



ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA A CONEXÃO DE 1 GW DE GERAÇÃO ADICIONAL NO SISTEMA DE MANAUS

(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

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento

Energético

Reive Barros

Secretário de Energia Elétrica (Interino)

Domingos Romeu Andreatta

**Secretária de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis**

Renata Beckert Isfer

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

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

*Análise de viabilidade Técnica para a
Conexão de 1 GW de Geração
Adicional no Sistema de Manaus*



*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 (Interino)

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Equipe Técnica:

Bruno Scarpa Alves da Silveira
Gustavo Valeriano Neves Luizon
Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha
Vinicius Ferreira Martins

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

Sede

SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714
70711-902 - Brasília - DF

Escritório Central

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

Nº. EPE-DEE-NT-019/2020-r0

Data: 06 de março de 2020

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

		
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>Estudo</i> <i>Produto (Nota Técnica ou Relatório)</i> EPE-DEE-NT-019/2020 Análise de viabilidade Técnica para a Conexão de 1 GW de Geração Adicional no Sistema de Manaus		
<i>Revisões</i> rev0	<i>Data</i> 06.03.2020	<i>Descrição sucinta</i> Emissão Original

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

APRESENTAÇÃO

Este relatório apresenta a análise de viabilidade técnica para a conexão de 1 GW de geração adicional no sistema de transmissão responsável pelo suprimento de energia elétrica à capital do estado do Amazonas.

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

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
1.2	OBJETIVOS GERAIS.....	9
1.3	ABORDAGEM ADOTADA.....	9
2	CONCLUSÕES.....	10
3	PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	11
3.1	CRITÉRIOS BÁSICOS.....	11
3.2	CASOS DE TRABALHO	11
3.3	CENÁRIOS DE GERAÇÃO	11
3.4	PROJEÇÕES DE MERCADO	13
3.5	LIMITES OPERATIVOS	14
3.5.1	Tensão.....	14
3.5.2	Carregamento	14
3.5.3	Fator de Potência.....	15
3.6	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	15
3.7	PONTOS CANDIDATOS.....	15
4	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE	16
4.1	ALTERNATIVA 1 – CONEXÃO DE 1 GW NA SE LECHUGA 500 kV	16
4.2	ALTERNATIVA 2 - CONEXÃO DE 1 GW NA SE LECHUGA 230 kV	16
4.3	ALTERNATIVA 3 - CONEXÃO DE 1 GW NA SE JORGE TEIXEIRA 230 kV	16
4.4	ALTERNATIVA 4 - CONEXÃO DE 1 GW NA SE TARUMÃ 230 kV	17
5	ANÁLISE ECONÔMICA	18
5.1	COMPARAÇÃO ECONÔMICA.....	18
5.2	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	19
6	REFERÊNCIAS.....	20
7	EQUIPE TÉCNICA.....	21
8	ANEXOS	22
8.1	DIFERENCIAL DE PERDAS DAS ALTERNATIVAS.....	23

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Diagrama eletrogeográfico da rede de transmissão responsável pelo suprimento de energia elétrica à Manaus.....	8
---	---

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Cenário de Geração Mínima	12
Tabela 3-2 – Cenário de Geração Máxima.....	13
Tabela 3-3 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	14
Tabela 5-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000).....	18
Tabela 8-1 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Mínima/Patamar de Carga Leve	23
Tabela 8-2 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Mínima/Patamar de Carga Média	23
Tabela 8-3 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Mínima/Patamar de Carga Pesada.....	24
Tabela 8-4 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Máxima/Patamar de Carga Leve.....	24
Tabela 8-5 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Máxima/Patamar de Carga Média.....	24
Tabela 8-6 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Máxima/Patamar de Carga Pesada	25

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

Atualmente o suprimento de energia elétrica da capital do estado do Amazonas é realizado por meio de quatro subestações de Rede Básica (SE Luchuga 500/230/138 kV, SE Manaus 230/69 kV, SE Jorge Teixeira 230/138 kV e SE Mauá 3 230/138 kV), além da SE Tarumã 230/138 kV, que deverá ser licitada em 2020, como apresentado na figura abaixo.

