ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Recomendação de Reforços para Mitigar Atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas

Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

BRASIL GOVERNO FEDERAL

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

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Recomendação de Reforços para Mitigar Atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas

GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia
Ministro
Fernando Coelho Filho

Secretário-Executivo do MME
Paulo Jerônimo Bandeira de Mello Pedrosa

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético
Eduardo Azevedo Rodrigues

Secretário de Energia Elétrica
Fabio 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 Nóbrega Barroso

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais
Ricardo Gorini de Oliveira

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, Sl. 744

70065-900 – Brasília – DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar

20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral
Luiz Augusto Nóbrega Barroso
Amilcar Gonçalves Guerreiro
Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Executiva
José Marcos Bressane

Equipe Técnica
Armando Leite Fernandes
Daniel José Tavares de Souza
Dourival de Souza Carvalho Júnior
Igor Chaves
João Henrique Magalhães Almeida
Marcelo Willian Henriques Szrajbman
Maria de Fátima de Carvalho Gama
Maxwell Cury Júnior
Rafael Theodoro Alves e Mello
Rodrigo Rodrigues Cabral
Sérgio Felipe Falcão Lima
Tiago Campos Rizzotto
Vinícius Ferreira Martins

Análise Socioambiental
Alfredo Lima Silva
André Viola Barreto
Bernardo Regis Guimarães de Oliveira
Carina Rennó Siniscalchi
Kátia Gisele Soares Matosinho
Thiago Galvão
Valentine Jahnel

Nº EPE-DEE-RE-037/2017-rev1
Data: 29 de setembro de 2017

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

Empresa de Pesquisa Energética	
Projeto	**ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**
Área de estudo	**Estudos do Sistema de Transmissão**
Sub-área de estudo	**Análise Técnico-econômica**
Produto (Nota Técnica ou Relatório)	
EPE-DEE-RE-037/2017	**Recomendação de Reforços para Mitigar Atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas**

Revisões	*Data*	*Descrição sucinta*
rev0	31.07.2017	Emissão Original
Rev1	29.09.2017	1) Inclusão das capacidades de curta e longa duração na Tabela 5.1 2) Inclusão das conclusões e recomendações referentes aos novos estudos de transitórios no ítens 6.3 e 6.4. 3) Ajustes de informações nas Fichas PET (item 9) 4) Correção numeração dos Auto-transformadores da SE Açu III no item 11.11 5) Inclusão do anexo 11.14 referente aos estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra

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

SUMÁRIO

1 OBJETIVO 5

2 LEVANTAMENTO DAS INSTALAÇÕES EM ATRASO 7

3 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA 14

3.1 ESCOAMENTO DA GERAÇÃO DA REGIÃO NORTE 14
3.2 AMPLIAÇÃO DA INTERLIGAÇÃO NORTE – NORDESTE E ESCOAMENTO DE GERAÇÃO EÓLICA 16
3.3 SÍNTESE DAS CONCLUSÕES 30

4 ANÁLISE ECONÔMICA 33

5 RECOMENDAÇÕES 41

6 TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS DE MANOBRA 45

6.1 ESTUDOS ANTERIORES DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS 45
6.2 CONDICIONANTES POTENCIAIS PARA A NOVA CONCEPÇÃO DO TRONCO DE TRANSMISSÃO 46
6.3 CONCLUSÕES DOS NOVOS ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS 48
6.4 SUMÁRIO DE RECOMENDAÇÕES DOS NOVOS ESTUDOS DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS 51

7 COMPARTILHAMENTO COM INSTALAÇÕES EXISTENTES 53

7.1 SE BARREIRAS II (LT 500 KV GILBUÉS II – BARREIRAS II C2) 53
7.2 SE GILBUÉS II (LT 500 KV GILBUÉS II – BARREIRAS II C2 E MIRACEMA – GILBUÉS C3) 55
7.3 SE MIRACEMA (LT 500 KV MIRACEMA – GILBUÉS C3 E S. PELADA – MIRACEMA C1/C2) 57
7.4 SE SERRA PELADA (NOVA) 59
7.5 SE ITACAIÚNAS (LT 500 KV SERRA PELADA – ITACAIÚNAS C1) 61
7.6 SE XINGU (LT 500 KV XINGU - SERRA PELADA C1/2) 63
7.7 SE MILAGRES II 64
7.8 SE AÇU III 67

8 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL 70

9 FICHAS PET 72

10 REFERÊNCIAS 86

11 ANEXOS 88

11.1 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES DE TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS DE MANOBRA PARA O SISTEMA CONCEBIDO EM 2012 . 88
11.2 CONSULTA DE ACESSO À SE BARREIRAS II 93
11.3 DIAGRAMA UNIFILAR DA SE GILBUÉS II 97
11.4 CONSULTA DE ACESSO À SE MIRACEMA 98
11.5 DIAGRAMA UNIFILAR E ARRANJO FÍSICO PROPOSTOS PARA SE SERRA PELADA 111
11.6 CONSULTA DE ACESSO À SE ITACAIÚNAS 113

11.7 Consulta de Acesso à SE Xingu 119
11.8 Diagrama Unifilar proposto para SE Milagres II 127
11.9 Diagrama Unifilar proposto para SE Açu III e Consulta de Acesso 129
11.10 Registro de reunião com transmissoras (CYMI) 137
11.11 Planilhas de Custos 140

NOTAS TÉCNICAS

11.12 EPE-DEE-NT-38/2017-rev0 "Atrasos de instalações de transmissão concedidas – Diagnóstico do desempenho do SIN e recomendação de soluções" 144
11.13 NT DEA 017/17 "Análise Socioambiental dos Reforços para mitigar atrasos de instalações de transmissão concedidas" 145
11.14 EPE-DEE-NT-066/2017-rev0 "Recomendação de Reforços para Mitigar Atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas - Avaliação de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra" 146

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Empreendimentos de transmissão em andamento: situação da execução 7
Figura 2.2 – Sistema p/ escoamento das primeiras máquinas da UHE Belo Monte – ATE XXI 9
Figura 2.3 – Sistema p/ escoamento das primeiras máquinas da UHE Belo Monte - LITE 10
Figura 2.4 – Sistema elétrico p/ escoamento de usinas eólicas e ampliação da inteligação Norte - Nordeste 12
Figura 2.5 – Sistema p/ escoamento de usinas eólicas e ampliação da interligação Norte – Nordeste: obras paralisadas (ATE XVI, ATE XVII, ATE XIX e ATE XX) 13
Figura 3.1 – Escoamento das primeiras máquinas da UHE Belo Monte: obras paralisadas 14
Figura 3.2 – Ampliação Interligação Norte – Nordeste: alternativas [3] 17
Figura 3.3 – Mapa geoelétrico do sistema de transmissão referencial proposto: rota via Miracema [3] 17
Figura 3.4 – Mapa geoelétrico do sistema de transmissão referencial proposto: rota via Colinas [3] 18
Figura 3.5 –Sistema elétrico p/ ampliação da Interligação Norte-Nordeste: obras paralisadas 19
Figura 3.6 –Sistema elétrico: área norte da região Nordeste 20
Figura 3.7 –Sistema elétrico: área leste da região Nordeste 21
Figura 3.8 –Sistema elétrico: área sul da região Nordeste 24
Figura 3.9 –Sistema elétrico para escoamento de usinas eólicas e ampliação da interligação Norte - Nordeste 27
Figura 3.10 –Sistema elétrico para ampliação da interligação Norte/Nordeste-Sudeste 28
Figura 3.11 –Sistema elétrico para ampliação da interligação Norte/Nordeste-Sudeste 29
Figura 3.12 – Diagrama esquemático com obras recomendadas no eixo Xingu-Barreiras 31
Figura 3.13 – Diagrama esquemático das obras na SE Açu III e na SE Milagres II 31
Figura 4.1 – Geração UHE do Norte – Previsão com base nas séries históricas 34
Figura 4.2 – Geração eólica do SIN nos últimos 3 anos e fator de capacidade médio mensal 35
Figura 4.3 – Permanência do fator de capacidade das usinas eólicas do Nordeste nos meses de fevereiro a maio. 36
Figura 4.4 – Restrições de geração nas usinas do Norte 37
Figura 4.5 – Geração média disponível nas usinas do Norte, fev-mai, ano de 2022 38
Figura 4.6– Restrições médias de geração nas usinas do Norte, fev-mai, ano de 2022 39
Figura 7.1 – Localização da SE Barreiras II 53
Figura 7.2 – Localização da SE Gilbués II 55
Figura 7.3 – Localização da SE Miracema 58
Figura 7.4 – Localização da SE Serra Pelada 60
Figura 7.5 – Localização da SE Itacaiúnas 62
Figura 7.6 – Localização da SE Xingu 64
Figura 7.7 – Localização da SE Milagres II 65
Figura 7.8 – Localização da SE Açu III 230kV 67
Figura 8.1 – Corredores estudados nas análises socioambientais 70
Figura 11.1 – Silhueta da estrutura típica – extraída do relatório do estudo de referência 91
Figura 11.2 – Silhueta da estrutura típia – extraída do relatório do estudo de referência 92

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Empreendimentos de Transmissão com Obras Paralisadas: escoamento UHE Belo Monte 9
Tabela 2.2 – Empreendimentos de Transmissão com Obras Paralisadas: escoamento UHE Belo Monte 10
Tabela 2.3 – Empreendimentos de Transmissão com Obras Paralisadas: ampliação da interligação Norte – Nordeste e escoamento de geração eólica na região nordeste 13
Tabela 3.1 – Empreendimentos de Transmissão com Obras Paralisadas 14
Tabela 5.1 – Recomendações de Linhas de Transmissão 41
Tabela 5.2 – Recomendações de Subestações 42
Tabela 5.3 – Recomendações Relacionadas a Seccionamentos de Linhas 43
Tabela 5.4 – Recomendações Relacionadas a Seccionamentos de Linhas: subestações 43
Tabela 8.1 – Linhas de Transmissão planejadas neste estudo 71
Tabela 8.2 – Coordenadas da subestação planejada Serra Pelada 71

1 OBJETIVO

Este estudo visa determinar um conjunto mínimo de reforços necessários para mitigar as restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica, com impactos significativos para o suprimento de energia através do Sistema Interligado Nacional (SIN), as quais, não obstante já terem sido objeto de outorga em contratos de concessão, por razões de naturezas diversas, estão com seus processos de implantação paralisados e sem a possibilidade de se configurar com segurança um prazo para a solução das questões regulatórias que viabilizarão sua construção.

Diante deste panorama, foi solicitado pelo MME que a EPE realizasse um estudo complementar considerando as novas condições de atendimento do Sistema Interligado Nacional, em função do tempo transcorrido desde a contratação das concessionárias de transmissão ATE XVI a ATE XXIV até o presente, buscando mitigar possíveis cortes de geração ou suprimento de energia e as incertezas quanto à concretização da solução planejada e contratada.[1]

ESCOPO

O presente documento abrange um subconjunto das instalações das concessionárias de transmissão supracitadas, o qual foi selecionado a partir de um diagnóstico do desempenho do SIN, focalizando, num primeiro momento, os empreendimentos cujas ausências são relativamente mais impactantes para o escoamento das fontes de geração contratadas, em particular, a UHE Belo Monte e as novas fontes eólicas na região Nordeste. Numa etapa posterior, será feita a avaliação do impacto das demais instalações.

Para suprir a ausência desses empreendimentos, foi definido um conjunto de reforços, para os quais são apresentadas as características técnicas e socioambientais que possibilitarão fundamentar o processo de sua contratação pela ANEEL.

PROCEDIMENTO

A recomendação desses reforços levou em consideração, dentre outros aspectos: (i) o contexto dos estudos anteriores que definiram os empreendimentos hoje ausentes; (ii) a evolução da configuração da rede elétrica, considerando o tempo decorrido desde a época daqueles estudos; (iii) as novas instalações que estão sendo ou que serão implantadas a partir de estudos mais recentes.

Por outro lado, foi também caracterizado o benefício econômico dos reforços, com base na análise comparativa dos novos investimentos frente ao custo evitado para os consumidores, associado à necessidade de geração térmica para substituir a energia não suprida decorrente da ausência dos empreendimentos.

[1] Referência: Ofício nº 147/2017/SPE-MME, de 22.05.2017, "*Expansão e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) diante de atrasos na entrada em operação de instalações de transmissão concedidas*".

No desenvolvimento das análises, as seguintes etapas foram cumpridas:

- Levantamento das instalações de transmissão concedidas com obras paralisadas, cuja ausência cause restrições expressivas na operação do SIN;
- Diagnóstico do desempenho do SIN diante do atraso das instalações concedidas;
- Definição de soluções estruturais para a mitigação das restrições apontadas;
- Custeamento das soluções e avaliação do benefício de sua implantação;
- Consulta às transmissoras sobre a disponibilidade de espaço físico nas subestações envolvidas de modo a permitir a implantação das obras indicadas;
- Caracterização técnica dos empreendimentos indicados;
- Análise socioambiental dos empreendimentos indicados, com caracterização dos corredores das linhas de transmissão e localização de subestações.

2 LEVANTAMENTO DAS INSTALAÇÕES EM ATRASO

O Sistema Interligado Nacional – SIN vem convivendo com inúmeros atrasos no cronograma de entrada em operação comercial de empreendimentos, principalmente de linhas de transmissão. O relatório de fiscalização da transmissão da ANEEL [1], edição de janeiro/março 2017, mostra que mais de 60% dos empreendimentos de transmissão em andamento estão atrasados. A Figura 2.1 apresenta o detalhamento da situação dos 331 empreendimentos objeto de fiscalização pela ANEEL.

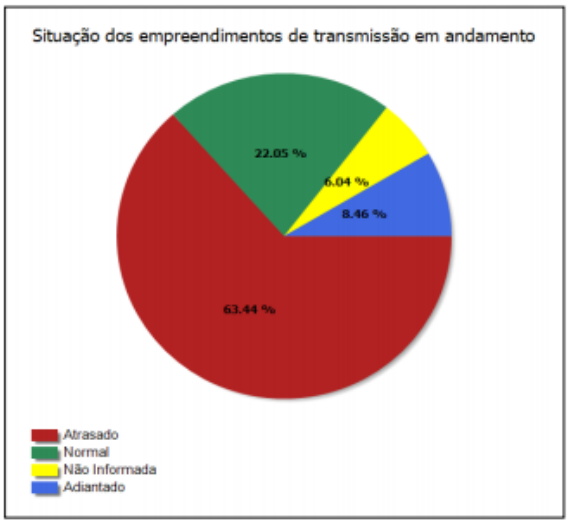


Figura 2.1 – Empreendimentos de transmissão em andamento: situação da execução

Dos 331 empreendimentos, cerca de 210 (63%) estão atrasados. A partir daí, a fiscalização da ANEEL promove um acompanhamento diferenciado daqueles empreendimentos que possuem maior risco de impactar a operação do SIN. Nesse mesmo acompanhamento, 97 empreendimentos de ampliação e reforços da Rede Básica compõem o grupo submetido ao acompanhamento diferenciado no ano de 2017, segundo a ANEEL [1].

Desse grupo de 97 empreendimentos, foram selecionados nove conjuntos de obras por função principal desempenhada no SIN para acompanhamento diferenciado, conforme a seguir:

a) Escoamento da geração da UHE Belo Monte
b) Usinas Eólicas na Região Nordeste
c) Usinas Eólicas no Rio Grande do Sul
d) Integração de Boa Vista
e) Atendimento ao Rio de Janeiro
f) Complexo Teles Pires
g) Usinas Termoelétricas

h) Atendimento ao Oeste da Bahia e Sul do Piauí e
i) Atendimento de cargas no estado de Goiás

Desses nove conjuntos de obras, destacam-se aqueles que cumprem a função de escoamento da geração da UHE Belo Monte e dos parques eólicos da região Nordeste, cujos atrasos impõem restrições de geração ao SIN.

ESCOAMENTO DA GERAÇÃO DA UHE BELO MONTE

Quanto às obras que fazem parte do conjunto a), relativo ao escoamento da geração da UHE Belo Monte, merece especial destaque a observação apresentada em [1]: "*Das concessões associadas diretamente com o escoamento da geração da UHE Belo Monte, aquelas cujas implantações estavam a cargo da Abengoa (ATE XVI, XVIII, XXI e XXII) encontram-se com suas obras paralisadas e não serão mais objeto do acompanhamento diferenciado abordado neste relatório.*"

A Figura 2.2 apresenta um diagrama esquemático, com destaque para as obras da ATE XXI acima mencionada, diretamente vinculadas ao escoamento das primeiras máquinas UHE Belo Monte, antes da entrada dos dois bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio.

