



SISTEMAS ISOLADOS

ENERGISA RONDÔNIA

*Avaliação dos Benefícios Econômicos da
Antecipação da Interligação de Sistemas
Isolados em Rondônia*

Fevereiro de 2020

(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

Bento Albuquerque

Secretária-Executiva do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros

Secretário de Energia Elétrica

Secretária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renata Beckert Isfer

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

SISTEMAS ISOLADOS

ENERGISA RONDÔNIA

Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação de Sistemas Isolados em Rondônia



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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Ministério de Minas e Energia - Sala 744
Brasília – DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

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

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar
Thiago Ivanoski Teixeira
José Marcos Bressane

Equipe Técnica

Aline Couto de Amorim
Guilherme Mazolli Fialho
Gustavo Pires da Ponte
Maxwell Cury Junior
Michele Almeida de Souza
Samir de Oliveira Ferreira

Nº. EPE-DEE-NT-012/2020-r0

Data: 14 de fevereiro de 2020

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

epe Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> SISTEMAS ISOLADOS		
<i>Estudo</i> Energisa Rondônia		
<i>Macro-atividade</i> Avaliação dos Benefícios Econômicos da Antecipação da Interligação de Sistemas Isolados em Rondônia		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	14/02/2019	Emissão original

APRESENTAÇÃO

A Portaria MME n. 67, de 1º de março de 2018, em seu artigo 3º, estabelece que anualmente os agentes de distribuição dos Sistemas Isolados devem encaminhar para aprovação do Ministério, por meio da EPE, o planejamento do atendimento aos seus mercados consumidores para o horizonte de cinco anos.

De acordo com a análise das informações prestadas pelas distribuidoras em 2019, no caso dos Sistemas Isolados de Rondônia, na área de concessão da Energisa, não foi observado pela EPE déficit de energia ou potência para as localidades isoladas desse estado, conforme Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados, Horizonte 2024¹, de 27 de dezembro de 2019.

Posteriormente, a distribuidora informou ao MME que a data originalmente prevista para a interligação de suas localidades estava atrelada à aprovação, por parte da ANEEL, do reajuste tarifário extraordinário, o que não ocorreu. Invalidando, assim, o planejamento apresentado à EPE em 2019. Na carta, a distribuidora apresenta novo cronograma de interligação e solicita que o MME autorize a antecipação dos recursos da sub-rogação da CCC para as obras de interligação de 15 sistemas isolados.

Nesse sentido, o MME solicitou à EPE a elaboração de estudo com o objetivo de avaliar os benefícios da antecipação da interligação dos sistemas isolados da Energisa Rondônia ao SIN, conforme calendário informado pela distribuidora, considerando o custo evitado com a geração local, a partir de termelétricas a diesel e considerando os compromissos assumidos por meio dos contratos vigentes.

A presente Nota Técnica visa comparar custos a serem desembolsados pela CCC para suprimento os 15 sistemas isolados de Rondônia, seja por meio de geração local, ou interligando-os ao SIN por meio de obras de distribuição, para as diferentes datas informadas pela distribuidora, avaliando os benefícios de antecipar as interligações. Faz-se também uma análise crítica sobre os custos de investimento considerados pela distribuidora, bem como uma priorização de sistemas a serem interligados, a depender do benefício proporcionado.

Como resultado, concluiu-se que para Alvorada D'Oeste a interligação independe da antecipação dos recursos da sub-rogação, devido ao estágio avançado das obras; para Izidolândia e Urucumacua a interligação, independente da data, não traz benefícios, quando analisadas individualmente, devido à baixa demanda das localidades; já para as demais, a antecipação da interligação é recomendada, uma vez que poderá reduzir os dispêndios futuros da CCC.

¹ Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/relatorio-de-planejamento-para-atendimento-aos-sistemas-isolados-horizonte-2024-ciclo-2019>

Sumário

APRESENTAÇÃO	5
1. INTRODUÇÃO	7
2. PREMISSAS CONSIDERADAS NA ANÁLISE	10
2.1. Considerações Gerais	11
2.2. Custos de geração isolada	12
2.3. Custos de Interligação	13
2.3.1. Bloco I – Região da BR-249 e Chupinguaia	14
2.3.2. Bloco II – Região de Machadinho	19
2.3.3. Bloco III – Região de Ponta do Abunã e Buritis	21
2.3.4. Bloco IV – Região de Izidolândia e Pacaranã	24
2.3.5. Resumo dos Custos e Prazos de Interligação	27
3. FORMULAÇÃO DAS ALTERNATIVAS	28
3.1. Alternativa 1 - Sem Interligação	28
3.2. Alternativa 2 - Interligação no Prazo Originalmente Previsto.....	31
3.3. Alternativa 3 - Interligação Antecipada.....	32
4. COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO	35
5. CONCLUSÕES.....	38

1. INTRODUÇÃO

Rondônia possui 25 Sistemas Isolados, todos na área de concessão da Energisa, sendo supridos por usinas termelétricas a óleo diesel, contratadas por meio de leilões realizados em 2014 e 2015.

Para atendimento à Portaria MME n. 67/2018, a Energisa encaminhou para análise da EPE, em 2018, sua proposta de atendimento aos seus sistemas isolados, horizonte 2019-2023, resumida na Tabela 1.

Tabela 1 - Resumo da análise dos sistemas isolados - Energisa Rondônia – ciclo 2018

Localidade	Tipo	Combustível	Máquinas	Potência Nominal Instalada Total (kW)	Déficit máximo de Demanda para o período (2019 - 2023)	Ano de início do déficit	Previsão Interligação
ALVORADA D'OESTE	UTE	Diesel	6	6.740	-	-	jan/20
CALAMA	UTE	Biodiesel	6	2.040	-	-	-
CAMPO NOVO	UTE	Diesel	8	3.520	-2.180	2019	jan/21
CONCEIÇÃO DA GALERA	UTE	Diesel	8	267	-	-	-
COSTA MARQUES	UTE	Diesel	6	6.740	-	-	jan/20
CUJUBIM	UTE	Diesel	23	13.300	-	-	jan/20
DEMARCAÇÃO	UTE	Diesel	6	344	-	-	-
BURITIS	UTE	Diesel	18	20.160	-16.632	2019	jan/21
IZIDOLÂNDIA	UTE	Diesel	2	880	-736	2019	jan/21
MACHADINHO D'OESTE	UTE	Diesel	15	16.800	-	-	jan/20
MAICI	UTE	Diesel	5	103	-	-	-
NAZARÉ	UTE	Biodiesel	5	1.076	-	-	-
NOVA CALIFÓRNIA	UTE	Diesel	11	4.950	-2.767	2019	jan/21
PACARANÃ	UTE	Diesel	5	2.200	-1.414	2019	jan/21
PEDRAS NEGRAS	UTE	Diesel	9	304	-	-	-
ROLIM DE MOURA DO GUAPORÉ	UTE	Diesel	7	856	-	-	-
SANTA CATARINA	UTE	Diesel	6	292	-	-	-
SÃO CARLOS	UTE	Biodiesel	6	2.022	-	-	-
SÃO FRANCISCO	UTE	Diesel	8	9.000	-	-	jan/20
SURPRESA	UTE	Diesel	5	854	-	-	-
UNIÃO BANDEIRANTES	UTE	Diesel	16	6.720	-3.759	2019	jan/21
URUCUMACUÃ	UTE	Diesel	2	880	-	-	jan/20
VALE DO ANARI	UTE	Diesel	11	4.840	-	-	jan/20
VILA EXTREMA	UTE	Diesel	11	4.840	-3.113	2019	jan/21
VISTA ALEGRE	UTE	Diesel	9	11.430	-7.333	2019	jan/21

Nota-se que o planejamento de 2018 indicava déficit de suprimento para 8 localidades, todas com previsão de interligação em janeiro de 2021, sendo necessário contratar solução de suprimento ou, eventualmente, aditar os contratos além dos prazos originalmente previstos em Edital, o que depende de expressa autorização do Ministério de Minas e Energia.

Após a publicação do Relatório "Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2023 - ciclo 2018"², a distribuidora enviou para o MME Carta ENERGISA/VPR/Nº004/2019, de 2 de abril de 2019; e Carta ENERGISA/VPR/Nº009/2019, de 26 de agosto de 2019, retificando o planejamento apresentado à EPE e solicitando o aditamento contratual de 14 localidades até a interligação dessas ao SIN: União Bandeirantes; Alvorada D'Oeste; Costa Marques; São Francisco; Campo Novo; Vale do Anari; Vila Extrema; Vista Alegre; Nova Califórnia; Buritis; Cujubim; Machadinho D'Oeste; Pacaranã e Izidolândia. O pleito da distribuidora foi atendido por meio das Portarias MME n. 273/2019 e 395/2019.

Diante das ações acima indicadas, a análise do planejamento para o ciclo 2019, não indicou déficit, eliminando assim a necessidade de contratação adicional para as localidades isoladas de Rondônia - "Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2024 - ciclo 2019"³.

No entanto, em janeiro de 2020, a distribuidora, por meio da Carta ENERGISA/VPR/Nº002/2020, que a previsão de interligação informada no ciclo de planejamento 2019 estava atrelado à Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, o que não foi autorizado pela ANEEL.

Dessa forma, a distribuidora apresentou novo cronograma para a interligação de 15 sistemas isolados. Destaca-se que, além dos 14 sistemas que tiveram o aditamento contratual autorizados pela Portaria MME n. 273/2019, a distribuidora incluiu a localidade Urucumacua na alteração do planejamento.

Ressalta-se que ao considerar novas datas de interligação, a distribuidora solicitou ao MME a emissão de ato possibilitando que as obras de interligação sejam consideradas como elegíveis para antecipação à sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC, visando a liberação de recursos de forma antecipada em relação ao cronograma físico das obras, em consonância com o Decreto n. 7.246/2010 em seu artigo 12, parágrafo 9º.

² Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-346/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo_2018_rev1.pdf

³ Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-452/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo_2019.pdf

Tabela 2 - Nova Previsão de Interligação apresentada pela distribuidora

Localidade	Interligação Considerando a RTE	Vigência do Contrato PIE (Portaria MME 273/2019)	Nova Previsão de Interligação - considerando a antecipação da CCC
ALVORADA D'OESTE	dez-19	31/05/2021	mar-20
SÃO FRANCISCO	jul-20	31/05/2021	dez-20
COSTA MARQUES	jul-20	31/05/2021	dez-20
BURITIS	dez-20	31/05/2021	dez-21
CAMPO NOVO	dez-20	31/05/2021	dez-21
UNIÃO BANDEIRANTES	dez-20	31/05/2021	dez-21
VISTA ALEGRE	dez-20	31/05/2021	dez-21
VILA EXTREMA	dez-20	31/05/2021	dez-21
NOVA CALIFÓRNIA	dez-20	31/05/2021	dez-21
VALE DO ANARI	fev-21	31/05/2021	dez-21
MACHADINHO D'OESTE	fev-21	31/05/2021	dez-21
CUJUBIM	fev-21	31/05/2021	dez-21
URUCUMACUÃ	dez-20	31/05/2021	dez-22
IZIDOLÂNDIA	jan-21	31/05/2021	dez-22
PACARANÃ	jan-21	31/05/2021	dez-22

Com o objetivo de subsidiar a tomada de decisão, o MME solicitou à EPE uma análise dos impactos dessa medida, de modo a quantificar os benefícios da antecipação da interligação das localidades mencionadas, a partir de uma avaliação de "custo-benefício" da sub-rogação, o que é discutido a seguir.

Ao longo das análises a EPE identificou necessidade de alguns esclarecimentos, os quais foram enviados por e-mail à distribuidora longo do mês de janeiro. As informações contidas nesses e-mails, em complemento às anteriores, foram consideradas na presente análise.

2. PREMISSAS CONSIDERADAS NA ANÁLISE

A Conta de Consumo de Combustíveis – CCC reembolsa a diferença entre o custo de geração nos Sistemas Isolados e o custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR médio) do Sistema Interligado Nacional (SIN), além disso, os recursos da CCC podem ser utilizados para reembolsar até 100% dos custos de construção de empreendimentos de transmissão ou distribuição, desde que seja comprovado que a interligação promoverá a redução da despesa futura da CCC. Ressalta-se que o agente de distribuição pode solicitar a liberação antecipada dos recursos da sub-rogação da CCC para realizar as obras de interligação, conforme dispõe artigo 9º, inciso II do Decreto n. 7.246/2010.

Para ser contemplada com a antecipação dos recursos da CCC, a Energisa Rondônia enviou carta ao MME informando que a liberação antecipada de recursos teria como benefício a possibilidade de adiantar de 12 a 18 meses a interligação para 11 localidades; para outras 3 (Urucumacã, Izidolândia e Pacaranã) não é prevista a interligação sem a antecipação dos recursos da CCC⁴; já para Alvorada d'Oeste, a previsão de interligação permanece inalterada, devido estágio avançado das obras, como pode ser visto na Tabela 3 e na Figura 1.

Tabela 3 - Nova Previsão de Interligação apresentada pela distribuidora

Localidade	Interligação COM antecipação dos Recursos da CCC	Interligação SEM antecipação dos Recursos da CCC - Revisado após não aprovação da RTE	Meses antecipados
ALVORADA D'OESTE ⁵	mar-20	mar-20	0
SÃO FRANCISCO	dez-20	dez-21	12
COSTA MARQUES	dez-20	dez-21	12
BURITIS	dez-21	jun-23	18
CAMPO NOVO	dez-21	jun-23	18
UNIÃO BANDEIRANTES	dez-21	jun-23	18
VISTA ALEGRE	dez-21	jun-23	18
VILA EXTREMA	dez-21	jun-23	18
NOVA CALIFÓRNIA	dez-21	jun-23	18
VALE DO ANARI	dez-21	jun-23	18
MACHADINHO D'OESTE	dez-21	jun-23	18
CUJUBIM	dez-21	jun-23	18
URUCUMACUÃ	dez-22	Não Interliga	-
IZIDOLÂNDIA	dez-22	Não Interliga	-
PACARANÃ	dez-22	Não Interliga	-

⁴ Informação reportada à EPE por e-mail, no dia 31/01/2020.

⁵ Será desconsiderada da análise por não haver antecipação.

Figura 1 – Subestação Alvorada d’Oeste 138 kV/13,8 kV em fase de conclusão



Tendo por objetivo calcular o montante a ser desembolsado pela CCC para atendimento às 14 localidades de Rondônia, excluindo Alvorada d’Oeste da análise, até a data prevista para a interligação, com e sem antecipação, a EPE solicitou que a distribuidora apresentasse previsão de crescimento do mercado para esses sistemas isolados, considerando um horizonte de 15 anos, além disso, foi solicitado que a Energisa detalhasse as obras de distribuição necessárias para a interligação e os custos previstos para cada uma delas.

Essas informações permitiriam à EPE estimar o montante a ser desembolsado pela CCC para essas localidades, a fim de verificar os benefícios da antecipação da sub-rogação para cada uma delas. Para tanto, três cenários foram elaborados: (i) geração local por 15 anos a partir de usina termelétrica a diesel (sem interligação); (ii) interligação na data originalmente prevista; e (iii) interligação antecipada.

2.1. Considerações Gerais

Para as 14 localidades foi considerada a previsão de mercado informada pela distribuidora para os próximos 15 anos, com crescimento médio da carga de 3% ao ano. Observam-se grandes diferenças entre as localidades, sendo Izidolândia a menor delas, com carga de 1.844 MWh em 2034, e Buritis a maior, com 138.630 MWh para o mesmo ano.

O estudo foi realizado para o período de 2020 a 2034, estimando-se o custo total de suprimento às localidades, considerando três alternativas:

-
- (i) Sem previsão de interligação;
 - (ii) Interligação nas datas previstas originalmente; e
 - (iii) Interligação antecipada.

A primeira alternativa (sem interligação), embora não tenha sido aventada pela distribuidora, foi avaliada para verificar a atratividade da interligação frente à opção de geração isolada.

Nos casos em que foi considerada a interligação das localidades ao SIN, foram considerados os custos das obras de informados pela distribuidora.

Finalmente, cumpre notar que foi adotada na estimativa uma taxa de desconto de 8% ao ano e, para o custo de atendimento interligado adotou-se o Custo Marginal de Expansão da Geração (CME) de 247,44 R\$/MWh⁶.

2.2. Custos de geração isolada

Para o cálculo dos custos de geração, foi considerado o valor resultante do processo licitatório de 2014, atualizado para dezembro de 2019: R\$ 1.244,21/MWh, contemplando as receitas fixa e variável. Para as localidades em que foi verificada a necessidade de geração local após o término do contrato, foram consideradas as mesmas condições dos contratos atuais, por 15 anos ou até a interligação.

O suprimento aos sistemas isolados de Rondônia foi objeto do Leilão n. 01/2014 - Lote II, composto por 16 localidades, das quais Distrito Triunfo foi interligada em 2018. As outras localidades permanecem isoladas e fazem parte do pleito da Energisa aqui analisado.

O valor da Receita Anual Fixa (RAF), em R\$/ano, para cada localidade, foi obtido considerando a participação percentual da energia requerida da localidade, em relação à energia total do lote, atualizado pelo IPCA, conforme Tabela 4.

⁶ Valor médio no período 2025 a 2029, conforme relatório n. EPE-DEE-NT-57/2019 – r0, anexo ao PDE 2029

Tabela 4 - Receita Anual Fixa atualizada - Leilão n. 02/2016

Localidade	RAF atualizada (R\$/ano)
SÃO FRANCISCO	8.833.830
COSTA MARQUES	6.676.665
BURITIS	25.469.887
CAMPO NOVO	2.707.162
UNIÃO BANDEIRANTES	2.041.797
VISTA ALEGRE	4.475.398
VILA EXTREMA	4.087.748
NOVA CALIFÓRNIA	1.866.667
VALE DO ANARI	4.049.398
MACHADINHO D'OESTE	19.900.566
CUJUBIM	11.023.912
URUCUMACUÃ	299.766
IZIDOLÂNDIA	350.899
PACARANÃ	1.142.499

A parcela variável utilizada na formulação do preço de referência, utilizado para o leilão de Rondônia, consistia apenas em custo variável de operação e manutenção; e preço do combustível:

$$\text{Pref} = (\text{RAF}/E) + (\text{CVU}_{\text{O\&M}} + i \times \text{Pm})$$

Para o custo variável, em R\$/MWh, o valor foi atualizado considerando o IPCA para o $\text{CVU}_{\text{O\&M}}$ e o preço médio do diesel S-500 para a região norte, divulgado pela ANP para o mês de dezembro de 2019 (R\$ 2,535/litro), resultando num custo variável total de R\$ 801,02/MWh.

Como o objetivo do estudo é avaliar o valor a ser desembolsado pela CCC, não será considerado o custo da compra de energia do SIN após a interligação. No período anterior à interligação, contudo, considera-se o custo variável de geração isolada, subtraído o $\text{ACR}_{\text{médio}}$ (valorado ao CME), que corresponde ao desembolso efetivo da CCC.

