

# **SISTEMAS ISOLADOS**

## **ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AO OIAPOQUE PELO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE  
**MINAS E ENERGIA**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).



GOVERNO FEDERAL  
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
MME/SPE

**Ministério de Minas e Energia**

**Ministro**

Fernando Coelho Filho

**Secretário Executivo**

Paulo Pedrosa

**Secretário de Planejamento e  
Desenvolvimento Energético**

Eduardo Azevedo Rodrigues

**Secretário de Energia Elétrica**

Fábio Lopes Alves

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e  
Combustíveis Renováveis**

Márcio Félix Carvalho Bezerra

**Secretário de Geologia, Mineração e  
Transformação Mineral**

Vicente Humberto Lôbo Cruz



Empresa de Pesquisa Energética

*Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.*

**Presidente**

Luiz Augusto Nobrega Barroso

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**

Amilcar Gonçalves Guerreiro

**Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

José Mauro Ferreira Coelho

**Diretor de Gestão Corporativa**

Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

**Sede**

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia -  
Sala 744 - 7º andar  
70065-900 - Brasília - DF

**Escritório Central**

Av. Rio Branco, 01 - 11º Andar  
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

# SISTEMAS ISOLADOS

## ESTUDO DE ALTERNATIVAS PARA SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA AO OIAPOQUE PELO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

**Coordenação Geral**

Luiz Augusto Nobrega Barroso  
Amilcar Gonçalves Guerreiro

**Coordenação Executiva**

Amilcar Gonçalves Guerreiro

**Equipe Técnica**

Bruno Scarpa Alves da Silveira  
Carla da Costa Lopes Achão  
Gustavo Pires da Ponte  
Hermani de Moraes Vieira  
Katia Gisele Soares Matosinho  
Luis Paulo Scolaro Cordeiro  
Marcelo Henrique Cayres Loureiro  
Maria de Fatima de Carvalho Gama  
Michele Almeida de Souza  
Vinicius Ferreira Martins

**Nº. EPE-DEE-DEA-NT-001/2018-r0**

Data: 05 de fevereiro de 2018

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).

## APRESENTAÇÃO

Em dezembro de 2017 o Ministério de Minas e Energia - MME, por meio do Ofício nº 498/2017/SPE-MME, solicitou que a EPE desenvolvesse estudos para verificar alternativas de transmissão a fim de interligar o Sistema Elétrico do Oiapoque (AP) ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em resposta, a EPE enviou o Ofício nº 006/EPE/2018, de 08 de Janeiro de 2018, apresentando as características e capacidade do parque gerador responsável atualmente pelo suprimento às cargas do Sistema Isolado de Oiapoque, bem como uma breve descrição dos desafios socioambientais vislumbrados a priori para a integração desse sistema ao SIN. Nesse ofício, levando-se em consideração as últimas informações de demanda fornecidas pela CEA, foi sinalizada a inviabilidade econômica da interligação do Oiapoque via sistema de transmissão, restando a alternativa via sistema de distribuição, que ficaria a cargo da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA.

Posteriormente, por meio do Ofício nº 8/2018/SPE-MME, o MME reiterou a solicitação de elaboração do estudo de alternativas de transmissão e distribuição para atendimento de energia elétrica ao Oiapoque pelo SIN considerando o benefício de se evitar o custo variável relacionado ao consumo de combustível fóssil, mantendo os compromissos assumidos conforme contratos vigentes.

A presente Nota Técnica visa atender a demanda do MME, detalhando as alternativas de atendimento ao sistema elétrico do Oiapoque por meio de geração local, obras de transmissão ou distribuição. São apresentadas também considerações sobre as projeções de carga desse mercado no horizonte de estudo e os aspectos socioambientais de cada alternativa considerada.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso).

## SUMÁRIO

<b>APRESENTAÇÃO .....</b>	<b>5</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>9</b>
<b>2. CONTEXTUALIZAÇÃO .....</b>	<b>10</b>
<b>3. SISTEMA ELÉTRICO ATUAL .....</b>	<b>11</b>
<b>4. DESENVOLVIMENTO REGIONAL E CONSUMO DE ENERGIA .....</b>	<b>11</b>
<b>5. FORMULAÇÃO DOS CENÁRIOS E ALTERNATIVAS.....</b>	<b>15</b>
<b>5.1. Considerações Gerais .....</b>	<b>16</b>
<b>5.2. Geração.....</b>	<b>17</b>
<b>5.3. Distribuição .....</b>	<b>20</b>
<b>5.3.1. Descrição da Alternativa .....</b>	<b>20</b>
<b>5.3.2. Estimativa de Investimentos da Alternativa de Distribuição .....</b>	<b>22</b>
<b>5.4. Transmissão.....</b>	<b>27</b>
<b>5.4.1. Descrição da Alternativa .....</b>	<b>27</b>
<b>5.4.2. Estimativa de Investimentos da Alternativa de Transmissão .....</b>	<b>29</b>
<b>6. ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS DAS ALTERNATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSMISSÃO.....</b>	<b>34</b>
<b>6.1. Trecho Ferreira Gomes – Carnot (em 230 kV) .....</b>	<b>35</b>
<b>6.2. Trecho Tartarugalzinho – Carnot (em 138 kV) .....</b>	<b>39</b>
<b>6.3. Trecho Carnot – Oiapoque (em 230 kV ou em 138 kV).....</b>	<b>41</b>
<b>6.4. Considerações sobre as interferências em áreas protegidas e vegetação nativa.....</b>	<b>41</b>
<b>7. CENÁRIOS.....</b>	<b>42</b>
<b>7.1. Cenário 1: Entrada em operação da PCH em 2021 e Interligação em 2024 .....</b>	<b>42</b>
<b>7.2. Cenário 2: Entrada em operação da PCH em 2021 e Interligação em 2031 .....</b>	<b>45</b>
<b>7.3. Cenário 3: Sem PCH (maior custo de geração) e Interligação em 2024 .....</b>	<b>47</b>
<b>7.4. Cenário 4: Sem PCH (maior custo de geração) e Interligação em 2031 .....</b>	<b>49</b>
<b>7.5. Cenário 5: Sem PCH (mantendo custo de geração) e Interligação em 2024.....</b>	<b>51</b>

<b>7.6. Cenário 6: Sem PCH (mantendo custo de geração) e Interligação em 2031 .....</b>	<b>52</b>
<b>7.7. Cenário 7: Carga adicional de 5 MW, com PCH e Interligação em 2024</b>	<b>54</b>
<b>7.8. Cenário 8: Carga adicional de 10 MW, com PCH e Interligação em 2024 .....</b>	<b>56</b>
<b>8. COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS.....</b>	<b>59</b>
<b>9. CONCLUSÕES.....</b>	<b>63</b>
<b>10. REFERÊNCIAS.....</b>	<b>64</b>



## 1. INTRODUÇÃO

O suprimento de energia elétrica do Oiapoque, localizado no estado do Amapá, divisa com a Guiana Francesa, é realizado atualmente por meio de geração termoeletrica a diesel e por usina solar fotovoltaica.

Em 2014 a CEA, por delegação da ANEEL, realizou leilão para atendimento ao Oiapoque - Leilão nº 1/2014. Como resultado, sagrou-se vencedor o consórcio Oiapoque Energia Ltda., com o projeto alternativo, habilitado tecnicamente pela EPE, de uma pequena central hidrelétrica - PCH Salto Cafesoca de 7,5 MW associada a uma usina termelétrica – UTE Oiapoque de 12,83 MW, com preço de venda no valor de R\$ 798,65/MWh, representando um deságio de 12,58%. Destaca-se o contrato prevê dois períodos distintos, com remunerações diferenciadas, como será detalhado adiante. Este valor representa uma média ponderada dos dois períodos.

A UTE Oiapoque entrou em operação comercial em novembro 2015, já a PCH Salto Cafesoca tem a entrada em operação comercial prevista para 2021, segundo Resolução Autorizativa nº 5.070, de 2015. Em conformidade com o previsto no Edital, posteriormente ao leilão o empreendedor solicitou a instalação de uma usina solar fotovoltaica com 4,3 MWp, para operar até a entrada em operação comercial da PCH Salto Cafesoca, com o objetivo de reduzir o consumo de óleo diesel da UTE. A UFV Oiapoque começou a operar em dezembro de 2017.

Também em 2017, a Eletrobras Eletronorte apresentou ao MME análise preliminar dos investimentos necessários para a implantação de instalações de distribuição de energia elétrica para atendimento às cargas do Oiapoque através da interligação dessa localidade ao Sistema Interligado Nacional (SIN) em 138 kV, com possibilidade de *payback* no sexto ano.

Dessa forma, torna-se necessária a realização de um estudo para identificar a alternativa mais adequada para suprimento de energia elétrica ao Oiapoque, considerando um horizonte de longo prazo, os contratos vigentes, a demanda prevista, bem como as características socioambientais da região.

## 2. CONTEXTUALIZAÇÃO

Oiapoque é um município do estado do Amapá, localizado no extremo norte, distante cerca de 550 km da capital Macapá, fazendo fronteira com a Guiana Francesa. Em 2013, não havendo previsão de interligação desse mercado ao SIN, a CEA encaminhou à EPE Projeto de Referência, nos termos então vigentes do Decreto 7.246/2010, para contratação de agente vendedor pelo prazo de 15 anos. Posteriormente, em conformidade com a Portaria MME nº 600/2010, a Volitalia Energia do Brasil Ltda. apresentou à EPE o Projeto Alternativo, denominado “Complexo Hidrotérmico Oiapoque”, o qual sagrou-se vencedor da licitação realizada em 2014.

Destaca-se que o objeto da licitação contemplou o atendimento à demanda prevista para o quinto ano de suprimento, mantido o prazo contratual de 15 anos. Com isso, a demanda adicional a partir do sexto ano, em função do crescimento do mercado, seria contratada por novo processo licitatório. Sabe-se, no entanto, que a projeção de demanda dos sistemas isolados é de difícil previsão, introduzindo incertezas no planejamento para um horizonte de médio e longo prazo, tendo impacto direto nas licitações para atendimento a esses sistemas. Por essa razão, apesar de estarmos próximos ao quinto ano de suprimento previsto no Edital de contratação do Leilão 01/2014, o crescimento efetivo do mercado foi menor que o esperado à época da realização do leilão, e mesmo considerando somente a UTE Oiapoque, a geração local se mostra suficiente para atender o mercado atualmente previsto até 2027.

Ainda assim, visando atender a demanda do MME, foram estimados os custos de geração no sistema isolado de Oiapoque, para diferentes cenários, comparando-os com os investimentos associados às alternativas de integração do Oiapoque ao SIN via sistema de distribuição ou transmissão. Considerando que estas instalações possuem vida útil superior aos contratos de geração já firmados, foi necessário considerar a previsão de mercado estendido até 2038, a qual foi informada pela distribuidora em janeiro de 2018 após solicitação da EPE.

Portanto, o presente estudo apresenta a avaliação da viabilidade técnica e econômica da interligação do Oiapoque por meio de obras a nível de sistema de distribuição ou transmissão, em comparação com a manutenção e ampliação do parque gerador atual, considerando também os aspectos socioambientais da região e a possibilidade de exploração futura de recursos minerais na região, não vislumbrada até o momento pela projeção de mercado.

### **3. SISTEMA ELÉTRICO ATUAL**

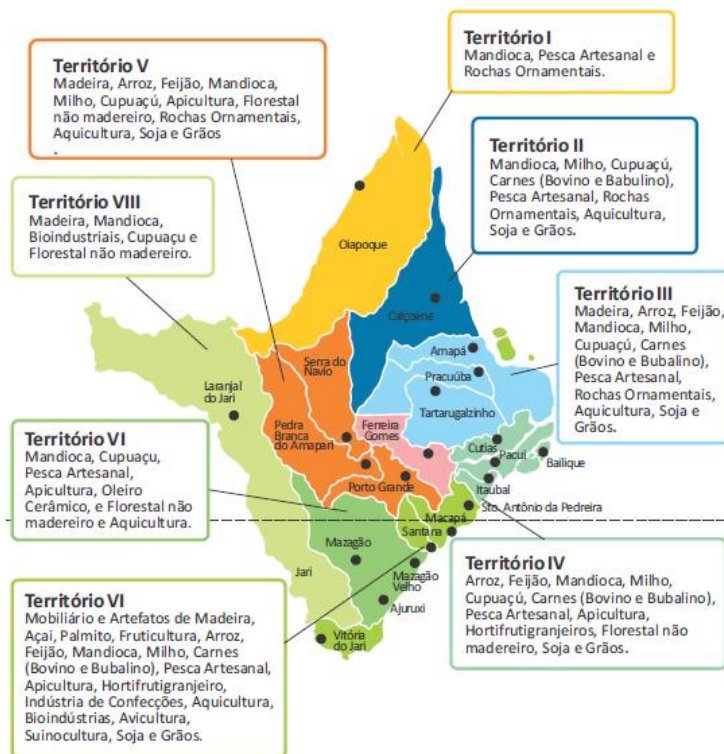
O Sistema Isolado de Oiapoque é suprido atualmente por um Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, contratado por meio de leilão realizado em 2014, com vigência até novembro de 2030.

Estão em operação a UTE Oiapoque, com capacidade instalada de 12,83 MW (10 unidades geradoras operando desde novembro de 2015), e a UFV Oiapoque, com 4,3 MWp (ou 3,6 MW), a ser desativada quando da entrada em operação da PCH Salto Cafesoca (7,5 MW), prevista para 2021 [1] [2].

A PCH Salto Cafesoca será implantada no rio Oiapoque, na fronteira com a Guiana Francesa. Seu Projeto Básico, aprovado pelo DNAEE em 1997 [3], prevê um arranjo sem barragem, com estruturas localizadas na margem direita, no lado brasileiro do rio Oiapoque. A casa de força contará com três unidades geradoras de 2,5 MW cada. Destacam-se as dificuldades que empreendedor vem enfrentando com o licenciamento ambiental dessa PCH, o que pode vir a comprometer seu cronograma.

### **4. DESENVOLVIMENTO REGIONAL E CONSUMO DE ENERGIA**

A economia do Amapá possui vocação primária, com maior probabilidade de desenvolvimento de indústrias das cadeias extrativa, mineral ou vegetal, de agricultura e de pesca. Conforme o guia de potencialidades e oportunidades econômicas do governo do estado [4] a região do Oiapoque, localizada no extremo norte do estado, se destaca por atividades como produção de mandioca, pesca artesanal e extração de rochas ornamentais.



**Figura 1 - Potencialidades do Amapá**

Fonte: [4]

Trata-se de uma região com grande presença de áreas de proteção ambiental e de reservas indígenas. Destaca-se o Parque Nacional Montanhas do Tumucumaque, o Parque Nacional do Cabo Orange e a Floresta Estadual do Amapá. Até por isso, o turismo e o desenvolvimento de uma indústria extrativa sustentável são potencialidades da região.

O Estado do Amapá é grande exportador de ouro e outras rochas, além do minério de ferro. A região norte do Amapá possui potencial de ocorrência dos minerais antimônio, arsênio, bismuto, cobre, cromo, ouro e tântalo, especificamente no Oiapoque os minerais de maior ocorrência são o bismuto e o ouro. Por outro lado o norte do Amapá é isolado do resto do país e não conta com infraestrutura competitiva. A BR-156, principal rota de integração com o restante do estado, ainda não é integralmente pavimentada nesta região, além disso o Oiapoque é pouco povoado e cercado de áreas de proteção.

Conforme o site da AGEAMAPA, Agência de Desenvolvimento Econômico do Amapá, “Atualmente a mineração enfrenta período de dificuldades em consequência da crise internacional e consequente queda no preço do minério de ferro. Encontram-se em funcionamento a Beadell com a exploração de Ouro em Pedra Branca do Amapari, a CADAM com Caulim em Vitória do Jari, a exploração de minerais classe II (argila, areia,

seixo, brita) nos municípios de Porto Grande e Ferreira Gomes e o envasamento de água mineral no município de Macapá [5].” Além disso, hoje o perfil de minas no estado é de escala reduzida se comparadas aos grandes empreendimentos do resto do país.

O município do Oiapoque possui uma área de 22.625 km<sup>2</sup> e uma população em torno de 24 mil habitantes, correspondendo a cerca de 3% do total do estado, referente ao ano de 2015, conforme dados do IBGE. O município apresenta baixa densidade demográfica de 1,1 hab./m<sup>2</sup> e tem cerca de 70% de sua população localizada na área urbana.

Quanto à economia, o município do Oiapoque tem como destaque no setor primário principalmente a criação dos gados bovino, bubalino e suíno e as culturas da mandioca, laranja, milho e cana-de-açúcar, entre outros. No setor secundário, pode-se citar a extração de ouro. Como fonte complementar de renda, os recursos giram em torno do artesanato, incluindo-se aí a fabricação de joias. As pedras preciosas também contribuem na economia do município, a cassiterita é uma delas. No setor moveleiro dispõe de algumas serrarias. Quanto ao setor terciário, possui pequenos estabelecimentos comerciais, que se beneficiam do intercâmbio com Saint-Georges, na Guiana Francesa, e com a vila de Clevelândia, vizinha à Oiapoque.