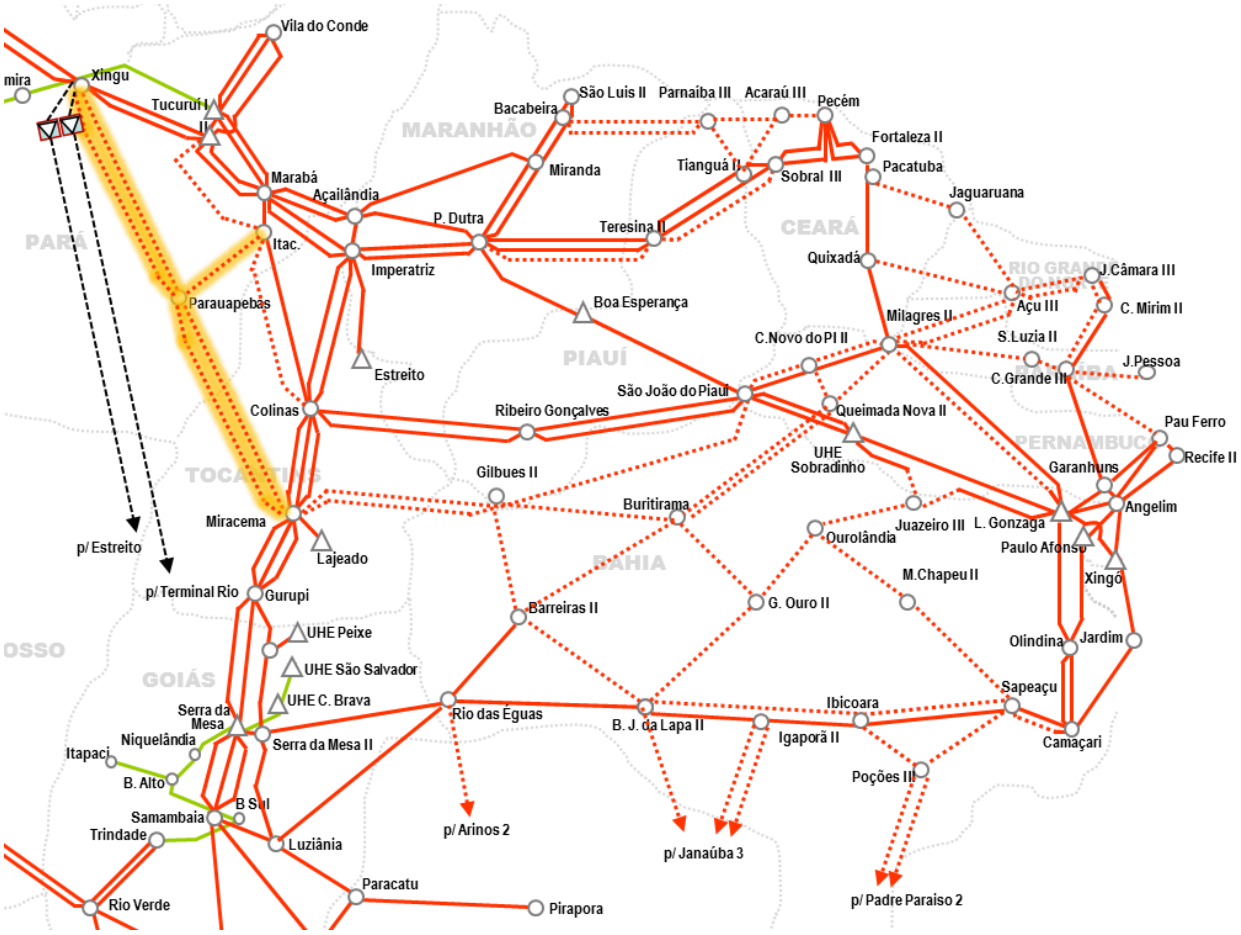


Figura 2.2 – Sistema p/ escoamento das primeiras máquinas da UHE Belo Monte – ATE XXI

A descrição do conjunto de obras mostrado na Figura 2.2 está apresentada na Tabela 2.1 a seguir.

Tabela 2.1 – Empreendimentos de Transmissão com Obras Paralisadas: escoamento UHE Belo Monte

EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO COM OBRAS PARALISADAS	FUNÇÃO PRINCIPAL
LTs 500 kV Xingu – Parauapebas – Miracema C1 e C2, Parauapebas – Itacaiúnas C1 e SE Parauapebas 500 kV	Escoamento da UHE Belo Monte

As instalações apresentadas na Figura 2.2 foram recomendadas originalmente em [2] e tinham data prevista contratualmente para entrada em operação comercial em agosto de 2016. O não cumprimento do prazo contratual somado à paralisação das obras relatada em [1], reforça a necessidade de analisar o impacto decorrente da ausência desses reforços e propor soluções mitigatórias para o SIN.

Além das obras apresentadas na Tabela 2.1, merece destaque o status de outros empreendimentos associados ao escoamento da UHE Belo Monte, conforme descrição apresentada em [1]:

"*As negociações que estão sendo realizadas pela Isolux para viabilizar que a Linhas de Itacaiunas Transmissora de Energia – LITE ainda não foram satisfatórias do ponto de vista da retomada da execução da obra. Dessa forma a previsão de entrada em operação das instalações informada pela LITE no SIGET não é mais possível de ser atingida.*

Os trabalhos de gestão contratual e de fiscalização, realizados conjuntamente pela SFE, SFF e SCT, demonstraram de forma inequívoca a incapacidade da LITE para a captação dos recursos necessários para a execução do empreendimento. Diante do quadro constatado, foi iniciado pala ANEEL processo para apuração das falhas e transgressões ao contrato de concessão e à legislação em vigor."

As obras de que trata o trecho destacado acima estão apresentadas na Figura 2.3.

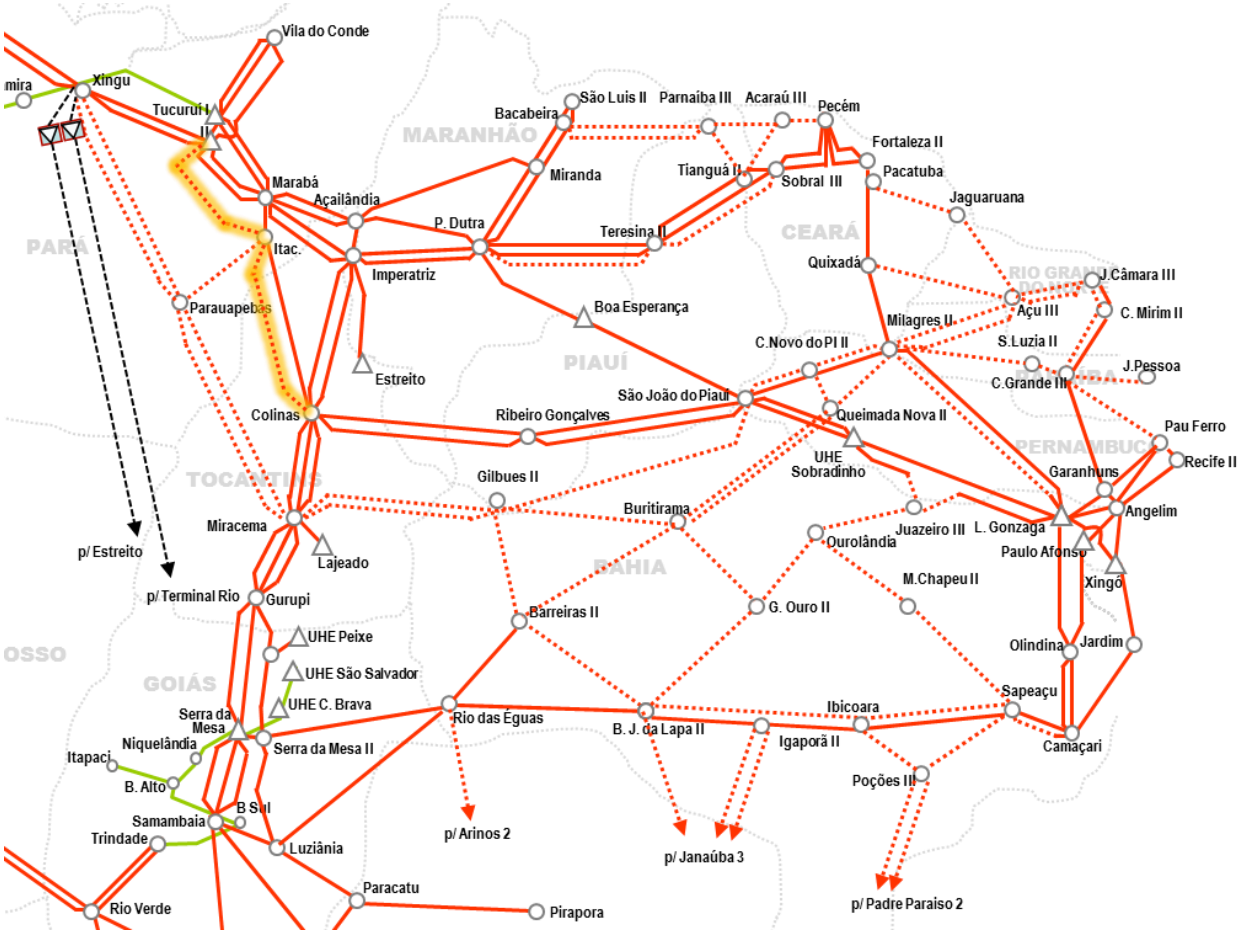


Figura 2.3 – Sistema p/ escoamento das primeiras máquinas da UHE Belo Monte - LITE

A descrição do conjunto de obras mostrado na Figura 2.3 está apresentada na Tabela 2.2 a seguir.

Tabela 2.2 – Empreendimentos de Transmissão com Obras Paralisadas: escoamento UHE Belo Monte

EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO COM OBRAS PARALISADAS	FUNÇÃO PRINCIPAL
LTs 500 kV Tucuruí II - Itacaiúnas C2 e Itacaiúnas - Colinas C2	Escoamento da UHE Belo Monte

Assim como as obras da Tabela 2.1, as instalações apresentadas na Tabela 2.2 foram recomendadas originalmente em [2] e também tinham data prevista contratualmente para entrada em operação comercial de agosto de 2016. Da mesma forma, o não cumprimento do prazo contratual somado à paralisação das obras relatada em [1] reforça a necessidade de também se analisar o impacto decorrente da ausência desses reforços e propor soluções mitigatórias para o SIN. Por este motivo, a possibilidade da ausência de tais instalações foi incluída nas avaliações deste documento, em adição ao conjunto de obras referenciadas no Ofício nº 147/2017/SPE-MME, de 22.05.2017, citado no Capítulo 1.

USINAS EÓLICAS NA REGIÃO NORDESTE

Quanto às obras que fazem parte do conjunto b), referentes ao escoamento da energia das usinas eólicas do Nordeste, o acompanhamento diferenciado da ANEEL limitou-se às linhas de conexão entre os parques eólicos e o sistema de transmissão preexistente. Esses reforços apresentam, em sua maioria, avanço físico na execução de obras que variam entre 65% e 99% e datas previstas de entrada em operação entre os anos de 2017 e 2018. Como a previsão da disponibilidade para operação comercial desses reforços é de curto prazo, não se configura situação crítica que justifique a identificação do impacto desses atrasos, tampouco há tempo hábil para a proposição e efetivação de soluções estruturais mitigatórias em um horizonte menor do que o ano 2018.

É importante destacar que há um conjunto expressivo de reforços de transmissão que não fazem parte do conjunto b) relatado acima e, portanto, não são objeto de acompanhamento diferenciado por parte da fiscalização da ANEEL, mas que são importantes para o escoamento dessas usinas eólicas entre submercados. São linhas que cumprem a função tanto de escoamento local como interligação regional. Esse conjunto de obras é mostrado na Figura 2.4.

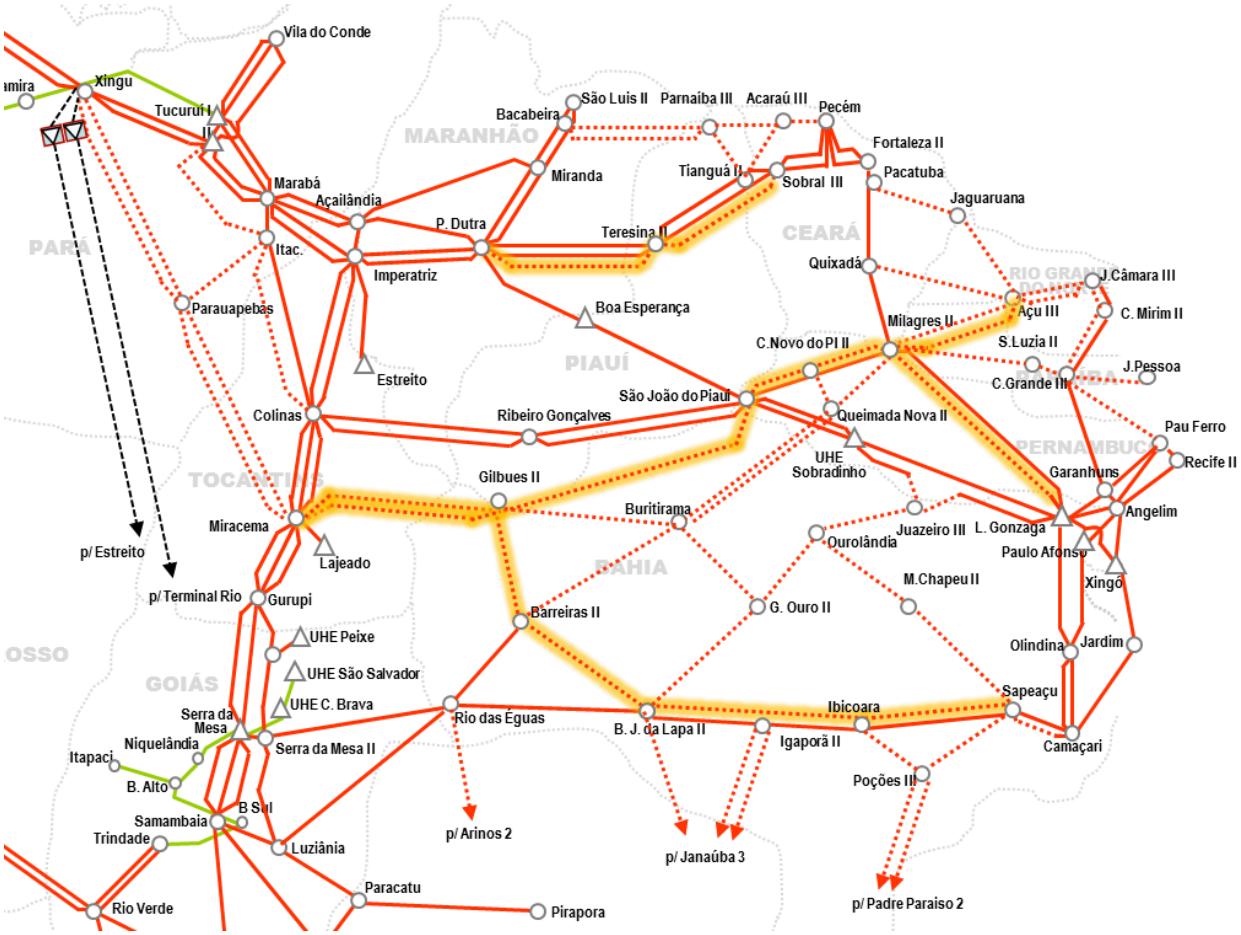


Figura 2.4 – Sistema elétrico p/ escoamento de usinas eólicas e ampliação da inteligação Norte - Nordeste

Do conjunto de obras apresentado na Figura 2.4, há uma expressiva parcela que se encontra paralisada e sem previsão de entrada em operação comercial, a exemplo do ocorrido com as principais obras para escoamento da UHE Belo Monte. Esse fato implica em elevado potencial de restrição à operação otimizada do SIN, o que corrobora a necessidade de avaliar-se o grau de restrição provocado pelo atraso desse conjunto de obras, bem como propor soluções para mitigar os impactos verificados.