2.3. Custos de Interligação

A avaliação dos dados referentes à proposta de interligação de sistemas isolados em Rondônia, apresentada pela distribuidora local Energisa, foi realizada baseada nas premissas destacadas a seguir:

- O sistema elétrico de interligação de todas as localidades foi previamente fornecido pela ENERGISA - RO, de modo que seu desempenho elétrico foge ao escopo de avaliação deste estudo;

-
- Os custos referentes aos sistemas elétricos de interligação também foram fornecidos pela ENERGISA - RO, contudo a ordem de grandeza desses valores foi verificada comparando com diferentes referências suficientemente robustas: a) ANEEL/Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulo 8.1, Revisão 2.1 de 2018: Banco de Preços Referenciais e b) ANEEL/Resolução Homologatória nº 758/2009: Banco de Preços de Referência;
 - Este estudo não objetiva estabelecer de maneira precisa os valores que serão efetivamente reconhecidos pelo MME e pela ANEEL no processo de sub-rogação da CCC, mas sim tem por finalidade comparar os custos de suprimento aos sistemas isolados da ENERGISA - RO, seja por meio de geração local, seja interligando-os ao SIN por meio de obras de distribuição, avaliando os benefícios dessa interligação e de sua antecipação.
 - Ainda no tocante aos custos dos sistemas elétricos de interligação, cabe ressaltar que embora a ENERGISA - RO tenha indicado a possibilidade de realizar desembolsos anuais associados à evolução das obras, este estudo considerou, sob a ótica de análise financeira, uma abordagem mais conservadora. Para a avaliação realizada foram considerados desembolsos em parcela única (referido a dezembro de 2019), objetivando assim obter o maior custo possível de interligação;

Na sequência são apresentadas figuras com o diagrama simplificado do sistema elétrico proposto pela ENERGISA - RO para a interligação de cargas atualmente isoladas. As obras foram divididas em quatro blocos, de acordo com a região do estado. São apresentadas também algumas tabelas com o conjunto de obras necessário para essa interligação, bem como os seus custos associados e prazos de interligação.

2.3.1. Bloco I – Região da BR-249 e Chupinguaia

As características básicas do sistema de conexão do Bloco I são apresentadas nas

Figura 3 e Figura 5. Os orçamentos das subestações propostas são mostrados de forma resumida nos Tabela 5 e Tabela 6 e os orçamentos das linhas de distribuição constam nos Tabela 7 e Tabela 8.

