concessão.

Gráfico 9 – Fluxo de Caixa do Projeto Sem Alavancagem



Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Gráficos”.



FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA (COM ALAVANCAGEM)

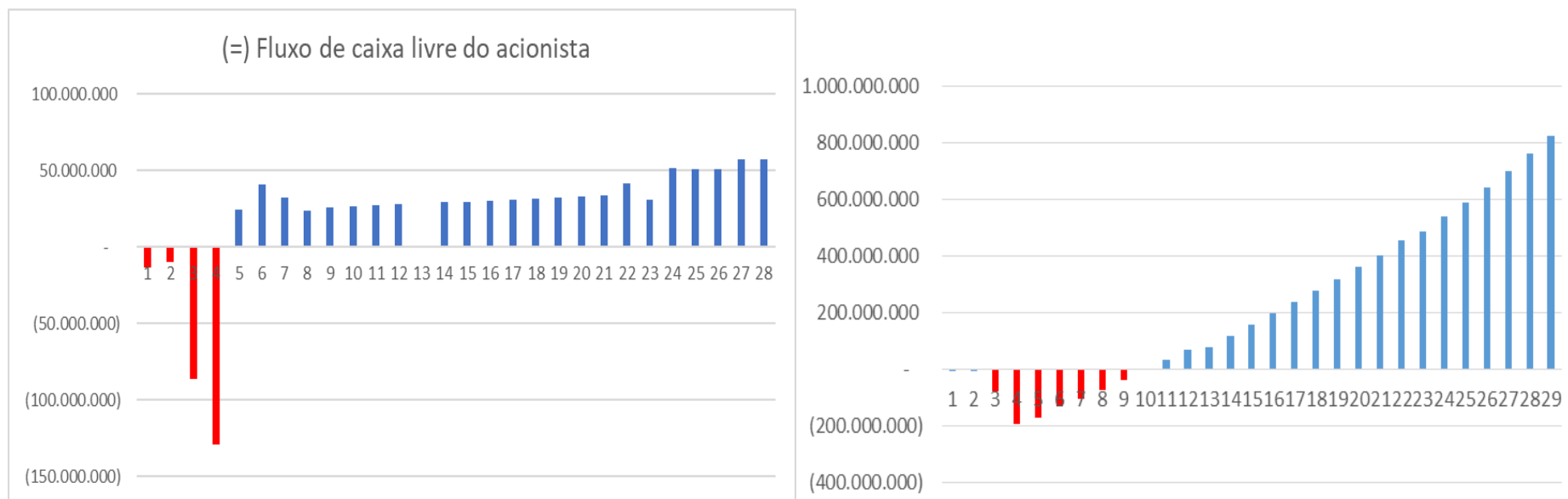


30. FLUXO DE CAIXA DO ACIONISTA (COM ALAVANCAGEM)

Apresentamos abaixo o fluxo de caixa do acionista com alavancagem pelo método indireto. O mesmo apresenta um fluxo de caixa real, sem considerar a inflação, positivo em R\$ 635.792.246,00 após o desconto de todas as despesas, o serviço da dívida, incluindo o investimento inicial (CAPEX) e as captações de financiamentos. E um fluxo de caixa nominal, considerando a inflação (IPCA), positivo em R\$ 1.412.507.763,00 para os 29 anos de concessão.

Gráfico 10

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “FCAcionReal”.



Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Gráficos”.



LCOE – CUSTO NIVELADO DE ENERGIA



31.LCOE – CUSTO NIVELADO DE ENERGIA

O custo nivelado de energia (LCOE) é um cálculo do custo de geração de energia elétrica no ponto de conexão. Serve para comparar o custo de energia elétrica de fontes alternativas, incluindo os custos de investimento (CAPEX), operação e manutenção (OPEX), desempenho e custos diversos.

No caso em análise nesse relatório, usamos um modelo simplificado para estimar o custo de geração conforme cálculo abaixo:

$$\text{LCOE} = [\text{CAPEX} + \text{OPEX}] / \text{PE}$$

Onde:

LCOE: Custo final da energia fornecida pela usina - Levelized Cost of Energy (R\$/kWh)

CAPEX: capital investido em equipamentos e implementação (R\$)

OPEX: Valor dos custos totais de operação da usina ao longo de sua vida útil (R\$)

PE: Energia total produzida pela usina ao longo de sua vida útil (kWh)

Todas essas informações referentes ao projeto e modelo desse relatório já foram apresentadas em subcapítulos anteriores, sendo:

CAPEX e RECAPEX: R\$ 502.088.799,00

OPEX: R\$ 940.582.863,00

PE: 7.836.641.548,00

Assim temos:

$$\text{LCOE} = (\text{R\$ } 502.088.799,00 + \text{R\$ } 940.582.863,00) / 7.836.641.548,00$$

$$\text{LCOE} = \text{R\$ } 0,184 / \text{KWh ou R\$ } 184,09 / \text{MWh}$$

A LCOE pode ser considerado ainda como um ponto de equilíbrio, onde seu resultado, em reais por kilowatts hora (R\$/kWh), pode ser considerado como o preço mínimo para a venda de eletricidade.

Considerando a tarifa cobrada atualmente pela CELPE da COMPESA, de R\$ 0,324 o KWh, o LCOE calculado representa 56,8% da tarifa cobrada pela CELPE.



ESTIMATIVA DO PERÍODO DE CONCESSÃO



32. ESTIMATIVA DO PERÍODO DE CONCESSÃO

A lei nº 8987/1995 não prevê prazo mínimo/máximo para tempo de concessão. O art.18, I, da referida norma dispõe sobre a necessidade de o edital de licitação estabelecer prazo da concessão, mas não faz referência ao lapso temporal necessário. Dessa forma, a definição do tempo de concessão é de competência do agente público responsável pela licitação, atendendo a dois interesses básicos:

Garantir que o serviço seja prestado com qualidade e eficiência, atendendo ao interesse público e, no caso do projeto em análise, com a adequada manutenção para garantir a qualidade do ativo no momento da reversão ao poder público.

Garantir o adequado retorno do investimento ao empreendedor, de forma a atrair para a concessão empresas de maior competência.

Esse relatório trabalha com previsão de concessão de 29 anos, sendo 4 anos para a construção e 25 anos de efetiva operação das usinas solares fotovoltaicas. Foram considerados fatores econômicos (o retorno atrativo do investimento para o empreendedor privado), e técnicos (o ciclo de vida dos inversores de 10 anos, de forma a que, no momento da reversão ao agente público, os inversores que serão substituídos no 13º ano e novamente no 23º ano, terão ainda 5 anos de vida útil conforme garantia de fábrica. Assim os ativos a serem revertidos a COMPESA estarão em condições adequadas de produtividade e com ciclo de vida de longo prazo para uma geração de energia para no mínimo 5 anos, efetuadas as manutenções necessárias, uma vez que a última troca de inversores terá ocorrido cinco anos antes do fim da concessão e os painéis fotovoltaicos terão capacidade de geração acima de 80%, conforme planilha modelagem financeira na aba de Receitas.