Tais obras correspondem aos objetos dos contratos das concessionárias ATE XVI, ATE XVII, ATE XIX e ATE XX. Esse conjunto de obras paralisadas está ilustrado na Figura 2.5.

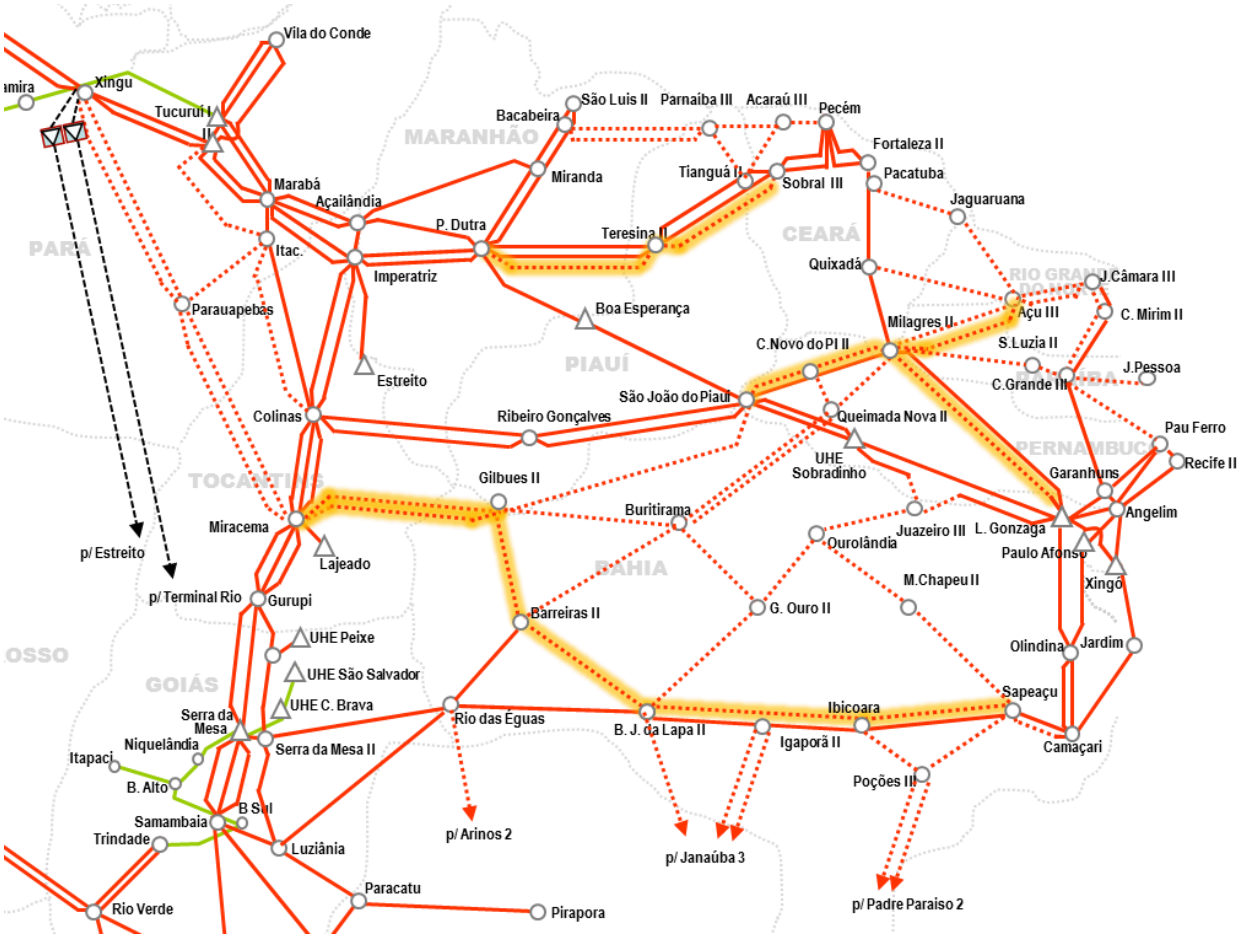


Figura 2.5 – Sistema p/ escoamento de usinas eólicas e ampliação da interligação Norte – Nordeste: obras paralisadas (ATE XVI, ATE XVII, ATE XIX e ATE XX)

O conjunto de obras separadas por função principal está apresentado na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Empreendimentos de Transmissão com Obras Paralisadas: ampliação da interligação Norte – Nordeste e escoamento de geração eólica na região nordeste

	EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO COM OBRAS PARALISADAS	FUNÇÃO PRINCIPAL
1	LTs 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2, Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2 e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II	Ampliação da Interligação Norte - Nordeste e Escoamento de Geração Eólica na Região Nordeste
	LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III C3	
	LTs 500 kV São João do Piauí – Milagres II C2 e Luiz Gonzaga – Milagres II C2	
	LT 500 kV Açu III – Milagres II C1, SE Açu III 500/230 kV e SE Milagres II 500 kV	
	LTs 500 kV São João do Piauí – Milagres II C2 e Luiz Gonzaga – Milagres II C2	

3 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA

Para a realização do diagnóstico, foi utilizada a mesma divisão por função que cada grupo de obras representa no SIN. A Tabela 3.1 apresenta a composição de cada grupo por função.

Tabela 3.1 – Empreendimentos de Transmissão com Obras Paralisadas

	EMPREENDIMENTOS DE TRANSMISSÃO COM OBRAS PARALISADAS	FUNÇÃO PRINCIPAL
1	LTs 500 kV Xingu – Parauapebas – Miracema C1 e C2, Parauapebas – Itacaiúnas C1 e SE Parauapebas 500 kV	Escoamento da UHE Belo Monte
	LTs 500 kV Tucuruí II - Itacaiúnas C2 e Itacaiúnas - Colinas C2	
2	LTs 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2, Gilbués II – Barreiras II – Bom Jesus da Lapa II C1, Bom Jesus da Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu C2 e SEs 500 kV Gilbués II e Barreiras II	Ampliação da Interligação Norte - Nordeste e Escoamento de Geração Eólica na Região Nordeste
	LTs 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III C3	
	LTs 500 kV São João do Piauí – Milagres II C2 e Luiz Gonzaga – Milagres II C2	
	LT 500 kV Açu III – Milagres II C1, SE Açu III 500/230 kV e SE Milagres II 500 kV	
	LTs 500 kV São João do Piauí – Milagres II C2 e Luiz Gonzaga – Milagres II C2	

3.1 Escoamento da geração da região norte

3.1.1 Histórico

O estudo [2] recomendou o sistema de transmissão necessário para escoamento da energia das primeiras máquinas da UHE Belo Monte, conforme sistema destacado na Figura 3.1.

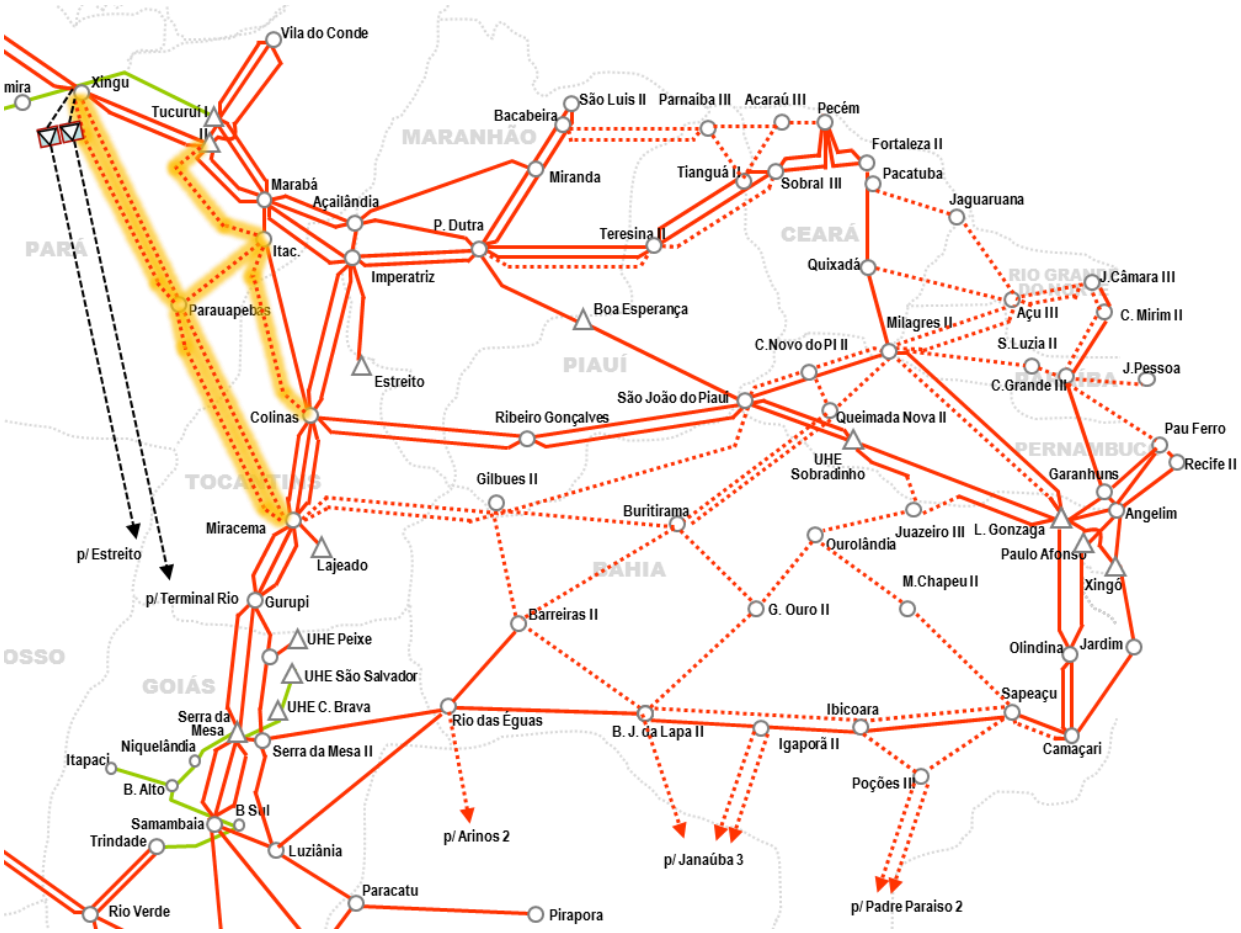


Figura 3.1 – Escoamento das primeiras máquinas da UHE Belo Monte: obras paralisadas

Esses reforços foram recomendados considerando a SE Miracema como sendo o único ponto de conexão comum às alternativas analisadas. Isso ocorreu a partir da definição para a interligação Norte-Nordeste pela rota via Miracema [5]. Foram analisadas alternativas em 500 kV, 765 kV e 1000 kV sendo alternativas mistas em CC e CA até o Sudeste e alternativas utilizando-se sistemas em CC e em CA para o Nordeste (via Miracema e via Colinas).

Esse conjunto de linhas de transmissão foi recomendado tendo como objetivo o escoamento da energia das primeiras máquinas da UHE Belo Monte, permitindo despachar plenamente até a 12ª máquina, momento este em que, segundo o cronograma de motorização inicialmente previsto para a usina, recomendou-se a entrada em operação do 1º bipolo (Xingu – Estreito). Em seguida, com a entrada em operação do 2º bipolo (Xingu – Terminal Rio), o sistema estaria completo e preparado para escoar plenamente toda a geração da UHE Belo Monte.

Cabe ressaltar que o dimensionamento desse conjunto de linhas de transmissão também considerou a presença de novas usinas hidrelétricas na região Norte, tais como a UHE Marabá (2160 MW) e a UHE Serra Quebrada (1328 MW), consideradas à época do estudo como possíveis de serem implementadas dentro do horizonte de análise.

3.1.2 Diagnóstico

Considerando que essas linhas de transmissão, integrantes de concessões da ATE XXI e da LITE, não estarão presentes nas respectivas datas de necessidade e que não há expectativa para entrada no horizonte de médio prazo, os diagnósticos apontam que haverá restrições de exportação dos excedentes de geração hidráulica da região Norte para os demais subsistemas durante esse período, sendo as restrições minimizadas à medida que os bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio entram em operação, com previsões de entrada para fevereiro/2018 e dezembro/2019, respectivamente.

A partir da data de entrada em operação desses dois bipolos, o sistema continua com significativa restrição de geração nas usinas hidráulicas da região Norte, o que justifica a necessidade de se recomendar uma solução estrutural para eliminar essa restrição. Por outro lado, considerando o tempo mínimo necessário para uma licitação dessa nova solução, bem como o prazo contratual de implantação dos empreendimentos, estima-se que essas obras poderiam estar disponíveis até 2023.

Na Nota Técnica EPE 038/2017, apresentada no Anexo 11.12, foi elaborado um diagnóstico detalhado do desempenho do sistema interligado sem a presença dos empreendimentos da ATE

XXI e da LITE. A partir deste diagnóstico, é recomendado um conjunto mínimo de reforços necessários para eliminar o impacto da ausência de tais obras.

De acordo com as análises efetuadas, as instalações a seguir permitem eliminar as restrições de geração na região Norte:

- LT 500 kV Xingu – Serra Pelada C1 e C2
- LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 e C2
- LT 500 kV Serra Pelada – Itacaiúnas C1 e
- SE Serra Pelada 500 kV

Cumpre notar que não se identificou a necessidade de utilização de compensação série nessas linhas de transmissão.

3.2 Ampliação da Interligação Norte – Nordeste e Escoamento de Geração Eólica

3.2.1 Histórico

O estudo [3] avaliou alternativas para a expansão da capacidade de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste, utilizando-se de duas rotas principais: uma Rota via SE Colinas e uma via SE Miracema.

Para a Rota via SE Colinas foram considerados reforços a partir dessa subestação até a SE São João do Piauí chegando até a SE Milagres na porção superior do Nordeste e na SE Camaçari na porção sul do Nordeste e outra possibilidade de expansão a partir de uma nova rota de transmissão a partir da SE Miracema com criação de duas subestações seccionadoras (Gilbués II e Barreiras II), denominada de rota via Miracema, conforme ilustrado na Figura 3.2.

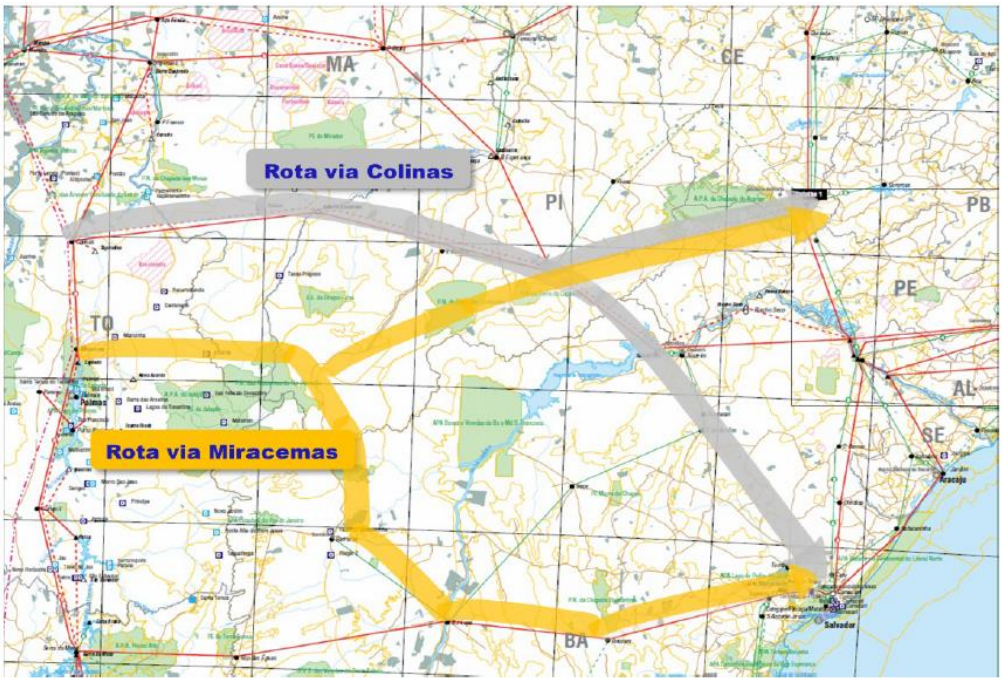


Figura 3.2 – Ampliação Interligação Norte – Nordeste: alternativas [3]

O mapa geoelétrico com o detalhamento dessas alternativas pode ser visto nas Figura 3.3 e Figura 3.4.