O município de Oiapoque faz limites com a Guiana Francesa e, no Brasil, com os municípios de Calçoene, Serra do Navio, Pedra Branca do Amapari e Laranjal do Jari. Os municípios limítrofes já experimentaram em algum momento a atividade de mineração de diferentes minerais, o que aumenta a expectativa quanto à existência de reservas em Oiapoque. Entretanto, o desenvolvimento de grandes projetos na indústria de mineração, apesar da potencial presença de reservas minerais, não está mapeado, o que, somado as peculiaridades logísticas e ambientais da região, pode indicar baixa probabilidade de entrada de uma indústria grande consumidora de eletricidade no curto e médio prazos.

Em 2017, o consumo de energia elétrica no Sistema Oiapoque registrou 21,6 GWh, com queda de 2,3% em relação a 2016, respondendo pela queda o impacto da crise econômica principalmente sobre as classes residencial (-7,7%) e comercial (-2,4%). A classe industrial, a despeito da crise econômica, devido sua incipiente participação no consumo regional apresentou forte crescimento no mesmo período (271%), entretanto devido seu baixo peso no consumo (2%), não foi capaz de reverter a queda observada nos dois principais segmentos da região. O impacto da crise econômica é evidenciado no comportamento da classe residencial, que mesmo apresentando um aumento do

numero de consumidores de 2016 para 2017, ainda assim experimentou em 2017 uma redução no seu consumo.

O crescimento da carga de energia de 2016 para 2017 foi de 3,7%. As perdas nesse período passaram de 43,3% para 46,3%, o que explica o crescimento da carga de energia a despeito da redução do consumo.

A curva de carga anual típica do sistema elétrico do Amapá tem seu pico nos meses de outubro, novembro e dezembro, justamente no período de baixa hidraulicidade, exigindo o despacho máximo de geração térmica. Em 2017 a demanda máxima do Sistema Oiapoque foi de 6,45 MW, observada no mês de setembro, 4,7% superior à demanda máxima de 2016, esta ocorrida em outubro.

Para a avaliação adequada dos custos decorrentes da implantação de um sistema de interligação ao SIN, versus os custos de geração local, foi necessário projetar o mercado do Oiapoque até o ano de 2038. Assim, a distribuidora CEA foi solicitada a projetar o mercado da localidade até 2040. A premissa adotada pela distribuidora considerou o ano de 2017 como ano base e aplicou um fator fixo de crescimento anual para consumo, carga, perdas e demanda, tendo sido adotado pela CEA o índice de 3,7% de crescimento anual. Quanto ao consumo, o mesmo índice foi adotado para todas as classes de consumidores. A projeção apresentada pela CEA indica, em 2038, consumo de 46,2 GWh, carga de 86,6 GWh e demanda de 16,8 MW.

Quanto as premissa adotada pela distribuidora para projeção, cabe destacar que a CEA considerou a manutenção do atual índice de perdas de 46,6% em todo o horizonte até 2040. Ou seja, admitiu-se pela distribuidora que o índice de perdas, que hoje já representam elevados 46,6% da carga total, neste patamar permanecerão por mais de 20 anos até 2040. Em geral o desejado, e perseguido, pela distribuidora é sempre a redução do índice de perdas, já que assim maximiza-se seu lucro. Logo, ao se considerar o índice de perdas constante no horizonte, podemos dizer que a distribuidora adotou uma premissa conservadora quanto aos requisitos de atendimento ao mercado, pois caso o índice de perdas caia ao longo do horizonte, isto levará a uma carga total menor que a projetada, reduzindo também os requisitos de atendimento.

**Tabela 1 - Projeções do mercado de Oiapoque**

	2017	2018	2023	2028	2033	2038	2040
CONSUMO TOTAL FATURADO (MWh)	21.570	22.368	26.822	32.163	38.568	46.248	49.733
RESIDENCIAL (MWh)	10.386	10.770	12.915	15.487	18.571	22.269	23.946
INDUSTRIAL (MWh)	478	496	595	713	855	1.025	1.102
COMERCIAL, SERVIÇOS E OUTROS (MWh)	7.485	7.762	9.307	11.161	13.383	16.048	17.258
RURAL (MWh)	22	23	27	32	39	47	50
OUTROS CONSUMOS (MWh)	3.199	3.318	3.978	4.770	5.720	6.859	7.376
PERDAS TOTAIS MAIS DIFERENÇAS (MWh)	18.801	19.496	23.379	28.034	33.617	40.311	43.348
ÍNDICE DE PERDAS (%)	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6
CARGA TOTAL DE ENERGIA REQUERIDA (MWh)	40.371	41.864	50.201	60.197	72.185	86.559	93.081
DEMANDA TOTAL DE ENERGIA REQUERIDA (Kw)	6.452	6.752	8.478	10.644	13.363	16.777	18.376

Fonte: Elaboração própria a partir da projeção de mercado coletados com a distribuidora CEA

Os dados disponibilizados inicialmente pela distribuidora foram apresentados em base mensal somente para os anos anteriores à coleta (já realizados). Para os demais, dispunha-se dos valores (carga e demanda) agregados anualmente, mostrados na Tabela 1.

Na análise dos custos de geração, no horizonte até 2038, é necessário discretizar a carga em base mensal, em função da sazonalidade da geração hidrelétrica. Para tanto, assumiu-se para o período 2018-2038 um perfil de carga mensal semelhante ao de 2017, o que foi validado pela distribuidora.

## 5. FORMULAÇÃO DOS CENÁRIOS E ALTERNATIVAS

Com o objetivo de comparar os custos decorrentes da implantação de um sistema de interligação ao SIN com os custos de geração local, a partir das usinas já instaladas e a PCH prevista para entrada em operação comercial considerando o horizonte do estudo foi elaborado pela EPE metodologia, baseado nos estudos de Roraima, para essa comparação.

As comparações foram feitas para diferentes cenários (variando as fontes, custos e data de interligação) e alternativas (mantendo o sistema isolado, interligando via sistema de distribuição, ou transmissão).

## 5.1. Considerações Gerais

Com relação ao mercado a ser atendido nesse horizonte, foi considerada a previsão de longo prazo informada pela distribuidora, que prevê demanda máxima de 16,78 MW e carga de 86.559 MWh, em 2038, conforme indicado no item 4.

O estudo será realizado para um período de 15 anos, ou seja, de 2024 (data mais otimista para a implantação de reforços a nível de Rede Básica) a 2038 (ano horizonte do estudo).

Tendo em vista os cronogramas diferenciados de cada fonte (UTE, PCH e UFV), e as incertezas associadas à data de interligação do Oiapoque, a avaliação econômica do atendimento ao sistema elétrico de Oiapoque foi realizada para cenários distintos.

Como premissa geral, considerou-se em todos os cenários a manutenção dos compromissos assumidos e fixados nos contratos vigentes. Com isso, o custo total de cada alternativa contempla também o pagamento, ao gerador da receita anual fixa até o fim do contrato (2030), mesmo quando considerada a interligação ao SIN.

Com relação às alternativas de interligação do Oiapoque ao SIN, foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica" [6].

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão", CCPE/CTET, Janeiro/2001 [7].

Tanto para a alternativa de distribuição, como para a alternativa de transmissão, foi considerado o atendimento ao critério "N-1" para as futuras linhas de distribuição ou transmissão. Para os transformadores de distribuição ou da Rede Básica de Fronteira, foi adotado o critério "N-1", elevando-se dessa forma a confiabilidade do suprimento às cargas locais.

Para a estimativa dos investimentos associados às alternativas de distribuição e transmissão, foram considerados os custos modulares constantes na "Base de Referência de Preços ANEEL", Junho/2017, [8]. Para os trechos de mata densa, onde comumente é necessária a utilização de torres alteadas, foi adotado um fator de sobrecusto de 50% em relação ao custo modular.



Finalmente, cumpre notar que foi adotada uma taxa de atualização de capital de 8% ao ano, e tempo de vida útil das instalações igual a 15 anos. As perdas elétricas obtidas para o período considerado foram valoradas pelo Custo Marginal de Expansão da Geração de 217 R\$/MWh, conforme PDE 2026 [9].

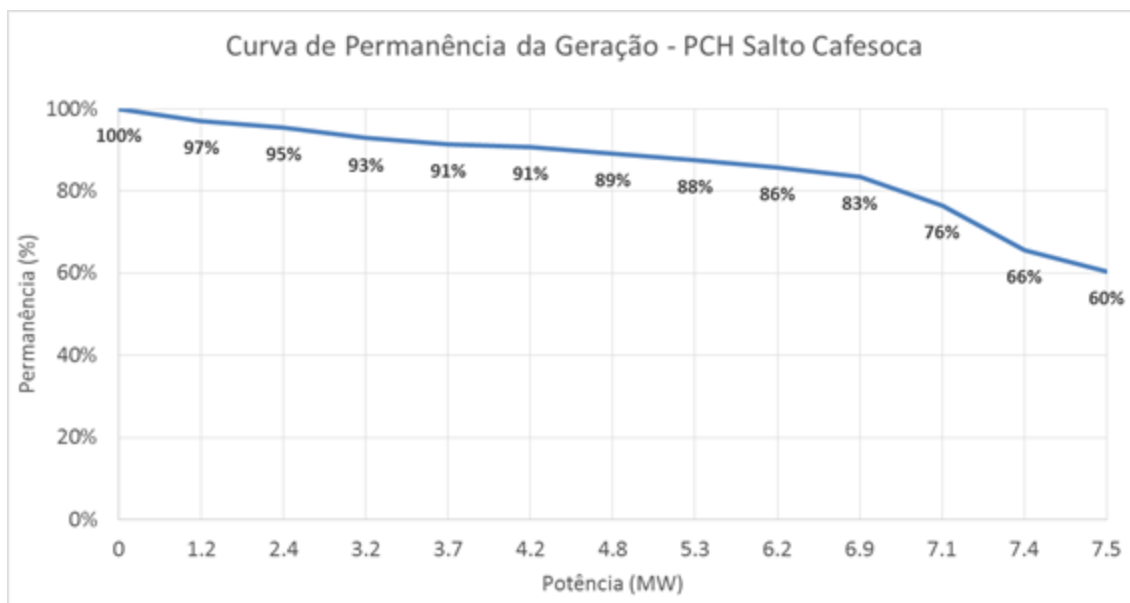
## 5.2. Geração

Na estimativa dos custos de geração, foram considerados os valores resultantes do processo licitatório de 2014: R\$ 1.249,00/MWh para os primeiros cinco anos de suprimento (2016 – 2020) e R\$ 573,48 /MWh para os dez anos seguintes, quando está prevista a operação da PCH (2021 – 2030). Nos cenários com geração local após o término do contrato, buscou-se adotar custos semelhantes aos já assumidos.

Como o período de análise do presente estudo tem início em 2024, será avaliado o custo de geração local do segundo período, detalhado nas diferentes parcelas que o compõe, acrescidos dos custos da compra da energia proveniente do SIN (após a interligação), valorada ao Custo Marginal de Expansão - CME.

Como mencionado, a geração já contratada para atendimento a Oiapoque, por meio de leilão em 2014, se mostra suficiente para atender o mercado atualmente previsto até o ano de 2027. Por estas estimativas, a partir de 2028, seria necessário ampliar a capacidade instalada caso a interligação não aconteça antes desse ano.

Destaca-se que, para fins de atendimento à demanda máxima anual (kW), considerou-se apenas a capacidade instalada da usina termelétrica, com uma reserva de 20% de potência, uma vez que a geração da PCH, apesar do alto fator de capacidade, pode ser nula em cenários de vazão reduzida, devido à forte sazonalidade do Rio Oiapoque ainda que a probabilidade desse evento seja mínima conforme demonstrado na Figura 2.



**Figura 2 - Curva de Permanência de Geração da PCH Salto Cafesoca**

Por razões semelhantes, a capacidade da usina fotovoltaica também não foi considerada como capacidade firme, ainda que essas duas fontes contribuam para o atendimento à carga (MWh), reduzindo o despacho da geração a diesel, o que foi devidamente considerado nos custos.

Para estimar o custo de geração nos diferentes cenários é necessário avaliar o despacho anual de geração (discretizado em base mensal) de cada fonte ao longo do horizonte de estudo. Para tanto, foi utilizado um modelo de análise plurianual, desenvolvido pela EPE, que permite estimar o custo total de atendimento para diferentes cenários.

Como resultado, para cada cenário foi obtido o valor presente líquido (VLP), em 2024, do custo total de atendimento ao sistema, contemplando custo de geração local e compra de energia do SIN, ao longo do horizonte avaliado (2024 – 2038).

A seguir são apresentados os valores utilizados para as variáveis de maior relevância para o cálculo do custo total de geração:

- Taxa de desconto de 8%
- Receita Anual Fixa (RAF), conforme definido no contrato:
  - Período 1 (até 2020): R\$ 28 milhões/ano
  - Período 2 (de 2021 a 2030): R\$ 23 milhões/ano
- Custo variável:
  - Período 1: R\$ 715 / MWh

- Período 2: R\$ 134 / MWh
- CME: R\$ 217 / MWh
- Data de interligação ao SIN:
  - 2024 – Ano mais otimista para a sua entrada em operação;
  - 2031 – Após o término do contrato da Voltalia (Leilão 01/2014).

As fontes consideradas e as capacidades instaladas de cada usina são apresentadas na Tabela 2.

**Tabela 2 - Matriz elétrica avaliada no modelo plurianual**

Fonte	Potência (MW)
Solar fotovoltaica	3,6
PCH	7,5
UTE diesel	12,8

A geração da PCH foi estimada a partir das informações do Projeto Alternativo da Voltalia e do Parecer Técnico EPE nº EPE-DEE-PT-117/2014-r0, resultando em uma geração anual esperada de 6,11 MWmed. Em todos os cenários foi considerada a estimativa de geração em discretização mensal devido à sazonalidade do Rio Oiapoque, onde os três últimos meses do ano apresentam, em média, vazões inferiores às necessárias para o pleno despacho da PCH.

Como a usina fotovoltaica não fazia parte do projeto original, não se dispunha de suas características técnicas. Assim, sua geração foi estimada a partir da potência instalada e do fator de capacidade informado na Nota Técnica nº 164/2016-SRG/ANEEL. A geração mensal dessa usina foi estimada a partir dos valores mensais de irradiação global horizontal no local, obtidos do modelo de transferência radiativa Brasil-SR1.

A usina a diesel, por sua vez, é complementar às demais fontes, ou seja, modula a carga a fim de garantir o atendimento da demanda. Com isso, são observadas situações nas quais a energia da PCH dispensa a geração a diesel, sendo suficiente para atender toda a carga local. Nesses casos, a usina a diesel funcionaria como backup.

Para cada cenário são avaliadas três situações:

- Custo da geração caso o sistema permaneça isolado;
- Custo total para a interligação via sistema de distribuição; e

<sup>1</sup> Disponível em <https://maps.nrel.gov/swera/>

- Custo total em caso de conexão ao SIN via sistema de transmissão.

Nos casos em que foi considerada a interligação de Oiapoque ao SIN, partiu-se da premissa de que as cargas locais seriam atendidas prioritariamente pela PCH, enquanto seu contrato estiver vigente. Com isso, a energia da linha de distribuição/transmissão forneceria apenas o complemento do atendimento, enquanto a termelétrica não seria despachada.

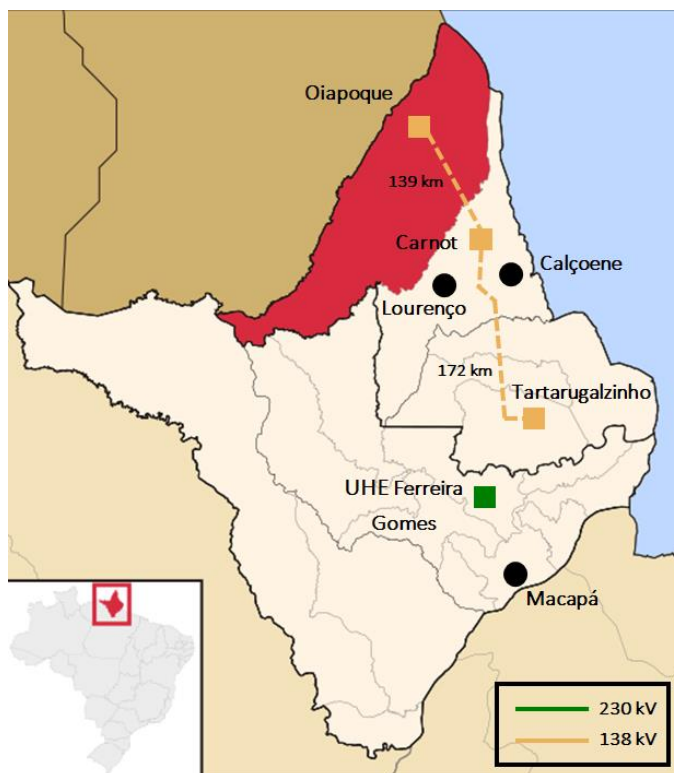
Assim sendo, para cada ano do horizonte avaliado, calculou-se a geração de cada fonte com base nas premissas e capacidades definidas, e o custo total de geração resultante, para os diferentes cenários. Para a comparação econômica das alternativas, será levada em consideração o somatório dos custos de geração, distribuição/transmissão, energia e perdas elétricas.