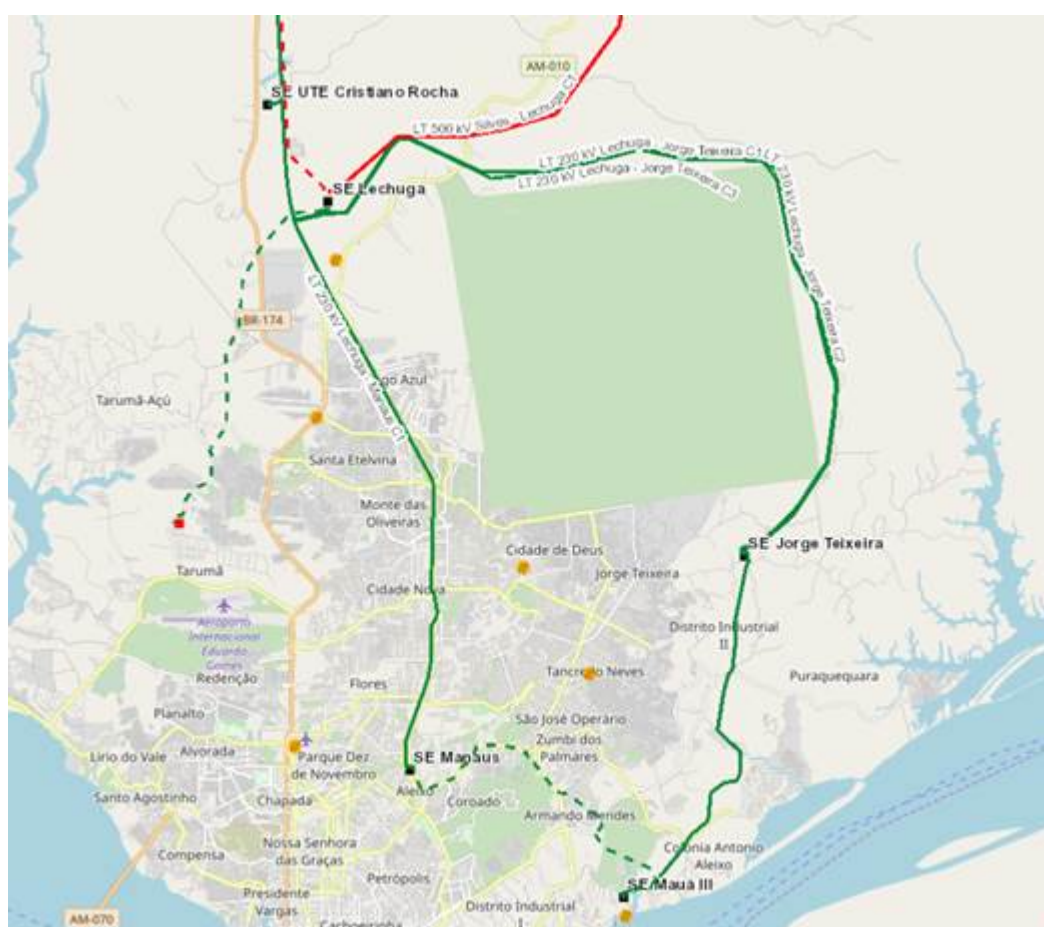


Figura 1-1 – Diagrama eletrogeográfico da rede de transmissão responsável pelo suprimento de energia elétrica à Manaus

Levando-se em consideração os montantes de geração térmica já cadastrados em leilões de geração ocorridos até o momento, bem como as projeções para a expansão da exploração de gás natural na região, torna-se necessário a realização de uma análise expedita para atestar a viabilidade técnica da conexão de 1 GW de geração adicional no sistema elétrico de Manaus.