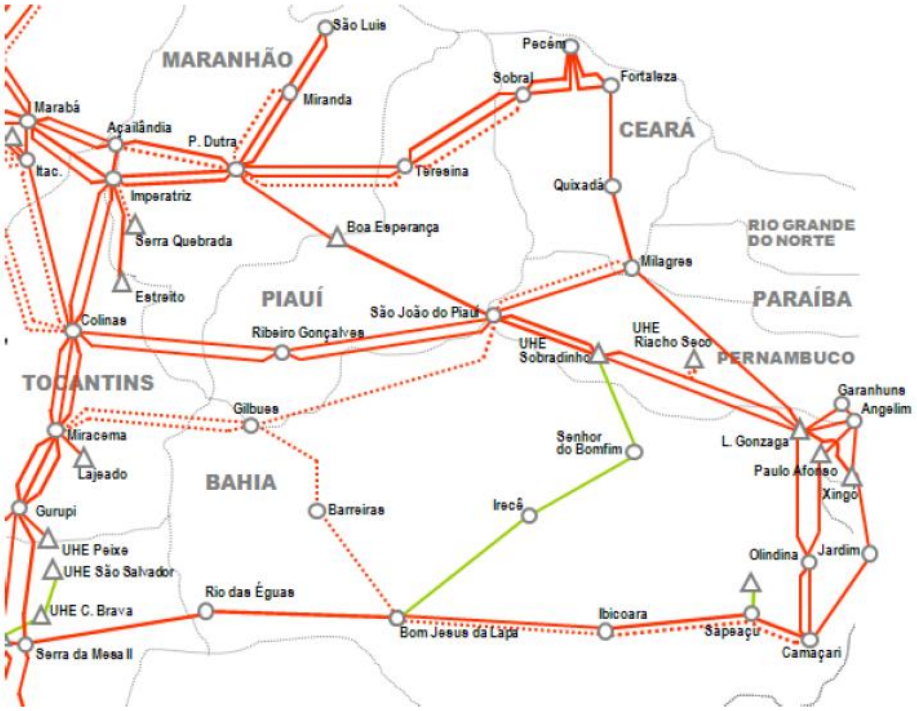


Figura 3.3 – Mapa geoelétrico do sistema de transmissão referencial proposto: rota via Miracema [3]

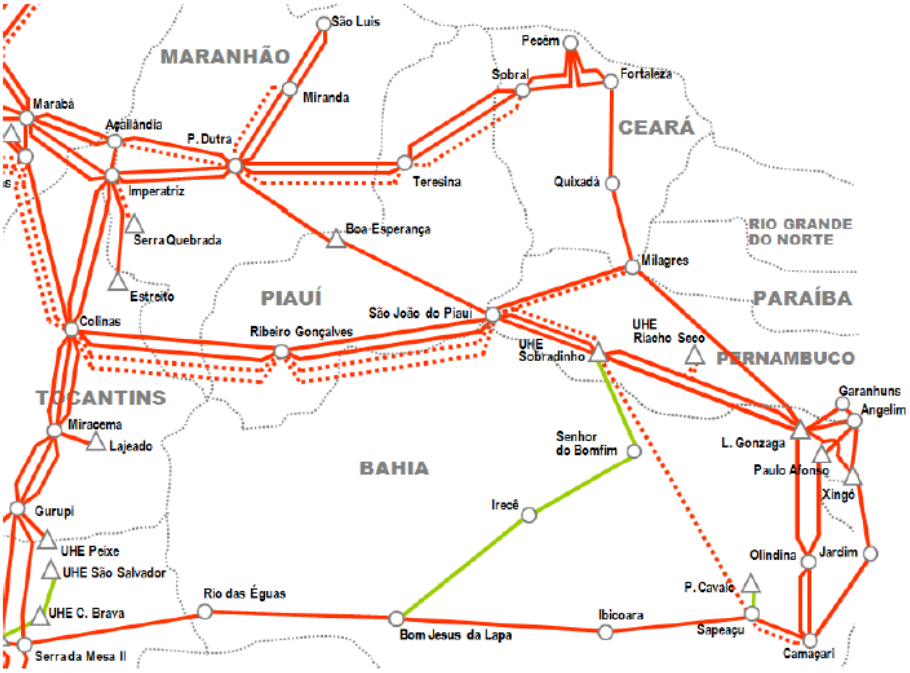


Figura 3.4 – Mapa geoelétrico do sistema de transmissão referencial proposto: rota via Colinas [3]

Com base nas análises do estudo, a alternativa vencedora foi a Rota via Miracema, conforme diagrama da Figura 3.3, sendo que:

- A LT 500 kV P. Dutra – Teresina II – Sobral III C3 foi recomendada no relatório [3] para proporcionar a importação de cerca de 8.500 MW pela região Nordeste.
- A LT 500 kV Milagres II – São João do Piauí C2 e a LT 500 kV Milagres – L. Gonzaga C2 foram recomendadas nos relatórios [3] e [4] respectivamente, para possibilitar importação de energia da região Nordeste de cerca de 8.500 MW e proporcionar o escoamento da energia gerada por empreendimentos eólicos contratados no estado do Rio Grande do Norte.
- A LT 500 kV Barreiras II – B. J. Lapa II C1, LT 500 kV B. J. Lapa II – Ibicoara C2 e a LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu C2 foram recomendadas no relatório [5] para possibilitar importação de energia da região Nordeste de cerca de 8.500 MW e proporcionar o escoamento da energia gerada por empreendimentos eólicos contratados no estado da Bahia.
- A LT 500 kV Açu III – Milagres II C1 e o ATR 500/230 kV da SE Açu III foram recomendados no relatório [6] para proporcionar o escoamento da energia gerada por empreendimentos eólicos contratados no estado do Rio Grande do Norte.

O conjunto de reforços destacados em amarelo na Figura 3.5, referentes às concessões da ATE XVI, ATE XVII, ATE XIX e ATE XX, encontra-se com a execução paralisada e não há previsão

quanto à efetiva entrada em operação comercial. Assim, poderão ser verificadas restrições operativas devido à ausência desses reforços com a possibilidade de haver limitação de intercâmbio entre as regiões Norte e Nordeste.

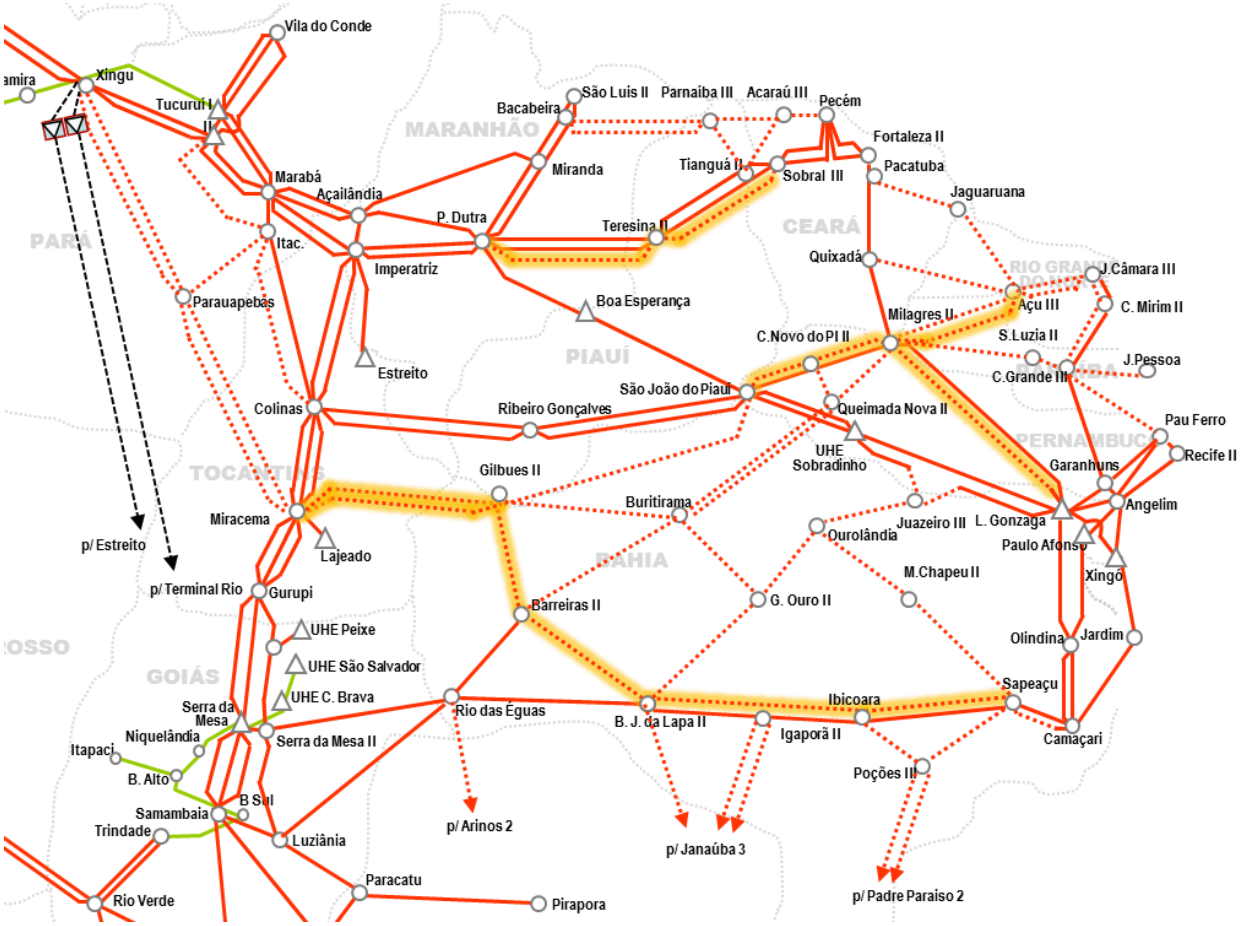


Figura 3.5 –Sistema elétrico p/ ampliação da Interligação Norte-Nordeste: obras paralisadas

3.2.2 Diagnóstico

Na Nota Técnica EPE 038/2017, apresentada no Anexo 11.12, foi elaborado um diagnóstico detalhado do desempenho do sistema interligado sem a presença dos empreendimentos das concessões da ATE XVI, ATE XVII, ATE XIX e ATE XX. Esse diagnóstico levou em consideração, dentre outros aspectos: (i) o contexto dos estudos anteriores que definiram os empreendimentos hoje ausentes; (ii) a evolução da configuração da rede elétrica, considerando o tempo decorrido desde a época daqueles estudos; (iii) as novas instalações que estão sendo ou que serão implantadas a partir de estudos mais recentes.

Para fins de diagnóstico, o conjunto de obras paralisadas apresentado na Figura 3.5 foi dividido por três regiões, contemplando as áreas norte, leste e sul da região nordeste.

Área Norte da Região Nordeste

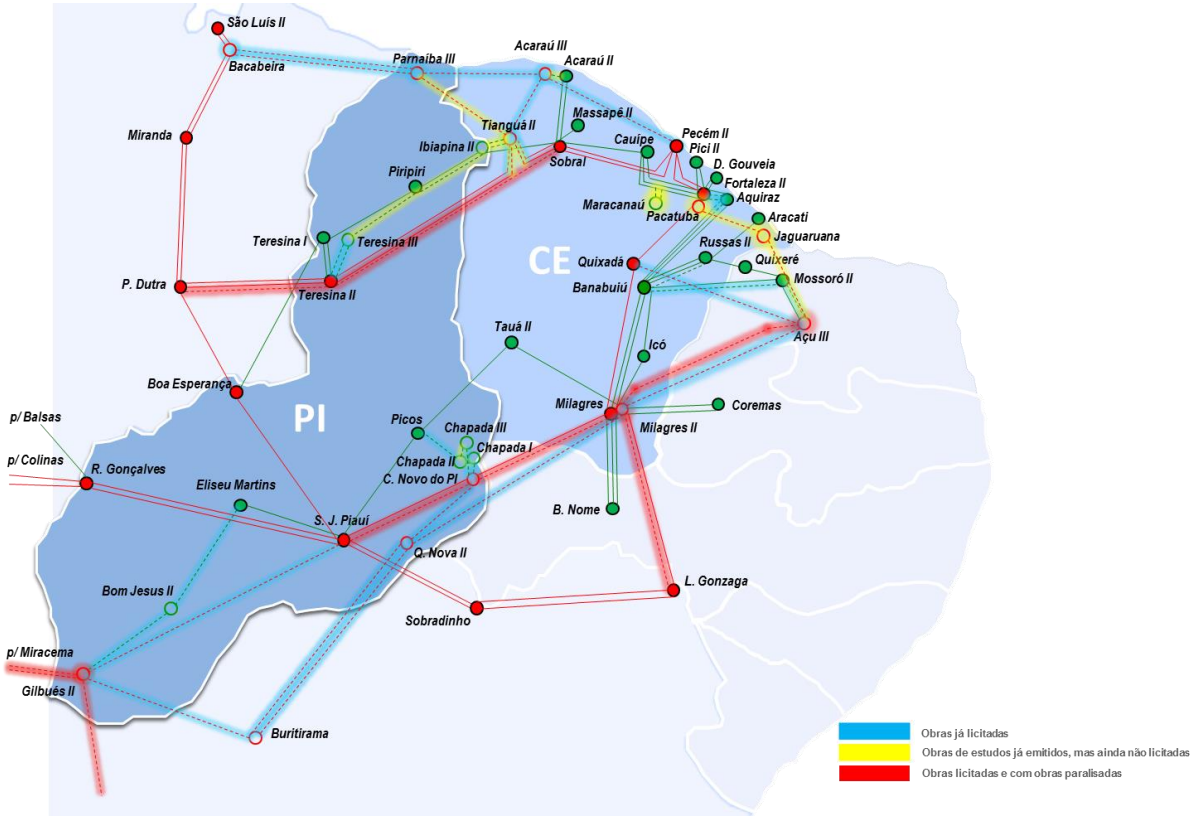


Figura 3.6 –Sistema elétrico: área norte da região Nordeste

LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III C3 (concessão da ATE XX)

Foram realizados os estudos de planejamento [7] e [8] com o objetivo de possibilitar a conexão de novos empreendimentos de geração no litoral dos estados do Maranhão, Piauí e Ceará que resultaram na recomendação de diversas obras, das quais se destacam:

- LT 500 kV Bacabeira – Parnaíba III C1, C2
- LT 500 kV Parnaíba III – Acaraú III – Pecém II C1
- LT 500 kV Parnaíba III – Tianguá II – Acaraú III C1
- LT 230 kV Ibiapina II – Tianguá II C1, C2
- LT 230 kV Ibiapina II – Piripiri C2
- LT 230 kV Piripiri – Teresina III C1
- SE 500/230 kV Parnaíba III
- SE 500/230 kV Acaraú III e
- SE 500/230 kV Tianguá II.

O diagnóstico do sistema de transmissão da Área Norte da Região Nordeste, considerando atraso da LT 500 kV P. Dutra – Teresina II – Sobral III C3, mostra que, depois de implantadas as obras recomendadas em [7] e [8], será possível realizar intercâmbios da ordem de 10.000 MW (Nordeste Importador). Além disso, estima-se que a partir de 2023 será possível exportar da região Nordeste até 13.000 MW e haverá margem para contratação de até 5.000 MW para parques com conexão nas subestações Parnaíba III, Tianguá II, Acaraú III e Pecém II.

De fato, foi criado um novo eixo 500 kV próximo ao litoral dos estados do MA, PI e CE, paralelo à LT 500 kV P. Dutra – Teresina II – Sobral III C3, que mitiga o efeito negativo do seu atraso.

Assim, a partir de 2023 não é verificada necessidade de obras em atraso da ATE XX. Sua necessidade para o futuro será reavaliada em estudos prospectivos de expansão futura da interligação N-NE.