### **5.3. Distribuição**

#### **5.3.1. Descrição da Alternativa**

A alternativa de interligação do Oiapoque ao Sistema Interligado Nacional (SIN) via obras a nível de distribuição, contempla a implantação de uma nova subestação intermediária em 138 kV, denominada SE Carnot, e de duas linhas de distribuição, LD 138 kV Tartarugalzinho – Carnot C1, com aproximadamente 172 km, e LD 138 kV Carnot – Oiapoque C1, com cerca de 139 km de extensão (atravessando a Terra Indígena Uaçã), além da SE Oiapoque 138/13,8 kV.

A Figura 3, a Tabela 3 e a Tabela 4 apresentam as principais obras associadas à alternativa de interligação do Oiapoque ao SIN via sistema de distribuição.



**Figura 3 - Diagrama esquemático da alternativa de interligação ao SIN via sistema de distribuição**

**Tabela 3 - Alternativa via Distribuição – Principais obras em subestações**

Subestação	Tensão	Descrição	Nº
Carnot	138 kV	Novo pátio 138 kV – BPT	-
		Reator de Linha Fixo - 3Ø - 10 Mvar Ref. LD Tartarugalzinho - Carnot C1	-
		Reator de Barra - 3Ø - 1x5 Mvar	1º
Oiapoque	138 kV	Novo pátio 138 kV – BPT	-
		Reator de Barra - 3Ø - 1x5 Mvar	1º
		Banco de capacitores - 3Ø – 2 x 5 Mvar	1º e 2º
		Reator de Linha Fixo - 3Ø - 10 Mvar Ref. LD Carnot - Oiapoque C1	-
	138/13,8 kV	TR 138/13,8 kV - 3Ø – 2 x 20 MVA	1º e 2º
	13,8 kV	Novo pátio 13,8 kV – BS	-

**Tabela 4 - Alternativa via Distribuição – Principais obras em linhas de distribuição**

Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
138 kV	LD 138 kV Tartarugalzinho – Carnot C1	2 x 477 MCM	152 km
	LD 138 kV Carnot – Oiapoque C1	2 x 477 MCM	139 km*
<b>Total em Linhas de Transmissão em 230 kV</b>			<b>291 km</b>

\* Essa extensão corresponde à rota que atravessa a TI Uaçã. Caso não seja viável atravessar essa Terra Indígena, a extensão da LD 138 kV Carnot – Oiapoque será de aproximadamente 155 km.

Considerando o mercado disponibilizado pela CEA e o conjunto de obras indicados acima, pode-se afirmar que o sistema apresenta desempenho satisfatório durante o período analisado (2024 – 2038), atendendo aos critérios de carregamento e tensão em condição normal de operação. Adicionalmente, cumpre notar que foi observado o atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” para a transformação 138/13,8 kV da SE Oiapoque.

### 5.3.2. Estimativa de Investimentos da Alternativa de Distribuição

Para a estimativa dos investimentos associados à alternativa de interligação do Oiapoque ao SIN via sistema de distribuição, foi utilizada a “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017 [8], como apresentado na Tabela 5, interligação em 2024, e na Tabela 6, interligação em 2031.

Os investimentos previstos ao longo do período analisado foram trazidos a Valor Presente para o ano de 2024, ano inicial do estudo, com taxa de retorno de 8% ao ano e tempo de vida útil das instalações igual a 15 anos. Ressalta-se que esses valores devem ser utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Tabela 5 - Estimativa de Investimentos associados à Alternativa de Distribuição – Interligação em 2024

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>232.818,44</b>	<b>232.818,44</b>	<b>27.200,07</b>	<b>224.243,84</b>
<b>LT 138 kV TARTARUGALZINHO - CARNOT, C1 (Nova)</b>						<b>92.579,45</b>	<b>92.579,45</b>	<b>10.816,02</b>	<b>89.169,79</b>
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Carnot	2024	1,0	1,0	1354,26	1.354,26	1.354,26	158,22	1.304,38
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Tartarugalzinho	2024	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	3.817,68	446,02	3.677,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Carnot	2024	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	3.817,68	446,02	3.677,08
MIM - 138 kV	Tartarugalzinho	2024	1,0	1,0	244,23	244,23	244,23	28,53	235,24
MIM - 138 kV	Carnot	2024	1,0	1,0	488,46	488,46	488,46	57,07	470,47
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Carnot	2024	1,0	1,0	3138,34	3.138,34	3.138,34	366,65	3.022,76
Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 125 km - TERRENO NORMAL		2024	125,0	1,0	407,77	50.971,25	50.971,25	5.954,95	49.094,00
Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 47 km - TORRES ALTEADAS		2024	47,0	1,5	611,65	28.747,55	28.747,55	3.358,56	27.688,79
<b>LT 138 kV CARNOT - OIAPOQUE, C1 (Nova)</b>						<b>94.780,91</b>	<b>94.780,91</b>	<b>11.073,21</b>	<b>91.290,17</b>
Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 19 km - TERRENO NORMAL		2024	19,0	1,0	448,54	8.522,26	8.522,26	995,65	8.208,39
Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 120 km - TORRES ALTEADAS		2024	120,0	1,5	611,65	73.398,00	73.398,00	8.575,05	70.694,79
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Oiapoque	2024	1,0	1,0	1354,26	1.354,26	1.354,26	158,22	1.304,38
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Carnot	2024	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	3.817,68	446,02	3.677,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Oiapoque	2024	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	3.817,68	446,02	3.677,08
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Oiapoque	2024	1,0	1,0	3138,34	3.138,34	3.138,34	366,65	3.022,76
MIM - 138 kV	Carnot	2024	1,0	1,0	244,23	244,23	244,23	28,53	235,24
MIM - 138 kV	Oiapoque	2024	1,0	1,0	488,46	488,46	488,46	57,07	470,47
<b>SE 138 kV CARNOT (Nova)</b>						<b>13.159,01</b>	<b>13.159,01</b>	<b>1.537,36</b>	<b>12.674,37</b>
Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2024	1,0	1,0	2737,88	2.737,88	2.737,88	319,87	2.637,05
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	2437,00	2.437,00	2.437,00	284,71	2.347,25
CRL (Conex. de Reator de Linha) 138 kV, Arranjo BPT				1,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT				2,0					
MIG (Terreno Rural)		2024	1,0	1,0	5518,78	5.518,78	5.518,78	644,76	5.315,53
MIM - 138 kV		2024	1,0	1,0	488,46	488,46	488,46	57,07	470,47
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2024	1,0	1,0	1976,89	1.976,89	1.976,89	230,96	1.904,08

<b>SE 138/13,8 kV OIAPOQUE (Nova)</b>					<b>32.299,07</b>	<b>32.299,07</b>	<b>3.773,49</b>	<b>31.109,51</b>
Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	2737,88	2.737,88	2.737,88	319,87	2.637,05
Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ	2024	2,0	1,0	72,07	144,14	144,14	16,84	138,83
1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	2024	2,0	1,0	2281,51	4.563,02	4.563,02	533,10	4.394,97
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	2437,00	2.437,00	2.437,00	284,71	2.347,25
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2024	2,0	1,0	2663,74	5.327,48	5.327,48	622,41	5.131,27
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2024	2,0	1,0	2574,32	5.148,64	5.148,64	601,51	4.959,02
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2024	2,0	1,0	1034,90	2.069,80	2.069,80	241,81	1.993,57
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	1976,89	1.976,89	1.976,89	230,96	1.904,08
MIG (Terreno Rural)	2024	1,0	1,0	6218,77	6.218,77	6.218,77	726,54	5.989,74
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	210,07	210,07	210,07	24,54	202,33
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	1465,38	1.465,38	1.465,38	171,20	1.411,41



Tabela 6 - Estimativa de Investimentos associados à Alternativa de Distribuição – Interligação em 2031

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>232.818,44</b>	<b>135.847,32</b>	<b>44.718,00</b>	<b>135.847,32</b>
<b>LT 138 kV TARTARUGALZINHO - CARNOT, C1 (Nova)</b>						<b>92.579,45</b>	<b>54.019,22</b>	<b>17.781,96</b>	<b>54.019,22</b>
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Carnot	2031	1,0	1,0	1354,26	1.354,26	790,20	260,12	790,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Tartarugalzinho	2031	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	2.227,58	733,27	2.227,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Carnot	2031	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	2.227,58	733,27	2.227,58
MIM - 138 kV	Tartarugalzinho	2031	1,0	1,0	244,23	244,23	142,51	46,91	142,51
MIM - 138 kV	Carnot	2031	1,0	1,0	488,46	488,46	285,01	93,82	285,01
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Carnot	2031	1,0	1,0	3138,34	3.138,34	1.831,19	602,79	1.831,19
Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 125 km - TERRENO		2031	125,0	1,0	407,77	50.971,25	29.741,23	9.790,17	29.741,23
Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 47 km		2031	47,0	1,5	611,65	28.747,55	16.773,92	5.521,61	16.773,92
<b>LT 138 kV CARNOT - OIAPOQUE, C1 (Nova)</b>						<b>94.780,91</b>	<b>55.303,75</b>	<b>18.204,80</b>	<b>55.303,75</b>
Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 19 km - TERRENO N		2031	19,0	1,0	448,54	8.522,26	4.972,66	1.636,89	4.972,66
Circuito Simples 138 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 120 km - TORRES A		2031	120,0	1,5	611,65	73.398,00	42.827,03	14.097,73	42.827,03
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 138 kV, Arranjo BPT	Oiapoque	2031	1,0	1,0	1354,26	1.354,26	790,20	260,12	790,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Carnot	2031	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	2.227,58	733,27	2.227,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Oiapoque	2031	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	2.227,58	733,27	2.227,58
Reator de Linha Fixo 138 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Oiapoque	2031	1,0	1,0	3138,34	3.138,34	1.831,19	602,79	1.831,19
MIM - 138 kV	Carnot	2031	1,0	1,0	244,23	244,23	142,51	46,91	142,51
MIM - 138 kV	Oiapoque	2031	1,0	1,0	488,46	488,46	285,01	93,82	285,01
<b>SE 138 kV CARNOT (Nova)</b>						<b>13.159,01</b>	<b>7.678,16</b>	<b>2.527,48</b>	<b>7.678,16</b>
Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ		2031	1,0	1,0	2737,88	2.737,88	1.597,53	525,87	1.597,53
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	2437,00	2.437,00	1.421,97	468,08	1.421,97
CRL (Conex. de Reator de Linha) 138 kV, Arranjo BPT				1,0					
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT				2,0					
MIG (Terreno Rural)		2031	1,0	1,0	5518,78	5.518,78	3.220,16	1.060,01	3.220,16
MIM - 138 kV		2031	1,0	1,0	488,46	488,46	285,01	93,82	285,01
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2031	1,0	1,0	1976,89	1.976,89	1.153,50	379,71	1.153,50

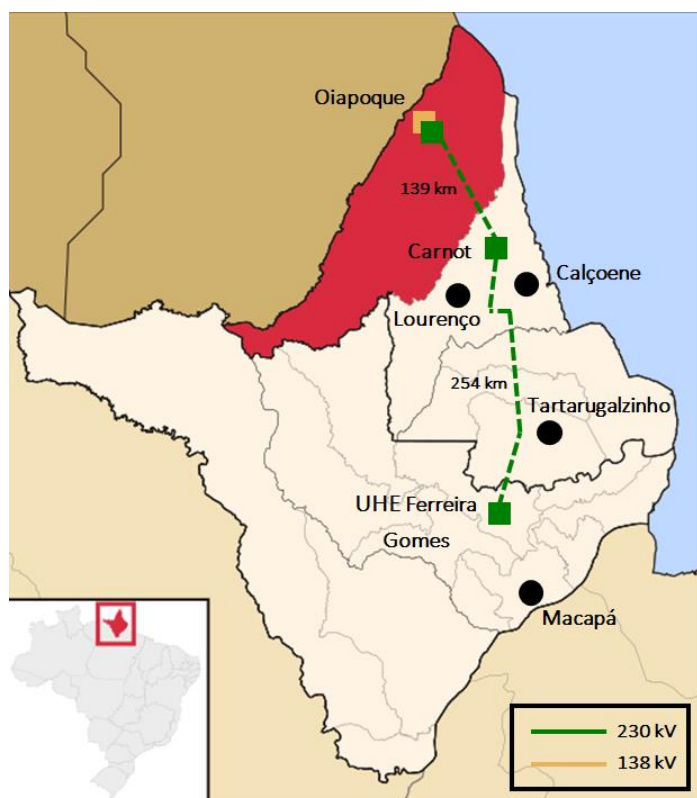
<b>SE 138/13,8 kV OIAPOQUE (Nova)</b>					<b>32.299,07</b>	<b>18.846,20</b>	<b>6.203,76</b>	<b>18.846,20</b>
Reator de Barra 138 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	2031	1,0	1,0	2737,88	2.737,88	1.597,53	525,87	1.597,53
Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ	2031	2,0	1,0	72,07	144,14	84,10	27,69	84,10
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	2031	2,0	1,0	2281,51	4.563,02	2.662,48	876,43	2.662,48
CRB (Conexão de Reator de Barra) 138 kV, Arranjo BPT	2031	1,0	1,0	2437,00	2.437,00	1.421,97	468,08	1.421,97
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 138 kV, Arranjo BPT	2031	2,0	1,0	2663,74	5.327,48	3.108,53	1.023,26	3.108,53
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2031	2,0	1,0	2574,32	5.148,64	3.004,18	988,91	3.004,18
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2031	2,0	1,0	1034,90	2.069,80	1.207,71	397,55	1.207,71
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2031	1,0	1,0	1976,89	1.976,89	1.153,50	379,71	1.153,50
MIG (Terreno Rural)	2031	1,0	1,0	6218,77	6.218,77	3.628,59	1.194,45	3.628,59
MIM - 13,8 kV	2031	1,0	1,0	210,07	210,07	122,57	40,35	122,57
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	1465,38	1.465,38	855,04	281,46	855,04

## 5.4. Transmissão

### 5.4.1. Descrição da Alternativa

Por sua vez, a alternativa de interligação do Oiapoque ao SIN via obras a nível de transmissão, contempla a implantação de uma nova subestação intermediária em 230 kV, denominada SE Carnot, e de duas linhas de transmissão, LT 230 kV Ferreira Gomes – Carnot C1, com aproximadamente 254 km, e LT 230 kV Carnot – Oiapoque C1, com cerca de 139 km de extensão, além da SE Oiapoque 230/138 kV.

A Figura 4, a Tabela 7, a Tabela 8, a Tabela 9 e a Tabela 10 apresentam as principais obras associadas à alternativa de interligação do Oiapoque ao SIN via sistema de transmissão.



**Figura 4 - Diagrama esquemático da alternativa de interligação ao SIN via sistema de transmissão**

**Tabela 7 - Alternativa via Transmissão – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira**

Subestação	Tensão	Descrição	Nº
Ferreira Gomes	230 kV	Reator de Linha Fixo - 3Ø - 20 Mvar Ref. LT Ferreira Gomes - Carnot C1	-
Carnot	230 kV	Novo pátio 230 kV – BD4	-
		Reator de Linha Fixo - 3Ø - 20 Mvar Ref. LT Ferreira Gomes - Carnot C1	-
		Reator de Barra - 3Ø - 1x20 Mvar	1º
Oiapoque	230 kV	Novo pátio 230 kV – BD4	-
		Reator de Barra - 3Ø - 1x20 Mvar	1º
		Reator de Linha Fixo - 3Ø - 20 Mvar Ref. LT Carnot - Oiapoque C1	-
	230/138 kV	ATR 230/138 kV - 3Ø – 2 x 30 MVA	1º e 2º
	138 kV	Novo pátio 138 kV – BPT	-

**Tabela 8 - Alternativa via Transmissão – Principais obras em linhas de transmissão**

Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Distância
230 kV	LT 230 kV Ferreira Gomes – Carnot C1	2 x 477 MCM	254 km
	LT 230 kV Carnot – Oiapoque C1	2 x 477 MCM	139 km*
<b>Total em Linhas de Transmissão em 230 kV</b>			<b>393 km</b>

\* Essa extensão corresponde à rota que atravessa a TI Uaçã. Caso não seja viável atravessar essa Terra Indígena, a extensão da LT 230 kV Carnot – Oiapoque será de aproximadamente 155 km.