Figura 2 - Mapa região BR-249

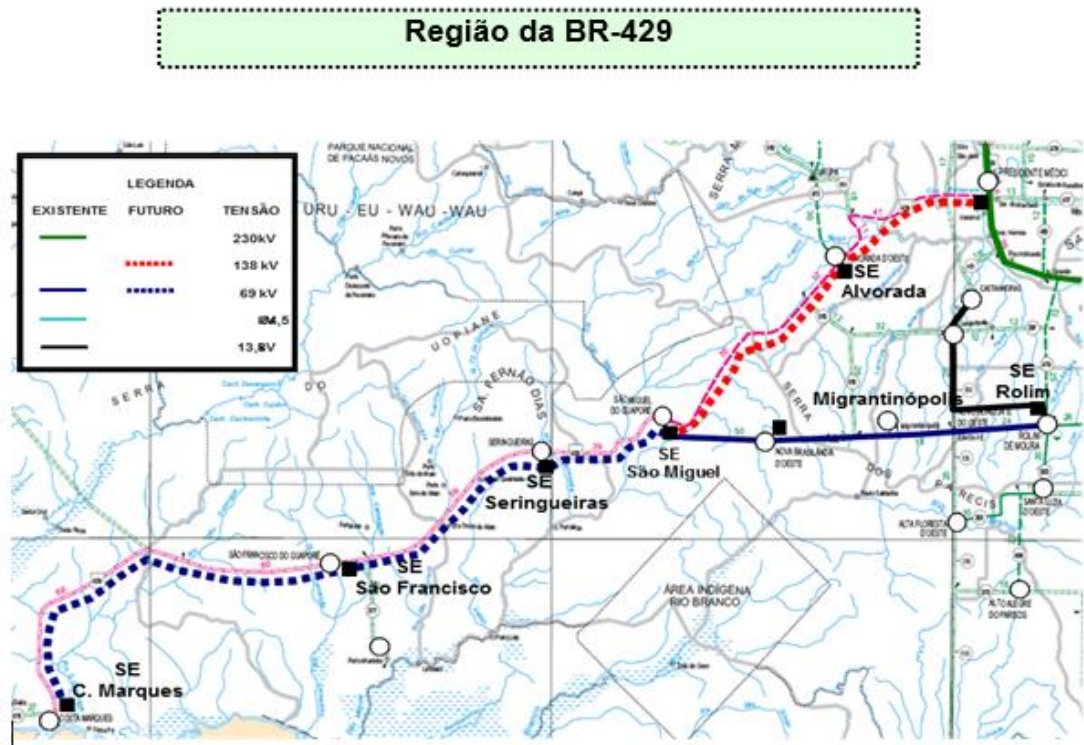


Figura 3 - Sistema elétrico para a interligação da região da BR-249

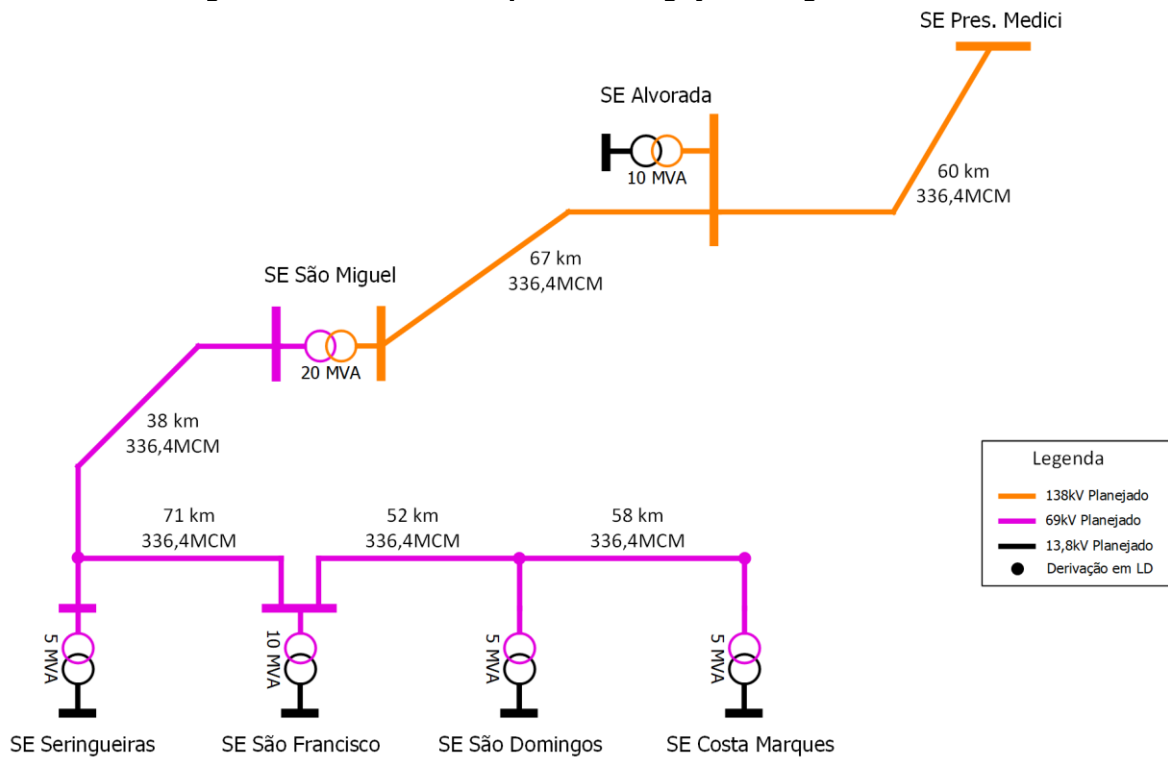


Figura 4 – Mapa região de Chupinguaia

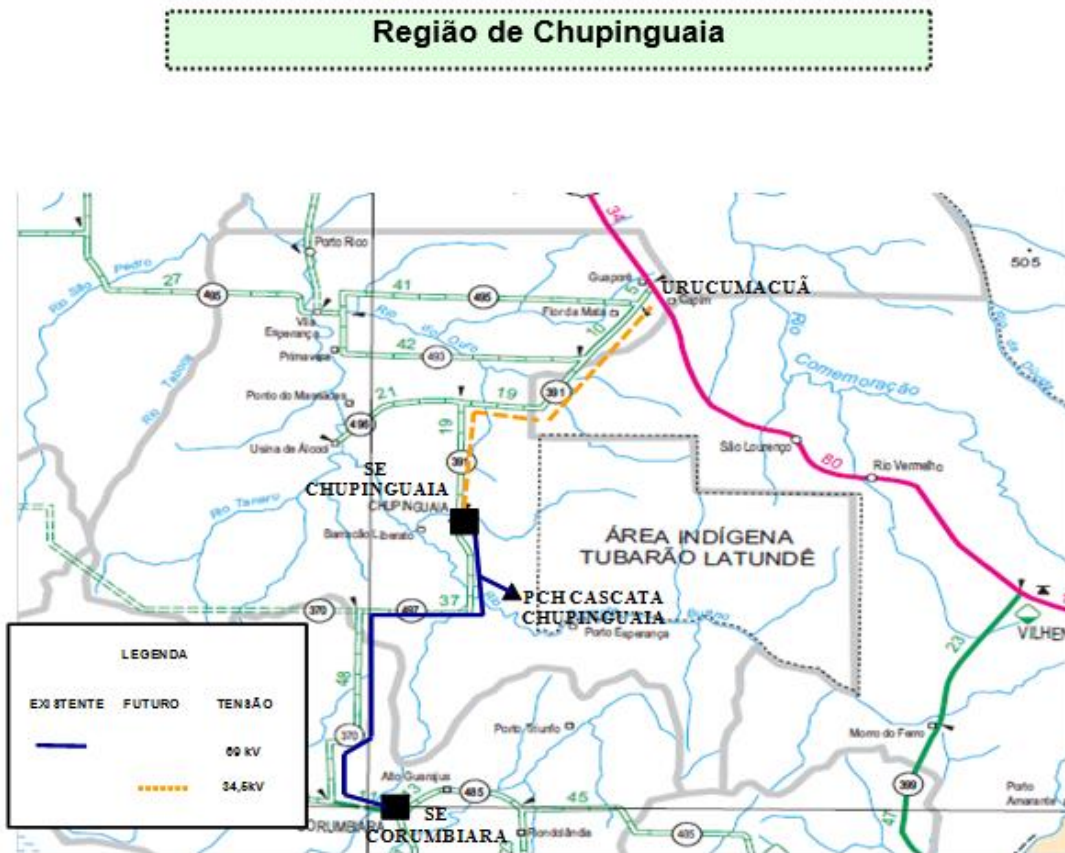


Figura 5 - Sistema elétrico para interligação da região de Chupinguaia

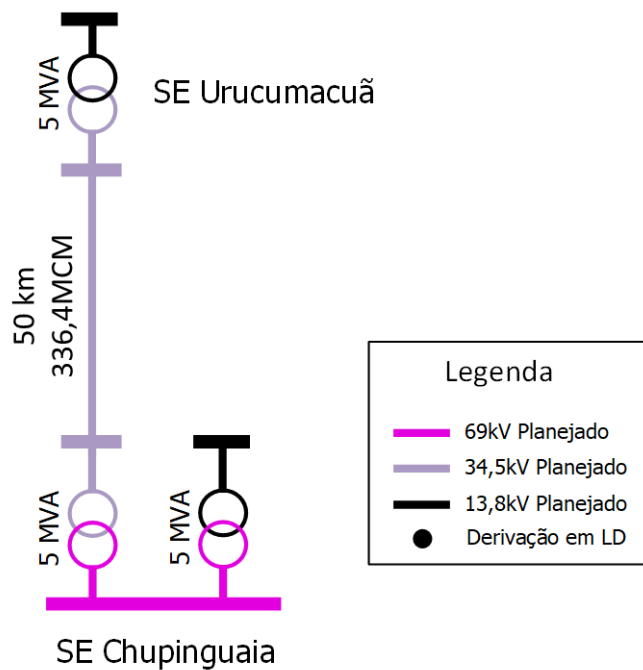


Tabela 5 – Orçamento de Subestações – Bloco I – Parte 1

SUBESTAÇÕES	Pres. Medici R\$	Alvorada R\$	São Miguel R\$	Seringueiras R\$	São Francisco R\$
Terreno	5.000	116.167	60.000	5.000	5.000
Equipamentos e Materiais	3.229.907	4.820.410	3.445.197	4.125.988	4.399.509
Obras Civas	256.587	1.818.465	2.169.774	1.559.440	2.581.789
Montagem Eletromecânica	1.886.792	1.989.722	642.711	307.791	515.312
Canteiro de Obras	275.000	400.000	100.000	48.067	232.464
Comissionamento	96.106	260.840	109.101	102.787	131.479
Engenharia	765.211	116.626	253.628	659.231	465.679
Inspeção de Fornecimento	-	65.000	80.750	-	-
Fiscalização	650.000	250.000	225.019	650.000	652.754
Meio Ambiente	161.112	119.866	50.429	52.419	62.683
Administração Central	108.853	204.096	177.155	372.915	449.199
Eventuais	51.602	220.000	106.293	223.749	269.520
TOTAL	7.486.170	10.381.193	7.420.057	8.107.386	9.765.388

Tabela 6 - Orçamento de Subestações – Bloco I – Parte 2

SUBESTAÇÕES	São Domingos R\$	Costa Marques R\$	Chupinguaia R\$	Corumbiara R\$	Urucumacã R\$
Terreno	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Equipamentos e Materiais	4.554.963	4.279.963	5.856.432	4.049.220	2.211.981
Obras Civas	1.559.440	1.611.123	2.132.913	2.458.386	781.838
Montagem Eletromecânica	307.791	307.791	423.219	517.942	204.958
Canteiro de Obras	48.067	48.067	151.448	232.464	102.019
Comissionamento	110.079	106.283	145.673	123.471	56.199
Engenharia	662.285	660.695	380.313	462.326	179.688
Inspeção de Fornecimento	-	-	-	-	-
Fiscalização	650.000	644.254	689.182	452.754	115.027
Meio Ambiente	60.579	59.896	66.953	59.271	51.781
Administração Central	394.881	383.159	492.564	415.078	182.835
Eventuais	236.929	229.895	295.538	249.047	109.701
TOTAL	8.590.014	8.336.126	10.639.235	9.024.959	4.001.028

Tabela 7 - Orçamento de Linhas de Distribuição - Bloco I - parte 1

LINHAS DISTRIBUIÇÃO	Secc. P. Médici R\$	P. Médici - Alvorada R\$	Alvorada - São Miguel R\$	São Miguel - Seringueiras R\$
Serviços	1.493.873	12.251.084	17.883.614	12.818.533
Materiais	953.542	7.819.890	11.415.144	8.182.094
Miscelâneas	84.559	693.458	1.012.280	725.577
Projeto	28.186	231.153	337.427	241.859
Fiscalização	202.096	1.657.364	2.419.349	1.734.130
Fundiário	56.373	462.305	674.853	483.718
TOTAL	2.818.628	23.115.254	33.742.667	24.185.911

Tabela 8 - Orçamento de Linhas de Distribuição - Bloco I - parte 2

LINHAS DISTRIBUIÇÃO	Seringueiras - São Francisco	São Francisco - São Domingos	São Domingos - Costa Marques	Chupinguaia - Urucumacuaã
Serviços	15.336.881	14.035.823	13.498.538	5.599.565
Materiais	9.789.560	8.959.092	8.616.142	3.537.594
Miscelâneas	868.125	794.481	764.068	344.236
Projeto	289.375	264.827	254.689	596.675
Fiscalização	2.074.820	1.898.809	1.826.123	822.723
Fundiário	578.750	529.654	509.379	573.726
TOTAL	28.937.511	26.482.685	25.468.940	11.474.518

As obras de interligação das cargas na região do Bloco I totalizam cerca de R\$ 260 milhões. Elas estão em execução desde março/2018, com data prevista de integração desses mercados ao SIN a partir de março/2020, para Alvorada d'Oeste.

2.3.2. Bloco II – Região de Machadinho

As características básicas do sistema de conexão do Bloco II são apresentadas na Figura 7. Os orçamentos das subestações propostas são mostrados de forma resumida na Tabela 9 e os orçamentos das linhas de distribuição constam na Tabela 10.

Figura 6 - Região de Machadinho



Figura 7 - Sistema elétrico para interligação da região de Machadinho

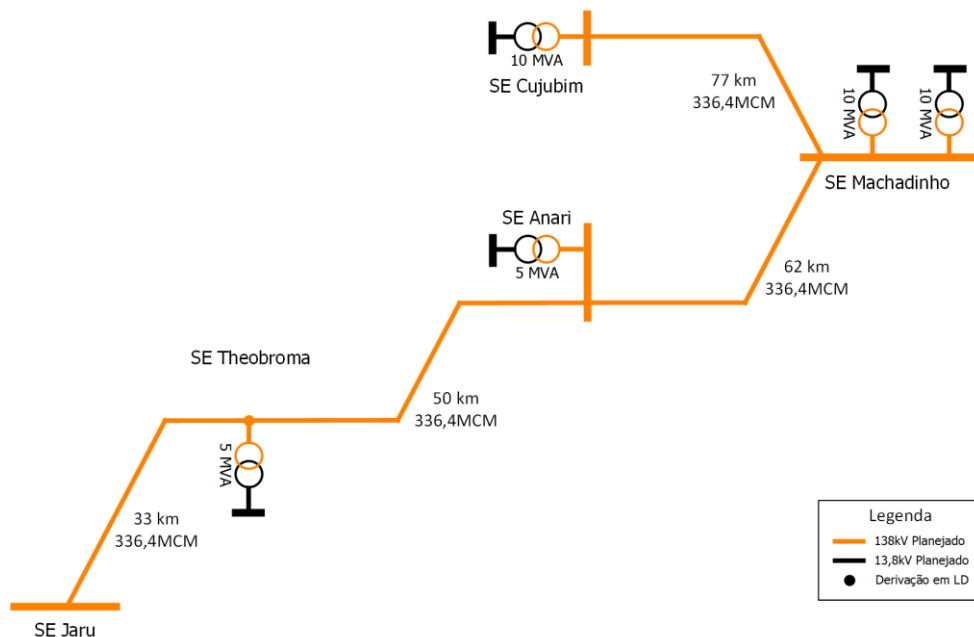


Tabela 9 - Orçamento de Subestações - Bloco II

SUBESTAÇÕES	Theobroma R\$	Vale do Anary R\$	Machadinho R\$	Cujubim R\$
Terreno	208.807	116.167	119.167	116.167
Equipamentos e Materiais	6.165.842	7.904.939	15.486.184	7.604.635
Obras Civas	2.008.971	2.407.057	2.934.524	1.938.465
Montagem Eletromecânica	2.627.811	1.295.643	1.974.353	2.446.664
Canteiro de Obras	400.000	400.000	400.000	400.000
Comissionamento	270.000	260.840	352.135	260.840
Engenharia	89.751	130.420	176.068	116.626
Inspeção de Fornecimento	250.000	175.857	307.713	250.000
Fiscalização	975.000	1.022.000	1.600.000	1.072.000
Meio Ambiente	95.172	99.650	135.430	119.866
Administração Central	188.476	273.882	369.742	204.096
Eventuais	254.443	200.000	326.158	534.976
TOTAL	13.534.273	14.286.455	24.181.474	15.064.336

Tabela 10 - Orçamento de Linhas de Distribuição - Bloco II

LINHAS DISTRIBUIÇÃO	Jaru - Theobroma R\$	Theobroma - Anary R\$	Anary - Machadinho R\$	Machadinho - Cujubim R\$
Serviços	7.708.320	11.134.240	13.703.680	16.701.360
Materiais	4.920.235	7.107.006	8.747.085	10.660.510
Miscelâneas	436.320	630.240	775.680	945.360
Projeto	145.440	210.080	258.560	315.120
Fiscalização	1.042.805	1.506.274	1.853.875	2.259.410
Fundiário	290.880	420.160	517.120	630.240
TOTAL	14.544.000	21.008.000	25.856.000	31.512.000

As obras de interligação das cargas referentes ao Bloco II têm custo estimado em R\$ 159.986.538, e possuem previsão de início de execução em março/2020, com data prevista de conclusão das obras para o mês de dezembro/2021.