Área Leste da Região Nordeste

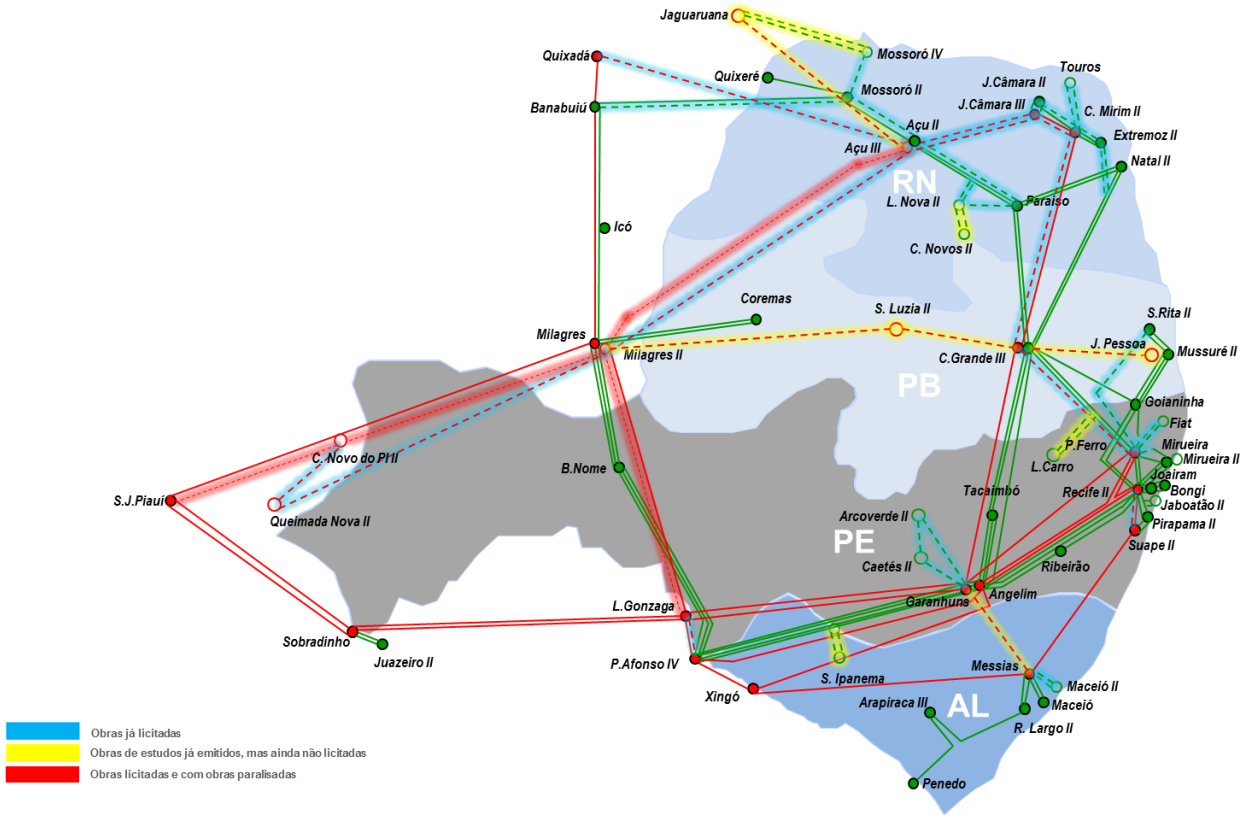


Figura 3.7 –Sistema elétrico: área leste da região Nordeste

LT 500 kV Açu III – Milagres II C1 e ATR 500/230 kV Açu III (1º e 2º) (ATE XVII)

Foi realizado o estudo de planejamento [9] e [10] com o objetivo de possibilitar a conexão de novos empreendimentos de geração na Área Leste da Região Nordeste e no litoral leste do Ceará que resultaram na recomendação de diversas obras, das quais se destacam:

- LT 500 kV Açu III – Milagres II C2
- LT 500 kV Açu III – João Câmara III C2
- LT 500 kV Açu III – Jaguaruana C1 e
- LT 500 kV Jaguaruana – Pacatuba C1.

O diagnóstico do sistema de transmissão da Área Leste da Região Nordeste, considerando a construção de seção do barramento 500 kV da SE Açu III (autorizado pela Rea 6.190 de 07/02/2017), o atraso da LT 500 kV Açu III – Milagres II C1, e o atraso dos ATR 500/230 kV da SE Açu III (1º e 2º), mostra que dois autotransformadores 500/230 kV e o seccionamento das LT 230 kV Açu II – Mossoró II (C1, C2) e LT 230 kV Açu II – L. Nova II (C1) na SE Açu III são indispensáveis para possibilitar o escoamento de geração na rede.

Considerando os dois ATRs instalados, depois de implantadas as obras recomendadas em [9] e [10], será possível escoar 100% da energia contratada nessa região e haverá ainda margem para contratação de até 2.000 MW provenientes de parques com conexão nas subestações Jaguaruana, Mossoró IV, Açu III e João Câmara III.

De fato, a LT 500 kV Açu III – Milagres II C2 mitiga o efeito negativo do atraso do C1 enquanto que o novo eixo 500 kV Açu III – Jaguaruana – Pacatuba aumenta as margens para conexão de novos empreendimentos de geração.

Assim, como conclusão, verifica-se serem indispensáveis: (i) o seccionamento das LT 230 kV Açu II – Mossoró II (C1, C2) e LT 230 kV Açu II – L. Nova II (C1) na SE Açu III; e (ii) a implantação de dois ATRs 500/230 kV na SE Açu III (denominados 3º e 4º ATR, considerando que 1º e 2º ATR não venham a ser instalados num prazo previsível).

LT 500 kV Milagres II – São João do Piauí C2 e LT 500 kV Milagres – L. Gonzaga C2 (ATE XIX)

Foi realizado o estudo de planejamento [9] com o objetivo de possibilitar a conexão de novos empreendimentos de geração na Área Leste da Região Nordeste que resultaram na recomendação de diversas obras, das quais se destacam:

- LT 500 kV Milagres II – Queimada Nova II C1
- LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Queimada Nova II C1 e
- LT 500 kV Queimada Nova II – Buritirama C1, C2

O diagnóstico do sistema de transmissão da Área Leste da Região Nordeste, considerando atraso da LT 500 kV Milagres II – São João do Piauí C2, e LT 500 kV Milagres II – L. Gonzaga C2, depois de implantadas as obras recomendadas em [9], mostra que será possível escoar 100% da energia contratada nessa região e haverá ainda margem para contratação de até 2.500 MW provenientes de novos parques localizados no estado do Rio Grande do Norte e no Sertão do Araripe (PI). Além disso, verifica-se que será possível a partir de 2023 praticar intercâmbios da ordem de 10.000 MW (Nordeste Importador) e 13.000 MW (Nordeste Exportador).

De fato, as LT 500 kV Milagres II – Queimada Nova II C1, Curral Novo do Piauí II – Queimada Nova II C1 e Queimada Nova II – Buritirama C1, C2, criam novos eixos 500 kV paralelos à LT 500 kV Milagres II – São João do Piauí C2 que mitigam o efeito negativo do seu atraso.

Assim, neste momento, as únicas obras que se fazem necessárias nessa região é o seccionamento na SE Milagres II das LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Milagres C1 e Milagres – L. Gonzaga C1.

A necessidade da LT 500 kV Milagres II – São João do Piauí C2 e da LT 500 kV Milagres – L. Gonzaga C2 para o futuro será reavaliada em estudos prospectivos de expansão da capacidade de escoamento de geração renovável na Área Leste da Região Nordeste.

Área Sul da Região Nordeste

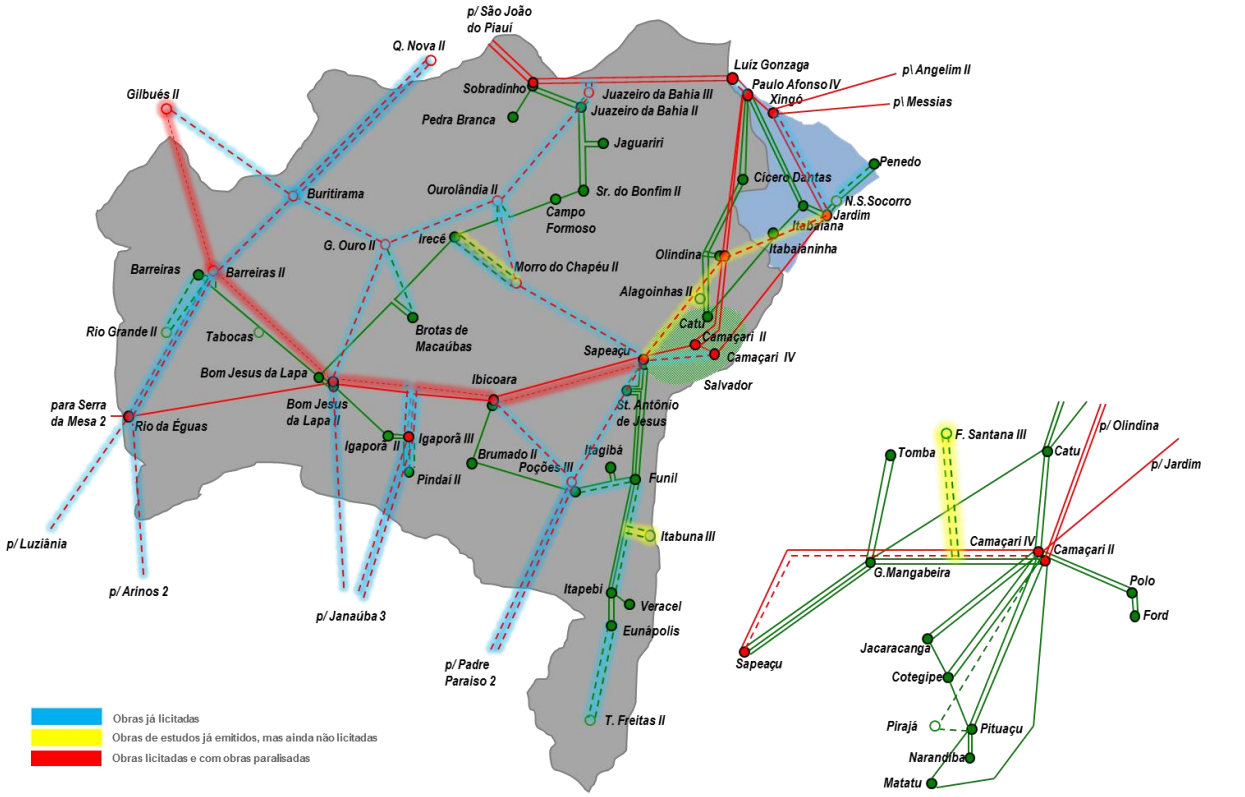


Figura 3.8 –Sistema elétrico: área sul da região Nordeste

LT 500 kV Barreiras II – B. J. Lapa II C1, LT 500 kV B. J. Lapa II – Ibicoara C2 e LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu C2 (parte da ATE XVI)

Foram realizados estudos de planejamento [9], [11], [12] e [13] com o objetivo de possibilitar a conexão de novos empreendimentos de geração na Área Leste da Região Nordeste, Região Central da Bahia e aumento da Interligação Sudeste - Nordeste que resultaram na recomendação de diversas obras, dentre as quais se destacam:

- LT 500 kV Queimada Nova II – Buritirama C1, C2
- LT 500 kV Buritirama – Barreiras II C1
- LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II C1
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – Ourolândia C1
- LT 500 kV Ourolândia – Morro do Chapéu II C1
- LT 500 kV Morro do Chapéu II – Sapeaçu C1
- LT 500 kV Juazeiro III – Ourolândia C1
- LT 500 kV Gentio do Ouro II – B. J. Lapa II C1;
- LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas C2

- LT 500 kV Rio das Éguas – Arinos 2 C1
- LT 500 kV B. J. Lapa II – Janaúba 3 C1
- LT 500 kV Igaporã III – Janaúba 3 C1, C2
- LT 500 kV Ibicoara – Poções III C1
- LT 500 kV Sapeaçu – Poções III C1
- LT 500 kV Poções III – P. Paraíso 2 C1, C2
- SE 500/230 kV Gentio do Ouro II
- SE 500/230 kV Ourolândia e
- SE 500/230 kV Poções III.

O diagnóstico do sistema de transmissão da Área Sul da Região Nordeste, considerando atraso do eixo 500 kV Barreiras II – B. J. Lapa II – Ibicoara - Sapeaçu, depois de implantadas as obras recomendadas em [9], [11], [12] e [13], mostra que será possível escoar 100% da energia contratada nessa região e será possível a partir de 2023 praticar intercâmbios da ordem de 10.000 MW (Nordeste Importador) e 13.000 MW (Nordeste Exportador).

De fato, o sistema de transmissão no estado da Bahia evoluiu muito desde a época da licitação do eixo 500 kV Barreiras II – B. J. Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu. A partir de então, foi criado um novo eixo 500 kV Gilbués II – Buritirama – Gentio do Ouro II – Ourolândia – Morro do Chapéu II – Sapeaçu, paralelo ao original da Abengoa, que mitiga o efeito negativo do seu atraso em cenários nos quais a região Nordeste importa energia da região Norte. Em cenários nos quais a região Nordeste exporta energia para a região Sudeste, as novas linhas de transmissão recomendadas em [13] aliviam o eixo B. J. Lapa II – Ibicoara – Sapeaçu fazendo com que o impacto do atraso das obras paralisadas não seja mais relevante à partir de 2023.

Assim, neste momento não é verificada necessidade de obras adicionais na região. Sua necessidade para o futuro será reavaliada em estudos prospectivos de expansão da Interligação NE/SE, com foco na capacidade de escoamento de geração renovável na Área Sul da Região Nordeste.

LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1

A LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1 foi recomendada originalmente em [9], para aumentar a capacidade de exportação de excedentes de energia da região Nordeste para a região Sudeste e sua data de necessidade foi ajustada para 2025 no relatório EPE-DEE-RE-006/2016-rev0. Entretanto, devido ao atraso de diversas obras de transmissão e entrada em

operação de outras tantas, realizou-se avaliação do benefício que essa LT traria ao sistema de transmissão considerando a nova topologia da rede. As principais conclusões estão enumeradas a seguir:

1) No cenário Nordeste Importador, a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1 não traz benefícios já que a importação de energia da região Nordeste fica limitada pela capacidade das LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves. Neste caso, a implantação da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1 antecipa sobrecarga nas LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves o que provoca diminuição da capacidade de importação de energia;

2) No cenário Nordeste Exportador, a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1 não traz benefícios já que a exportação de energia da região Nordeste fica limitada pela capacidade das LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves. Neste caso, a implantação da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1 antecipa sobrecarga nas LT 500 kV São João do Piauí – Ribeiro Gonçalves o que provoca diminuição da capacidade de exportação de energia;

3) No cenário Norte e Nordeste exportadores, a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1 traz o benefício de reduzir o carregamento nas LT 500 kV Colinas – Miracema em 400 MW. Entretanto, o custo estimado de um possível retrofit nos capacitores série das LT 500 kV Colinas – Miracema seria mais econômico que a implantação da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1.

Assim, recomenda-se que a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1, recomendada anteriormente, não seja licitada neste momento, até que a sua data de necessidade seja reavaliada, considerando as novas perspectivas de expansão da rede, a contratação de renováveis na região Nordeste e a necessidade de expansão da Interligação NE/SE.

LT 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2 e LT 500 kV Gilbués II – Barreiras C1 (parte da ATE XVI)

A LT 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2 e a LT 500 kV Gilbués II – Barreiras C1 foram recomendadas como parte de um conjunto de obras que objetivaram a ampliação da interligação Norte – Nordeste e escoamento de geração eólica na região Nordeste, conforme conclusões do relatório [3]. Esse conjunto de obras é mostrado na Figura 3.9, que ilustra a configuração considerada no referido relatório, com destaque para as linhas de transmissão em questão.