**Tabela 9 - Alternativa via Transmissão – Principais obras em subestações de distribuição**

Ano	Subestação	Tensão	Descrição	Nº
2024	Oiapoque (CEA)	138 kV	Novo pátio 138 kV – BPT	-
		138/13,8 kV	TR 138/13,8 kV - 3Ø – 2 x 20 MVA	1º e 2º
		13,8 kV	Novo pátio 13,8 kV – BS	-

**Tabela 10 - Alternativa via Transmissão – Principais obras em linhas de distribuição**

Ano	Tensão	Linha de Transmissão	Configuração	Extensão
2024	138 kV	LD 138 kV Oiapoque – Oiapoque (CEA) C1	1 x 477 MCM	1 km
<b>Total em Linhas de Distribuição em 138 kV</b>				<b>1 km</b>

Considerando o mercado disponibilizado pela CEA e o conjunto de obras indicados acima, pode-se afirmar que o sistema apresenta desempenho satisfatório durante o período analisado (2024 – 2038), atendendo aos critérios de carregamento e tensão em condição normal de operação. Adicionalmente, cumpre notar que foi observado o atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” para as transformações 230/138 kV da SE Oiapoque e 138/13,8 kV da SE Oiapoque (CEA).

#### **5.4.2. Estimativa de Investimentos da Alternativa de Transmissão**

Para a estimativa dos investimentos associados à alternativa de interligação do Oiapoque ao SIN via sistema de transmissão, foi utilizada a “Base de Referência de Preços ANEEL – Junho/2017 [8], como apresentado na Tabela 11, interligação em 2024, e na Tabela 12, interligação em 2031.

Os investimentos previstos ao longo do período analisado foram trazidos a Valor Presente para o ano de 2024, ano inicial do estudo, com taxa de retorno de 8% ao ano e tempo de vida útil das instalações igual a 15 anos. Ressalta-se que esses valores devem ser utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Tabela 11 - Estimativa de Investimentos associados à Alternativa de Transmissão – Interligação em 2024

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>365.784,94</b>	<b>365.784,94</b>	<b>42.734,49</b>	<b>352.313,25</b>
<b>LT 230 kV FERREIRA GOMES - CARNOT, C1 (Nova)</b>						<b>154.729,37</b>	<b>154.729,37</b>	<b>18.076,96</b>	<b>149.030,76</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 207 km - TERRENO		2024	207,0	1,0	502,32	103.980,24	103.980,24	12.147,96	100.150,70
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	Ferreira Gomes	2024	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	4.729,02	552,49	4.554,85
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	Carnot	2024	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	4.729,02	552,49	4.554,85
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Ferreira Gomes	2024	1,0	1,0	1574,74	1.574,74	1.574,74	183,98	1.516,74
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Carnot	2024	1,0	1,0	1574,74	1.574,74	1.574,74	183,98	1.516,74
MIG-A	Ferreira Gomes	2024	1,0	1,0	1914,80	1.914,80	1.914,80	223,71	1.844,28
MIM - 230 kV	Ferreira Gomes	2024	1,0	1,0	406,86	406,86	406,86	47,53	391,88
MIM - 230 kV	Carnot	2024	1,0	1,0	406,86	406,86	406,86	47,53	391,88
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 47 km - TORRES AL		2024	47,0	1,5	753,47	35.413,09	35.413,09	4.137,30	34.108,84
<b>LT 230 kV CARNOT - OIAPOQUE, C1 (Nova)</b>						<b>118.390,06</b>	<b>118.390,06</b>	<b>13.831,46</b>	<b>114.029,81</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 19 km - TERRENO N		2024	19,0	1,0	552,55	10.498,45	10.498,45	1.226,53	10.111,80
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 120 km - TORRES A		2024	120,0	1,5	753,47	90.416,40	90.416,40	10.563,31	87.086,41
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	Oiapoque	2024	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	4.729,02	552,49	4.554,85
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Oiapoque	2024	1,0	1,0	1574,74	1.574,74	1.574,74	183,98	1.516,74
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Carnot	2024	1,0	1,0	4975,44	4.975,44	4.975,44	581,28	4.792,20
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Oiapoque	2024	1,0	1,0	4975,44	4.975,44	4.975,44	581,28	4.792,20
MIM - 230 kV	Carnot	2024	1,0	1,0	406,86	406,86	406,86	47,53	391,88
MIM - 230 kV	Oiapoque	2024	1,0	1,0	813,71	813,71	813,71	95,07	783,74
<b>LT 138 kV OIAPOQUE - OIAPOQUE (CEA), C1 (Nova)</b>						<b>8.509,43</b>	<b>8.509,43</b>	<b>994,15</b>	<b>8.196,03</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2024	1,0	1,0	385,61	385,61	385,61	45,05	371,41
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Oiapoque	2024	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	3.817,68	446,02	3.677,08
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Oiapoque (CEA)	2024	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	3.817,68	446,02	3.677,08
MIM - 138 kV	Oiapoque	2024	1,0	1,0	244,23	244,23	244,23	28,53	235,24
MIM - 138 kV	Oiapoque (CEA)	2024	1,0	1,0	244,23	244,23	244,23	28,53	235,24

<b>SE 230 kV CARNOT (Nova)</b>					<b>19.344,46</b>	<b>19.344,46</b>	<b>2.260,00</b>	<b>18.632,01</b>
Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	4.729,02	552,49	4.554,85
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3368,50	3.368,50	3.368,50	393,54	3.244,44
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3016,26	3.016,26	3.016,26	352,39	2.905,17
<i>CRL (Conex. de Reator de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			1,0					
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			2,0					
MIG (Terreno Rural)	2024	1,0	1,0	7416,97	7.416,97	7.416,97	866,52	7.143,81
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	813,71	813,71	813,71	95,07	783,74
<b>SE 230/138 kV OIAPOQUE (Nova)</b>					<b>43.997,51</b>	<b>43.997,51</b>	<b>5.140,21</b>	<b>42.377,10</b>
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 30 MVA 3Φ	2024	2,0	1,0	3995,29	7.990,58	7.990,58	933,54	7.696,29
Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2024	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	4.729,02	552,49	4.554,85
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2024	2,0	1,0	3516,06	7.032,12	7.032,12	821,56	6.773,13
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2024	2,0	1,0	2574,32	5.148,64	5.148,64	601,51	4.959,02
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3368,50	3.368,50	3.368,50	393,54	3.244,44
<i>CRL (Conex. de Reator de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			1,0					
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			1,0					
MIG (Terreno Rural)	2024	1,0	1,0	8375,38	8.375,38	8.375,38	978,49	8.066,92
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	732,69	732,69	732,69	85,60	705,71
MIM - 230 kV	2024	1,0	1,0	1627,43	1.627,43	1.627,43	190,13	1.567,49
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>			1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	1976,89	1.976,89	1.976,89	230,96	1.904,08
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2024	1,0	1,0	3016,26	3.016,26	3.016,26	352,39	2.905,17
<b>SE 138/13,8 kV OIAPOQUE (CEA) (Nova)</b>					<b>20.814,11</b>	<b>20.814,11</b>	<b>2.431,70</b>	<b>20.047,54</b>
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	2024	2,0	1,0	2281,51	4.563,02	4.563,02	533,10	4.394,97
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2024	2,0	1,0	2574,32	5.148,64	5.148,64	601,51	4.959,02
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2024	2,0	1,0	1034,90	2.069,80	2.069,80	241,81	1.993,57
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	1976,89	1.976,89	1.976,89	230,96	1.904,08
MIG (Terreno Rural)	2024	1,0	1,0	6113,00	6.113,00	6.113,00	714,18	5.887,86
MIM - 13,8 kV	2024	1,0	1,0	210,07	210,07	210,07	24,54	202,33
MIM - 138 kV	2024	1,0	1,0	732,69	732,69	732,69	85,60	705,71

Tabela 12 - Estimativa de Investimentos associados à Alternativa de Distribuição – Interligação em 2031

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa ( R\$ x 1000 )				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						<b>365.784,94</b>	<b>213.432,00</b>	<b>70.257,19</b>	<b>213.432,00</b>
<b>LT 230 kV FERREIRA GOMES - CARNOT, C1 (Nova)</b>						<b>154.729,37</b>	<b>90.283,10</b>	<b>29.719,24</b>	<b>90.283,10</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 207 km - TERRENO		2031	207,0	1,0	502,32	103.980,24	60.671,47	19.971,73	60.671,47
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	Ferreira Gomes	2031	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	2.759,34	908,31	2.759,34
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	Carnot	2031	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	2.759,34	908,31	2.759,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Ferreira Gomes	2031	1,0	1,0	1574,74	1.574,74	918,85	302,46	918,85
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Carnot	2031	1,0	1,0	1574,74	1.574,74	918,85	302,46	918,85
MIG-A	Ferreira Gomes	2031	1,0	1,0	1914,80	1.914,80	1.117,27	367,78	1.117,27
MIM - 230 kV	Ferreira Gomes	2031	1,0	1,0	406,86	406,86	237,40	78,15	237,40
MIM - 230 kV	Carnot	2031	1,0	1,0	406,86	406,86	237,40	78,15	237,40
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 47 km - TORRES AL		2031	47,0	1,5	753,47	35.413,09	20.663,20	6.801,88	20.663,20
<b>LT 230 kV CARNOT - OIAPOQUE, C1 (Nova)</b>						<b>118.390,06</b>	<b>69.079,46</b>	<b>22.739,46</b>	<b>69.079,46</b>
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 19 km - TERRENO N		2031	19,0	1,0	552,55	10.498,45	6.125,74	2.016,46	6.125,74
Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 120 km - TORRES A		2031	120,0	1,5	753,47	90.416,40	52.757,10	17.366,50	52.757,10
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	Oiapoque	2031	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	2.759,34	908,31	2.759,34
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Oiapoque	2031	1,0	1,0	1574,74	1.574,74	918,85	302,46	918,85
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Carnot	2031	1,0	1,0	4975,44	4.975,44	2.903,12	955,64	2.903,12
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Oiapoque	2031	1,0	1,0	4975,44	4.975,44	2.903,12	955,64	2.903,12
MIM - 230 kV	Carnot	2031	1,0	1,0	406,86	406,86	237,40	78,15	237,40
MIM - 230 kV	Oiapoque	2031	1,0	1,0	813,71	813,71	474,79	156,29	474,79
<b>LT 138 kV OIAPOQUE - OIAPOQUE (CEA), C1 (Nova)</b>						<b>8.509,43</b>	<b>4.965,17</b>	<b>1.634,43</b>	<b>4.965,17</b>
Circuito Simples 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 1 km		2031	1,0	1,0	385,61	385,61	225,00	74,07	225,00
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Oiapoque	2031	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	2.227,58	733,27	2.227,58
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Oiapoque (CEA)	2031	1,0	1,0	3817,68	3.817,68	2.227,58	733,27	2.227,58
MIM - 138 kV	Oiapoque	2031	1,0	1,0	244,23	244,23	142,51	46,91	142,51
MIM - 138 kV	Oiapoque (CEA)	2031	1,0	1,0	244,23	244,23	142,51	46,91	142,51



<b>SE 230 kV CARNOT (Nova)</b>					<b>19.344,46</b>	<b>11.287,31</b>	<b>3.715,54</b>	<b>11.287,31</b>
Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2031	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	2.759,34	908,31	2.759,34
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	2031	1,0	1,0	3368,50	3.368,50	1.965,49	647,00	1.965,49
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2031	1,0	1,0	3016,26	3.016,26	1.759,96	579,34	1.759,96
<i>CRL (Conex. de Reator de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			1,0					
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			2,0					
MIG (Terreno Rural)	2031	1,0	1,0	7416,97	7.416,97	4.327,73	1.424,60	4.327,73
MIM - 230 kV	2031	1,0	1,0	813,71	813,71	474,79	156,29	474,79
<b>SE 230/138 kV OIAPOQUE (Nova)</b>					<b>43.997,51</b>	<b>25.672,12</b>	<b>8.450,71</b>	<b>25.672,12</b>
1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 30 MVA 3Φ	2031	2,0	1,0	3995,29	7.990,58	4.662,43	1.534,77	4.662,43
Reator de Barra 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ	2031	1,0	1,0	4729,02	4.729,02	2.759,34	908,31	2.759,34
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2031	2,0	1,0	3516,06	7.032,12	4.103,17	1.350,68	4.103,17
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2031	2,0	1,0	2574,32	5.148,64	3.004,18	988,91	3.004,18
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	2031	1,0	1,0	3368,50	3.368,50	1.965,49	647,00	1.965,49
<i>CRL (Conex. de Reator de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			1,0					
<i>EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4</i>			1,0					
MIG (Terreno Rural)	2031	1,0	1,0	8375,38	8.375,38	4.886,95	1.608,68	4.886,95
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	732,69	732,69	427,52	140,73	427,52
MIM - 230 kV	2031	1,0	1,0	1627,43	1.627,43	949,59	312,58	949,59
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>			1,0					
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2031	1,0	1,0	1976,89	1.976,89	1.153,50	379,71	1.153,50
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2031	1,0	1,0	3016,26	3.016,26	1.759,96	579,34	1.759,96
<b>SE 138/13,8 kV OIAPOQUE (CEA) (Nova)</b>					<b>20.814,11</b>	<b>12.144,83</b>	<b>3.997,82</b>	<b>12.144,83</b>
1° e 2° TF 138/13,8 kV, 2 x 20 MVA 3Φ	2031	2,0	1,0	2281,51	4.563,02	2.662,48	876,43	2.662,48
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2031	2,0	1,0	2574,32	5.148,64	3.004,18	988,91	3.004,18
CT (Conexão de Transformador) 13,8 kV, Arranjo BS	2031	2,0	1,0	1034,90	2.069,80	1.207,71	397,55	1.207,71
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2031	1,0	1,0	1976,89	1.976,89	1.153,50	379,71	1.153,50
MIG (Terreno Rural)	2031	1,0	1,0	6113,00	6.113,00	3.566,88	1.174,14	3.566,88
MIM - 13,8 kV	2031	1,0	1,0	210,07	210,07	122,57	40,35	122,57
MIM - 138 kV	2031	1,0	1,0	732,69	732,69	427,52	140,73	427,52

## 6. ASPECTOS SOCIOAMBIENTAIS DAS ALTERNATIVAS DE DISTRIBUIÇÃO E TRANSMISSÃO

Foram consideradas nos estudos elétricos as seguintes alternativas para a interligação de Oiapoque (Amapá, na fronteira com a Guiana Francesa) ao SIN, ambas compostas por linhas de transmissão situadas inteiramente no estado no Amapá:

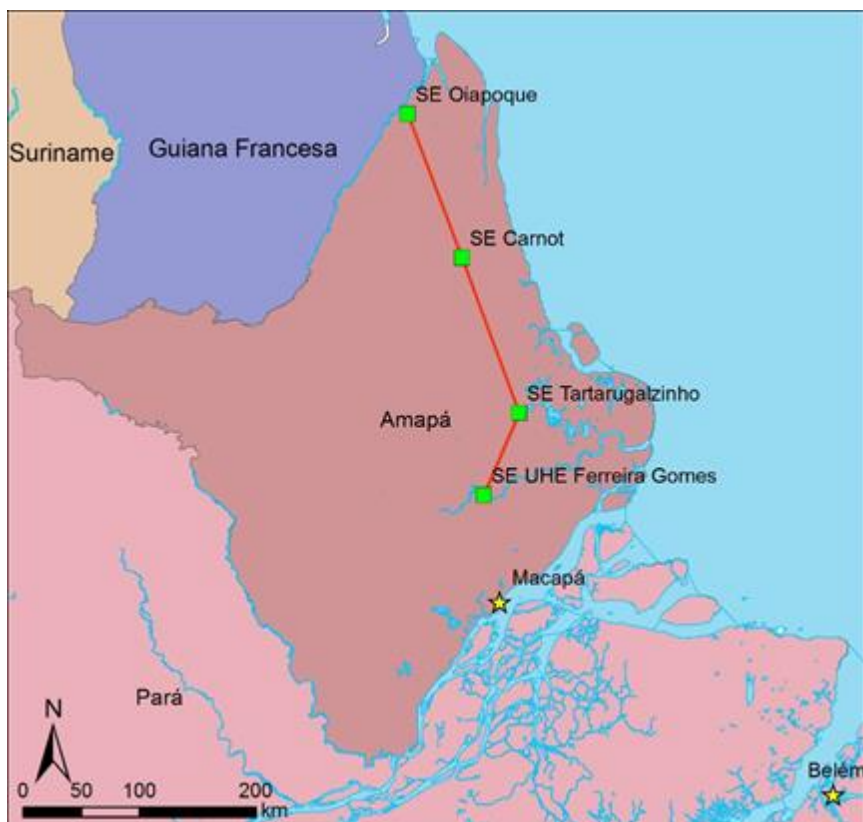
- Alternativa de Rede Básica, composta por:

- LT 230 kV Ferreira Gomes – Carnot
- LT 230 kV Carnot – Oiapoque

- Alternativa de Distribuição, composta por:

- LT 138 kV Tartarugalzinho – Carnot
- LT 138 kV Carnot – Oiapoque

A Figura 5 apresenta de forma esquemática essas linhas de transmissão e respectivas subestações.



**Figura 5 - Traçado esquemático das interligações estudadas e subestações associadas**

O traçado proposto para as linhas das alternativas de transmissão e distribuição para conexão desde Ferreira Gomes e Tartarugalzinho, respectivamente, a Oiapoque atravessa os dois principais ambientes naturais do estado do Amapá. No trecho entre as sedes de Ferreira Gomes e Calçoene, predominam as fitofisionomias de savana, a partir de Calçoene até Oiapoque, as fitofisionomias florestais representativas do bioma Amazônia.