Pelas análises realizadas, um tempo de concessão inferior a 25 anos de operação geraria um retorno do investimento menos atrativo para os empreendedores privados, uma vez que, pelo modelo utilizado, o empréstimo para CAPEX junto ao BNB, após o prazo de carência de 3 anos, somente será plenamente quitado no 21º ano operacional e a recuperação plena do investimento ocorrerá no 13º ano operacional. Dessa forma, 25 anos de operação da usina foi considerado o prazo adequado para exploração pelo setor privado, mais 4 anos para construção, totalizando um contrato de 29 anos.



A handwritten signature in blue ink, located in the upper right corner of the page.

VALUE FOR MONEY



33. VALUE FOR MONEY

Value for Money é uma metodologia que utiliza critérios objetivos e técnicos para oferecer ao tomador de decisão as condições necessárias para decidir adequadamente sobre o modelo de realização de um investimento, considerando a vantajosidade gerada pelo projeto em relação a outro(s) modelo(s). Um de seu objetivo é mostrar ao setor público que o negócio proposto é mais benéfico para ele do que outras opções especuladas. Nesse caso, será estimado o valor potencial de geração de economicidade para a COMPESA ao longo do período de concessão, com a redução das despesas com energia elétrica derivada do consumo da energia gerada por fonte fotovoltaica (autoprodução) em relação ao consumido via distribuidora de energia elétrica (CELPE).

Trazendo os valores nominais corrigidos a valor presente, foi possível estimar os reais ganhos da COMPESA com a implantação do sistema fotovoltaico de autoprodução, durante o ciclo de vida operacional, que correspondem ao valor que deixará de ser direcionado para o pagamento mensal de energia elétrica.



Tabela 30 – Value for Money - COMPESA

VPL 9,10%	IPCA = 3,25%	Reajuste Energia 5,25%	Reajuste Energia 4,25%	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 29
Voltar															
		*Reajuste do ano 1 ao 10		*Reajuste do ano 11 ao 28											
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta		320.106.245 kWh		Encargo Fora Ponta A4 Verde R\$ 0,0671		Tarifa Demanda COMPESA R\$ 23,4897									
Tarifa Média COMPESA 2020 c/Impostos (R\$/kWh)	R\$	0,3244		Desconto Encargos Autoprod 46%		Demanda Contratada COMPESA 83.209 kW									
Aumento da Tarifa Abril de 2021		11,89%		Demanda Contratada Usinas 135.000 kW		Demanda Contratada COMPESA s/Desconto R\$ 23.454.628,18									
Tarifa Projetada 2021 com Aumento (R\$/kWh)	R\$	0,3630		Tarifa Demanda Ativa Usinas R\$ 11,74		Desconto TUSD Energia Incentivada 50%									
Desconto sob a tarifa projetada 2021		32,15%		Valor Demanda Contratada Anual R\$ 19.026.674,68		TUSD GERAÇÃO									
Tarifa proposta com desconto (R\$/kWh)	R\$	0,2463													
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta				160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245
Energia Produzida SPE				0	0	0	0	340.693.920	333.880.042	332.006.225	330.132.408	326.384.775	317.015.693	307.646.610	290.782.261
Energia Vendida Mercado Livre				160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	0	0	0	0	0	3.090.552	12.459.635	29.323.984
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta x Energia Entegue SPE				-160.053.122	-320.106.245	-320.106.245	-320.106.245	20.587.675	13.773.797	11.899.980	10.026.164	6.278.530	-3.090.552	-12.459.635	-29.323.984
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta antes do	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL													
Consumo Ativo COMPESA Atual	1.816.502.081	6.864.840.302	58.098.887	122.298.157	128.718.810	135.476.547	142.589.066	150.074.992	157.953.929	166.246.511	184.160.611	226.765.544	279.226.983	406.108.385	
Demanda Contratada COMPESA Atual	410.258.813	1.550.431.053	13.121.692	27.621.161	29.071.272	30.597.514	32.203.883	33.894.587	35.674.053	37.546.941	41.592.858	51.215.225	63.063.694	91.719.985	
TOTAL	2.226.760.895	8.415.271.356	71.220.579	149.919.318	157.790.082	166.074.061	174.792.950	183.969.579	193.627.982	203.793.451	225.753.469	277.980.769	342.290.677	497.828.370	
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta após o SF	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL													
Contraprestação Concessionária	1.029.941.678	3.632.745.325	39.417.857	81.397.875	84.043.306	86.774.713	88.131.907	91.189.964	94.208.657	97.327.245	103.877.436	122.140.979	143.363.984	191.285.287	
Demanda Contratada Usina	357.864.556	1.106.468.330					24.573.862	25.863.990	27.221.849	28.650.996	31.738.320	39.080.873	48.122.100	69.988.897	
Demanda Contratada COMPESA	205.129.407	775.215.527	6.560.846	13.810.581	14.535.636	15.298.757	16.101.942	16.947.294	17.837.027	18.773.470	20.796.429	25.607.613	31.531.847	45.859.993	
Encargos Energia Consumida R\$/kWh* R\$ 0,0671	244.310.005	872.677.299	12.021.070	25.304.352	26.632.831	28.031.054	15.801.638	16.631.224	17.504.363	18.423.342	20.408.573	26.358.649	34.043.459	53.955.114	
Valor Residual Usinas Fotovoltaicas	-149.280.013	-1.865.243.344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.865.243.344	
TOTAL	1.687.965.633	4.521.863.137	57.999.773	120.512.807	125.211.772	130.104.524	144.609.348	150.632.471	156.771.895	163.175.054	176.820.758	213.188.114	257.061.390	-1.504.154.054	
*Após a entrada em operação da usina de autoprodução os encargos da energia consumida serão zerados.															
Economia do projeto	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL													
	538.795.262	3.893.408.218	13.220.806	29.406.510	32.578.310	35.969.537	30.183.601	33.337.108	36.856.087	40.618.398	48.932.712	64.792.655	85.229.287	2.001.982.424	
	24,20%	46,27%	18,56%	19,61%	20,65%	21,66%	17,27%	18,12%	19,03%	19,93%	21,68%	23,31%	24,90%	402,14%	

Redução de 24,20% dos gastos da COMPESA com energia elétrica em comparação com os atuais gastos no modelo atual de contratação, trazidos a valor presente à uma taxa 9,10% (WACC).

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “ValueForMoney”.

Os cálculos poderão ser verificados através da análise da planilha eletrônica da modelagem financeira na aba do “Value for Money” a ser entregue junto aos documentos da PMI.

- Ganhos Intrínsecos do “Value for Money”

Através da metodologia de Valor Presente Líquido, considerando uma taxa de desconto igual a 9,10%, para efeitos de comparação entre o atual gasto da COMPESA e os gastos previstos com a concessão, pode-se perceber que o valor total a ser gasto nos próximos 29 anos sem a adoção da concessão deverá perfazer um total de R\$ 8,41 bilhões, que trazidos a valor presente correspondem a R\$ 2,22 bilhões. Havendo a adoção da PPP, estes valores serão reduzidos para um total de R\$ 4,52 bilhões ao longo dos 29 anos, que trazendo a valor presente perfaz um total de R\$ 1,68 bilhões. **Tem-se então uma economia no valor de R\$ 538 milhões ou 24,20% para a COMPESA a valor presente.**

Desta forma, o resultado do Value for Money evidencia que a contratação do projeto via concessão administrativa apresentará economias relevantes favoráveis ao Poder Concedente em comparação ao método tradicional de contratação de energia no mercado cativo.