2.3.3. Bloco III – Região de Ponta do Abunã e Buritis

As características básicas do sistema de conexão do Bloco III são apresentadas nas Figura 9. Os orçamentos das subestações propostas são mostrados de forma resumida nas Tabela 11 e Tabela 12 e os orçamentos das linhas de distribuição constam nos Tabela 13 e Tabela 14.

Figura 8 - Região da Ponta do Abunã



Figura 9 - Sistema elétrico para interligação da região de Ponta do Abunã

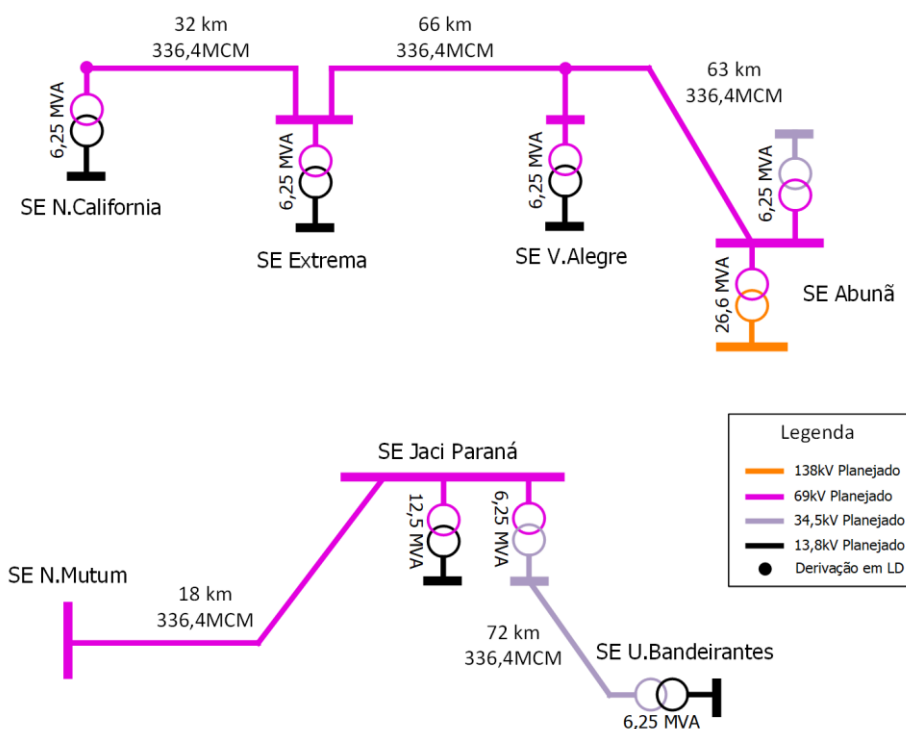


Figura 10 - Região de Buritis

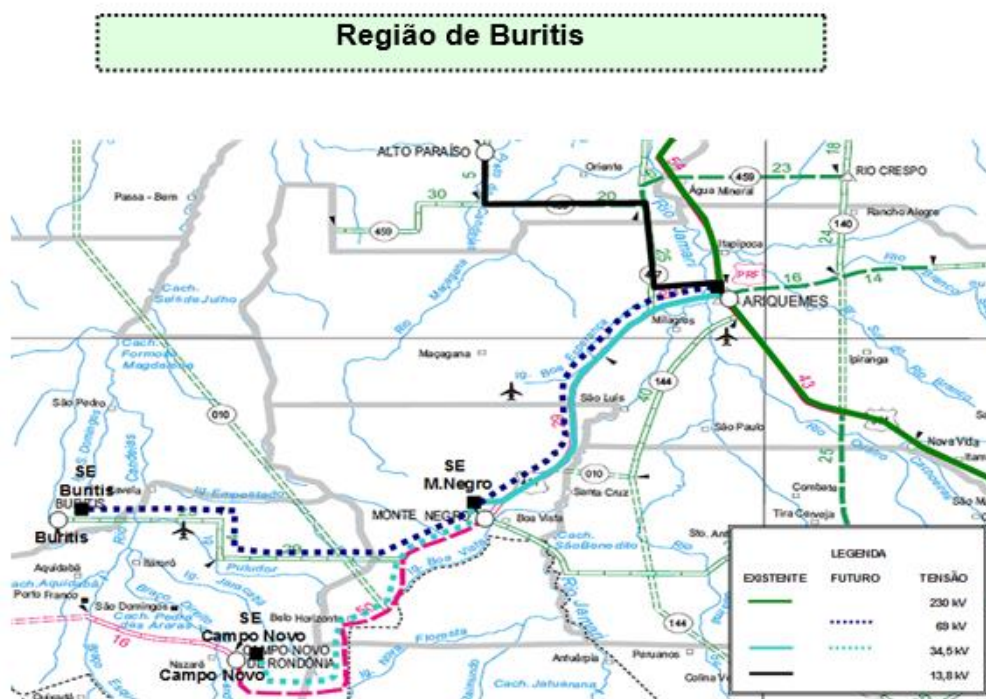


Figura 11 - Sistema elétrico para interligação da região de Buritis

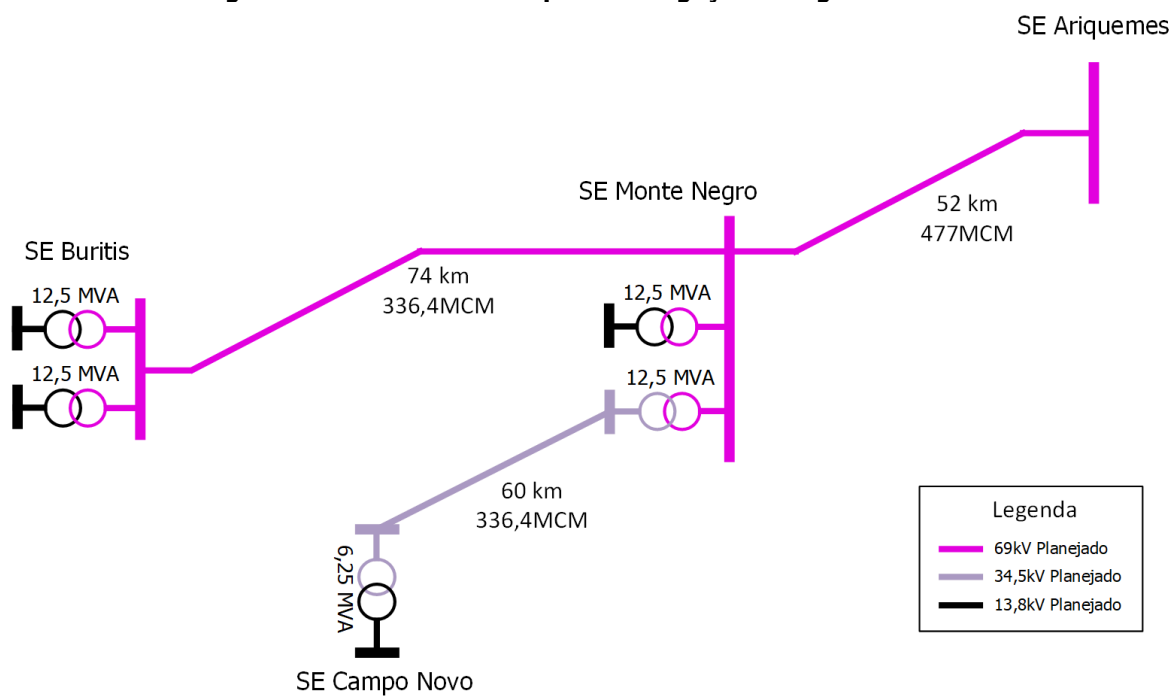


Tabela 11 - Orçamento de Subestações - Bloco III - parte 1

SUBESTAÇÕES	Abunã R\$	Jacy Paraná R\$	Nova Mutum R\$	Vista Alegre R\$	Extrema R\$
Terreno	360.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Equipamentos e Materiais	8.865.099	7.399.192	1.232.578	3.657.109	4.086.094
Obras Civis	3.139.170	2.490.445	256.587	1.230.291	1.429.797
Montagem Eletromecânica	969.316	423.219	555.289	214.253	261.039
Canteiro de Obras	100.000	151.448	15.474	48.056	62.800
Comissionamento	228.371	177.978	35.104	87.630	99.360
Engenharia	565.187	682.516	328.035	427.180	454.790
Inspeção de Fornecimento	80.750	-	-	-	-
Fiscalização	1.123.172	945.000	185.713	522.000	565.000
Meio Ambiente	92.155	79.375	32.210	46.085	52.643
Administração Central	771.553	617.716	108.853	309.576	348.194
Eventuais	462.932	370.629	51.602	185.746	208.916
TOTAL	16.757.705	13.342.520	2.806.445	6.732.926	7.573.634