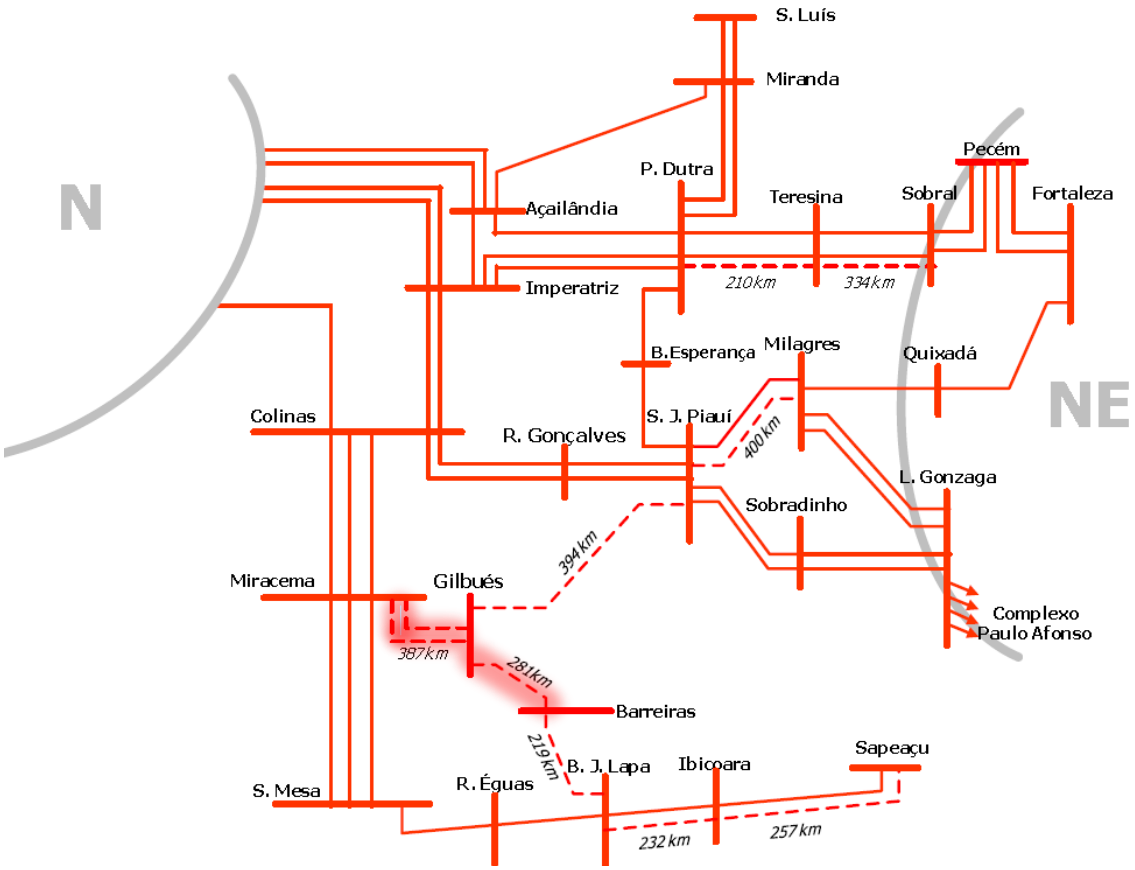


Figura 3.9 –Sistema elétrico para escoamento de usinas eólicas e ampliação da interligação Norte - Nordeste

Posteriormente, foi realizado o estudo de ampliação da interligação Norte/Nordeste-Sudeste, [9], que recomendou obras complementares ao sistema apresentado na Figura 3.9, permitindo aliviar os carregamentos da interligação Norte – Sul e Nordeste – Sudeste. Essas obras, em série com a LT 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2 e a LT 500 kV Gilbués II – Barreiras C1, fecham uma caminho paralelo à interligação Norte – Sul, o que pode ser considerado, eletricamente, como o 4º circuito dessa interligação, com uma rota mais a leste.

A Figura 3.10 ilustra bem essa situação, cabendo ressaltar que as obras recomendadas pelo relatório [2], destacadas em vermelho, já se encontram em operação. Destaca-se que, atualmente, o sistema já apresenta congestionamentos, principalmente na interligação Norte – Sul, devido à ausência da ligação, em 500 kV, entre Miracema e Barreiras (destaque em amarelo) na figura.

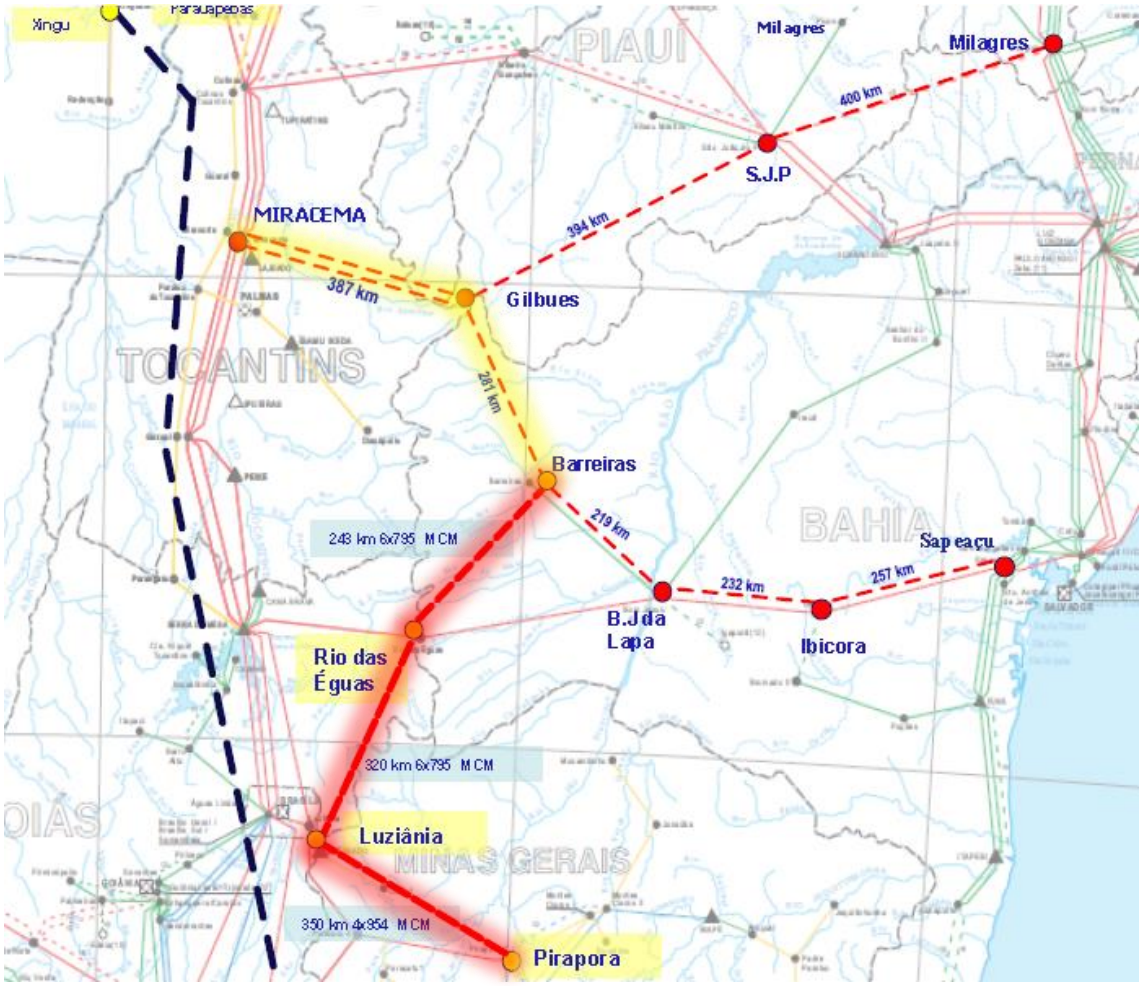


Figura 3.10 –Sistema elétrico para ampliação da interligação Norte/Nordeste-Sudeste

Considerando o que seria a configuração completa do sistema para o ano de 2023, contemplando todos os empreendimentos já licitados com previsão de entrada em operação dentro desse período, conforme Figura 3.11, nota-se que, apesar da entrada de outras linhas de transmissão em 500 kV na região, a ausência do eixo em 500 kV Miracema – Gilbués – Barreiras ainda inviabiliza o fechamento de um elo paralelo à interligação Norte-Sul, conforme originalmente recomendado no estudo do Relatório [2].

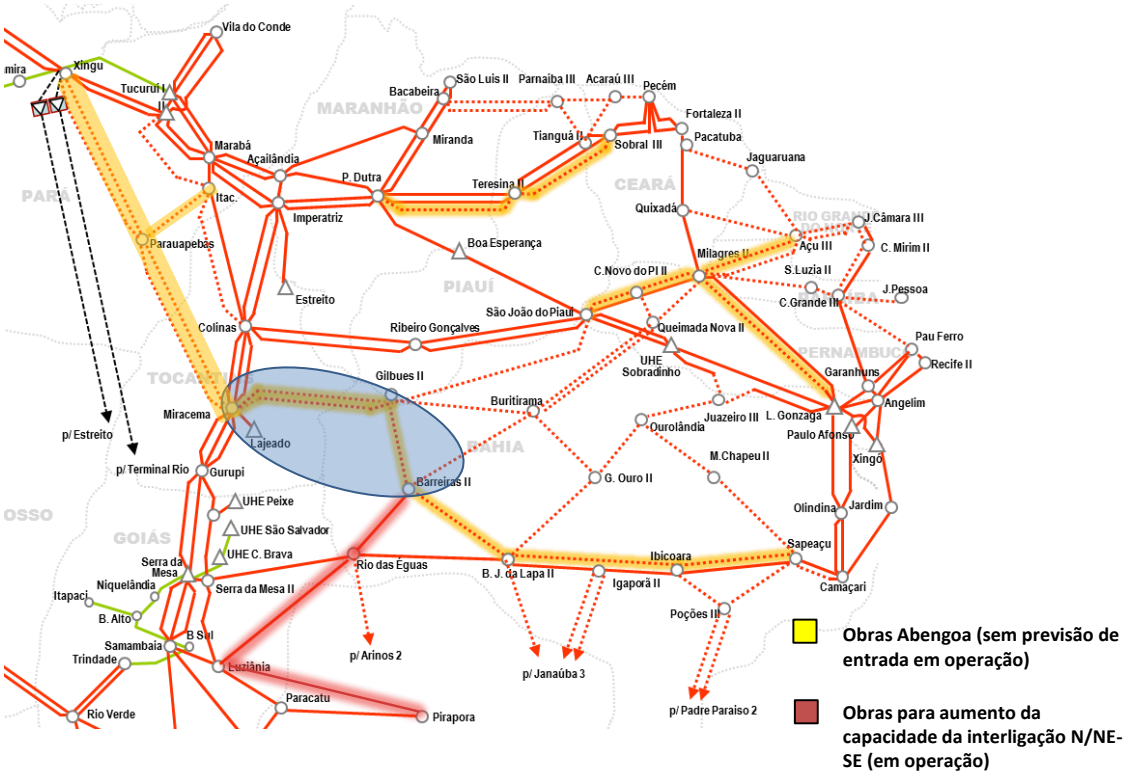


Figura 3.11 –Sistema elétrico para ampliação da interligação Norte/Nordeste-Sudeste

Diante do exposto, recomenda-se como solução mitigadora ao atraso das linhas de transmissão que compõem o eixo 500 kV Miracema – Gilbués – Barreiras, as seguintes obras[2]:

- LT 500 kV Miracema – Gilbués II C3 e
- LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II C2.

As simulações realizadas em diferentes cenários (Nota Técnica EPE 038/2017, Anexo 11.12) apontam que a LT 500 kV Miracema – Gilbués II C3 e a LT 500 kV Gilbués II – Barreiras C2 permitem um aumento de 2.000 MW na capacidade de exportação das regiões Norte e Nordeste para o Sudeste, o que é importante para possibilitar o escoamento de parte dos excedentes de geração do Norte e Nordeste, que é bastante expressivo considerando todo o montante de geração eólica contratado na região Nordeste.

[2] Cabe esclarecer que, para o trecho Miracema – Gilbués II, as análises indicam a necessidade de apenas 01 circuito, designado como C3 para se preservar a denominação C1 e C2 já dada aos dois circuitos desse trecho que estão com as obras paralisadas. Similarmente, para o trecho Gilbués II – Barreiras II, designou-se como C2 o circuito que se faz necessário, preservando-se a denominação C1 já dada ao circuito desse trecho que está com as obras paralisadas.

3.3 Síntese das conclusões

Como síntese das conclusões apresentadas neste capítulo referentes ao escoamento da geração da região Norte, à expansão da interligação Norte-Nordeste e ao escoamento de geração eólica na região nordeste, as seguintes instalações são recomendadas para mitigar as restrições decorrentes do atraso das instalações constantes da Tabela 2.1, Tabela 2.2 e Tabela 2.3, relativas às concessionárias ATE XVI, ATE XVII, ATE XIX, ATE XX e LITE:

a) Escoamento da geração da região Norte, eixo Xingu-Miracema:
   - LT 500 kV Xingu – Serra Pelada C1 e C2, 2x443 km
   - LT 500 kV Serra Pelada – Miracema C1 e C2, 2x 415 km
   - LT 500 kV Serra Pelada – Itacaiúnas C1, 115 km
   - SE Serra Pelada 500 kV

b) Interligação Norte-Nordeste, eixo Miracema-Barreiras:
   - LT 500 kV Miracema – Gilbués II C3, 418 km
   - LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II C2, com compensação série (2x35%), 311 km

c) Escoamento de geração eólica, área leste da região Nordeste:
   - Seccionamentos na SE Açu III das LT 230 kV Açu II – Mossoró II C1 e C2, e Açu II – Lagoa Nova II C1 e

     Implantação de dois ATRs 500/230 kV, 2x900 MVA, na SE Açu III
   - Seccionamentos na SE Milagres II das LT 500 kV Curral Novo do Piauí II – Milagres C1 e Milagres – L. Gonzaga C1

A Figura 3.12 ilustra esquematicamente os conjuntos de obras a) e b) acima citados. A Figura 3.13 mostra o conjunto de obras c), associadas à SE Açu III e à SE Milagres II.

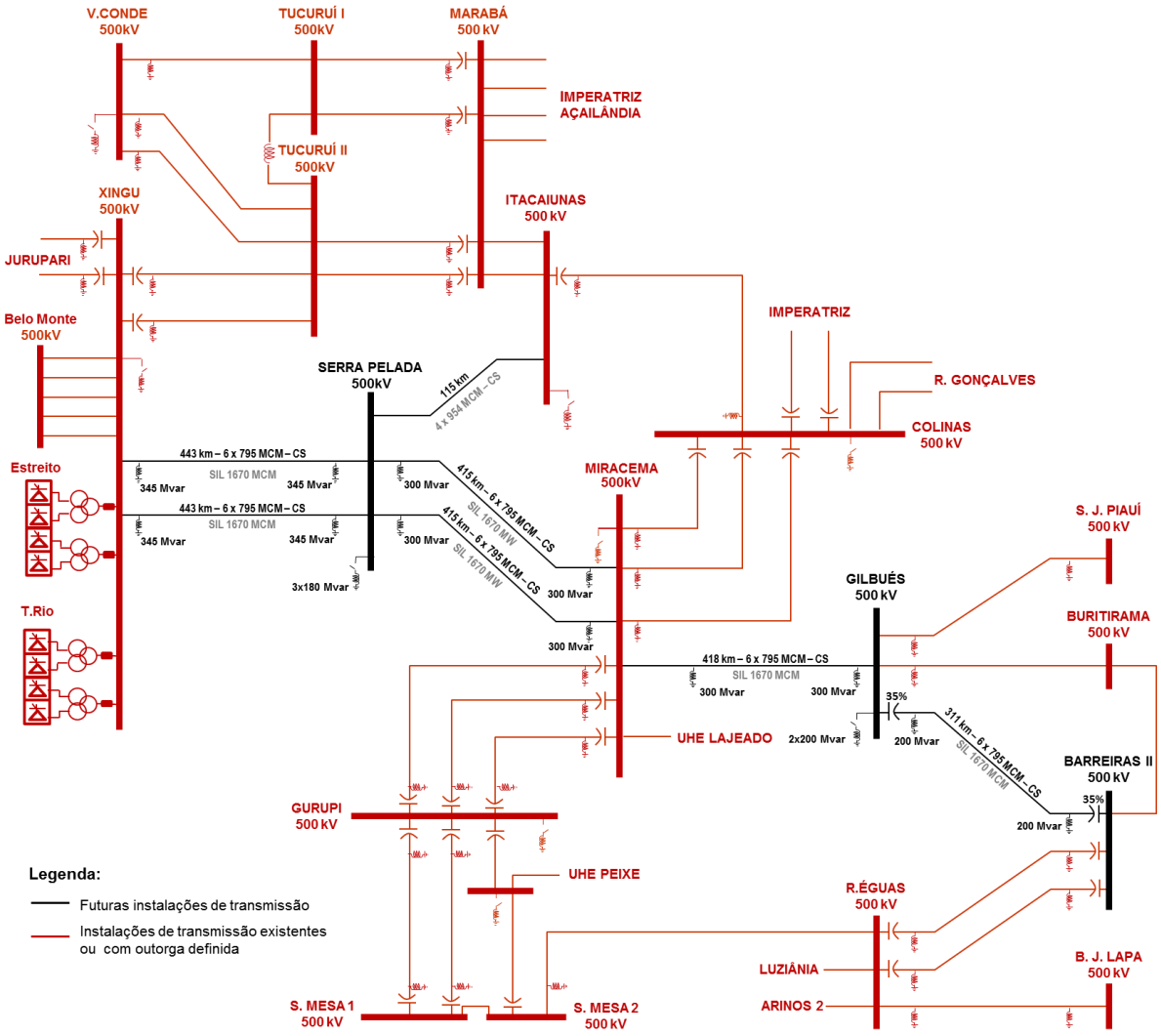


Figura 3.12 – Diagrama esquemático com obras recomendadas no eixo Xingu-Barreiras