- Ganhos Extrínsecos do “Value for Money”

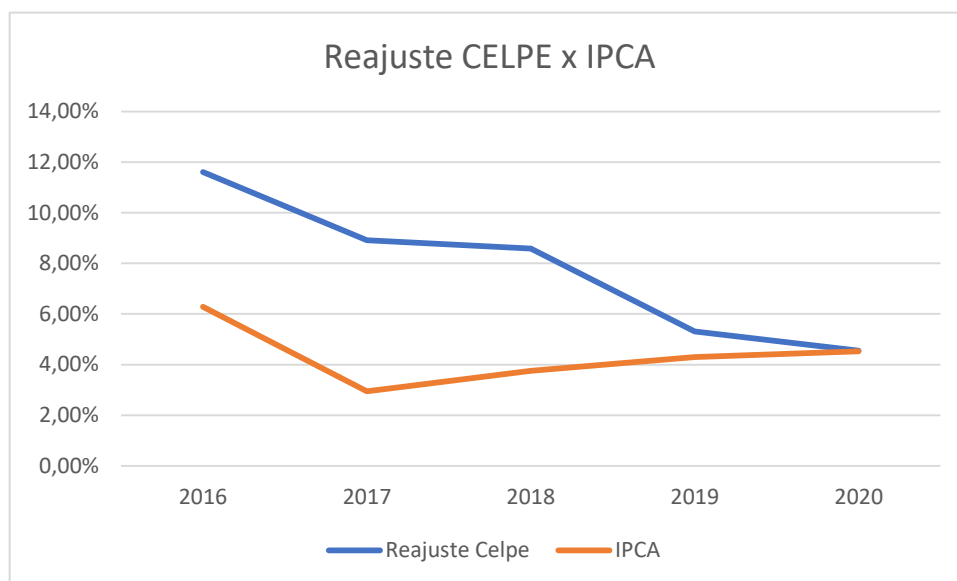
O grande atrativo desse projeto é a redução dos custos com energia elétrica a partir do 6º (sexto) mês da concessão, com a migração das unidades consumidoras da COMPESA para o mercado livre. E a partir do 49º mês da concessão com início da operação da usina em Autoprodução temos o congelamento do preço da tarifa de energia; redução de no mínimo 50% da TUST e TUSD; e a isenção de parte dos encargos setoriais que são reduzidos em 46,44% após a entrada em operação da usina de autoprodução incentivada.

Outro benefício importante a ressaltar refere-se ao fato que os cálculos realizados levaram em consideração os futuros aumentos nas tarifas de energia, que comumente sobem bem acima da inflação.

No caso específico do Estado de Pernambuco o reajuste tarifário da distribuidora de energia local (CELPE) tem sido consideravelmente acima do IPCA. Para análise foi considerado o histórico do IPCA e do reajuste tarifário (2015-2020). Conforme mostra o Gráfico e a tabela abaixo, o reajuste da CELPE no acumulado dos últimos 6 anos foi 19,59% acima do IPCA, o que significa uma média anual de reajuste tarifário de 4,21% acima do IPCA.

QUADRO REAJUSTE CELPE X IPCA 6 ANOS								
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total	Média
Reajuste Celpe	12,72%	11,61%	8,91%	8,58%	5,31%	4,55%	63,80%	10,63%
IPCA	10,67%	6,29%	2,95%	3,75%	4,30%	4,52%	36,97%	6,16%
Diferença	1,85%	5,01%	5,79%	4,66%	0,97%	0,03%	19,59%	4,21%

fonte: <https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa> e <https://tudodefincancas.com/ipca/>



Através dessa análise é possível inferir que há um potencial de ganho no longo prazo, com o hedge dos gastos de energia pelo IPCA, através da implantação da usina de autoprodução. Isso se dá, pois com o investimento nesse tipo de sistema, os reajustes tarifários afetam muito menos o autprodutor, já que ele produz a própria energia.



ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE CENÁRIOS



34. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE CENÁRIOS

Foram delimitados 4 cenários possíveis para esse estudo, 3 desses cenários foram modulados com usinas de 20MW em solo e em água para uma possível utilização de lotes na licitação e um outro cenário modulando uma usina de 135MW em solo sendo uma solução mais completa para a COMPESA em média e alta tensão, licitada em um lote único. Segue abaixo a relação dos cenários analisados:

- Cenário IA – Usina de 20MW em Solo com Tracker
- Cenário IB – Usina de 20MW em Solo sem Tracker
- Cenário II – Usina de 20MW Flutuante
- Cenário III – Usina de 135MW em Solo com Tracker

Nesse capítulo iremos analisar de forma comparativa os resultados obtidos a partir da análise de viabilidade econômica financeira (AVEF) para os diversos cenários elencados.

35.1. Custo Nivelado de Energia (LCOE)

Iniciamos nossa análise de sensibilidade de cenários pela análise do LCOE, onde a partir do levantamento de CAPEX, OPEX e geração de energia é possível visualizar qual solução possui a melhor relação custo x geração de energia conforme quadro comparativo abaixo:

Tabela 31 - Sensibilidade de Cenários LCOE

	CENÁRIOS			
	20MW SOLO C/TRACKER	20MW SOLO S/TRACKER	20MW FLUTUANTE	135MW SOLO COM TRACKER
CAPEX (R\$)	89.740.542	84.019.866	95.299.253	502.088.799
OPEX (R\$)	160.288.404	141.828.639	149.043.562	940.582.863
GERAÇÃO (kWh)	1.187.248.230	987.866.894	933.927.204	7.836.641.548
LCOE (R\$/kWh)	0,2106	0,2286	0,2616	0,1841

Fonte: Elaboração Própria – Planilhas de Modelagem Financeira na Aba “Painel de Controle”.

No caso em análise nesse relatório, usamos um modelo simplificado para estimar o custo de geração, baseado em uma variação da equação do LCOE:

$$\text{LCOE} = [\text{CAPEX} + \text{OPEX}] / \text{PE}$$

Onde:

LCOE: Custo final da energia fornecida pela usina - *Levelized Cost of Energy* (R\$/kWh)

CAPEX: capital investido em equipamentos e implementação (R\$)

OPEX: Valor dos custos totais de operação da usina ao longo de sua vida útil (R\$)

PE: Energia total produzida pela usina ao longo de sua vida útil (kWh)

Como resultado deste indicador temos o cenário da usina de 135MW em solo com o menor custo x geração, devido ao ganho de escala tanto no CAPEX como no OPEX, e o cenário da usina flutuante com o maior custo x geração. Concluimos a partir do resultado acima que o cenário da usina de 135MW em solo é o que possui capacidade para oferecer o maior desconto para a COMPESA no custo da energia.

(Todos os estudos estão em arquivo digital nas planilhas de modelagem financeira de sensibilidade de cenários).