Tabela 12 - Orçamento de Subestações - Bloco III - parte 2

SUBESTAÇÕES	N. Califórnia R\$	Monte Negro R\$	Buritis R\$	U. Bandeirantes R\$	Campo Novo R\$
Terreno	5.000	115.000	5.000	5.000	5.000
Equipamentos e Materiais	4.454.562	8.151.200	9.393.491	3.534.643	3.571.444
Obras Civis	1.577.348	2.027.002	2.581.789	1.202.387	1.220.159
Montagem Eletromecânica	291.387	400.261	515.312	205.203	201.890
Canteiro de Obras	79.354	173.133	232.464	99.809	106.556
Comissionamento	108.930	184.732	216.377	85.800	86.786
Engenharia	656.068	585.808	603.545	292.084	299.282
Inspeção de Fornecimento	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Fiscalização	605.273	938.054	1.181.999	475.000	468.000
Meio Ambiente	61.804	80.340	91.647	63.000	44.922
Administração Central	388.896	628.759	736.499	294.996	297.956
Eventuais	233.338	377.256	441.899	176.998	178.774
TOTAL	8.461.959	13.661.544	16.000.023	6.434.919	6.480.768

Tabela 13 - Orçamento de Linhas de Distribuição - Bloco III - parte 1

LINHAS DISTRIBUIÇÃO	Abunã ELN - Abunã CERON R\$	Ariquemes - Monte Negro R\$	Monte Negro - Buritis R\$	N.Mutum - Jacy Paraná R\$	Abunã - Vista Alegre R\$
Serviços	1.935.662	10.602.958	15.281.268	4.051.790	12.838.013
Materiais	1.235.537	6.767.888	9.754.062	2.586.265	8.194.528
Miscelâneas	109.566	600.167	864.977	229.347	726.680
Projeto	36.522	200.056	288.326	76.449	242.227
Fiscalização	261.862	1.434.400	2.067.296	548.138	1.736.765
Fundiário	73.044	400.112	576.652	152.898	484.453
TOTAL	3.652.192	20.005.580	28.832.581	7.644.887	24.222.667

Tabela 14 - Orçamento de Linhas de Distribuição - Bloco III - parte 2

LINHAS DISTRIBUIÇÃO	Vista Alegre – Extrema R\$	Extrema - N.Califórnia R\$	Monte Negro - C.Novo R\$	Jacy - U.Bandeirantes R\$
Serviços	14.083.657	7.299.801	5.067.414	4.569.234
Materiais	8.989.625	4.659.477	3.201.401	2.886.670
Miscelâneas	797.188	413.196	311.521	280.896
Projeto	265.729	137.732	539.970	486.886
Fiscalização	1.905.280	987.539	744.536	671.340
Fundiário	531.459	275.464	519.202	468.159
TOTAL	26.572.938	13.773.210	10.384.044	9.363.185

As obras de interligação das cargas referentes ao Bloco III tem previsão conclusão para janeiro/2022, com custo total de R\$ 242,7 milhões.

2.3.4. Bloco IV – Região de Izidolândia e Pacaranã

As características básicas do sistema de conexão do Bloco IV são apresentadas na Figura 13. Os orçamentos das subestações propostas são mostrados de forma resumida nos Tabela 15 e os orçamentos das linhas de distribuição constam na Tabela 16.

Figura 12 – Mapa de Localização de Izidolândia a Pacaranã

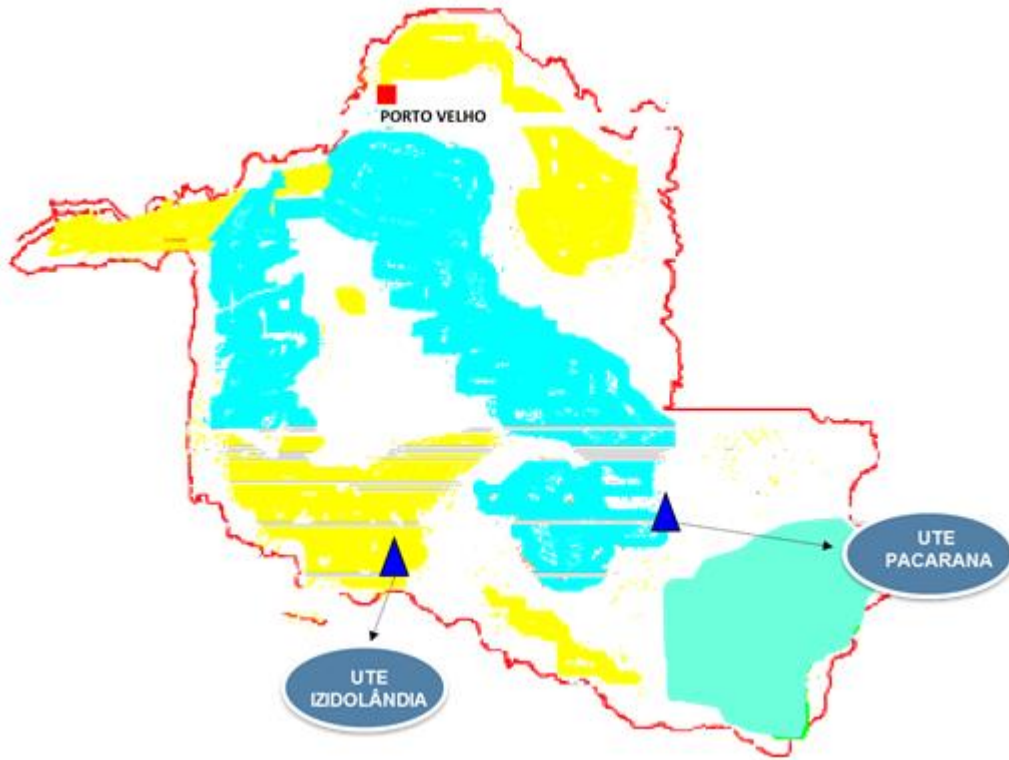


Figura 13 - Sistema elétrico para interligação da região de Izidolândia e Pacaranã

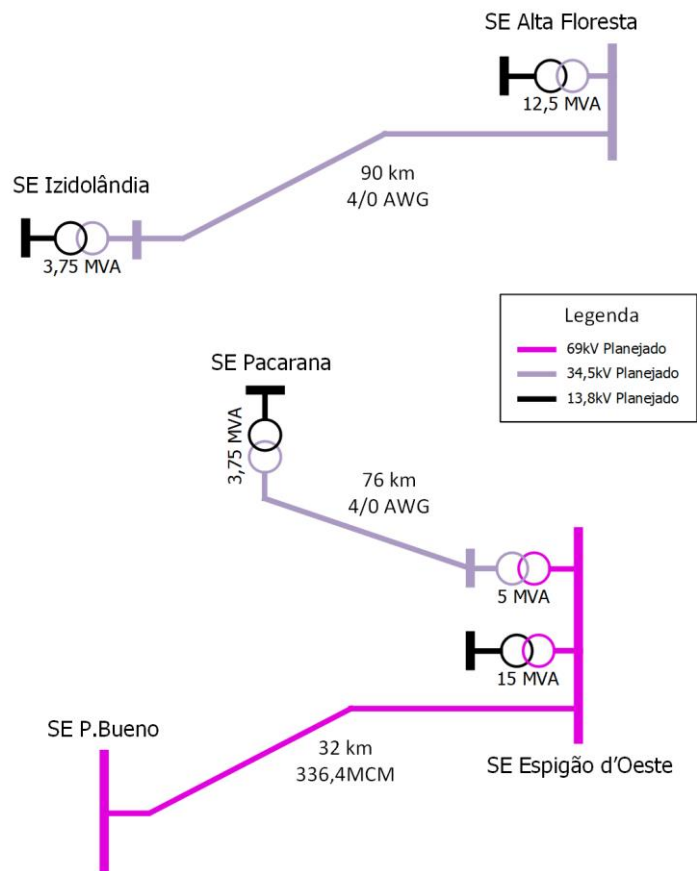


Tabela 15 - Orçamento de Subestações - Bloco IV

SUBESTAÇÕES	Izidolândia R\$	Pacarana R\$	Bay A.Floresta R\$	Bay Espigão R\$
Terreno	5.000	5.000	5.000	5.000
Equipamentos e Materiais	2.120.442	2.120.442	492.100	492.100
Obras Civis	794.183	794.183	178.756	178.756
Montagem Eletromecânica	160.671	160.671	89.256	89.255
Canteiro de Obras	30.000	30.000	15.475	15.474
Comissionamento	1.615	1.615	13.270	13.270
Engenharia	98.089	98.089	103.891	103.891
Inspeção de Fornecimento	-	-	-	-
Fiscalização	112.000	112.000	142.832	139.363
Meio Ambiente	35.000	35.000	20.203	20.186
Administração Central	15.000	15.000	108.853	108.853
Eventuais	3.000	3.000	51.602	51.602
TOTAL	3.375.000	3.375.000	1.221.238	1.217.750

Tabela 16 - Orçamento de Linhas de Distribuição - Bloco IV

LINHAS DISTRIBUIÇÃO	A.Floresta – Izidolândia R\$	Espigão – Pacarana R\$
Materiais	6.072.038	5.127.168
Outros	8.327.962	7.032.832
TOTAL	14.400.000	12.160.000

No que diz respeito ao orçamento de linhas de distribuição mostrados acima, o anexo III da carta ENERGISA/VPR/nº002/2020 enviada ao MME aponta o custo total dessas linhas conforme registrados na Tabela 16. Contudo, no orçamento detalhado das obras enviado por solicitação da EPE, consta apenas o custo com materiais. Dessa forma, foi considerado o valor informado no Anexo III para composição das alternativas e avaliação da viabilidade da integração dessas cargas, por incluir além do custo de materiais os demais custos que compõem a construção de uma linha de distribuição.

As obras de interligação das cargas referentes ao Bloco IV tem previsão de conclusão e integração desses mercados ao SIN para janeiro/2023, com custo total estimado em R\$ 35,75 milhões.