Apresenta-se a seguir uma breve descrição dos três trechos que compõem as linhas das duas alternativas consideradas.

### **6.1. Trecho Ferreira Gomes – Carnot (em 230 kV)**

Entre Ferreira Gomes e Tartarugalzinho, o traçado segue paralelo à rodovia BR-156, atravessando áreas campestres, com pequenas parcelas de reflorestamento, mas com predominância de campos ocupados com pecuária de animais de grande porte. O traçado atravessa também várias áreas com títulos minerários, para minério de ferro, todos em fase de pesquisa (requerimento e autorização). Próximo à sede municipal de Tartarugalzinho há um trecho de várzea no vale do rio Macari. No entorno da sede há algumas áreas com títulos minerários, em fase de pesquisa, para minério de ouro, de ferro e zinco. A partir de Tartarugalzinho até Calçoene, ainda paralelo à estrada, o traçado segue por áreas de savana. Entre Calçoene e Carnot, atravessa áreas de vegetação nativa, dentro da Floresta Estadual do Amapá e do Projeto de Assentamento Carnot (Figura 6).

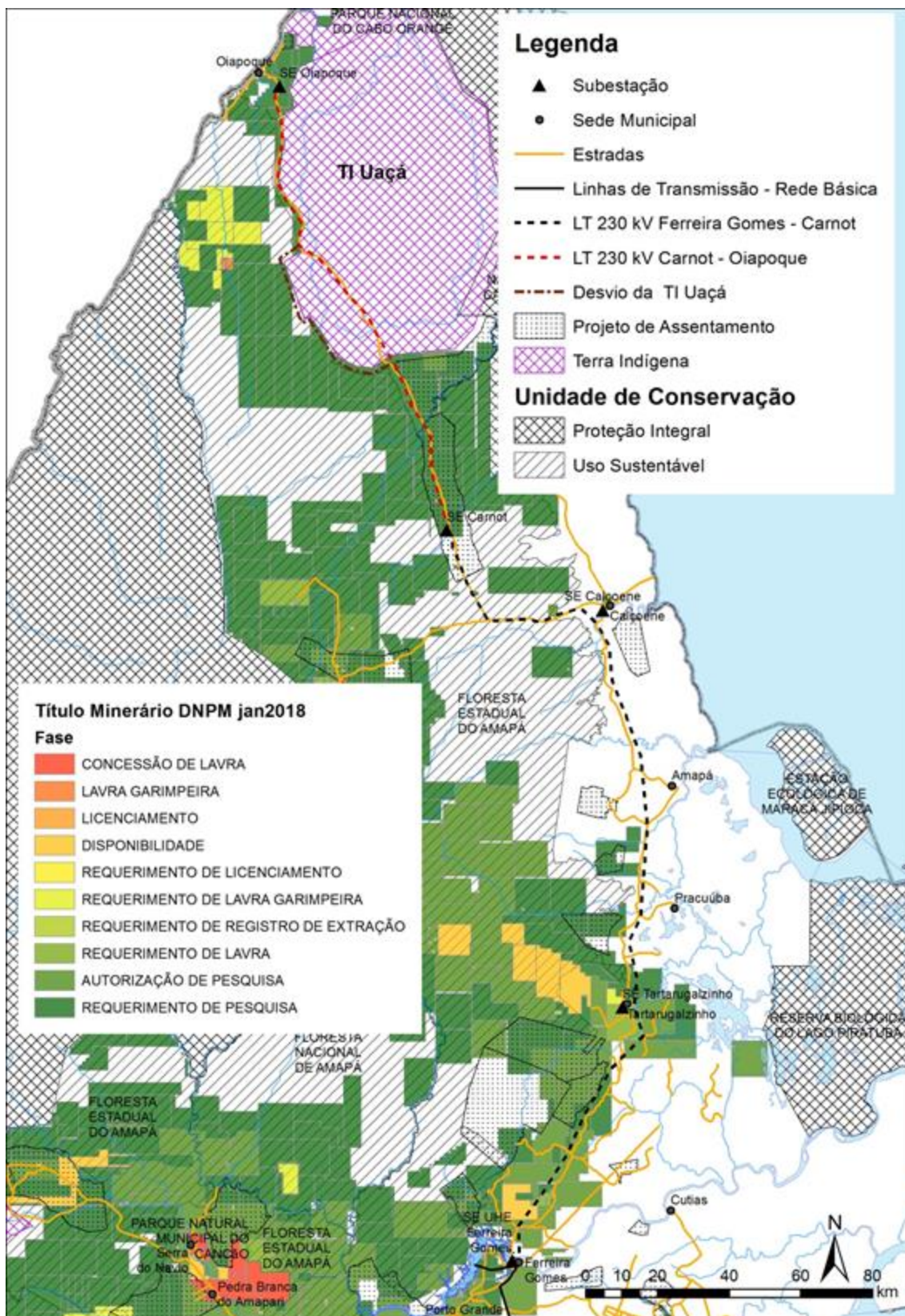


Figura 6 - Traçado da alternativa da Rede Básica (230 kV)

Neste trecho, assim como para o trecho Tartarugalzinho – Carnot (em 138 kV), o traçado atravessa uma área prioritária para conservação da biodiversidade - APCB, cuja a ação proposta é a criação de unidade de conservação para proteção da área de savana do Amapá (Figura 7).

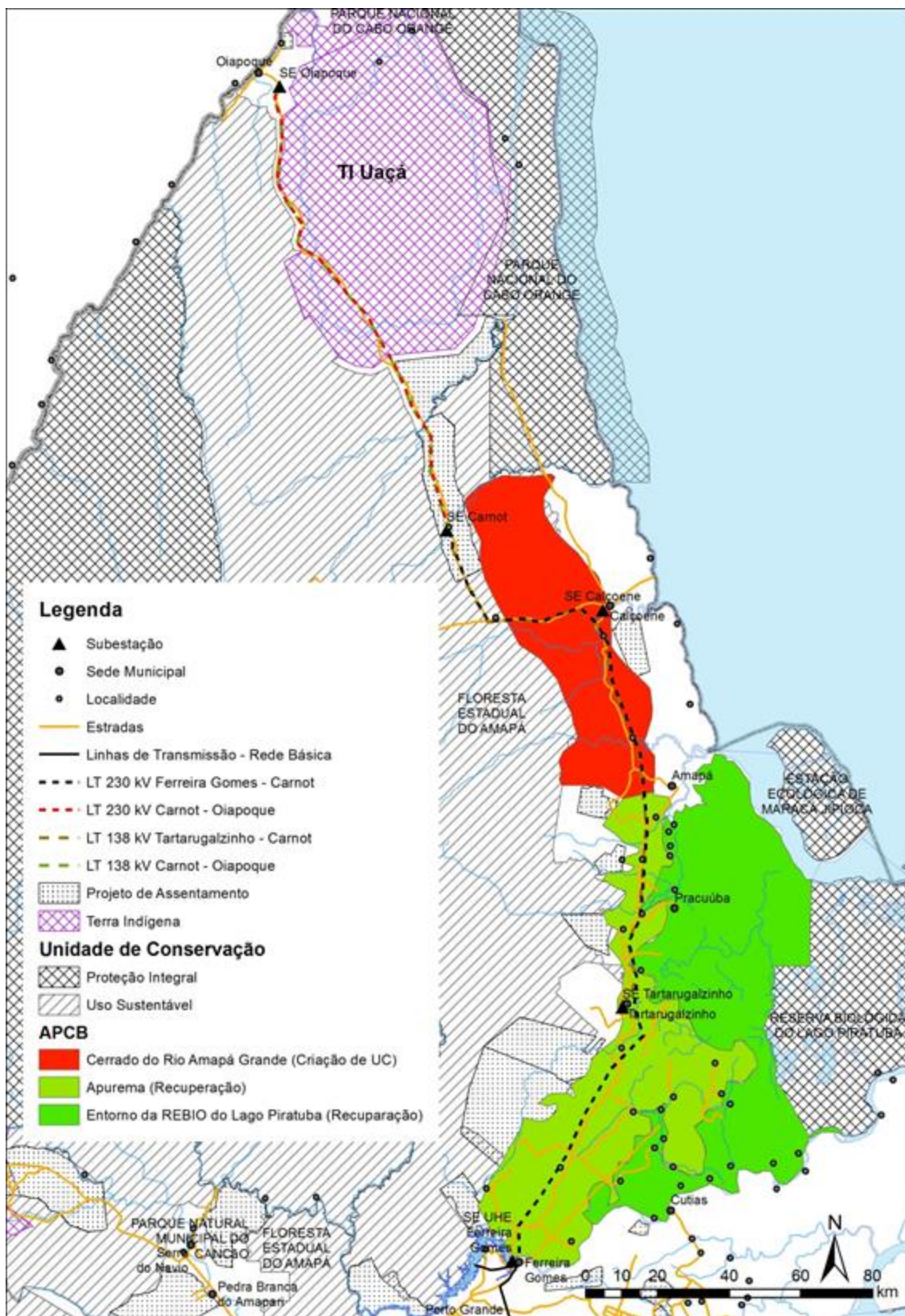


Figura 7 - Traçado das alternativas e APCBs

## 6.2. Trecho Tartarugalzinho – Carnot (em 138 kV)

Neste trecho, o traçado segue paralelo à BR-156, até Calçoene, por áreas de savana. Entre Calçoene e Carnot, atravessa áreas de vegetação nativa (Figura 8), dentro da Floresta Estadual do Amapá e do Projeto de Assentamento Carnot (Figura 9).

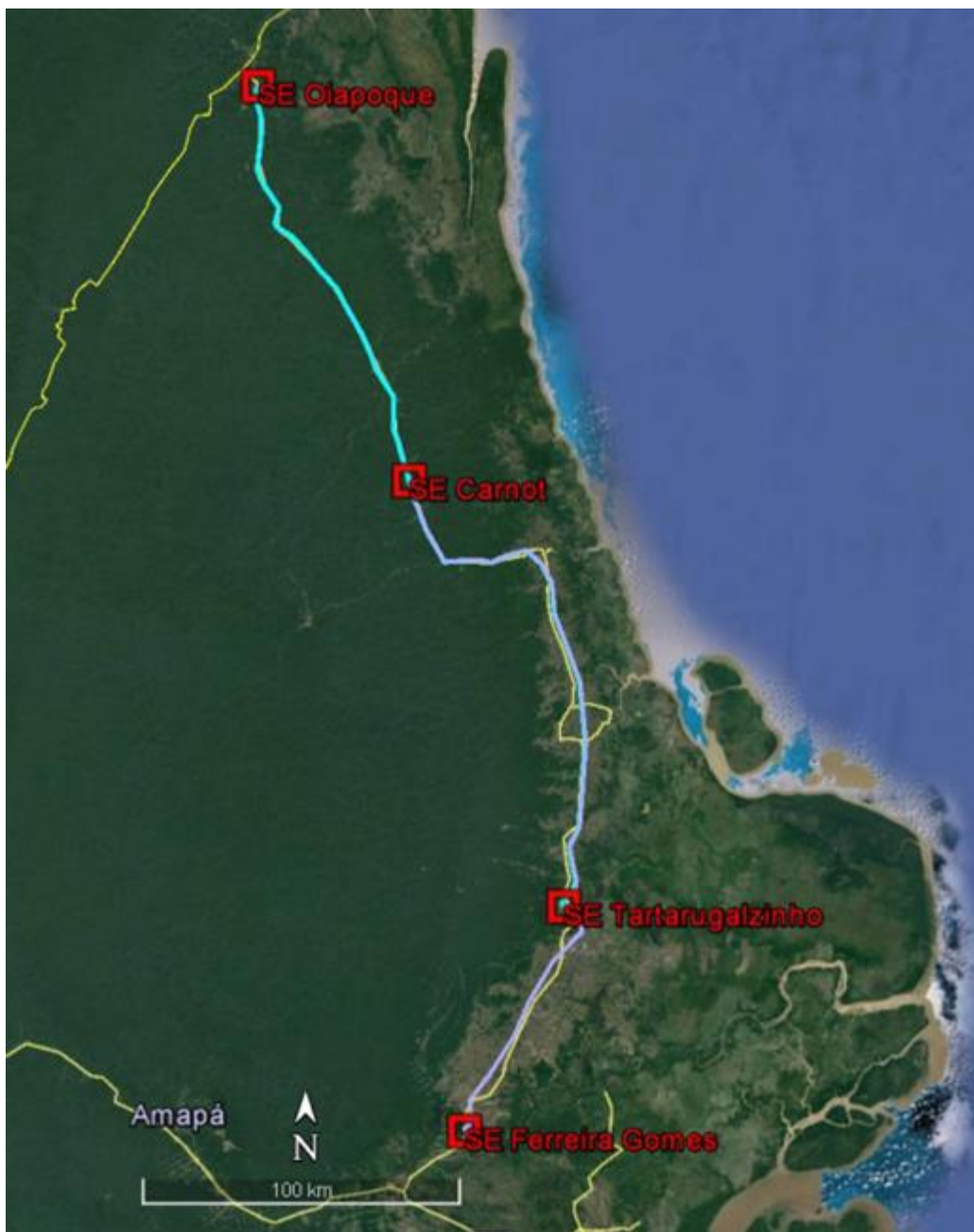
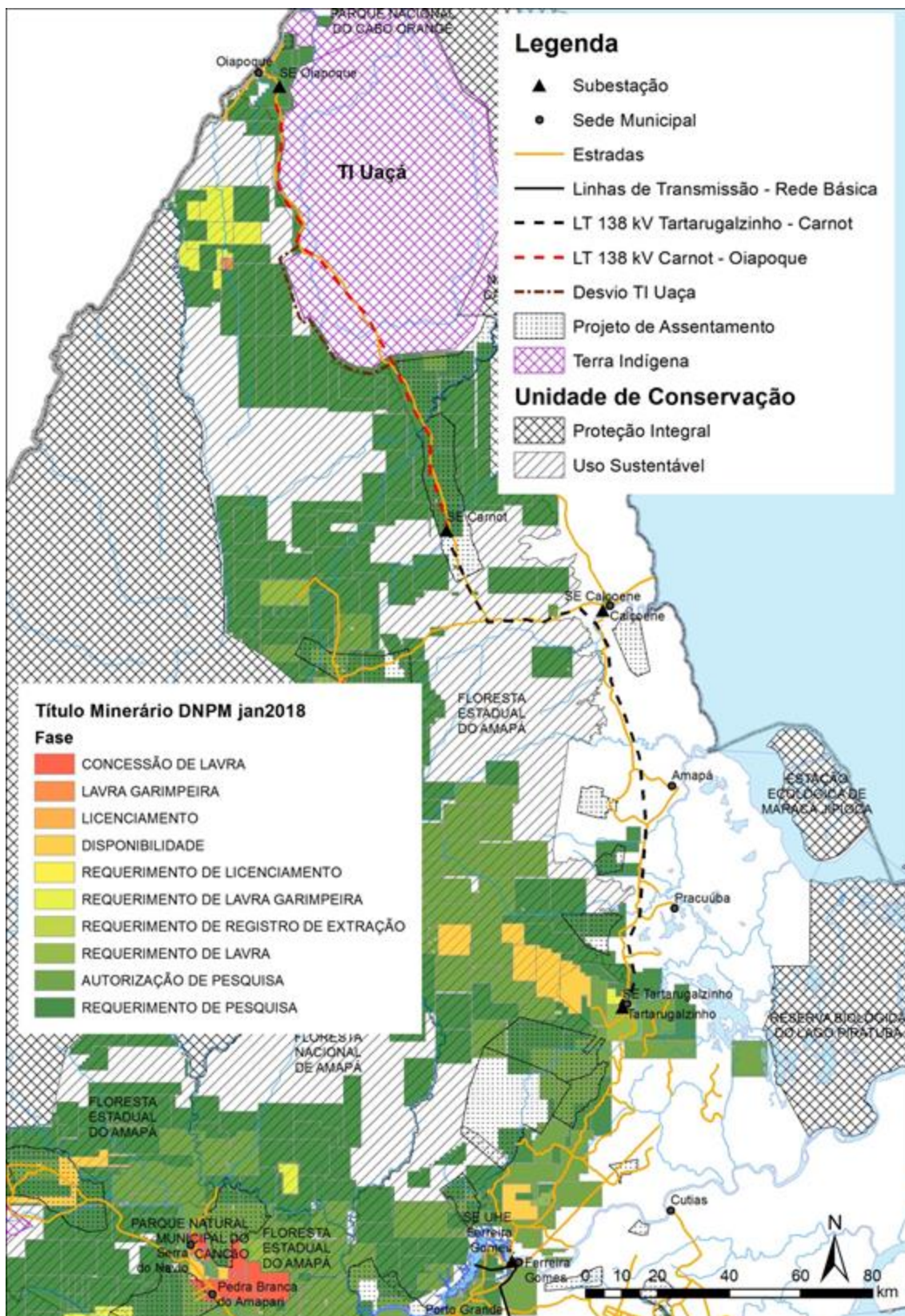


Figura 8 - Localização das LTs e SEs e cobertura vegetal





### 6.3. Trecho Carnot – Oiapoque (em 230 kV ou em 138 kV)

O traçado segue paralelo à rodovia BR-156, entre Carnot e Oiapoque, em área de vegetação nativa, inicialmente, dentro dos projetos de assentamentos Carnot e Vila Velha do Cassiporé (onde há requerimentos de pesquisa para nióbio, ouro e ferro), depois atravessando a TI Uaçá. O trecho dentro da TI Uaçá pode ser contornado com 15 km de extensão adicional, atravessando-se a Floresta Estadual do Amapá. Após sair da TI Uaçá, o traçado segue numa faixa estreita seguindo a BR-156, entre a mencionada TI e a zona de amortecimento da Floresta Estadual do Amapá. Neste último trecho, há uma sequência de títulos minerários, na fase de requerimento de pesquisa, para granito, titânio, zinco, ouro e níquel.