35.2. Desconto para COMPESA

A partir da análise do desconto sobre a atual tarifa possível de cada um dos cenários para atingir a TMA (Taxa Mínima de Atratividade) do projeto estabelecida concluimos qual cenário traz maior benefício para a COMPESA em termos de redução de custo ao longo de toda a concessão, a partir de uma comparação da tarifa atual da COMPESA sem contratação da concessão e a tarifa prevista da COMPESA após a contratação da concessão conforme quadro descritivo abaixo:

Tabela 32 -Sensibilidade de Cenários Desconto sob a Tarifa de Energia para a COMPESA

DESCONTO PROPOSTO	CENÁRIO USINA 20MW SOLO C/TRACKER	CENÁRIO USINA 20MW SOLO S/TRACKER	CENÁRIO USINA 20MW FLUTUANTE	CENÁRIO USINA 135MW SOLO C/TRACKER
Tarifa A4 Verde 2019 s/Impostos (R\$/KWh)	0,34043	0,34043	0,34043	0,31258
Tarifa A4 Verde 2019 c/Impostos (R\$/KWh)	0,34902	0,34902	0,34902	0,32442
Projeção Aumento da Tarifa Abril 2020 e 2021	11,95%	11,95%	11,95%	11,89%
Tarifa Projetada 2021 com Aumento	0,3907	0,3907	0,3907	0,3630
Desconto sob a tarifa projetada 2021	23,77%	15,26%	1,44%	32,15%
Tarifa proposta com desconto (R\$/KWh)	0,2978	0,3311	0,3851	0,2463

35.3. Value For Money

O *Value For Money* é o item onde se apresenta qual a vantagem efetiva que o Poder Concedente auferirá na contratação de concessão administrativa em comparação com o atual modelo de compra de energia no mercado cativo. Nessa análise quantitativa, faz-se uma comparação financeira de compromissos (desembolsos) do Poder Concedente em ambas as modalidades e em todos os cenários, sendo a mesma dividida em valores nominais, em valor presente e percentual descontado pelo WACC de 9,10% conforme quadros abaixo:

Tabela 33 - Sensibilidade de Cenário *Value For Money* COMPESA

	GASTOS A VALOR NOMINAL			
	USINA 20MW SOLO C/TRACKER	USINA 20MW SOLO S/TRACKER	USINA 20MW FLUTUANTE	USINA 135MW SOLO C/TRACKER
Gastos COMPESA antes da Concessão	R\$ 1.153.072.362,88	R\$ 951.186.290,65	R\$ 893.125.052,39	R\$ 8.415.271.356,00
Gastos com Energia COMPESA após a Concessão	R\$ 403.699.921,17	R\$ 400.346.180,17	R\$ 459.580.632,28	R\$ 4.521.863.137,00
Economia para a COMPESA com a Concessão	R\$ 749.372.441,71	R\$ 550.840.110,48	R\$ 433.544.420,11	R\$ 3.893.408.218,00

	GASTOS A VALOR PRESENTE			
	USINA 20MW SOLO C/TRACKER	USINA 20MW SOLO S/TRACKER	USINA 20MW FLUTUANTE	USINA 135MW SOLO C/TRACKER
Gastos COMPESA antes da Concessão	R\$ 268.543.444,47	R\$ 221.504.644,62	R\$ 208.123.171,46	R\$ 2.226.760.895,00
Gastos com Energia COMPESA após a Concessão	R\$ 168.163.943,06	R\$ 156.550.201,52	R\$ 168.658.852,00	R\$ 1.687.965.633,00
Economia para a COMPESA com a Concessão	R\$ 100.379.501,41	R\$ 64.954.443,10	R\$ 39.464.319,46	R\$ 538.795.262,00

	VALUE FOR MONEY COMPESA (%)			
	USINA 20MW SOLO C/TRACKER	USINA 20MW SOLO S/TRACKER	USINA 20MW FLUTUANTE	USINA 135MW SOLO C/TRACKER
Economia para a COMPESA a valor presente (%)	28,40%	20,44%	10,09%	24,20%

35.4. Conclusão

Nesse contexto, foram analisados diferentes cenários com soluções técnicas para a escolha da solução mais atrativa financeiramente.

De forma a atender à exigência mínima do Edital do PMI nº 01/2019, foi estudado modelos para usinas de 20MW, sendo a usina em solo com tracker a melhor opção entre elas. Levando em conta as unidades consumidoras com as maiores tarifas, a fim de escolher uma solução que ofereça o maior retorno financeiro. Obteve-se então, uma redução dos custos em termos percentuais de 28,40%.

De modo complementar e a fim de encontrar uma solução que atenda a demanda completa de alta tensão da COMPESA, e com isso obter uma economia em grande escala, foi modelada uma usina 135MW, com uma potência capaz de atender a demanda de energia elétrica do maior número possível de unidades consumidoras da COMPESA, com base em um valor de tarifa mínima aceitável para a viabilização financeira da solução.

Então, como para a solução de 135 MW foram incluídos outros perfis de consumo, cujas tarifas englobavam menores valores, obteve-se uma redução percentual de 24,20%.

Em termos percentuais a economia gerada pela usina de 20MW é maior, porém em relação ao quantitativo maior de unidades consumidoras da COMPESA, a usina de 135MW é capaz de proporcionar uma maior economia em valores absolutos. Ou seja, caso seja replicado o modelo da usina de 20MW para outros perfis de consumo, com tarifas menores, o desconto percentual para a COMPESA será menor que na usina de 135MW.

Como resultado da comparação entre o atual gasto da COMPESA e os gastos previstos com a concessão em todos os cenários, pode-se perceber que o valor total a ser economizado pela COMPESA ao longo dos 29 anos da concessão é maior no cenário de 135MW a valores nominais que chega a uma economia de R\$ 3,89 bilhões, contra uma economia de R\$ 749 milhões com a implantação de uma usina de 20MW em solo com tracker.

De acordo com os números apresentados acima concluímos que o cenário de implantação de uma usina de 135MW em solo, licitado em lote único, é o que apresenta a maior economia possível para a COMPESA, com sinergia e ganhos de escala nos custos de implantação, operação e fiscalização da concessão, e ao mesmo tempo é atrativo para o investimento do setor privado, além de ser a solução mais completa por abranger um maior número de unidades consumidoras da COMPESA de alta e média tensão, 65 UCs no total.

A partir dessa conclusão foram apresentados nos capítulos anteriores um resumo da modelagem técnica e financeira proposta para implantação do cenário de uma usina de 135MW de autoprodução para COMPESA em ACL (Ambiente de Contratação Livre).

36. Análise de Sensibilidade de Cenários

Foram delimitados 6 cenários possíveis para a mudança no marco regulatório da autoprodução no ambiente de contratação livre, onde o desconto sobre a TUSD serão reduzidos gradativamente até serem zerados:

- Cenário I – Desconto de 50% na TUSD
- Cenário II – Desconto de 40% na TUSD
- Cenário III – Desconto de 30% na TUSD
- Cenário IV – Desconto de 20% na TUSD
- Cenário V – Desconto de 10% na TUSD
- Cenário VI – Sem desconto na TUSD

Nesse capítulo iremos analisar de forma comparativa os resultados do value for money obtidos a partir da análise de viabilidade econômica-financeira (AVEF) para os diversos cenários elencados. Onde todos os cenários se mostram viáveis financeiramente para a COMPESA com uma redução de 14,98% nos custos com energia da mesma, no cenário sem desconto na TUSD.