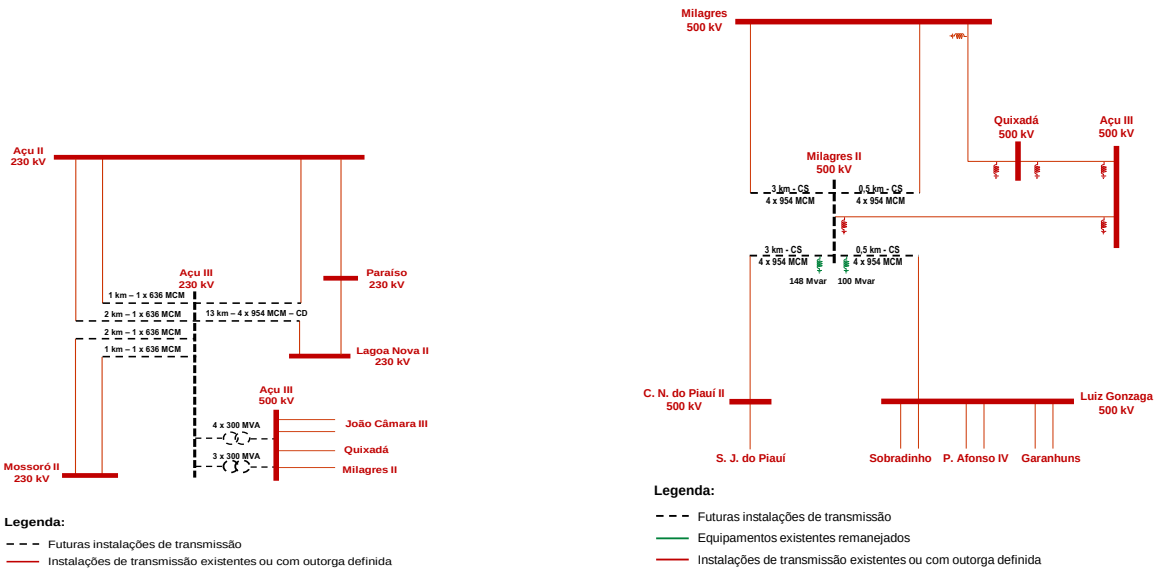


Figura 3.13 – Diagrama esquemático das obras na SE Açu III e na SE Milagres II

Por outro lado, constatou-se não haver necessidade, a partir de 2023, das seguintes obras em atraso:

- LT 500 kV Barreiras II – B. J. Lapa II C1, LT 500 kV B. J. Lapa II – Ibicoara C2 e LT 500 kV Ibicoara – Sapeaçu C2 (parte da concessão da ATE XVI): sua necessidade para o futuro será reavaliada em estudos prospectivos de expansão da interligação NE-SE, com foco na capacidade de escoamento de geração renovável na área sul da Região Nordeste.
- LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II – Sobral III C3 (concessão da ATE XX): sua necessidade para o futuro será reavaliada em estudos prospectivos de expansão futura da interligação N-NE.
- LT 500 kV Milagres II – São João do Piauí C2 e LT 500 kV Milagres – L. Gonzaga C2 (concessão da ATE XIX): sua necessidade para o futuro será reavaliada em estudos prospectivos de expansão da capacidade de escoamento de geração renovável na área leste da Região Nordeste.

Adicionalmente, concluiu-se que a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Gilbués II C1, recomendada em estudos anteriores, não deve ser licitada antes que a sua data de necessidade seja reavaliada, considerando as novas perspectivas de expansão da rede, a contratação de renováveis na região Nordeste e a necessidade de expansão da interligação NE-SE.

4 ANÁLISE ECONÔMICA

CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Procurou-se caracterizar a repercussão econômica decorrente do atraso na implantação do conjunto das obras concedidas que fazem parte do escopo deste documento e quantificar o custo x benefício das novas instalações que estão sendo propostas para mitigar o referido atraso.

As obras que estão em atraso constituem um conjunto de empreendimentos de transmissão que, no planejamento da expansão do sistema, haviam sido concebidas para permitir um incremento significativo na capacidade de interligação dos subsistemas Norte-Nordeste e Sudeste-Centro Oeste. Tal incremento se faz necessário para o escoamento do potencial hidrelétrico na região Norte, com destaque para a UHE Belo Monte, bem como do potencial de fontes renováveis, particularmente eólicas, na região Nordeste, conforme descrito nos Capítulos 2 e 3.

Uma primeira avaliação da repercussão econômica da ausência das obras foi objeto do Ofício nº 0374/EPE/2017, de 05/07/2017, no qual se identificaram valores anuais da ordem de R$ 300 a R$ 400 milhões, e totais na faixa de R$ 1,0 a 1,4 bilhão no período 2017 – 2020, valores estes estimados como limite inferior para a ordem de grandeza do ônus imposto ao sistema elétrico naquele período, e que se acumularão crescentemente nos anos sucessivos até que uma solução estrutural para a rede de transmissão venha a ser implantada.

Para a presente análise, considerou-se, como referência, que as novas instalações propostas possam estar em operação a partir de 2023, na hipótese de suas concessões serem objeto de um processo licitatório que venha a ocorrer num futuro próximo, com base nos prazos de implantação estabelecidos pela ANEEL nos mais recentes leilões de transmissão, em torno de 05 anos.

PROCEDIMENTO

Assim como no Ofício nº 0374/EPE/2017 acima citado, a avaliação econômica foi efetuada com base nas restrições de escoamento energético das fontes hídricas de geração da região Norte impostas pela ausência das obras descritas anteriormente.

O seguinte procedimento de cálculo foi adotado:

(i) Estimativa da disponibilidade de geração possível de ser despachada na região Norte;

(ii) Avaliação dos limites de transmissão para o escoamento da geração disponível na região norte, nos diversos patamares de carga do sistema, considerando a ausência das obras de transmissão descritas no capítulo anterior;

(iii) Cálculo dos valores da restrição energética imposta ao sistema elétrico pela ausência das citadas obras de transmissão; e

(iv) Valoração dos montantes de restrição energética: conforme é a seguir apresentado, a restrição de escoamento da geração da região norte estabelece-se de forma permanente, caracterizando um desequilíbrio estrutural no processo de expansão da oferta de energia. Nessas condições, considerou-se que a expressão econômica da energia perdida a partir de 2023, pode ser dada pelo Custo Marginal de Expansão do sistema (CME). Adotou-se para os cálculos o valor de R$ 193/MWh, de acordo com os estudos mais recentes do planejamento de expansão da geração.

(v) Comparação do valor da restrição energética com o custo previsto para as novas obras propostas neste documento, de modo a caracterizar seu benefício face à ausência das obras que estão paralisadas.

GERAÇÃO DISPONÍVEL NA REGIÃO NORTE

Com base no histórico de energia natural afluente (84 séries de 12 meses), foram determinadas as curvas de geração média e máxima disponível para o despacho das usinas hidrelétricas do Norte no período 2017-2022, conforme mostrado Figura 4.1. Para esta avaliação foi considerado o cronograma atualizado de motorização das unidades geradoras da UHE Belo Monte.

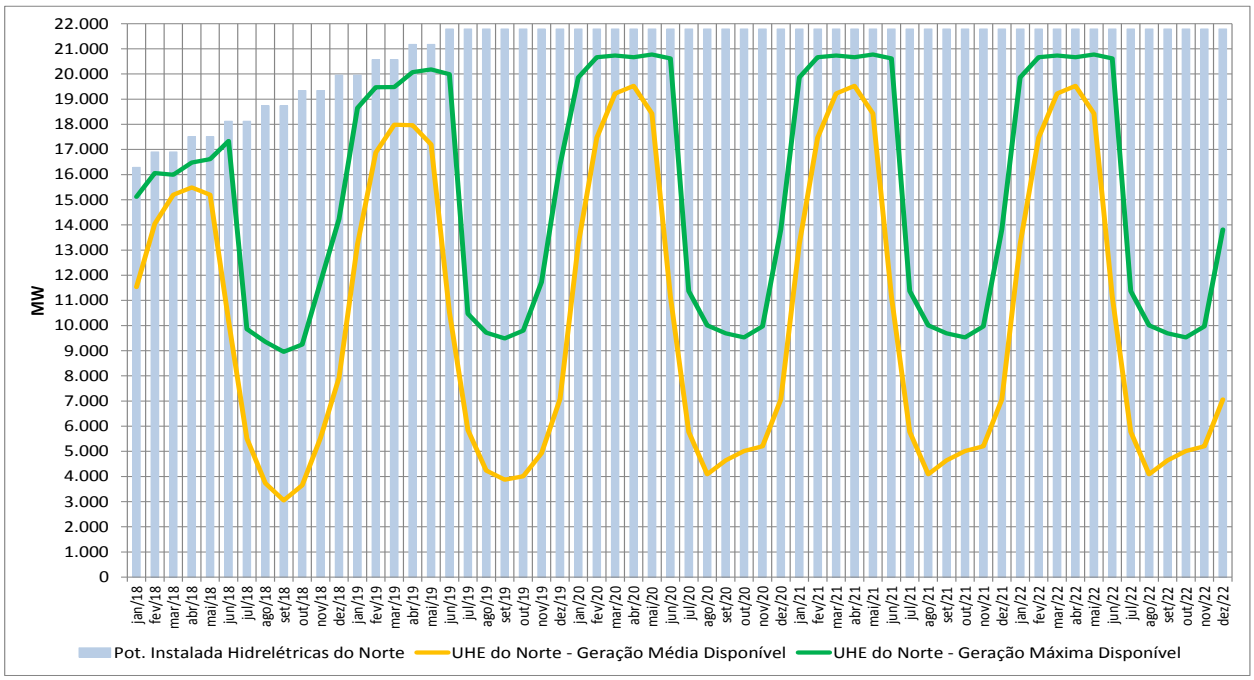


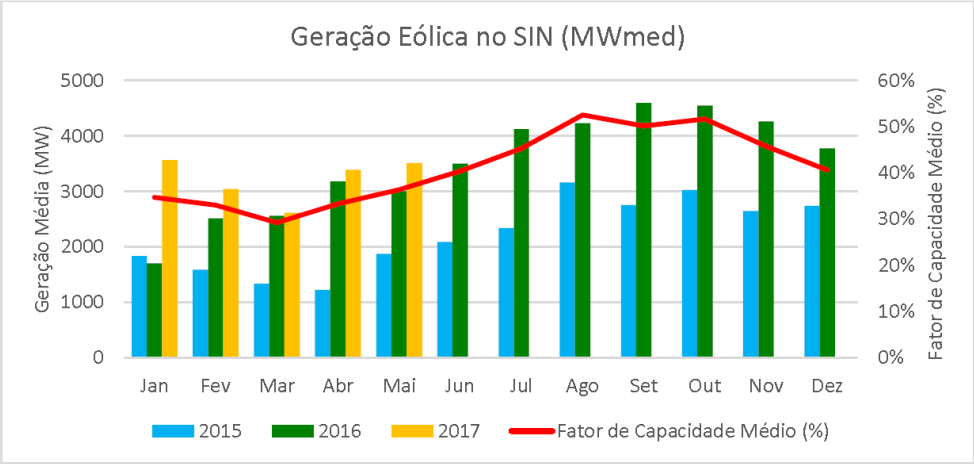
Figura 4.1 – Geração UHE do Norte – Previsão com base nas séries históricas

MÁXIMOS DESPACHOS DA GERAÇÃO NO NORTE EM FUNÇÃO DAS RESTRIÇÕES DE TRANSMISSÃO

Ao se estabelecer o máximo despacho da geração hidrelétrica na região Norte, deve-se atentar para a característica inerente à rede que interliga os subsistemas Norte/Nordeste ao Sudeste/Centro Oeste, ilustrada esquematicamente, por exemplo, na Figura 2.2. Ou seja, na divisão de fluxos através desta rede, tendo em conta as impedâncias dos circuitos que compõem a malha elétrica, ocorre uma natural concorrência de escoamento da geração oriunda das usinas hidráulicas do Norte com as do Nordeste, principalmente no tronco da interligação Norte – Sul (eixo Imperatriz- S. Mesa e proximidades). Tal situação torna-se mais crítica durante o período úmido da região Norte, acarretando restrições quanto ao montante de despacho conjunto das usinas das regiões Norte e Nordeste.

Em função dessa característica, para a definição do montante de geração retida na região Norte, é importante estabelecer um cenário plausível para o despacho das usinas da região Nordeste, pois, na medida em que se considerem, por exemplo, altos valores de geração nesta região, aumenta a restrição ao escoamento pleno da geração das usinas no Norte, e vice-versa. Quanto a este aspecto, adotou-se o seguinte procedimento:

- como premissa, considerou-se um montante de geração eólica no Nordeste da ordem de 40% da capacidade instalada. Este valor está dentro da faixa dos fatores de capacidade médios que ocorreram entre fevereiro e maio (período úmido do Norte) dos últimos três anos, conforme Fonte: ONS
- Figura 4.2 extraída do Boletim Mensal de Operação publicado pelo ONS em maio de 2017.



Fonte: ONS

Figura 4.2 – Geração eólica do SIN nos últimos 3 anos e fator de capacidade médio mensal

- De modo a complementarmente fundamentar esta premissa, a Figura 4.3 apresenta a curva de permanência mensal dos fatores de capacidade de geração eólica, para os meses característicos do período úmido da região Norte, cujos dados foram obtidos a partir da

simulação das séries anemométricas de estações instaladas em 164 parques, totalizando 4.430 MW instalados.

Considerando a curva referente ao período de fevereiro a maio (mostrada com destaque na figura), nota-se que em 55% do tempo o fator de capacidade das eólicas do Nordeste é igual ou superior a 40%, o que caracteriza uma alta probabilidade de ocorrência desse fator de capacidade durante o período úmido da região Norte.

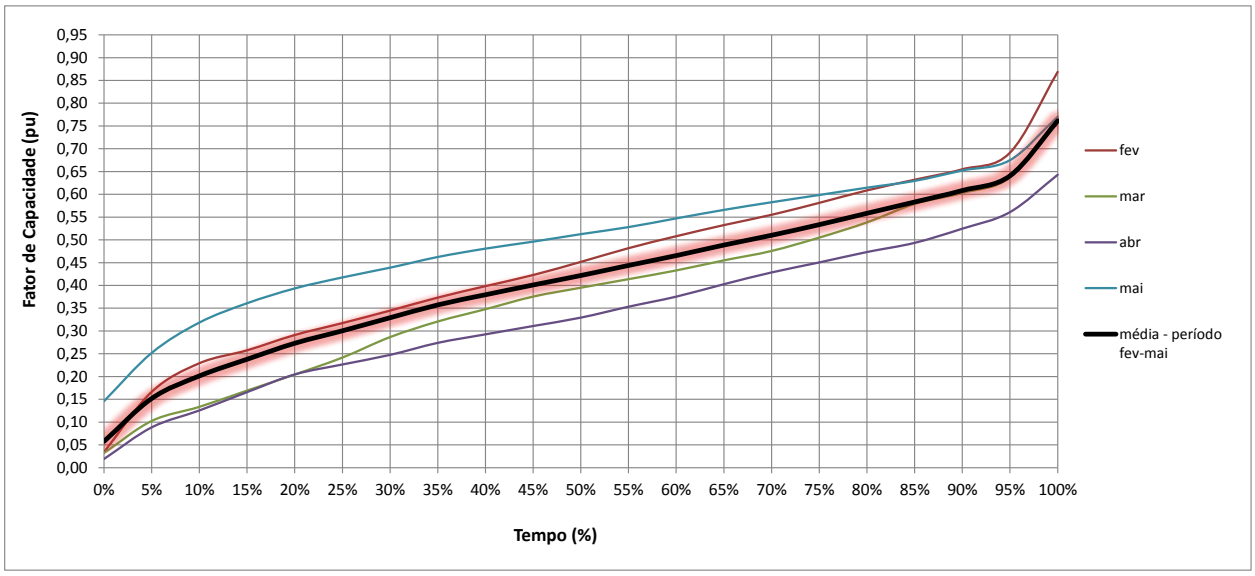


Figura 4.3 – Permanência do fator de capacidade das usinas eólicas do Nordeste nos meses de fevereiro a maio.