### 6.4. Considerações sobre as interferências em áreas protegidas e vegetação nativa

Comparando as alternativas de transmissão e distribuição consideradas, ambas as alternativas interferem em áreas protegidas (terra indígena e unidade de conservação), sendo que é possível desviar da terra indígena, mas ainda assim passando num trecho da Floresta Estadual do Amapá. Considerando os trechos fora de áreas protegidas, as alternativas interferem em áreas de floresta nativa. Da mesma forma, ambas atravessam assentamentos rurais e áreas com títulos minerários.

**Tabela 13 - Comparação das LTs e LDs que compõem as duas alternativas**

LT / LD	Extensão (km)	Extensão em áreas protegidas		Extensão em floresta fora de TI e UC (km)
		Extensão em TI (km)	Extensão em UC (km)	
<b>LT 230 kV Ferreira Gomes - Oiapoque - atravessando a TI</b>				
LT Ferreira Gomes – Carnot	254	-	32	35
LT Carnot – Oiapoque	139	39	-	52
<b>Total</b>	<b>393</b>	<b>39</b>	<b>32</b>	<b>87</b>
<b>LT 230 kV Ferreira Gomes - Oiapoque - desviando da TI</b>				
LT Ferreira Gomes – Carnot	254	-	32	35
LT Carnot – Oiapoque	155	-	39	52
<b>Total</b>	<b>409</b>	<b>-</b>	<b>71</b>	<b>87</b>
<b>LD 138 kV Tartarugalzinho - Carnot - atravessando a TI</b>				
LD Tartarugalzinho – Carnot	172	-	31	31
LD Carnot – Oiapoque	139	39	-	52
<b>Total</b>	<b>311</b>	<b>39</b>	<b>31</b>	<b>83</b>
<b>LD 138 kV Tartarugalzinho - Carnot - desviando da TI</b>				
LD Tartarugalzinho – Carnot	172	-	31	31
LD Carnot – Oiapoque	155	-	39	52
<b>Total</b>	<b>327</b>	<b>-</b>	<b>70</b>	<b>83</b>

## 7. CENÁRIOS

### 7.1. Cenário 1: Entrada em operação da PCH em 2021 e Interligação em 2024

- **Sem interligação**

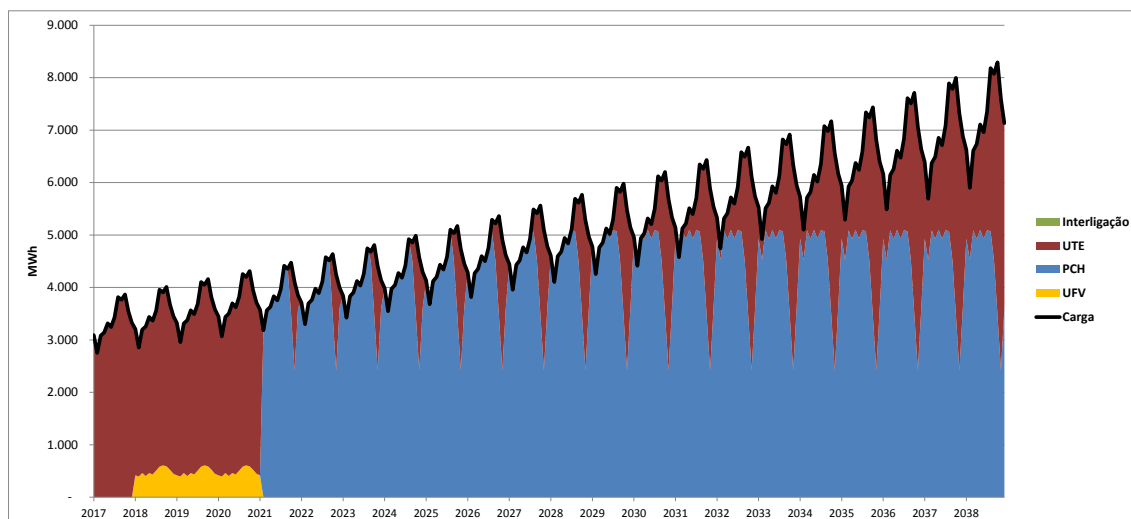
Para avaliação do custo total de geração sem a interligação (mantendo isolado o sistema elétrico de Oiapoque permanecendo isolado), considerou-se a PCH entrando em operação em 2021, com consequentemente desativação da UFV, e calculou-se o valor presente líquido (VLP), em 2024, do custo total de atendimento ao sistema, baseado nas premissas:

- De 2024 a 2030 – a PCH Salto Cafesoca e a UTE Oiapoque suprem a carga, conforme contrato, com a remuneração prevista no contrato para o período 2;
- De 2028 a 2038 – Necessidade de ampliação de 6,5 MW do parque gerador, ao custo de R\$ 800/kW.ano.
- Após 2030 – sem a interligação há a necessidade manter a geração local. Assim, foi considerado o contrato com remuneração prevista nos moldes do período 1, uma vez que a manutenção da remuneração pelos valores do período 2 poderia ser insuficiente para uma nova usina termelétrica, com o custo variável incidindo somente sobre a geração térmica.

A Figura 10 apresenta o suprimento, por fonte, ao mercado isolado do Oiapoque, no horizonte 2017 a 2038.

Percebe-se que nos anos iniciais, quando a fotovoltaica está disponível, ela contribui para redução da geração a diesel. Quando a PCH entra em operação, a UFV deixa de operar, enquanto a termelétrica apenas complementa a geração nos meses de menor geração hidrelétrica.

Essa solução apresentou um custo total de geração da ordem de R\$ 361 milhões (VPL).



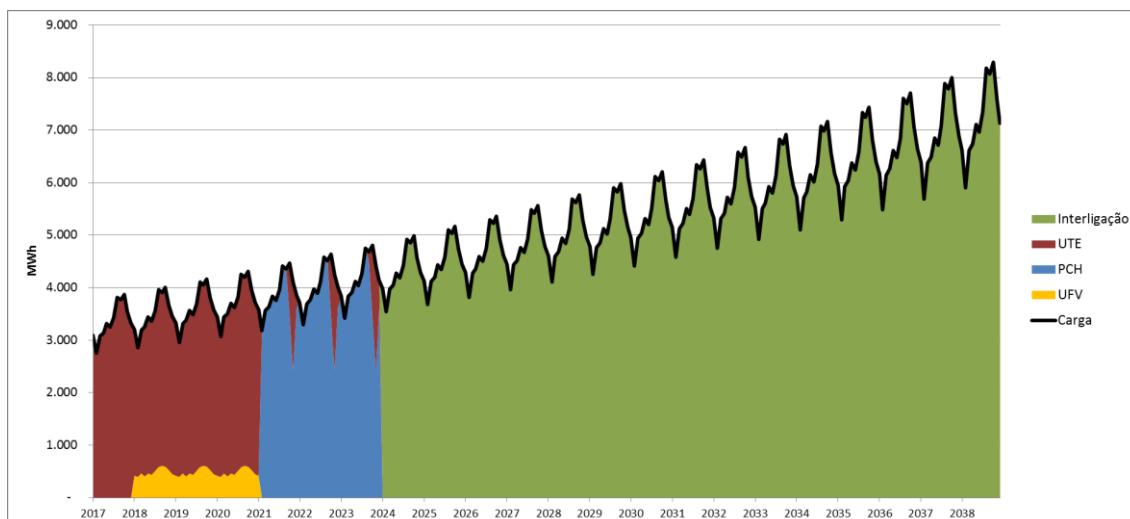
**Figura 10 – Atendimento ao mercado isolado do Oiapoque – de 2017 a 2038**

- **Interligando a partir de 2024**

Ao se considerar a interligação na avaliação do custo total, já não é mais necessário ampliar o parque gerador, ficando definidos os períodos:

- A partir de 2024 – com a entrada da interligação, a compra da energia para atendimento ao Oiapoque já não ocorrerá diretamente das usinas da região, mas sim da energia proveniente do SIN;
- De 2024 a 2030 – o contrato das usinas é honrado, sendo mantida a remuneração da Receita Fixa, nos valores do período 2.

A Figura 11 apresenta esse suprimento para o horizonte 2017 a 2038. A interligação em 138 kV (distribuição) apresentou custo (VPL) de aproximadamente R\$ 507 milhões e em 230 kV (transmissão) cerca de R\$ 626 milhões.



**Figura 11 - Atendimento ao mercado do Oiapoque com interligação em 2024**

A tabela abaixo resume os valores encontrados para o cenário 1, onde pode ser observado que a alternativa com menor custo para o horizonte avaliado é a de manter Oiapoque isolado. Esse resultado demonstra que em termos econômicos, para os cenários em que a PCH faz parte do parque gerador, não vale a pena interligar o Oiapoque ao SIN até o término do contrato de geração com a Voltalia (2030), especialmente em função da necessidade de pagamento da receita fixa desse contrato.

**Tabela 14 – Resumo dos resultados do Cenário 1**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição Milhões R\$	Custo Energia SIN Milhões R\$	Custo Perdas Milhões R\$	Custo Geração local Milhões R\$	Total Milhões R\$	Diferencial
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0	361	361	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	233	129	15	130	507	<b>140,41%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	366	129	1	130	626	<b>173,41%</b>

Importante ressaltar que ao se considerar a interligação do sistema isolado do Oiapoque ao SIN em 2024, o custo variável da geração para o período 2024-2030 deixaria de ser de R\$ 134/MWh para assumir o valor do CME (R\$ 217/MWh), com toda a energia sendo suprida pelo SIN, via sistema de distribuição ou transmissão, e os contratos de geração sendo honrados através do pagamento da parcela fixa. No

cenário seguinte, a interligação do Oiapoque ao SIN se dará apenas após o término contrato, ou seja, 2031. Nesse caso, no período compreendido entre 2024 e 2030, toda a energia necessária para suprimento às cargas do Oiapoque seria fornecida pelas fontes locais, com custo variável da geração de R\$ 134/MWh.

## **7.2. Cenário 2: Entrada em operação da PCH em 2021 e Interligação em 2031**

- **Sem interligação**

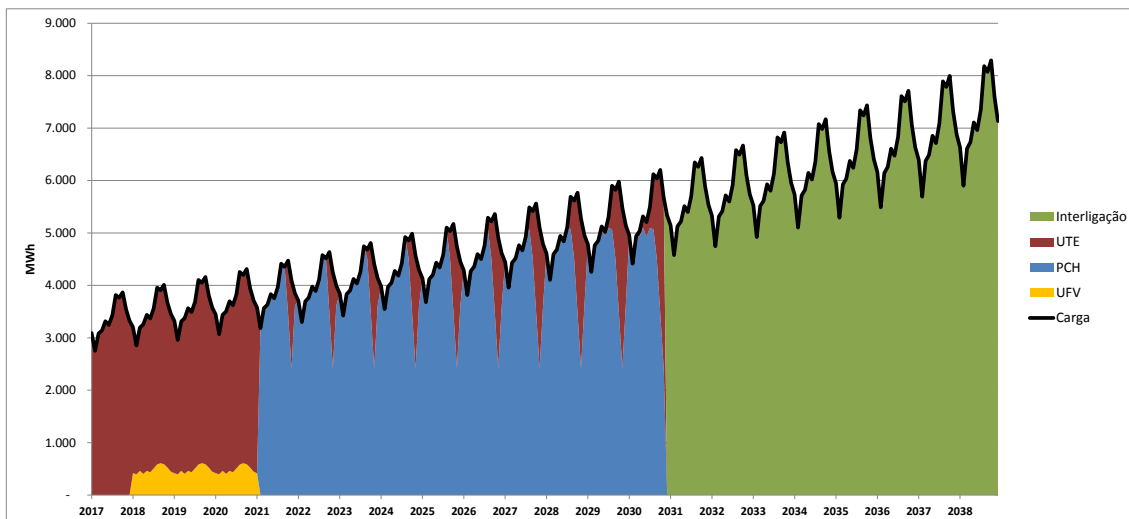
Para atendimento ao mercado isolado do Oiapoque até 2038, sem a interligação, nada muda em relação ao cenário anterior, sendo mantido o custo de R\$ 361 milhões.

- **Interligando a partir de 2031**

Ao se considerar a interligação do Oiapoque ao SIN apenas em 2031, algumas diferenças são observadas em relação ao cenário anterior:

- De 2024 a 2030 – a PCH Salto Cafesoca e a UTE Oiapoque suprem a carga, conforme contrato, com remuneração prevista no contrato para o período 2;
- De 2028 a 2030 – o mercado supera a geração instalada, sendo necessário alugar unidades geradoras para compensar essa diferença – 1,4 MW a R\$ 1.200/kW.ano;
- Após 2030 – com a interligação, passa-se a considerar que toda a energia necessária para atendimento do mercado do Oiapoque será adquirida ao valor do CME;

A Figura 12 apresenta esse suprimento para o horizonte 2017 a 2038.



**Figura 12 - Atendimento ao mercado do Oiapoque com interligação em 2031**

A interligação em nível de distribuição apresentou custo de R\$ 380 milhões, e em nível de transmissão R\$ 450 milhões, como pode ser observado na tabela abaixo.

**Tabela 15 - Resumo dos resultados do Cenário 2**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0	361	361	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	136	60	8	176	380	<b>105,25%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	213	60	1	176	450	<b>124,72%</b>

Nesse cenário, as Alternativas 1 (Geração) e 2 (Distribuição), apresentam custos totais diferindo em torno de 5%, caracterizando um empate técnico entre essas duas alternativas.

Portanto, considerando-se que a Alternativa 2 (Distribuição) é a alternativa que, intrinsecamente, traz o benefício de se constituir em uma solução mais robusta, dotando o sistema de capacidade de suprimento além do horizonte analisado, ou para expansões de mercado que extrapolem às previsões consideradas neste estudo, conclui-se que a partir do término do contrato com a Voltalia, passa a ser atraente em

termos econômicos, a interligação do Oiapoque ao SIN por meio de sistema de distribuição, ratificando os resultados obtidos para o Cenário 1.

### **7.3. Cenário 3: Sem PCH (maior custo de geração) e Interligação em 2024**

Como visto anteriormente, a geração da PCH leva a uma substancial redução do custo de geração no segundo período contratual, fazendo com que a manutenção de Oiapoque como um sistema isolado se mostre como sendo uma opção mais interessante economicamente no horizonte avaliado.

O Cenário 3 apresenta uma análise de sensibilidade com o objetivo de avaliar a atratividade econômica das alternativas de interligação, sem levar em consideração a PCH Salto Cafesoca caso não houvesse a PCH, ou seja, se a localidade fosse atendida somente pela geração termelétrica e fotovoltaica.

Ainda que tal cenário não represente a geração efetivamente contratada, o mesmo pode caracterizar uma condição eventual em que a PCH não entre em operação em decorrência das dificuldades enfrentadas para o seu licenciamento ambiental.

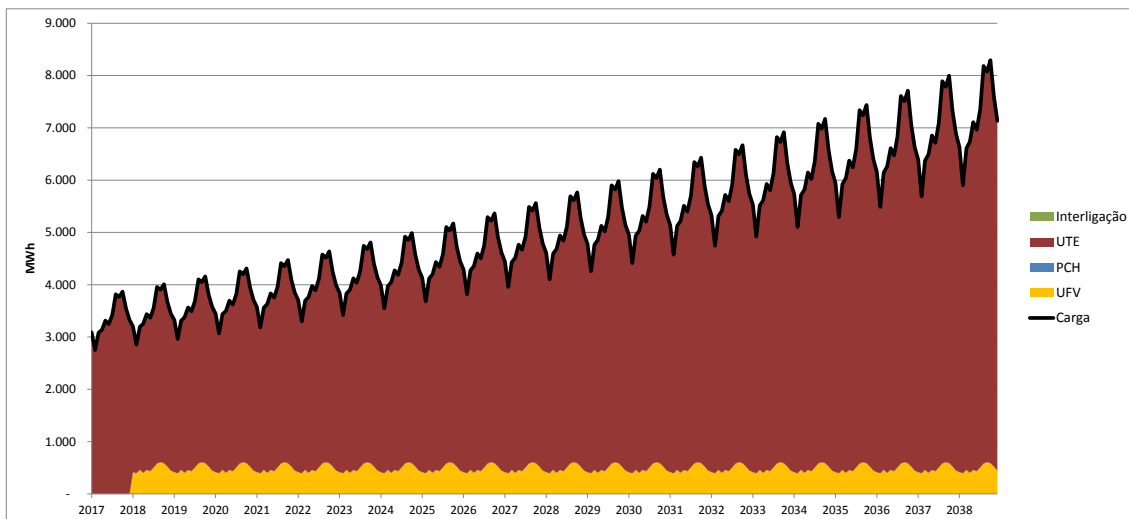
Para essa análise de sensibilidade, foi considerada a remuneração do contrato de operação aos custos do período 1 – R\$ 28 milhões de receita fixa e R\$ 715/MWh de variável.