- Cenário I – Desconto de 50% na TUSD

Tabela 34 - Value For Money (135 MW) - COMPESA

	VPL 9,10%	IPCA = 3,25%	Reajuste Energia 5,25%	Reajuste Energia 4,25%	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 29
Voltar																
			*Reajuste do ano 1 ao 10				*Reajuste do ano 11 ao 28									
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta			320.106.245 kWh		Encargo Fora Ponta A4 Verde		R\$	0,0671	Tarifa Demanda COMPESA		R\$	23,4897				
Tarifa Média COMPESA 2020 c/Impostos (R\$/kWh)	R\$	0,3244			Desconto Encargos Autoprod			46%	Demanda Contratada COMPESA			83.209 kW				
Aumento da Tarifa Abril de 2021		11,89%			Demanda Contratada Usinas			135.000 kW	Demanda Contratada COMPESA s/Desconto		R\$	23.454.628,18				
Tarifa Projetada 2021 com Aumento (R\$/kWh)	R\$	0,3630			Tarifa Demanda Ativa Usinas		R\$	11,74	Desconto TUSD Energia Incentivada			50%				
Desconto sob a tarifa projetada 2021		32,15%			Valor Demanda Contratada Anual		R\$	19.026.674,68	TUSD GERAÇÃO							
Tarifa proposta com desconto (R\$/kWh)	R\$	0,2463														
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245
Energia Produzida SPE					0	0	0	0	340.693.920	333.880.042	332.006.225	330.132.408	326.384.775	317.015.693	307.646.610	290.782.261
Energia Vendida Mercado Livre					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	0	0	0	0	0	3.090.552	12.459.635	29.323.984
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta x Energia Entegue SPE					-160.053.122	-320.106.245	-320.106.245	-320.106.245	20.587.675	13.773.797	11.899.980	10.026.164	6.278.530	-3.090.552	-12.459.635	-29.323.984
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta antes do	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Consumo Ativo COMPESA Atual	1.816.502.081	6.864.840.302	58.098.887	122.298.157	128.718.810	135.476.547	142.589.066	150.074.992	157.953.929	166.246.511	184.160.611	226.765.544	279.226.983	406.108.385		
Demanda Contratada COMPESA Atual	410.258.813	1.550.431.053	13.121.692	27.621.161	29.071.272	30.597.514	32.203.883	33.894.587	35.674.053	37.546.941	41.592.858	51.215.225	63.063.694	91.719.985		
TOTAL	2.226.760.895	8.415.271.356	71.220.579	149.919.318	157.790.082	166.074.061	174.792.950	183.969.579	193.627.982	203.793.451	225.753.469	277.980.769	342.290.677	497.828.370		
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta após o SF	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Contraprestação Concessionária	1.029.941.678	3.632.745.325	39.417.857	81.397.875	84.043.306	86.774.713	88.131.907	91.189.964	94.208.657	97.327.245	103.877.436	122.140.979	143.363.984	191.285.287		
Demanda Contratada Usina	357.864.556	1.106.468.330					24.573.862	25.863.990	27.221.849	28.650.996	31.738.320	39.080.873	48.122.100	69.988.897		
Demanda Contratada COMPESA	205.129.407	775.215.527	6.560.846	13.810.581	14.535.636	15.298.757	16.101.942	16.947.294	17.837.027	18.773.470	20.796.429	25.607.613	31.531.847	45.859.993		
Encargos Energia Consumida R\$/kWh*	R\$ 0,0671	244.310.005	12.021.070	25.304.352	26.632.831	28.031.054	15.801.638	16.631.224	17.504.363	18.423.342	20.408.573	26.358.649	34.043.459	53.955.114		
Valor Residual Usinas Fotovoltaicas		-149.280.013	-1.865.243.344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.865.243.344	
TOTAL	1.687.965.633	4.521.863.137	57.999.773	120.512.807	125.211.772	130.104.524	144.609.348	150.632.471	156.771.895	163.175.054	176.820.758	213.188.114	257.061.390	-1.504.154.054		
*Após a entrada em operação da usina de autorprodução os encargos da energia consumida serão zerados.																
Economia do projeto	538.795.262	3.893.408.218	13.220.806	29.406.510	32.578.310	35.969.537	30.183.601	33.337.108	36.856.087	40.618.398	48.932.712	64.792.655	85.229.287	2.001.982.424		
	24,20%	46,27%	18,56%	19,61%	20,65%	21,66%	17,27%	18,12%	19,03%	19,93%	21,68%	23,31%	24,90%	402,14%		

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Value For Money”

Redução de 24,20% dos gastos da COMPESA com energia elétrica em comparação com os atuais gastos no modelo atual de contratação, trazidos a valor presente à uma taxa 9,10% (WACC).