2.3.5. Resumo dos Custos e Prazos de Interligação

A Tabela 17 apresenta de forma totalizada os custos de interligação e as datas para a integração das cargas isoladas ao SIN, com base nas informações de orçamentos e cronogramas de obras fornecidos pela distribuidora Energisa – RO. Importante salientar que o cronograma apresentado pela distribuidora não considera o período para obtenção de licenças, apenas para execução física das obras. Em contato com a Energisa, foi informado que todas as obras que constam no plano de interligação de cargas isoladas já possuem licença prévia e de instalação. Assim, não haveria óbice para início das obras conforme o cronograma proposto.

Tabela 17 - Custos de Interligação

Bloco	Localidade	Custo Obras de Interligação (R\$)	
I	ALVORADA D'OESTE	43.801.245	259.977.671
	SÃO FRANCISCO	112.158.921	
	COSTA MARQUES	68.877.765	
	URUCUMACUÃ	35.139.740	
II	MACHADINHO D'OESTE	99.123.747	159.986.538
	CUJUBIM	46.576.336	
	VALE DO ANARI	14.286.455	
III	BURITIS	78.499.729	242.703.728
	CAMPO NOVO	16.864.813	
	UNIÃO BANDEIRANTES	39.591.956	
	VISTA ALEGRE	51.365.490	
	VILA EXTREMA	34.146.572	
	NOVA CALIFÓRNIA	22.235.168	
IV	PACARANÃ	16.752.750	35.748.988
	IZIDOLÂNDIA	18.996.238	

3. FORMULAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

Com o objetivo de comparar o valor a ser desembolsado pela CCC para ressarcir os custos de geração local e da interligação dos sistemas isolados da Energisa Rondônia, foram elaboradas três alternativas.

A primeira delas tem por objetivo verificar os custos de geração local para cada localidade, e avaliar se a interligação, de fato reduzirá o dispêndio futuro da CCC. As outras alternativas, por sua vez, indicarão o custo a ser desembolsado pela CCC até a interligação, considerando inclusive os custos das obras de distribuição. A comparação entre as alternativas 2 e 3 mostrará se a antecipação da interligação representa economia e para quais localidades esse benefício é maior.

3.1. Alternativa 1 - Sem Interligação

Para avaliar o custo de geração sem interligação, foi considerada a previsão de crescimento de carga apresentada pela distribuidora, por e-mail, para os próximos 15 anos, de 2020 a 2034 (Tabela 18), tendo como base a geração a partir de usina termelétrica a diesel, com capacidade instalada suficiente para atendimento ao longo de todo período e manutenção das condições contratuais atualmente vigentes.

Tabela 18 - Previsão de Carga (MWh)

Localidade	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Alvorada D'Oeste	21.686	22.073	22.459	22.846	23.232	23.618	24.005	24.391	24.778	25.164	25.550	25.943	26.341	26.746	27.156
São Francisco	37.500	39.499	41.499	43.498	45.498	47.498	49.497	51.497	53.496	55.496	57.496	59.567	61.714	63.937	66.241
Costa Marques	15.692	15.896	16.103	16.312	16.524	16.739	16.957	17.177	17.400	17.626	17.856	18.088	18.323	18.561	18.802
Buritis	91.833	95.110	98.388	101.666	104.944	108.221	111.499	114.777	118.054	121.332	124.610	127.976	131.433	134.984	138.630
Campo Novo	9.284	9.474	9.665	9.855	10.045	10.235	10.425	10.616	10.806	10.996	11.186	11.380	11.576	11.777	11.980
União Bandeirantes	19.639	21.609	23.579	25.549	27.518	29.488	31.458	33.428	35.398	37.368	39.338	41.411	43.594	45.893	48.312
Vista Alegre	30.102	32.275	34.448	36.621	38.794	40.967	43.140	45.313	47.486	49.659	51.832	54.100	56.467	58.938	61.517
Vila Extrema	15.976	16.787	17.597	18.408	19.218	20.028	20.839	21.649	22.460	23.270	24.080	24.919	25.787	26.685	27.614
Nova Califórnia	12.161	12.969	13.778	14.586	15.395	16.203	17.011	17.820	18.628	19.437	20.245	21.087	21.964	22.878	23.829
Vale do Anari	13.537	14.101	14.664	15.228	15.791	16.355	16.918	17.481	18.045	18.608	19.172	19.752	20.350	20.966	21.601
Machadinho D'Oeste	59.725	61.537	63.348	65.159	66.970	68.782	70.593	72.404	74.215	76.027	77.882	79.783	81.730	83.724	85.767
Cujubim	32.306	32.913	33.519	34.126	34.732	35.339	35.946	36.552	37.159	37.766	38.372	38.989	39.615	40.251	40.898
Urucumacua	1.877	1.992	2.107	2.222	2.337	2.453	2.568	2.683	2.798	2.913	3.028	3.148	3.273	3.402	3.537
Izidolândia	1.107	1.148	1.190	1.235	1.281	1.328	1.378	1.429	1.482	1.537	1.594	1.653	1.715	1.778	1.844
Pacaranã	3.388	3.469	3.551	3.632	3.714	3.795	3.877	3.958	4.040	4.121	4.203	4.286	4.371	4.457	4.546

O valor presente líquido (VPL), em dezembro de 2019, do custo a ser reembolsado pela CCC (custo total menos ACRmed) durante os 15 anos para cada localidade foi obtido utilizando as premissas indicadas no item 2.2. A Tabela abaixo apresenta os resultados dessa avaliação.

Tabela 19 – VPL do custo a ser reembolsado pela CCC de 15 anos de geração local isolada

Localidade	Geração Local (2020 a 2034) R\$
São Francisco	306.578.518
Costa Marques	137.191.881
Buritis	740.363.173
Campo Novo	72.217.354
União Bandeirantes	163.150.375
Vista Alegre	238.906.316
Vila Extrema	132.280.017
Nova Califórnia	95.158.457
Vale do Anari	113.805.575
Machadinho D'Oeste	501.648.860
Cujubim	263.552.066
Urucumacua	14.528.540
Izidolândia	9.511.376
Pacaranã	27.998.613
TOTAL	2.816.891.118

Como pode ser observado, sem a interligação, o custo a ser pago pela CCC para reembolsar a geração local nessas 14 localidades, nos próximos 15 anos, é superior a R\$ 2,8 bilhões, sendo Buritis a localidade que apresenta o maior custo, R\$ 740 milhões, devido à carga elevada da região, 138.630 MWh em 2034.

3.2. Alternativa 2 - Interligação no Prazo Originalmente Previsto

Para essa alternativa é considerado o custo da geração local, com as mesmas considerações do item 3.1, até a data de interligação, acrescido do custo das obras de distribuição, verificados no item 2.3. Após a interligação, o custo de geração é zerado, uma vez que o suprimento da localidade passa a ser feito pela compra de energia do SIN e não mais por usina termelétrica instalada na localidade.

A tabela abaixo representa os custos a VPL nessa alternativa, com base nas datas de interligação informadas pela Energisa. Para essa alternativa estima-se um custo de aproximadamente R\$ 1,3 bilhão, reduzindo em 54% o valor a ser desembolsado pela CCC, em relação à alternativa anterior.

Importante destacar, que a localidade de Alvorada d'Oeste não está sendo considerada na análise, uma vez que a sua interligação este prevista para março/2020 e independe da antecipação dos recursos da CCC.

Para as localidades Urucumacua, Izidolândia e Pacaranã não há previsão de interligação fora do cenário de antecipação⁷, fazendo com que o custo apresentado na Tabela 20 seja somente a parcela do custo de geração a ser reembolsada pela CCC, como observado na Tabela 19.

Tabela 20 – VPL do custo a ser desembolsado pela CCC sem a antecipação dos recursos

Localidade	Interligação SEM antecipação dos Recursos da CCC	Geração Local + Interligação R\$
São Francisco	dez-21	149.878.799
Costa Marques	dez-21	86.545.429
Buritis	jun-23	287.939.426
Campo Novo	jun-23	35.796.949
União Bandeirantes	jun-23	70.683.394
Vista Alegre	jun-23	103.648.011
Vila Extrema	jun-23	64.570.013
Nova Califórnia	jun-23	43.044.538
Vale do Anari	jun-23	45.438.793
Machadinho D'Oeste	jun-23	231.751.651
Cujubim	jun-23	120.262.109
Urucumacua	Não Interliga	14.528.540
Izidolândia	Não Interliga	9.511.376
Pacaranã	Não Interliga	27.998.613
TOTAL	-	1.291.597.641

⁷ Informação enviada pela Energisa por e-mail no dia 31/01/2020.

Tabela 21 apresenta as alternativas 1 e 2 para comparação. Para as 11 localidades que possuem previsão de interligação esta se mostra vantajosa, sendo recomendável.

Tabela 21 – Comparação entre as alternativas 1 e 2

Localidade	Geração Local (2020 a 2034) R\$	Geração Local + Interligação (Sem antecipação) R\$	Economia com a Interligação R\$
São Francisco	306.578.518	149.878.799	156.699.719
Costa Marques	137.191.881	86.545.429	50.646.451
Buritís	740.363.173	287.939.426	452.423.747
Campo Novo	72.217.354	35.796.949	36.420.405
União Bandeirantes	163.150.375	70.683.394	92.466.981
Vista Alegre	238.906.316	103.648.011	135.258.304
Vila Extrema	132.280.017	64.570.013	67.710.004
Nova Califórnia	95.158.457	43.044.538	52.113.919
Vale do Anari	113.805.575	45.438.793	68.366.782
Machadinho D'Oeste	501.648.860	231.751.651	269.897.209
Cujubim	263.552.066	120.262.109	143.289.956
Urucumacua	14.528.540	14.528.540	0
Izidolândia	9.511.376	9.511.376	0
Pacaranã	27.998.613	27.998.613	0
TOTAL	2.816.891.118	1.291.597.641	1.525.293.477

3.3. Alternativa 3 - Interligação Antecipada

A alternativa 3 difere da alternativa 2 apenas quanto à data de interligação a ser considerada na análise.