- **Sem interligação**

Sem a entrada em operação da PCH Salto Cafesoca, a UFV Oiapoque não é desmobilizada e, em um cenário isolado, os períodos avaliados são:

- De 2024 a 2030 - a UTE e a UFV Oiapoque operam durante todo o período contratual, com a remuneração do período 1;
- De 2028 a 2038 – Necessidade de ampliação de 6,5 MW do parque gerador, ao custo de (R\$ 800/kW.ano);
- Após 2030 – sem a interligação, há a necessidade de manter a geração local. Assim, foi considerado o contrato com remuneração prevista nos moldes do período 1, uma vez que a manutenção da remuneração pelos valores do período 2 poderia ser insuficiente para uma nova usina termelétrica, com o custo variável incidindo somente sobre a geração térmica.

Sem a entrada da PCH e da interligação, o perfil de geração segue como indicado na Figura 13.



**Figura 13 - Atendimento ao mercado do Oiapoque sem interligação e sem a PCH**

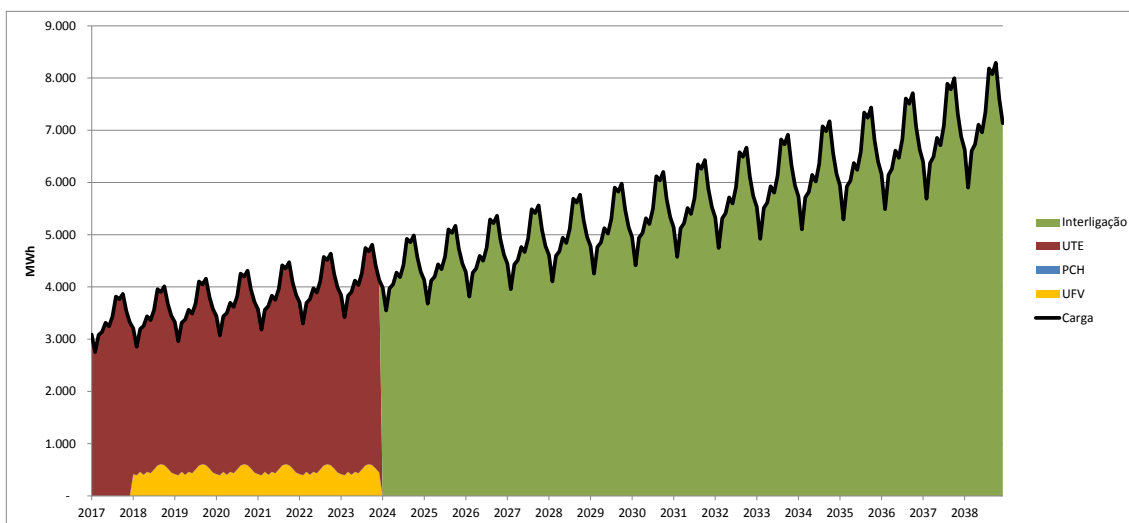
Nessas condições, sem que o sistema venha a ser interligado, o custo total de geração é da ordem de R\$ 701 milhões.

- **Interligando a partir de 2024**

Com a interligação em 2024, os custos em cada período ficam assim resumidos:

- De 2024 a 2030 – Honra-se o contrato com o pagamento da Receita fixa valorada ao período 1. Como o custo da parcela variável do período 1 é superior ao CME, e o sistema já estaria interligado, toda a energia necessária para o atendimento do Oiapoque será proveniente do SIN;
- Após 2030 – Com o término do contrato, somente é considerado o custo da compra de energia do SIN ao valor do CME.

A figura abaixo representa a geração considerada.



**Figura 14 - Atendimento ao mercado do Oiapoque sem PCH com interligação em 2024**



A interligação em nível de distribuição apresentou custo de R\$ 536 milhões e em de transmissão, R\$ 655 milhões, indicando que, se não houvesse a PCH e o contrato fosse remunerado aos valores do período 1, a interligação (por distribuição) em 2024 se mostraria mais vantajosa do que manter a localidade isolada, como observado na Tabela 16.

**Tabela 16 – Resumo dos custos referentes ao Cenário 3**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0	701	701	<b>130,75%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	233	129	16	158	536	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	366	129	2	158	655	<b>122,23%</b>

#### **7.4. Cenário 4: Sem PCH (maior custo de geração) e Interligação em 2031**

Semelhante ao cenário anterior, porém busca avaliar o impacto da interligação somente após o término do contrato de geração.

- **Sem interligação**

É o mesmo do cenário anterior, apresentado custo de geração da ordem de R\$ 701 milhões. O perfil de geração é o mesmo observado na Figura 13.

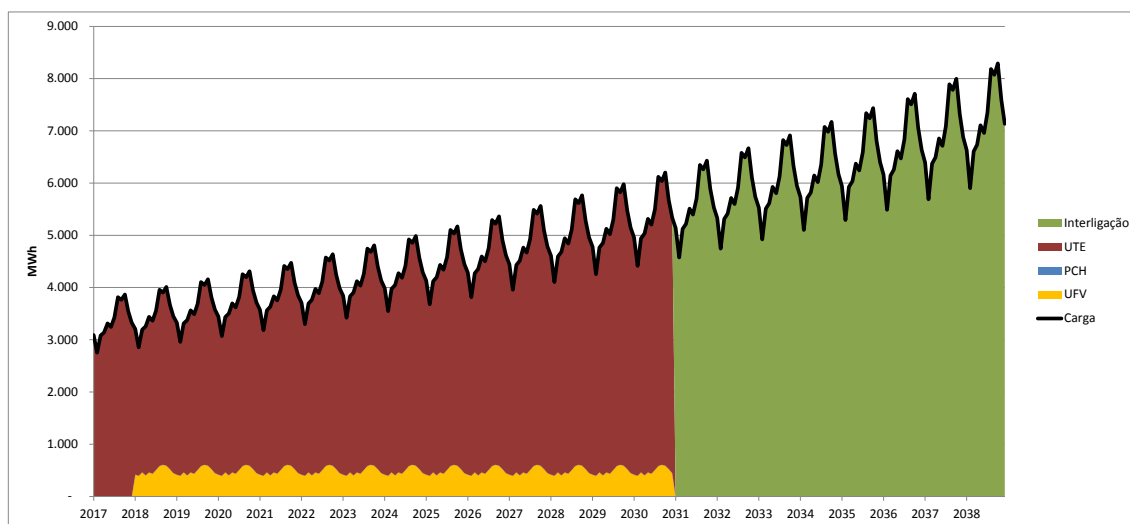
- **Interligando a partir de 2031**

Com a interligação em 2031, os custos de cada período ficam assim resumidos:

- De 2024 a 2030 – Honra-se o contrato de geração, com o pagamento da receita fixa e variável valoradas ao período 1, de maior valor por não ter a contribuição da PCH;

- De 2028 a 2030 – A carga local supera a geração instalada, sendo necessária ampliação da termelétrica em 1,4 MW, cujo custo considerado foi de R\$ 1.200/MWh;
- Após 2030 – Com interligação, toda a energia necessária para atendimento virá do SIN, ao valor do CME.

A figura abaixo mostra o perfil de geração considerado.



**Figura 15 - Atendimento ao mercado do Oiapoque sem PCH com interligação em 2031**

A interligação por meio de sistema de distribuição apresentou custo da ordem de R\$ 596 milhões e por meio de sistema de transmissão ficou em cerca de R\$ 666 milhões, indicando que, não havendo a PCH e com interligação em 2031, a conexão ao SIN por sistema de distribuição seria vantajosa. O custo dessa alternativa, todavia, é superior à do cenário anterior (sem PCH e com interligação em 2024), mostrando que caso não houvesse o benefício da redução de custo da geração, promovido pela presença da PCH, a antecipação da interligação seria ainda mais vantajosa.

**Tabela 17 – Resumo dos custos referentes ao Cenário 4**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0,00	701	701	<b>117,58%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	136	59	8	393	596	<b>100,00%</b>

<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	213	59	1	393	666	<b>111,80%</b>
--------------------------------------	-----	----	---	-----	-----	----------------

## 7.5. Cenário 5: Sem PCH (mantendo custo de geração) e Interligação em 2024

Similar ao cenário 3, porém considerando a remuneração do contrato de geração nos termos originalmente previstos (períodos 1 e 2), ou seja, supondo que a PCH não se viabilize (por dificuldades com o seu licenciamento ambiental, por exemplo) e ainda assim o gerador tenha sua remuneração reduzida após o quinto ano. Dito de outra forma, não seria considerado excludente de responsabilidade (hipótese prevista em edital) caso a PCH não se concretize, ao contrário do considerado nos cenários 3 e 4.

Assim, a partir do sexto ano de suprimento, o contrato vigorará com os custos do período 2 (R\$ 23 milhões de receita fixa e R\$ 314/MWh de variável).

- **Sem interligação**

Sem a entrada em operação da PCH Salto Cafesoca, a UFV Oiapoque não é desmobilizada e, em um cenário isolado, os períodos avaliados são:

- De 2024 a 2030 - a UTE e a UFV Oiapoque operam durante todo o período contratual, com a remuneração do período 2;
- De 2028 a 2038 – Necessidade de ampliação de 6,5 MW do parque gerador, ao custo de (R\$ 800/kW.ano).
- Após 2030 – sem a interligação, há a necessidade de manter a geração local. Assim, foi considerado o contrato com remuneração prevista nos moldes do período 1, uma vez que a manutenção da remuneração pelos valores do período 2 poderia ser insuficiente para uma nova usina termelétrica, com o custo variável incidindo somente sobre a geração térmica

Sem a entrada da PCH e da interligação, o perfil de geração segue como indicado na Figura 13. E o custo dessa solução é da ordem de R\$485 milhões.

- **Interligando a partir de 2024**

Com a interligação em 2024, os preços de cada período ficam assim resumidos:

- A partir de 2024 – com a entrada da interligação, a compra da energia para atendimento ao Oiapoque já não ocorrerá diretamente das usinas da região, mas sim da energia proveniente do SIN;
- De 2024 a 2030 – Honra-se o contrato, com o pagamento da Receita fixa valorada ao período 2;
- Após 2030 – Com o término do contrato somente é considerado o custo da compra de energia do SIN ao valor do CME.

A interligação em nível de distribuição apresentou custo da ordem de R\$ 508 milhões e em de transmissão de aproximadamente R\$ 627 milhões. A tabela abaixo apresenta um resumo dos custos encontrados.

**Tabela 18 – Resumo dos custos referentes ao Cenário 5**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0	485	485	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	233	129	16	130	508	<b>104,74%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	366	129	2	130	627	<b>129,31%</b>

Nesse cenário, as alternativas 1 (geração isolada) e 2 (interligação por distribuição) tem custos bastante próximos, indicando possível atratividade econômica da solução de interligação por distribuição.

## **7.6. Cenário 6: Sem PCH (mantendo custo de geração) e Interligação em 2031**

Semelhante ao cenário anterior, porém considerando a interligação a partir de 2031, ou seja, após o término do contrato com a Voltalia.

- **Sem interligação**

É o mesmo do cenário anterior, apresentado custo de geração de R\$ 485 milhões.

- **Interligando a partir de 2031**

Com a interligação em 2031, os preços de cada período ficam assim resumidos:

- De 2024 a 2030 – Honra-se o contrato com o pagamento da Receita fixa e variável valoradas ao período 2;
- De 2028 a 2030 – A carga supera a geração instalada, o suprimento adicional (1,4 MW) será atendido por meio de contrato de locação ao valor de R\$1.200/MWh;
- Após 2030 – Com a interligação toda a energia necessária para atendimento virá do SIN, ao valor do CME.

A interligação por sistema de distribuição apresentou custo de R\$ 380 milhões e por sistema de transmissão, R\$ 450 milhões, como pode ser observado em mais detalhes na Tabela 19.

**Tabela 19 – Resumo dos custos referentes ao Cenário 6**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0	485	485	<b>127,56%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	136	59	8	177	380	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	213	59	1	177	450	<b>118,50%</b>

Em comparação com o cenário 5, a alternativa de interligação por sistema de distribuição se mostra mais atrativa, caso esta ocorra a partir de 2031.

Ao contrário dos cenários 3 e 4, nos quais ficou evidente a vantagem de se antecipar a interligação, o mesmo não acontece na comparação dos cenários 5 e 6, especialmente em função do menor custo do contrato de geração no segundo período, ainda que esses cenários possam representar prejuízo ao empreendedor, uma vez que ele seria remunerado pelo custo equivalente à geração hidrelétrica (complementada por termelétrica), porém sem a disponibilidade da PCH.

## 7.7. Cenário 7: Carga adicional de 5 MW, com PCH e Interligação em 2024

Nos cenários anteriores, ficou evidente que o atual contrato de geração se mostra suficiente para atendimento ao mercado previsto até 2027 e economicamente interessante frente à alternativas de interligação, desde que considerada a operação da PCH e a redução da remuneração no período 2, como previsto em contrato.

No entanto, como abordado no item 4, a região de Oiapoque tem potencial de desenvolvimento de atividades de extração mineral, não previstas no planejamento da distribuidora local. Dado que tais atividades podem acarretar em significativo consumo de energia elétrica, foram realizadas análises de sensibilidade com o objetivo de avaliar os impactos nos custos de atendimento ao Oiapoque, de possíveis incrementos de carga.

O presente cenário se assemelha ao primeiro, porém considerando uma carga adicional (por exemplo, uma mineradora) de 5 MW, com fator de carga 100%, a partir de 2024.

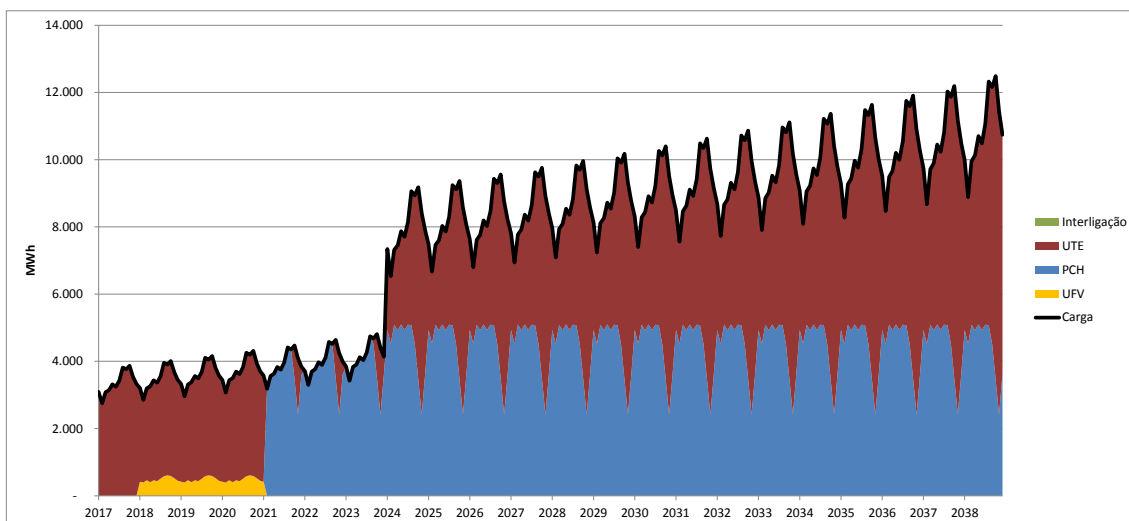
Destaca-se que essa carga adicional representaria um aumento da ordem de 56% na demanda máxima originalmente prevista pela distribuidora.

- **Sem interligação**

Considerando a entrada em operação da PCH Salto Cafesoca, os períodos verificados nessa análise são os mesmos do analisado no cenário 1:

- De 2024 a 2030 – a PCH Salto Cafesoca e a UTE Oiapoque suprem a carga, conforme contrato, com a remuneração prevista no contrato para o período 2;
- De 2024 a 2038 – Necessidade de ampliação de 11,5 MW do parque gerador, pelo período de 15 anos, ao custo de (R\$ 640/kW.ano).
- Após 2030 – sem a interligação, há a necessidade de manter a geração local. Assim, foi considerado o contrato com remuneração prevista nos moldes do período 1, uma vez que a manutenção da remuneração pelos valores do período 2 poderia ser insuficiente para uma nova usina termelétrica, com o custo variável incidindo somente sobre a geração térmica.