• Cenário II – Desconto de 40% na TUSD

Tabela 35 - Value For Money (135 MW) - COMPESA

	VPL 9,10%	IPCA = 3,25%	Reajuste Energia 5,25%	Reajuste Energia 4,25%	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 29		
Volta																		
			*Reajuste do ano 1 ao 10															
			*Reajuste do ano 11 ao 28															
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta			320.106.245 kWh		Encargo Fora Ponta A4 Verde R\$ 0,0671						Tarifa Demanda COMPESA R\$ 23,4897							
Tarifa Média COMPESA 2020 c/Impostos (R\$/KWh)			R\$ 0,3244		Desconto Encargos Autoprod		46%				Demanda Contratada COMPESA		83.209 kW					
Aumento da Tarifa Abril de 2021			11,89%		Demanda Contratada Usinas		135.000 kW				Demanda Contratada COMPESA s/Desconto		R\$ 23.454.628,18					
Tarifa Projetada 2021 com Aumento (R\$/kWh)			R\$ 0,3630		Tarifa Demanda Ativa Usinas		R\$ 11,74				Desconto TUSD Energia Incentivada		40%					
Desconto sob a tarifa projetada 2021			32,15%		Valor Demanda Contratada Anual		R\$ 19.026.674,68											
Tarifa proposta com desconto (R\$/KWh)			R\$ 0,2463															
					TUSD GERAÇÃO													
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	
Energia Produzida SPE					0	0	0	0	340.693.920	333.880.042	332.006.225	330.132.408	326.384.775	317.015.693	307.646.610	290.782.261		
Energia Vendida Mercado Livre					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	0	0	0	0	0	3.090.552	12.459.635	29.323.984		
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta x Energia Entregue SPE					-160.053.122	-320.106.245	-320.106.245	-320.106.245	20.587.675	13.773.797	11.899.980	10.026.164	6.278.530	-3.090.552	-12.459.635	-29.323.984		
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta antes do					TOTAL DESCONTADO VPL		TOTAL NOMINAL											
Consumo Ativo COMPESA Atual					1.816.502.081	6.864.840.302	58.098.887	122.298.157	128.718.810	135.476.547	142.589.066	150.074.992	157.953.929	166.246.511	184.160.611	226.765.544	279.226.983	406.108.385
Demanda Contratada COMPESA Atual					410.258.813	1.550.431.053	13.121.692	27.621.161	29.071.272	30.597.514	32.203.883	33.894.587	35.674.053	37.546.941	41.592.858	51.215.225	63.063.694	91.719.985
TOTAL					2.226.760.895	8.415.271.356	71.220.579	149.919.318	157.790.082	166.074.061	174.792.950	183.969.579	193.627.982	203.793.451	225.753.469	277.980.769	342.290.677	497.828.370
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta após o SF					TOTAL DESCONTADO VPL		TOTAL NOMINAL											
Contraprestação Concessionária					1.029.941.678	3.632.745.325	39.417.857	81.397.875	84.043.306	86.774.713	88.131.907	91.189.964	94.208.657	97.327.245	103.877.436	122.140.979	143.363.984	191.285.287
Demanda Contratada Usina					357.864.556	1.106.468.330				24.573.862	25.863.990	27.221.849	28.650.996	31.738.320	39.080.873	48.122.100	69.988.897	
Demanda Contratada COMPESA					246.155.288	930.258.632	7.873.015	16.572.697	17.442.763	18.358.508	19.322.330	20.336.752	21.404.432	22.528.164	24.955.715	30.729.135	37.838.216	55.031.991
Encargos Energia Consumida R\$/kWh* R\$ 0,0671					244.310.005	872.677.299	12.021.070	25.304.352	26.632.831	28.031.054	15.801.638	16.631.224	17.504.363	18.423.342	20.408.573	26.358.649	34.043.459	53.955.114
Valor Residual Usinas Fotovoltaicas					-149.280.013	-1.865.243.344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.865.243.344
TOTAL					1.728.991.514	4.676.906.243	59.311.942	123.274.924	128.118.900	133.164.276	147.829.737	154.021.930	160.339.301	166.929.748	180.980.044	218.309.636	263.367.759	-1.494.982.055
*Após a entrada em operação da usina de autorprodução os encargos da energia consumida serão zerados.					TOTAL DESCONTADO VPL		TOTAL NOMINAL											
Economia do projeto					497.769.380	3.738.365.113	11.908.637	26.644.394	29.671.182	32.909.786	26.963.213	29.947.649	33.288.682	36.863.704	44.773.426	59.671.133	78.922.917	1.992.810.426
					22,35%	44,42%	16,72%	17,77%	18,80%	19,82%	15,43%	16,28%	17,19%	18,09%	19,83%	21,47%	23,06%	400,30%

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Value For Money”

Redução de 22,35% dos gastos da COMPESA com energia elétrica em comparação com os atuais gastos no modelo atual de contratação, trazidos a valor presente à uma taxa 9,10% (WACC).

• Cenário III – Desconto de 30% na TUSD

Tabela 36 - Value For Money (135 MW) - COMPESA

	VPL 9,10%	IPCA = 3,25%	Reajuste Energia 5,25%	Reajuste Energia 4,25%	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 29
Volta																
*Reajuste do ano 1 ao 10																
*Reajuste do ano 11 ao 28																
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta			320.106.245 kWh		Encargo Fora Ponta A4 Verde R\$ 0,0671				Tarifa Demanda COMPESA R\$ 23,4897							
Tarifa Média COMPESA 2020 c/Impostos (R\$/kWh)	R\$		0,3244		Desconto Encargos Autoprod 46%				Demanda Contratada COMPESA 83.209 kW							
Aumento da Tarifa Abril de 2021			11,89%		Demanda Contratada Usinas 135.000 kW				Tarifa Demanda Ativa Usinas R\$ 11,74							
Tarifa Projetada 2021 com Aumento (R\$/kWh)	R\$		0,3630		Valor Demanda Contratada Anual R\$ 19.026.674,68				Desconto TUSD Energia Incentivada 30%							
Desconto sob a tarifa projetada 2021			32,15%		TUSD GERAÇÃO											
Tarifa proposta com desconto (R\$/kWh)	R\$		0,2463													
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245
Energia Produzida SPE					0	0	0	0	340.693.920	333.880.042	332.006.225	330.132.408	326.384.775	317.015.693	307.646.610	290.782.261
Energia Vendida Mercado Livre					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	0	0	0	0	0	3.090.552	12.459.635	29.323.984
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta x Energia Entregue SPE					-160.053.122	-320.106.245	-320.106.245	-320.106.245	20.587.675	13.773.797	11.899.980	10.026.164	6.278.530	-3.090.552	-12.459.635	-29.323.984
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta antes do	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Consumo Ativo COMPESA Atual	1.816.502.081	6.864.840.302	58.098.887	122.298.157	128.718.810	135.476.547	142.589.066	150.074.992	157.953.929	166.246.511	184.160.611	226.765.544	279.226.983	406.108.385		
Demanda Contratada COMPESA Atual	410.258.813	1.550.431.053	13.121.692	27.621.161	29.071.272	30.597.514	32.203.883	33.894.587	35.674.053	37.546.941	41.592.858	51.215.225	63.063.694	91.719.985		
TOTAL	2.226.760.895	8.415.271.356	71.220.579	149.919.318	157.790.082	166.074.061	174.792.950	183.969.579	193.627.982	203.793.451	225.753.469	277.980.769	342.290.677	497.828.370		
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta após o SF	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Contraprestação Concessionária	1.029.941.678	3.632.745.325	39.417.857	81.397.875	84.043.306	86.774.713	88.131.907	91.189.964	94.208.657	97.327.245	103.877.436	122.140.979	143.363.984	191.285.287		
Demanda Contratada Usina	357.864.556	1.106.468.330					24.573.862	25.863.990	27.221.849	28.650.996	31.738.320	39.080.873	48.122.100	69.988.897		
Demanda Contratada COMPESA	287.181.169	1.085.301.737	9.185.184	19.334.813	20.349.890	21.418.260	22.542.718	23.726.211	24.971.837	26.282.859	29.115.001	35.850.658	44.144.586	64.203.990		
Encargos Energia Consumida R\$/kWh* R\$ 0,0671	244.310.005	872.677.299	12.021.070	25.304.352	26.632.831	28.031.054	15.801.638	16.631.224	17.504.363	18.423.342	20.408.573	26.358.649	34.043.459	53.955.114		
Valor Residual Usinas Fotovoltaicas	-149.280.013	-1.865.243.344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.865.243.344		
TOTAL	1.770.017.396	4.831.949.348	60.624.111	126.037.040	131.026.027	136.224.027	151.050.125	157.411.389	163.906.706	170.684.442	185.139.330	223.431.159	269.674.129	-1.485.810.057		
*Após a entrada em operação da usina de autorprodução os encargos da energia consumida serão zerados.																
Economia do projeto	456.743.499	3.583.322.008	10.596.467	23.882.278	26.764.055	29.850.034	23.742.825	26.558.191	29.721.276	33.109.010	40.614.140	54.549.610	72.616.548	1.983.638.427		
	20,51%	42,58%	14,88%	15,93%	16,96%	17,97%	13,58%	14,44%	15,35%	16,25%	17,99%	19,62%	21,21%	398,46%		

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Value For Money”

Redução de 20,51% dos gastos da COMPESA com energia elétrica em comparação com os atuais gastos no modelo atual de contratação, trazidos a valor presente à uma taxa 9,10% (WACC).