1.2 Objetivos Gerais

O objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade técnica para a conexão de 1 GW de geração adicional no sistema elétrico responsável pelo suprimento de energia elétrica à capital do estado do Amazonas.

1.3 Abordagem Adotada

Foram efetuadas análises de fluxo de potência em regime permanente, tanto para a condição normal de operação, como para contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Foi utilizada como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2029, considerando os cenários de carga leve, média e pesada. O estudo será realizado para um período de 7 anos, tendo 2025 por ano inicial e como horizonte o ano de 2031.

2 CONCLUSÕES

Como mencionado acima, essa avaliação expedita teve como objetivo atestar a viabilidade técnica de recebimento de 1 GW de geração adicional pelo sistema de transmissão responsável pelo suprimento de energia elétrica à Manaus. Foram considerados como pontos candidatos à conexão desse montante de geração adicional as SEs Lechuga e Jorge Teixeira, subestações em operação, além da SE Tarumã, que deverá ser licitada em 2020. Em função das limitações físicas para futuras expansões já identificadas em [1], as SEs Manaus e Mauá 3 foram descartadas nessa análise.

Essa análise teve o foco exclusivo da ótica do sistema, ou seja, não foram considerados os custos das instalações de interesse restrito do empreendedor, que dependerão, dentre outros fatores, da configuração de máquinas da usina e da sua localização em relação ao ponto de conexão. Nesse caso, a unidade térmica foi alocada referencialmente como estando contígua às subestações candidatas a receber esse montante de geração adicional. A partir do momento em que houver alguma indicação no tocante à localização dessa usina, deverá ser realizada uma consulta junto às transmissoras no sentido de confirmar a viabilidade física de cada instalação para a conexão desse montante de geração adicional (1 bay de 500 kV ou 2 bays de 230 kV).

A partir dos resultados obtidos para as simulações de fluxo de potência em regime permanente, constatou-se ser viável a conexão desse montante de geração em qualquer um dos pontos candidatos analisados nesse trabalho. No entanto, cumpre notar que a conexão desse montante de geração adicional na SE Lechuga ou na SE Jorge Teixeira apresentou desempenho econômico superior à conexão na SE Tarumã, tanto em termos de investimento como perdas elétricas.

3 PREMISSAS E CRITÉRIOS

3.1 Critérios Básicos

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”, [2].

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, [3], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” para as instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
- Geração térmica adicional de 1 GW considerada referencialmente como estando localizada contígua à cada ponto de conexão candidato;
- O estudo foi realizado para um período de 7 anos, tendo por ano inicial 2025 e como horizonte o ano de 2031.

3.2 Casos de Trabalho

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2029, patamares de carga leve, média e pesada.

3.3 Cenários de Geração

Assim como apresentado em [1], foram estabelecidos dois cenários de geração interna em Manaus, considerados relevantes para a avaliação de desempenho do sistema de suprimento à esta região metropolitana, como segue:

- ✓ Cenário de Geração Mínima: Representa o despacho mínimo das usinas térmicas e hidrelétricas de Manaus conforme Tabela 3-1 abaixo.

Tabela 3-1 – Cenário de Geração Mínima

Tipo da Usina	Nome da Usina	Despacho (MW)
Hidráulica	Balbina	75,0
Térmica	Aparecida Bloco 1	0,0
Térmica	Aparecida Bloco 2	0,0
Térmica	Cristiano Rocha	65,0
Térmica	Irاندوبا	0,0
Térmica	Jaraqui	60,0
Térmica	Manacapuru	0,0
Térmica	Manauara	60,0
Térmica	Mauá 3	280,0
Térmica	Mauá Bloco 3	0,0
Térmica	Mauá Bloco 4	0,0
Térmica	Ponta Negra	60,0
Térmica	Tambaqui	60,0
TOTAL		660,0

- ✓ Cenário de Geração Máxima: Representa o despacho máximo das usinas térmicas e hidrelétricas de Manaus conforme Tabela 3-2 abaixo.