A tabela abaixo representa os custos a VPL dessa alternativa e as datas de interligação consideradas. Observa-se, que para essa alternativa, o valor total a ser desembolsado pela CCC é de aproximadamente R\$ 1,05 bilhão, cerca de 63% menor que o da alternativa 1 (sem interligação) e 19% menor que o da alternativa 2 (interligação desconsiderando a antecipação dos recursos), indicando ser a melhor opção das três alternativas.

Tabela 22 - VPL do custo a ser desembolsado pela CCC, com antecipação da interligação

Localidade	Interligação COM antecipação dos Recursos da CCC	Geração Local + Interligação R\$
São Francisco	dez-20	131.251.481
Costa Marques	dez-20	78.001.090
Buritis	dez-21	204.930.703
Campo Novo	dez-21	28.541.859
União Bandeirantes	dez-21	57.906.672
Vista Alegre	dez-21	82.765.581
Vila Extrema	dez-21	52.720.824
Nova Califórnia	dez-21	34.780.457
Vale do Anari	dez-21	33.100.654
Machadinho D'Oeste	dez-21	180.289.462
Cujubim	dez-21	91.769.706
Urucumacã	dez-22	31.500.666
Izidolândia	dez-22	17.619.225
Pacaranã	dez-22	21.186.542
TOTAL	-	1.046.364.922

Nessa alternativa, o custo a ser desembolsado pela CCC para ressarcimento da geração nas localidades Urucumacã, Izidolândia e Pacaranã é diferente do observado na Tabela 19 (somente geração local), uma vez que a distribuidora apresentou data de previsão de interligação ao SIN, quando da antecipação dos recursos.

Tabela 23 - Comparação entre as alternativas 1 e 3

Localidade	Geração Local (2020 a 2034) R\$	Geração Local + Interligação (COM Antecipação) R\$	Economia com a Interligação Antecipada R\$
São Francisco	306.578.518	131.251.481	175.327.037
Costa Marques	137.191.881	78.001.090	59.190.791
Buritís	740.363.173	204.930.703	535.432.470
Campo Novo	72.217.354	28.541.859	43.675.495
União Bandeirantes	163.150.375	57.906.672	105.243.703
Vista Alegre	238.906.316	82.765.581	156.140.735
Vila Extrema	132.280.017	52.720.824	79.559.193
Nova Califórnia	95.158.457	34.780.457	60.378.000
Vale do Anari	113.805.575	33.100.654	80.704.920
Machadinho D'Oeste	501.648.860	180.289.462	321.359.397
Cujubim	263.552.066	91.769.706	171.782.359
Urucumacuí	14.528.540	31.500.666	-16.972.127
Izidolândia	9.511.376	17.619.225	-8.107.849
Pacaranã	27.998.613	21.186.542	6.812.072
TOTAL	2.816.891.118	1.046.364.922	1.770.526.196

Observando a Tabela 23, para Urucumacuí e Izidolândia nota-se que a interligação para essas localidades, no que diz respeito ao desembolso da CCC, é menos vantajosa que a geração local isolada por 15 anos. Isso ocorre devido ao elevado custo de interligação, associado à baixa carga dessas localidades.

A título ilustração, se mantidas as taxas de crescimento anual de carga, os custos e demais premissas adotadas, o tempo de retorno do investimento de interligação seria da ordem de 65 anos para Izidolândia e superior a 130 anos para Urucumacuí, prazos superiores à vida útil das instalações de distribuição.

De maneira geral, conclui-se que a interligação, quando comparada com a geração local por 15 anos, reduzirá o valor a ser desembolsado pela CCC para 12 localidades isoladas na área de concessão da Energisa Rondônia.

4. COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO

A fim de identificar para quais localidades a antecipação da interligação apresenta maior benefício, as alternativas 2 e 3 serão comparadas.

Como pode ser observado na Tabela 24, maior será o benefício da interligação, quanto maior a carga da localidade e maior o número de meses considerados para a antecipação.

Tabela 24 - Economia obtida com a antecipação da interligação – Alternativas 2 e 3

Localidade	Meses a serem antecipados	Carga em 2020 (MWh)	Geração Local + Interligação (SEM Antecipação) R\$	Geração Local + Interligação (COM Antecipação) R\$	Benefício da Antecipação da interligação R\$	Benefício da Antecipação da interligação %
Buritis	18	91.833	287.939.426	204.930.703	83.008.723	29%
Machadinho D'Oeste	18	59.725	231.751.651	180.289.462	51.462.188	22%
Cujubim	18	32.306	120.262.109	91.769.706	28.492.403	24%
Vista Alegre	18	30.102	103.648.011	82.765.581	20.882.431	20%
São Francisco	12	37.500	149.878.799	131.251.481	18.627.317	12%
União Bandeirantes	18	19.639	70.683.394	57.906.672	12.776.722	18%
Vale do Anari	18	13.537	45.438.793	33.100.654	12.338.139	27%
Vila Extrema	18	15.976	64.570.013	52.720.824	11.849.189	18%
Costa Marques	12	15.692	86.545.429	78.001.090	8.544.340	10%
Nova Califórnia	18	12.161	43.044.538	34.780.457	8.264.081	19%
Campo Novo	18	9.284	35.796.949	28.541.859	7.255.090	20%
Pacaranã	-	3.388	27.998.613	21.186.542	6.812.072	24%
Izidolândia	-	1.107	9.511.376	17.619.225	-8.107.849	-85%
Urucumacua	-	1.877	14.528.540	31.500.666	-16.972.127	-117%
TOTAL⁸	-	-	1.267.557.726	997.245.031	270.312.695	-

Conforme informado no item 2.3, as interligações foram divididas em blocos de acordo com a localização de cada uma, assim, a Tabela abaixo apresenta os benefícios da interligação de forma agregada.

Pela Tabela 25 percebe-se que o maior benefício está na interligação do Bloco III, principalmente a Região de Buritis, seguido pelo Bloco II, que apresenta economia superior a R\$ 92 milhões.

Para o Bloco I é interessante observar que a interligação das localidades que fazem parte da "Região BR – 249" apresenta economia superior a R\$ 27 milhões, por outro lado, a interligação da localidade de Urucumacua, "Região Chupinguaia", não se mostra vantajosa,

⁸ Total Desconsiderando as Localidades de Izidolândia e Urucumacua.

o que reduz o benefício do grupo em aproximadamente R\$ 17 milhões. Como a obra de interligação dessa localidade é independente da interligação das demais, sugere-se tratar o Bloco I como dois blocos distintos.

Situação semelhante ocorre para o Bloco IV, onde a localidade Izidolândia reduz em R\$ 8 milhões a atratividade de interligar o grupo, como agravante, ao se considerar as duas localidades, o Bloco apresenta prejuízo R\$ 1,3 milhão ao ser interligado. Como as obras de interligação são independentes, é recomendado que a avaliação do benefício se dê por localidade.

Tabela 25 - Economia obtida com a antecipação da interligação – Alternativas 2 e 3 – Solução por Bloco

Localidade	Bloco		Geração Local + Interligação (Data Original) R\$	Geração Local + Interligação (COM Antecipação) R\$	Benefício da Antecipação da interligação R\$	Benefício do Bloco R\$	
São Francisco	BLOCO I	Região BR-249	149.878.799	131.251.481	18.627.317	27.171.657	10.199.531
Costa Marques			86.545.429	78.001.090	8.544.340		
Urucumacua		Região Chupinguaia	14.528.540	31.500.666	-16.972.127	-16.972.127	
Machadinho D'Oeste	BLOCO II - Região de Machadinho		231.751.651	180.289.462	51.462.188	92.292.730	
Cujubim			120.262.109	91.769.706	28.492.403		
Vale do Anari			45.438.793	33.100.654	12.338.139		
Buritis	BLOCO III	Região de Buritis	287.939.426	204.930.703	83.008.723	90.263.813	144.036.236
Campo Novo			35.796.949	28.541.859	7.255.090		
União Bandeirantes	Região de Ponta do Abunã	70.683.394	57.906.672	12.776.722	53.772.423		
Vista Alegre		103.648.011	82.765.581	20.882.431			
Vila Extrema		64.570.013	52.720.824	11.849.189			
Nova Califórnia		43.044.538	34.780.457	8.264.081			
Pacaranã	Bloco IV	Pacaranã	27.998.613	21.186.542	6.812.072	-1.295.777	
Izidolândia		Izidolândia	9.511.376	17.619.225	-8.107.849		

5. CONCLUSÕES

Em atenção à solicitação do MME, motivada pelo pleito da distribuidora, a EPE avaliou os benefícios da antecipação da interligação dos sistemas isolados da Energisa Rondônia ao SIN, por meio de obras de distribuição, conforme calendário informado pela distribuidora.

Nessa análise foram considerados os custos evitados com a geração local (termelétricas a diesel) ao se interligar as localidades ao SIN.

Em relação aos custos das obras de interligação, não foram verificadas distorções nos valores apresentados pela distribuidora quando comparados com outras bases de preços. É importante destacar que a comparação realizada não objetivou estabelecer de maneira precisa os valores que serão efetivamente reconhecidos pelo MME e pela ANEEL no processo de sub-rogação da CCC, mas sim teve por finalidade identificar eventuais inconsistências nos valores de investimentos informados.

Como resultado, concluiu-se que a interligação pode reduzir os dispêndios futuros da CCC para a maioria das localidades, Urucumacuã e Izidolândia são exceções.

Cabe destacar que Alvorada d'Oeste não foi incluída nas alternativas analisadas, pois, como informou a distribuidora, a sua interligação, prevista para março de 2020, independe da antecipação dos recursos da sub-rogação da CCC.

Salienta-se que a análise realizada é sensível em relação aos dados de entrada e, dessa forma, qualquer alteração em relação às premissas adotadas requer a revisão do estudo realizado.