• Cenário IV – Desconto de 20% na TUSD

Tabela 37 - Value For Money (135 MW) - COMPESA

	VPL 9,10%	IPCA = 3,25%	Reajuste Energia 5,25%	Reajuste Energia 4,25%	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 29
Volta																
*Reajuste do ano 1 ao 10																
*Reajuste do ano 11 ao 28																
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta			320.106.245 kWh		Encargo Fora Ponta A4 Verde R\$ 0,0671				Tarifa Demanda COMPESA R\$ 23,4897							
Tarifa Média COMPESA 2020 c/Impostos (R\$/KWh)	R\$		0,3244		Desconto Encargos Autoprod 46%				Demanda Contratada COMPESA 83.209 kW							
Aumento da Tarifa Abril de 2021			11,89%		Demanda Contratada Usinas 135.000 kW				Demanda Contratada COMPESA s/Desconto R\$ 23.454.628,18							
Tarifa Projetada 2021 com Aumento (R\$/kWh)	R\$		0,3630		Tarifa Demanda Ativa Usinas R\$ 11,74				Desconto TUSD Energia Incentivada 20%							
Desconto sob a tarifa projetada 2021			32,15%		Valor Demanda Contratada Anual R\$ 19.026.674,68				TUSD GERAÇÃO							
Tarifa proposta com desconto (R\$/KWh)	R\$		0,2463													
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245
Energia Produzida SPE					0	0	0	0	340.693.920	333.880.042	332.006.225	330.132.408	326.384.775	317.015.693	307.646.610	290.782.261
Energia Vendida Mercado Livre					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	0	0	0	0	0	3.090.552	12.459.635	29.323.984
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta x Energia Entregue SPE					-160.053.122	-320.106.245	-320.106.245	-320.106.245	20.587.675	13.773.797	11.899.980	10.026.164	6.278.530	-3.090.552	-12.459.635	-29.323.984
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta antes do	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Consumo Ativo COMPESA Atual	1.816.502.081	6.864.840.302	58.098.887	122.298.157	128.718.810	135.476.547	142.589.066	150.074.992	157.953.929	166.246.511	184.160.611	226.765.544	279.226.983	406.108.385		
Demanda Contratada COMPESA Atual	410.258.813	1.550.431.053	13.121.692	27.621.161	29.071.272	30.597.514	32.203.883	33.894.587	35.674.053	37.546.941	41.592.858	51.215.225	63.063.694	91.719.985		
TOTAL	2.226.760.895	8.415.271.356	71.220.579	149.919.318	157.790.082	166.074.061	174.792.950	183.969.579	193.627.982	203.793.451	225.753.469	277.980.769	342.290.677	497.828.370		
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta após o SF	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Contraprestação Concessionária	1.029.941.678	3.632.745.325	39.417.857	81.397.875	84.043.306	86.774.713	88.131.907	91.189.964	94.208.657	97.327.245	103.877.436	122.140.979	143.363.984	191.285.287		
Demanda Contratada Usina	357.864.556	1.106.468.330					24.573.862	25.863.990	27.221.849	28.650.996	31.738.320	39.080.873	48.122.100	69.988.897		
Demanda Contratada COMPESA	328.207.051	1.240.344.843	10.497.353	22.096.929	23.257.018	24.478.011	25.763.107	27.115.670	28.539.242	30.037.553	33.274.287	40.972.180	50.450.955	73.375.988		
Encargos Energia Consumida R\$/kWh* R\$ 0,0671	244.310.005	872.677.299	12.021.070	25.304.352	26.632.831	28.031.054	15.801.638	16.631.224	17.504.363	18.423.342	20.408.573	26.358.649	34.043.459	53.955.114		
Valor Residual Usinas Fotovoltaicas	-149.280.013	-1.865.243.344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.865.243.344		
TOTAL	1.811.043.277	4.986.992.453	61.936.280	128.799.156	133.933.154	139.283.778	154.270.513	160.800.847	167.474.111	174.439.136	189.298.615	228.552.681	275.980.498	-1.476.638.058		
*Após a entrada em operação da usina de autorprodução os encargos da energia consumida serão zerados.																
Economia do projeto	415.717.618	3.428.278.903	9.284.298	21.120.162	23.856.928	26.790.283	20.522.436	23.168.732	26.153.871	29.354.316	36.454.854	49.428.088	66.310.179	1.974.466.429		
	18,67%	40,74%	13,04%	14,09%	15,12%	16,13%	11,74%	12,59%	13,51%	14,40%	16,15%	17,78%	19,37%	396,62%		

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Value For Money”

Redução de 18,67% dos gastos da COMPESA com energia elétrica em comparação com os atuais gastos no modelo atual de contratação, trazidos a valor presente à uma taxa 9,10% (WACC).

• Cenário V – Desconto de 10% na TUSD

Tabela 38 - Value For Money (135 MW) - COMPESA

	VPL 9,10%	IPCA = 3,25%	Reajuste Energia 5,25%	Reajuste Energia 4,25%	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 29
Volta																
*Reajuste do ano 1 ao 10																
*Reajuste do ano 11 ao 28																
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta			320.106.245 kWh		Encargo Fora Ponta A4 Verde R\$ 0,0671				Tarifa Demanda COMPESA R\$ 23,4897							
Tarifa Média COMPESA 2020 c/Impostos (R\$/kWh)	R\$		0,3244		Desconto Encargos Autoprod 46%				Demanda Contratada COMPESA 83.209 kW							
Aumento da Tarifa Abril de 2021			11,89%		Demanda Contratada Usinas 135.000 kW				Tarifa Demanda Ativa Usinas R\$ 11,74							
Tarifa Projetada 2021 com Aumento (R\$/kWh)	R\$		0,3630		Valor Demanda Contratada Anual R\$ 19.026.674,68				Desconto TUSD Energia Incentivada 10%							
Desconto sob a tarifa projetada 2021			32,15%		TUSD GERAÇÃO											
Tarifa proposta com desconto (R\$/kWh)	R\$		0,2463													
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245
Energia Produzida SPE					0	0	0	0	340.693.920	333.880.042	332.006.225	330.132.408	326.384.775	317.015.693	307.646.610	290.782.261
Energia Vendida Mercado Livre					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	0	0	0	0	0	3.090.552	12.459.635	29.323.984
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta x Energia Entregue SPE					-160.053.122	-320.106.245	-320.106.245	-320.106.245	20.587.675	13.773.797	11.899.980	10.026.164	6.278.530	-3.090.552	-12.459.635	-29.323.984
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta antes do	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Consumo Ativo COMPESA Atual	1.816.502.081	6.864.840.302	58.098.887	122.298.157	128.718.810	135.476.547	142.589.066	150.074.992	157.953.929	166.246.511	184.160.611	226.765.544	279.226.983	406.108.385		
Demanda Contratada COMPESA Atual	410.258.813	1.550.431.053	13.121.692	27.621.161	29.071.272	30.597.514	32.203.883	33.894.587	35.674.053	37.546.941	41.592.858	51.215.225	63.063.694	91.719.985		
TOTAL	2.226.760.895	8.415.271.356	71.220.579	149.919.318	157.790.082	166.074.061	174.792.950	183.969.579	193.627.982	203.793.451	225.753.469	277.980.769	342.290.677	497.828.370		
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta após o SF	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Contraprestação Concessionária	1.029.941.678	3.632.745.325	39.417.857	81.397.875	84.043.306	86.774.713	88.131.907	91.189.964	94.208.657	97.327.245	103.877.436	122.140.979	143.363.984	191.285.287		
Demanda Contratada Usina	357.864.556	1.106.468.330					24.573.862	25.863.990	27.221.849	28.650.996	31.738.320	39.080.873	48.122.100	69.988.897		
Demanda Contratada COMPESA	369.232.932	1.395.387.948	11.809.523	24.859.045	26.164.145	27.537.762	28.983.495	30.505.128	32.106.648	33.792.247	37.433.573	46.093.703	56.757.324	82.547.987		
Encargos Energia Consumida R\$/kWh* R\$ 0,0671	244.310.005	872.677.299	12.021.070	25.304.352	26.632.831	28.031.054	15.801.638	16.631.224	17.504.363	18.423.342	20.408.573	26.358.649	34.043.459	53.955.114		
Valor Residual Usinas Fotovoltaicas	-149.280.013	-1.865.243.344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.865.243.344		
TOTAL	1.852.069.158	5.142.035.559	63.248.449	131.561.272	136.840.281	142.343.530	157.490.902	164.190.306	171.041.517	178.193.830	193.457.901	233.674.204	282.286.867	-1.467.466.060		
*Após a entrada em operação da usina de autorprodução os encargos da energia consumida serão zerados.																
Economia do projeto	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
	374.691.736	3.273.235.797	7.972.129	18.358.046	20.949.801	23.730.531	17.302.048	19.779.273	22.586.466	25.599.621	32.295.568	44.306.565	60.003.809	1.965.294.430		
	16,83%	38,90%	11,19%	12,25%	13,28%	14,29%	9,90%	10,75%	11,66%	12,56%	14,31%	15,94%	17,53%	394,77%		