Tabela 3-2 – Cenário de Geração Máxima

Tipo da Usina	Nome da Usina	Despacho (MW)
Hidráulica	Balbina	250,0
Térmica	Aparecida Bloco 1	0,0
Térmica	Aparecida Bloco 2	0,0
Térmica	Cristiano Rocha	85,4
Térmica	Irاندوبا	0,0
Térmica	Jaraqui	60,0
Térmica	Manacapuru	0,0
Térmica	Manauara	60,0
Térmica	Mauá 3	570,0
Térmica	Mauá Bloco 3	0,0
Térmica	Mauá Bloco 4	0,0
Térmica	Ponta Negra	60,0
Térmica	Tambaqui	60,0
TOTAL		1145,4

3.4 Projeções de Mercado

As projeções de mercado utilizadas para as análises de fluxo de potência foram aquelas informadas pela distribuidora local para o Plano Decenal 2029.

3.5 Limites Operativos

3.5.1 Tensão

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 3-3.

Tabela 3-3 – Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Máxima	Tensão Mínima
69 kV	72,45 kV (1,05 pu)	65,55 kV (0,95 pu)
138 kV	145 kV (1,05 pu)	131 kV (0,95 pu)
230 kV	242 kV (1,05 pu)	218 kV (0,95 pu)
500 kV	550 kV (1,10 pu)	475 kV (0,95 pu)

3.5.2 Carregamento

Para os limites de carregamento das linhas de transmissão existentes, foram adotados os valores para as condições de operação normal e de emergência de curta duração, informados pelos agentes envolvidos, em consonância com aqueles constantes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, assim como foram obtidos perante a distribuidora de energia da área de interesse tais valores para as linhas de distribuição existentes e para as planejadas.

Para linhas de transmissão futuras foram utilizados valores definidos no processo de licitação/autorização e informados pelos agentes ou por valores típicos definidos pela EPE, atendendo às determinações da Resolução nº 191 da ANEEL.

Nas análises de contingências de transformadores de potência existentes, foi adotada a capacidade operativa de curta duração informada ao ONS/EPE pelas empresas proprietárias das instalações; para unidades futuras, a capacidade operativa de curta duração foi correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

3.5.3 Fator de Potência

O fator de potência considerado nas barras da Rede Básica de Fronteira foi de 0,95.

3.6 Parâmetros Econômicos

Os custos modulares utilizados para a estimativa de investimentos necessários quando da conexão desse montante de geração adicional (1 GW) foram os constantes na “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2017, [4], atualizada para Maio/2019, de acordo com a metodologia de correção dos índices inflacionários divulgada pela ANEEL.

Além disso, foi adotado o ano de 2025 como referência, taxa de atualização de capital de 8% ao ano, e tempo de vida útil das instalações igual a 30 anos.

As perdas elétricas obtidas para o período considerado foram valoradas pelo custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 233,95 R\$/MWh.

3.7 Pontos candidatos

Foram considerados como pontos candidatos para a conexão desse montante de geração adicional as SEs Lechuga 500 kV, Lechuga 203 kV e Jorge Teixeira 230 kV, instalações em operação, além da SE Tarumã, que deverá ser licitada em 2020. Em função das limitações físicas para futuras expansões já apresentadas em [1], as SEs Manaus e Mauá 3 foram descartadas nessa análise.

Essa análise expedita não levou em consideração a localização geográfica da futura UTE, por não haver nenhuma indicação a esse respeito até o momento. Nesse caso, a unidade térmica foi alocada referencialmente como estando localizada contígua às subestações candidatas à conexão. A partir do momento em que houver alguma indicação no tocante à possível localização dessa usina, deverá ser realizada uma consulta junto às transmissoras no sentido de confirmar a viabilidade física de cada instalação para a conexão desse montante de geração adicional (1 bay de 500 kV ou 2 bays de 230 kV).