A figura abaixo mostra o perfil de geração necessário para atendimento à carga, representando um custo total da ordem de 540 milhões.



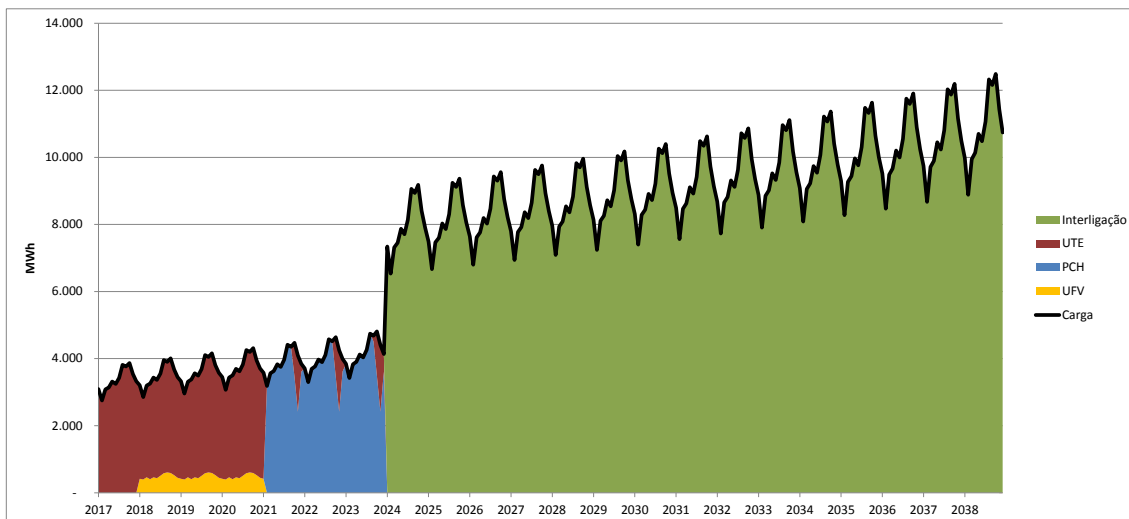
**Figura 16 - Atendimento ao Oiapoque com crescimento de 5 MW do mercado**

- **Interligando a partir de 2024**

Com a interligação em 2024, os preços de cada período ficam assim resumidos:

- A partir de 2024 – com a entrada da interligação, a compra da energia para atendimento ao Oiapoque já não ocorrerá diretamente das usinas da região, mas do SIN;
- De 2024 a 2030 – Honra-se o contrato com o pagamento da Receita fixa valorada ao custo do período 2;
- Após 2030 – Com o término do contrato, somente é considerado o custo da compra de energia do SIN ao valor do CME.

A interligação em nível de distribuição apresentou custo de R\$ 615 milhões e em de transmissão, R\$ 714 milhões. Abaixo são apresentadas a figura com o perfil de geração considerado e a tabela resumo com os resultados encontrados.



**Figura 17 - Atendimento ao Oiapoque com crescimento de 5 MW do mercado e interligação em 2024**

**Tabela 20 – Resumo dos custos referentes ao Cenário 7**

Cenário	Custo Transmissão/Distribuição Milhões R\$	Custo Energia SIN Milhões R\$	Custo Perdas Milhões R\$	Custo Geração local Milhões R\$	Total Milhões R\$	Diferencial
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0	540	540	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	245	217	23	130	615	<b>113,97%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	366	217	1	130	714	<b>132,15%</b>

Nesse cenário, percebe-se que nem mesmo uma demanda adicional de 5 MW a partir de 2024 viabiliza as alternativas de interligação ao SIN nesse mesmo ano.

### **7.8. Cenário 8: Carga adicional de 10 MW, com PCH e Interligação em 2024**

A fim de complementar a análise do Cenário 7, foi considerada a entrada de uma carga ainda maior, no valor de 10 MW em 2024. Tal consideração representa uma carga equivalente a mais que o dobro do valor esperado para o Oiapoque.

- **Sem interligação**

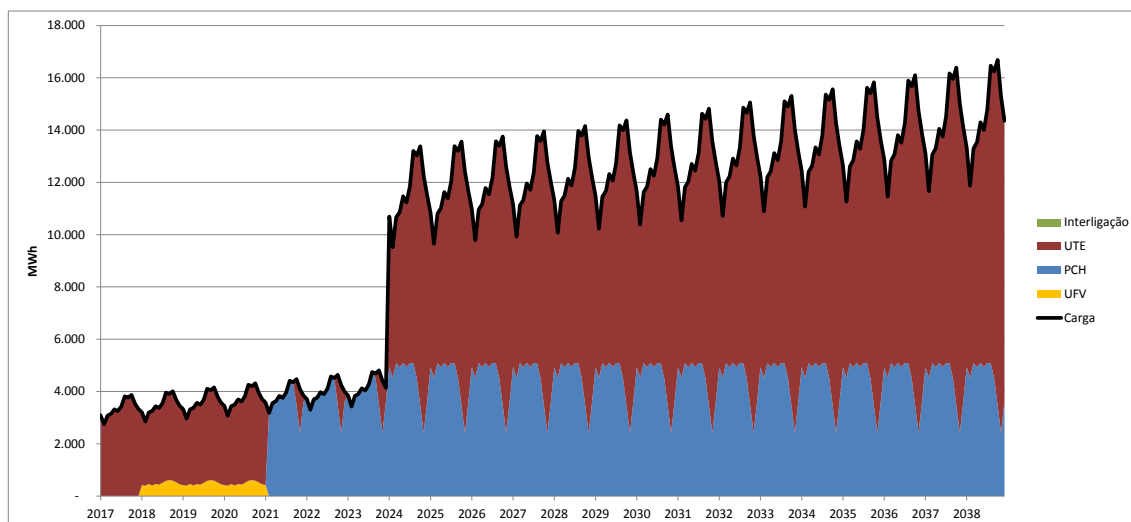
Considerando a entrada em operação da PCH Salto Cafesoca, os períodos verificados nessa análise são os mesmos do analisado no cenário 1:



- De 2024 a 2030 – a PCH Salto Cafesoca e a UTE Oiapoque suprem a carga, conforme contrato, com a remuneração prevista no contrato para o período 2;
- De 2024 a 2038 – Necessidade de ampliação de 16,5 MW do parque gerador, pelo período de 15 anos, ao custo de (R\$ 640/kW.ano).
- Após 2030 – sem a interligação, há a necessidade manter a geração local. Assim, foi considerado o contrato com remuneração prevista nos moldes do período 1, uma vez que a manutenção da remuneração pelos valores do período 2 poderia ser insuficiente para uma nova usina termelétrica, com o custo variável incidindo somente sobre a geração térmica.

O custo de geração verificado para essa situação é de 725 milhões.

Nesse cenário seria necessária uma elevada geração termelétrica, com expansão da capacidade instalada, como mostra a figura a seguir.



**Figura 18 - Atendimento ao Oiapoque com crescimento de 10 MW do mercado**

- **Interligando a partir de 2024**

Com a interligação em 2024, os preços de cada período ficam assim resumidos:

- A partir de 2024 – com a entrada da interligação, a compra da energia para atendimento ao Oiapoque já não ocorrerá diretamente das usinas da região, mas sim da energia proveniente do SIN;
- De 2024 a 2030 – Honra-se o contrato com o pagamento da Receita fixa valorada ao período 2;
- Após 2030 – Com o término do contrato somente é considerado o custo da compra de energia do SIN ao valor do CME.

A interligação em nível de distribuição apresentou custo de R\$ 717 milhões e em de transmissão, R\$ 801 milhões. Abaixo é apresentada a tabela resumo com os resultados encontrados.

**Tabela 21 – Resumo dos custos referentes ao Cenário 8**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	1	724	725	<b>101,08%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	245	305	37	130	717	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	366	305	0	130	801	<b>111,74%</b>

Nessas condições, verifica-se custos muito próximos entre as alternativas de geração local (sistema isolado) e de interligação por sistema de distribuição, o que permite concluir que, nas condições avaliadas, a eventual interligação de Oiapoque só se viabilizaria em caso de uma elevada demanda adicional, da ordem de 10 MW, o que sequer está previsto no planejamento da distribuidora (até 2040).

## 8. COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

As tabelas a seguir apresentam os resultados obtidos para os oito cenários analisados, permitindo uma rápida comparação das alternativas avaliadas.

**Tabela 22 – CENÁRIO 1: Com PCH – Interligação em 2024**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0	361	361	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	233	129	15	130	507	<b>140,41%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	366	129	1	130	626	<b>173,41%</b>

**Tabela 23 – CENÁRIO 2: Com PCH – Interligação em 2031**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
<b>Alternativa 1 Geração</b>	0	0	0	361	361	<b>100,00%</b>
<b>Alternativa 2 Distribuição</b>	136	60	8	176	380	<b>105,25%</b>
<b>Alternativa 3 Transmissão</b>	213	60	1	176	450	<b>124,72%</b>

**Tabela 24 – CENÁRIO 3: Sem PCH (maior custo de geração) e Interligação em 2024**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
Alternativa 1 Geração	0	0	0	701	701	<b>130,75%</b>
Alternativa 2 Distribuição	233	129	16	158	536	<b>100,00%</b>
Alternativa 3 Transmissão	366	129	2	158	655	<b>122,23%</b>

**Tabela 25 – CENÁRIO 4: Sem PCH (maior custo de geração) e Interligação em 2031**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
Alternativa 1 Geração	0	0	0,00	701	701	<b>117,58%</b>
Alternativa 2 Distribuição	136	59	8	393	596	<b>100,00%</b>
Alternativa 3 Transmissão	213	59	1	393	666	<b>111,80%</b>

**Tabela 26 - CENÁRIO 5: Sem PCH (mantendo custo de geração) e Interligação em 2024**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
Alternativa 1 Geração	0	0	0	485	485	<b>100,00%</b>
Alternativa 2 Distribuição	233	129	16	130	508	<b>104,74%</b>
Alternativa 3 Transmissão	366	129	2	130	627	<b>129,31%</b>

**Tabela 27 - CENÁRIO 6: Sem PCH (mantendo custo de geração) e Interligação em 2031**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
Alternativa 1 Geração	0	0	0	485	485	127,56%
Alternativa 2 Distribuição	136	59	8	177	380	100,00%
Alternativa 3 Transmissão	213	59	1	177	450	118,50%

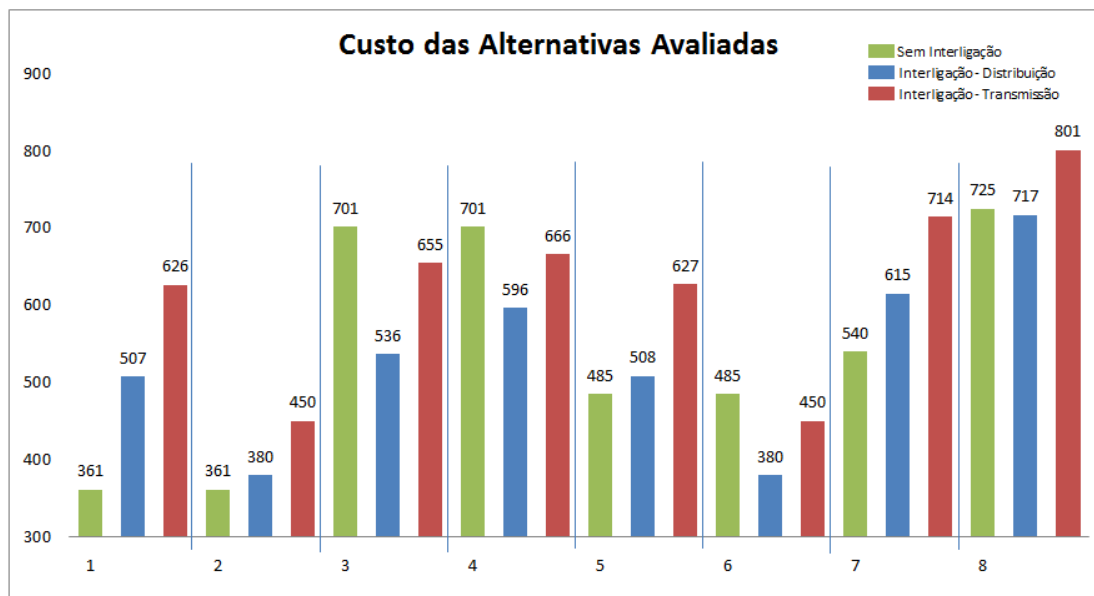
**Tabela 28 - CENÁRIO 7: Com PCH – Incremento de 5 MW na carga – Interligação em 2024**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
Alternativa 1 Geração	0	0	0	540	540	100,00%
Alternativa 2 Distribuição	245	217	23	130	615	113,97%
Alternativa 3 Transmissão	366	217	1	130	714	132,15%

**Tabela 29- CENÁRIO 8: Com PCH – Incremento de 10 MW na carga – Interligação em 2024**

Cenário	Custo Transmissão/ Distribuição	Custo Energia SIN	Custo Perdas	Custo Geração local	Total	Diferencial
	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	Milhões R\$	
Alternativa 1 Geração	0	0	1	724	725	101,08%
Alternativa 2 Distribuição	245	305	37	130	717	100,00%
Alternativa 3 Transmissão	366	305	0	130	801	111,74%

A Figura 19 apresenta um resumo gráfico dos custos à cada cenário analisado nesse trabalho.



**Figura 19 – Resumo gráfico dos custos obtidos para cada cenário**

## 9. CONCLUSÕES

A partir das análises realizadas, pode-se concluir que:

O menor custo global (R\$ 361 milhões) é apresentado pela Alternativa 1 nos Cenários 1 e 2, ou seja, considerando a geração da PCH e mantendo o Oiapoque isolado durante todo o período analisado.

No entanto, o diferencial de custos entre manter a localidade isolada ou interliga-la ao SIN em 2031, via sistema de distribuição, Alternativa 2 do Cenário 2, é de apenas 5%, valor esse que pode ser considerado como um empate técnico.

A partir dessa consideração, a interligação ao SIN via sistema de distribuição em 2031, ou seja, após o término do contrato de geração, configura-se como sendo uma opção viável economicamente em qualquer cenário analisado. No entanto, a interligação ao SIN em uma data anterior ao término do contrato com a Voltalia, mesmo que via sistema de distribuição, somente se mostrou economicamente viável no cenário sem a PCH Salto Cafesoca e com o maior custo de geração (equivalente à geração termelétrica - Cenário 3), ou quando foi considerado um acréscimo de carga da ordem de 10 MW já em 2024 (Cenário 8).

Finalmente, cumpre notar que em nenhum cenário analisado a interligação via sistema de transmissão se mostrou técnico-economicamente superior à interligação via sistema de distribuição.

Destaca-se, mais uma vez a elevada incerteza no planejamento de longo prazo de sistemas isolados, além das questões socioambientais relacionadas à interligação de Oiapoque ao SIN.

## 10. REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, "Nota Técnica nº 164/2016-SRG/ANEEL," 26 dezembro 2016. [Online].
- [2] ANEEL, "Resolução Autorizativa nº 5070," 03 março 2015. [Online].
- [3] Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, "Portaria nº 513," 01 Dezembro 1997. [Online].
- [4] AGEAMAPA, Agência de Desenvolvimento Econômico do Amapá, "Potencialidades e oportunidades econômicas," 2018. [Online]. Available: <http://ageamapa.ap.gov.br/interno.php?dm=466>. [Acesso em 30 janeiro 2018].
- [5] AGEAMAPA, Agência de Desenvolvimento Econômico do Amapá, "Mineração no Amapá," 2018. [Online]. Available: <http://ageamapa.ap.gov.br/interno.php?dm=450>. [Acesso em 30 janeiro 2018].
- [6] EPE, "Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica," Abril 2005. [Online].
- [7] CCPE/CTET, "Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão," Janeiro 2001. [Online].
- [8] ANEEL, "Base de Referência de Preços," Junho 2017. [Online].
- [9] EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2026," Rio de Janeiro, 2017.
- [10] ANEEL, "Despacho nº 428," 14 fevereiro 2017. [Online].
- [11] ANEEL, "Despacho nº 3955," 24 Novembro 2017. [Online].
- [12] ANEEL, "Despacho nº 4393," 28 Dezembro. [Online].
- [13] ANEEL, "Despacho nº 3749," 2017 Novembro. [Online].
- [14] ANEEL, "Despacho nº 3829," 25 Novembro 2015. [Online].
- [15] ANEEL, "Despacho nº 4206," 12 Dezembro 2017. [Online].
- [16] Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, "Projeto de Referência Sistema. Isolado Oiapoque," Versão 4, Macapá, 2013.
- [17] Voltalia, "Projeto Alternativo Complexo Hidrotérmico Oiapoque," Revisão 1, 2014.
- [18] Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, "Leilão de aquisição de energia elétrica e potência associada de agente vendedor nos Sistemas Isolados," Leilão nº 01/2014-CL/CEA , 2014.
- [19] EPE, "Parecer Técnico do Projeto Alternativo para atendimento ao Sistema Isolado de Oiapoque - AP (EPE-DEE-PT-117/2014-r0)," 2014.