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Value For Money”

Redução de 16,83% dos gastos da COMPESA com energia elétrica em comparação com os atuais gastos no modelo atual de contratação, trazidos a valor presente à uma taxa 9,10% (WACC).

- Cenário VI – Sem Desconto na TUSD

Tabela 39 - Value For Money (135 MW) - COMPESA

	VPL 9,10%	IPCA = 3,25%	Reajuste Energia 5,25%	Reajuste Energia 4,25%	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 10	Ano 15	Ano 20	Ano 29
Volta																
*Reajuste do ano 1 ao 10																
*Reajuste do ano 11 ao 28																
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta			320.106.245 kWh		Encargo Fora Ponta A4 Verde R\$ 0,0671				Tarifa Demanda COMPESA R\$ 23,4897							
Tarifa Média COMPESA 2020 c/Impostos (R\$/kWh)	R\$		0,3244		Desconto Encargos Autoprod 46%				Demanda Contratada COMPESA 83.209 kW							
Aumento da Tarifa Abril de 2021			11,89%		Demanda Contratada Usinas 135.000 kW				Tarifa Demanda Ativa Usinas R\$ 11,74							
Tarifa Projetada 2021 com Aumento (R\$/kWh)	R\$		0,3630		Valor Demanda Contratada Anual R\$ 19.026.674,68				Desconto TUSD Energia Incentivada 0%							
Desconto sob a tarifa projetada 2021			32,15%		TUSD GERAÇÃO											
Tarifa proposta com desconto (R\$/kWh)	R\$		0,2463													
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245	320.106.245
Energia Produzida SPE					0	0	0	0	340.693.920	333.880.042	332.006.225	330.132.408	326.384.775	317.015.693	307.646.610	290.782.261
Energia Vendida Mercado Livre					160.053.122	320.106.245	320.106.245	320.106.245	0	0	0	0	0	3.090.552	12.459.635	29.323.984
Consumo Ativo Emp. Adm. Indireta x Energia Entregue SPE					-160.053.122	-320.106.245	-320.106.245	-320.106.245	20.587.675	13.773.797	11.899.980	10.026.164	6.278.530	-3.090.552	-12.459.635	-29.323.984
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta antes do	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Consumo Ativo COMPESA Atual	1.816.502.081	6.864.840.302	58.098.887	122.298.157	128.718.810	135.476.547	142.589.066	150.074.992	157.953.929	166.246.511	184.160.611	226.765.544	279.226.983	406.108.385		
Demanda Contratada COMPESA Atual	410.258.813	1.550.431.053	13.121.692	27.621.161	29.071.272	30.597.514	32.203.883	33.894.587	35.674.053	37.546.941	41.592.858	51.215.225	63.063.694	91.719.985		
TOTAL	2.226.760.895	8.415.271.356	71.220.579	149.919.318	157.790.082	166.074.061	174.792.950	183.969.579	193.627.982	203.793.451	225.753.469	277.980.769	342.290.677	497.828.370		
Gastos com Energia Emp. Adm. Indireta após o SF	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
Contraprestação Concessionária	1.029.941.678	3.632.745.325	39.417.857	81.397.875	84.043.306	86.774.713	88.131.907	91.189.964	94.208.657	97.327.245	103.877.436	122.140.979	143.363.984	191.285.287		
Demanda Contratada Usina	357.864.556	1.106.468.330					24.573.862	25.863.990	27.221.849	28.650.996	31.738.320	39.080.873	48.122.100	69.988.897		
Demanda Contratada COMPESA	410.258.813	1.550.431.053	13.121.692	27.621.161	29.071.272	30.597.514	32.203.883	33.894.587	35.674.053	37.546.941	41.592.858	51.215.225	63.063.694	91.719.985		
Encargos Energia Consumida R\$/kWh*	R\$ 0,0671	244.310.005	872.677.299	12.021.070	25.304.352	26.632.831	28.031.054	15.801.638	16.631.224	17.504.363	18.423.342	20.408.573	26.358.649	34.043.459	53.955.114	
Valor Residual Usinas Fotovoltaicas		-149.280.013	-1.865.243.344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1.865.243.344	
TOTAL	1.893.095.040	5.297.078.664	64.560.619	134.323.388	139.747.408	145.403.281	160.711.290	167.579.765	174.608.922	181.948.524	197.617.187	238.795.726	288.593.237	-1.458.294.061		
*Após a entrada em operação da usina de autorprodução os encargos da energia consumida serão zerados.																
Economia do projeto	TOTAL DESCONTADO VPL	TOTAL NOMINAL														
	333.665.855	3.118.192.692	6.659.960	15.595.930	18.042.674	20.670.780	14.081.660	16.389.815	19.019.060	21.844.927	28.136.282	39.185.043	53.697.440	1.956.122.432		
	14,98%	37,05%	9,35%	10,40%	11,43%	12,45%	8,06%	8,91%	9,82%	10,72%	12,46%	14,10%	15,69%	392,93%		

Fonte: Elaboração Própria – Planilha Modelagem Financeira na Aba “Value For Money”

Redução de 14,98% dos gastos da COMPESA com energia elétrica em comparação com os atuais gastos no modelo atual de contratação, trazidos a valor presente à uma taxa 9,10% (WACC).