4 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência em regime permanente para a conexão de 1 GW de geração adicional no sistema Manaus, levando-se em consideração os dois cenários mais críticos para o dimensionamento do sistema, ou seja: *i)* patamar de carga leve no ano inicial e despacho máximo das usinas da região; e *ii)* patamar de carga média no ano horizonte e despacho mínimo das usinas da região.

4.1 Alternativa 1 – Conexão de 1 GW na SE Lechuga 500 kV

Considerando a conexão de 1 GW de geração adicional no setor de 500 kV da SE Lechuga, o sistema apresentou desempenho satisfatório no decorrer do horizonte analisado, tanto em condição normal de operação quanto durante contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, não sendo necessária a implantação de nenhuma expansão na rede de transmissão local.

4.2 Alternativa 2 - Conexão de 1 GW na SE Lechuga 230 kV

Considerando a conexão de 1 GW de geração adicional no setor de 230 kV da SE Lechuga, o sistema apresentou desempenho satisfatório no decorrer do horizonte analisado, tanto em condição normal de operação quanto durante contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, não sendo necessária a implantação de nenhuma expansão na rede de transmissão local.

4.3 Alternativa 3 - Conexão de 1 GW na SE Jorge Teixeira 230 kV

Considerando a conexão de 1 GW de geração adicional no setor de 230 kV da SE Jorge Teixeira, o sistema apresentou desempenho satisfatório no decorrer do horizonte analisado, tanto em condição normal de operação quanto durante contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, não sendo necessária a implantação de nenhuma expansão na rede de transmissão local.

4.4 Alternativa 4 - Conexão de 1 GW na SE Tarumã 230 kV

Considerando a conexão de 1 GW de geração adicional no setor de 230 kV da SE Tarumã, torna-se necessário a implantação da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C3, com o objetivo de evitar sobrecarga no circuito remanescente durante a contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão. Por fim, cumpre notar que a partir da implantação desse terceiro circuito, o sistema apresentou desempenho satisfatório no decorrer do horizonte analisado, tanto em condição normal de operação quanto durante contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

5 ANÁLISE ECONÔMICA

5.1 Comparação Econômica

Os custos utilizados para a estimativa dos investimentos necessários quando da conexão desse montante de geração no sistema de Manaus são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2017, [4], atualizada para Maio/2019 de acordo com a metodologia de correção dos índices inflacionários divulgada pela ANEEL.

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2025 com taxa de retorno de 8% ao ano. Ressalta-se que esses valores são utilizados apenas para comparação de alternativas, não servindo como base para orçamentos.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 2), foram estimados considerando-se os despachos mínimos e máximos para as usinas da região, com permanência de 50% para cada cenário, e patamares de carga Leve, Média e Pesada, com permanências de 7 horas, 14 horas e 3 horas, respectivamente, para todos os anos do horizonte de estudo (2025-2031), tendo como referência o custo de perdas de 233,95 R\$/MWh e a taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2025.

A Tabela 5-1 apresenta a comparação econômica das alternativas levando-se em consideração custos de investimentos e diferencial de perdas.

Tabela 5-1 – Custo de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Investimento	Δ Perdas	Total	Ordem
Alternativa 1	0	7.224,12	7.224,12	3º
Alternativa 2	0	0	0	1º
Alternativa 3	0	2.704,71	2.704,71	2º
Alternativa 4	18.892,93	96.422,53	115.315,46	4º

5.2 Discussão dos Resultados

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 5-1, pode-se concluir que apesar de ser viável tecnicamente a conexão de 1 GW de geração adicional em qualquer um dos quatro pontos candidatos analisados, a Alternativa 4, conexão de 1 GW de geração adicional na SE Tarumã 230 kV, apresenta o pior desempenho econômico dentre as possibilidades avaliadas nesse trabalho, sendo a única opção que demanda a necessidade de expansão da Rede Básica (implantação da LT 230 kV Lechuga – Tarumã C3), além de possuir o montante mais elevado de perdas elétricas.

6 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-105/2015-rev2 – “Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus”
- [2]. “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE, Abril/2005
- [3]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET, Janeiro/2001
- [4]. “Base de Referência de Preços ANEEL”, Junho/2017

7 EQUIPE TÉCNICA

Bruno Scarpa Alves da Silveira – EPE/STE

Gustavo Valeriano Neves Luizon – EPE/STE

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE



8 ANEXOS

8.1 Diferencial de Perdas das Alternativas

A Tabela 8-1 até a Tabela 8-6 apresentam o diferencial de perdas elétricas de todas as alternativas em relação à Alternativa 2, discretizadas por ano.

Tabela 8-1 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Mínima/Patamar de Carga Leve

Ano	Perdas (MW)		
	ALTERNATIVAS ANALISADAS		
	Δ ALT1	Δ ALT3	Δ ALT4
2025	0,73	1,44	11,96
2026	0,76	1,26	11,59
2027	0,30	1,30	11,41
2028	0,31	1,14	11,09
2029	0,37	1,10	11,21
2030	0,42	1,14	11,34
2031	0,40	1,05	11,03

Tabela 8-2 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Mínima/Patamar de Carga Média

Ano	Perdas (MW)		
	ALTERNATIVAS ANALISADAS		
	Δ ALT1	Δ ALT3	Δ ALT4
2025	0,88	-0,82	7,03
2026	0,88	-1,04	6,52
2027	0,59	-1,28	6,84
2028	0,62	-1,48	6,38
2029	0,63	-1,72	6,04
2030	0,64	-1,60	6,08
2031	0,60	-1,88	5,79

Tabela 8-3 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Mínima/Patamar de Carga Pesada

Ano	Perdas (MW)		
	ALTERNATIVAS ANALISADAS		
	Δ ALT1	Δ ALT3	Δ ALT4
2025	0,66	1,09	10,03
2026	0,69	1,00	9,91
2027	0,24	1,28	10,70
2028	0,20	1,02	9,93
2029	0,24	0,98	9,92
2030	0,26	1,05	9,92
2031	0,29	1,03	9,88

Tabela 8-4 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Máxima/Patamar de Carga Leve

Ano	Perdas (MW)		
	ALTERNATIVAS ANALISADAS		
	Δ ALT1	Δ ALT3	Δ ALT4
2025	0,78	2,39	12,15
2026	0,82	2,25	11,78
2027	0,25	2,17	11,52
2028	0,26	1,99	11,19
2029	0,36	1,99	11,35
2030	0,34	2,03	11,49
2031	0,42	1,98	11,15

Tabela 8-5 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Máxima/Patamar de Carga Média

Ano	Perdas (MW)		
	ALTERNATIVAS ANALISADAS		
	Δ ALT1	Δ ALT3	Δ ALT4
2025	0,89	0,35	7,01
2026	0,91	0,12	6,51
2027	0,72	-0,10	6,81
2028	0,73	-0,29	6,38
2029	0,75	-0,49	6,08
2030	0,75	-0,38	6,12
2031	0,74	-0,61	5,79

Tabela 8-6 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 1, 3 e 4 em relação à Alternativa 2 (MW) – Geração Máxima/Patamar de Carga Pesada

Ano	Perdas (MW)		
	ALTERNATIVAS ANALISADAS		
	Δ ALT1	Δ ALT3	Δ ALT4
2025	0,65	1,87	9,99
2026	0,71	1,81	9,89
2027	0,19	2,09	10,64
2028	0,16	1,80	9,91
2029	0,20	1,75	9,89
2030	0,25	1,86	9,88
2031	0,29	1,82	9,84