- No que diz respeito às usinas da bacia do São Francisco, estas foram consideradas operando com potência equivalente à vazão de 900 m^3/s, que é um valor abaixo do limite de defluência mínima dessas usinas (1300 m3/s).
- Cabe destacar que as condições acima podem representar um cenário conservador, pois podem haver cenários, com probabilidade de ocorrência não desprezível, onde o excedente de geração na região Nordeste é superior ao utilizado nas simulações elétricas realizadas com as premissas acima, valendo reiterar que, à medida que se considera maiores fatores de capacidade para as eólicas, ou mesmo condições hidrológicas mais favoráveis nas usinas do São Francisco, as restrições de geração no Norte por razões elétricas tornam-se maiores.

Os máximos despachos da geração no Norte em função das restrições de transmissão foram obtidos a partir das simulações elétricas do desempenho da rede interligada para os patamares de carga média/pesada e leve.

Os limites resultantes das simulações correspondem à máxima potência coincidente despachável nas usinas hidrelétricas do Norte, ou seja, o quanto é possível despachar essas usinas de modo a atender mercado local e exportar os seus excedentes sem ultrapassar os limites da rede de transmissão.

Os resultados das simulações estão indicados na Figura 4.4 para as condições de carga pesada/média e leve juntamente com a disponibilidade de máximo despacho das usinas do Norte anteriormente mostradas na Figura 4.1.

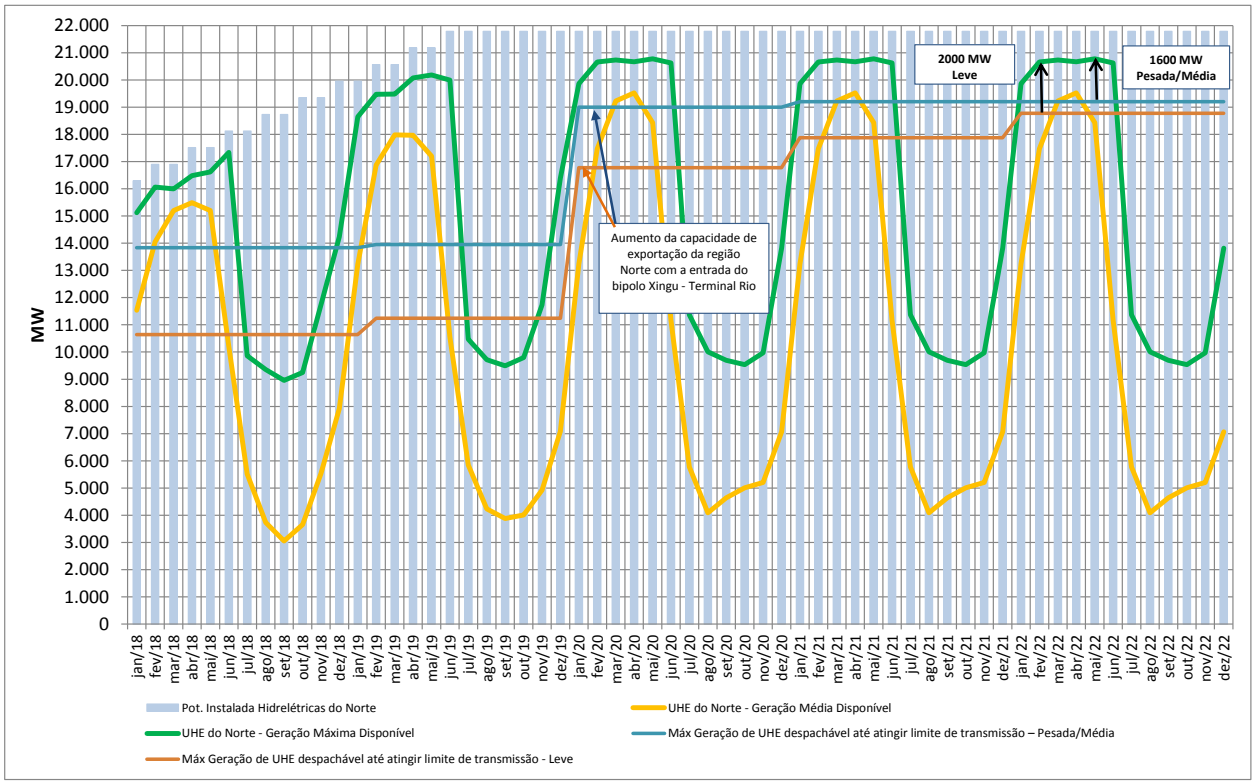


Figura 4.4 – Restrições de geração nas usinas do Norte

Quando os valores das curvas de disponibilidade de geração são superiores ao limite despachável, ficam caracterizadas situações em que há uma restrição de geração na região Norte.

ESTIMATIVA DAS RESTRIÇÕES DA GERAÇÃO DISPONÍVEL NA REGIÃO NORTE

Valores máximos de restrição

Conforme pode ser visto na Figura 4.4, tomando como referência a curva de máxima disponibilidade de geração mensal prevista com base nas séries históricas, são identificadas restrições máximas que podem atingir cerca 1.600 e 2.000 MW em alguns meses do período úmido do ano 2022, para as condições de carga pesada/média e leve, respectivamente. Ponderando-se pelas respectivas durações dos patamares de carga, esses valores equivalem a 1.750 MWmed, caracterizando a ordem de grandeza da restrição máxima não coincidente.

Para se avaliar a restrição máxima coincidente no período úmido, consideraram-se quatro meses desse período (fevereiro-maio de 2022). Analisando-se as restrições com base em todo o histórico de disponibilidade de geração do Norte, obteve-se um valor de 1.380 MWmed para os citados 04 meses, valor este que foi adotado para efeito da análise de sensibilidade apresentada no final deste capítulo.

Valores médios de restrição

De modo a estimar os valores de restrição média, foi elaborada a curva de permanência da geração disponível, considerando a média dos registros dos meses de fevereiro a maio do ano 2022, para cada uma das 84 séries históricas, e comparou-se com as limitações elétricas em carga pesada/média e leve, conforme ilustrado na Figura 4.5.

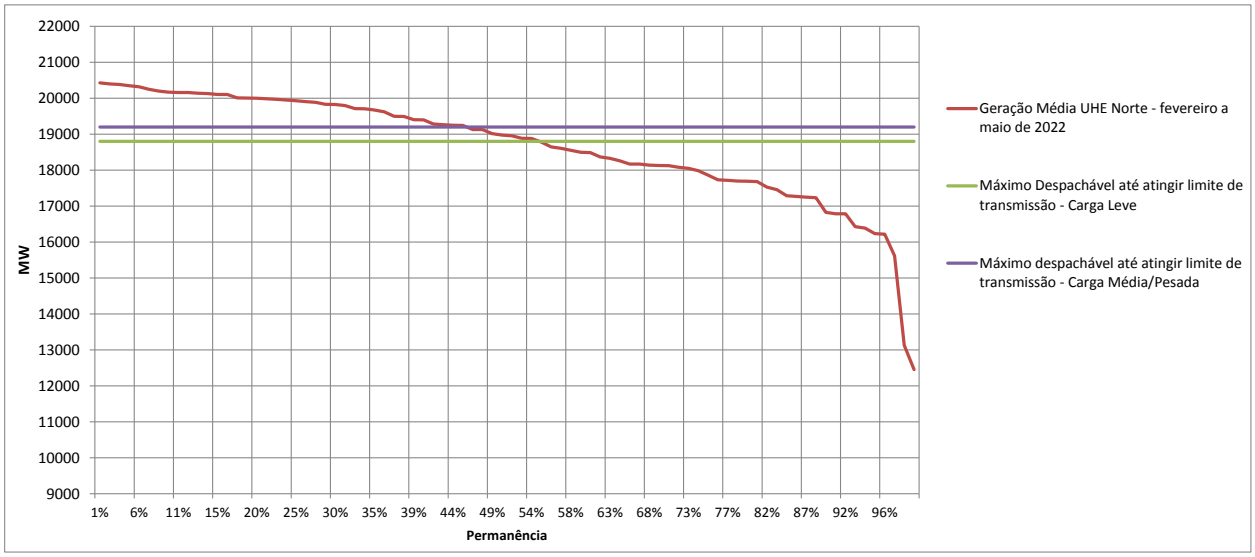


Figura 4.5 – Geração média disponível nas usinas do Norte, fev-mai, ano de 2022

Ponderando-se os valores de restrição pelas respectivas durações dos patamares de carga pesada/média e leve, foi elaborada a curva de permanência referente às restrições de geração coincidente nos citados 04 meses, mostrada na Figura 4.6. Para efeito da análise que se segue foi considerado o valor médio das restrições cuja frequência de ocorrência é menor ou igual a 50%, o qual resultou da ordem de 970 MWmed, conforme mostrado na Figura 4.6.

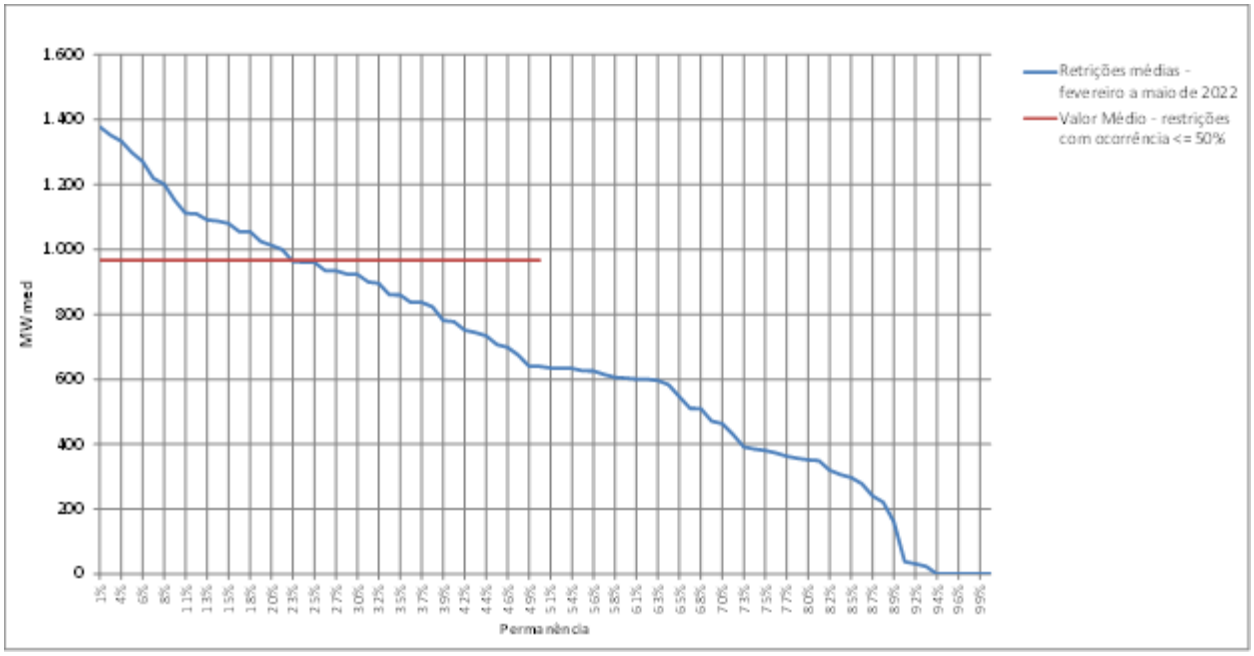


Figura 4.6– Restrições médias de geração nas usinas do Norte, fev-mai, ano de 2022

CUSTO DA SOLUÇÃO RECOMENDADA

O valor total do custo de investimento referente conjunto de obras indicadas neste documento, as quais estão listadas no Capítulo 5, monta a R$ 4,5 bilhões, sendo que, deste total, cerca de R$ 4,3 bilhões estão mais diretamente associados ao escoamento da geração da região Norte para o Sudeste/Centro Oeste e Nordeste. A análise das alternativas de solução, bem como a comparação econômica daquelas identificadas como as mais adequadas do ponto de vista técnico, considerando custos de investimentos e de perdas, está descrita no Anexo 11.12, que é parte integrante deste documento.

ESTIMATIVA DE CUSTO X BENEFÍCIO

Pode-se inferir que as situações de restrição observadas para o ano 2022 tendem a se manter para os anos seguintes, podendo vir a se intensificar, a depender do cenário de expansão da geração na região Nordeste, conforme anteriormente comentado. Assim, entende-se que essa situação caracteriza um desequilíbrio estrutural no processo de expansão da oferta de energia.

Nessas condições, considerou-se que a referência para a avaliação econômica do benefício da expansão do sistema para eliminar as restrições energéticas a partir de 2023 pode ser dada pelo Custo Marginal de Expansão do sistema (CME), adotando-se o valor de

CME = R$ 193/MWh, de acordo com os estudos mais recentes do planejamento de expansão da geração.

Foi efetuado o cálculo do índice de custo/benefício, em R$/MWh, correspondente ao reforços propostos para eliminar as restrições de geração, comparando-o com o valor do mencionado CME. Com base no custo total do investimento previsto para as obras propostas, da ordem de R$ 4,3 bilhões, e no valor anual médio da restrição de energia nos meses de fevereiro a maio, conforme anteriormente descrito, igual a 970 MWmed ou 2.793,6 GWh/ano, obteve-se o valor de R$ 134/MWh para o benefício associado à expansão de transmissão proposta[3]. Esse resultado indica um valor cerca de 30% inferior ao do CME.

De outra forma, computando-se o valor presente dos custos da restrição de 2.793,6 GWh/ano ao longo de 25 anos, valorados pelo CME, o que corresponde a R$ 539,2 milhões/ano, obteve-se o valor da ordem de R$ 6,2 bilhões, o qual supera em cerca de 45% o investimento total previsto para as obras propostas. Verificou-se que, nestas condições, a recuperação do investimento nas novas obras propostas poderia se dar num prazo de cerca de 12 anos.

Para ilustrar a magnitude do impacto do atraso das obras, foi também efetuado um cálculo complementar, indicativo da repercussão econômica com base na restrição máxima de geração, da ordem de 1.380 MWmed no período fevereiro a maio, correspondente a 3.974 GWh/ano. Nesse caso, obtém-se um custo anual da ordem de R$ 767 milhões/ano para a restrição de geração do Norte, valorada pelo CME. Admitindo-se a repetição anual desse valor, e calculando-se o valor presente, resulta um valor total de R$ 8,8 bilhões. Neste caso, ter-se-ia, em correspondência, que a recuperação do investimento nas novas obras propostas poderia ocorrer num prazo de aproximadamente 07 anos.

Tais resultados permitem concluir-se favoravelmente à implantação das obras planejadas, detalhadas no Capítulo 5.

[3] Foi considerando um período de 25 anos de fluxos financeiros. Adicionalmente, adotou-se uma taxa de desconto de 8% ao ano para o cálculo das anuidades do investimento e do valor presente das séries anuais de custos e de restrições de energia evitadas.

5 RECOMENDAÇÕES

Com base nas análises apresentadas na Nota Técnica EPE 038/2017, apresentada no Anexo 11.12, cujas conclusões principais foram sintetizadas no Capítulo 3, item 3.3, é recomendado um conjunto mínimo de reforços de transmissão que tem como objetivo principal mitigar as restrições decorrentes do atraso das instalações constantes da Tabela 2.1, Tabela 2.2 e Tabela 2.3, relativas às concessionárias ATE XVI, ATE XVII, ATE XIX, ATE XX e LITE. Estas obras deverão entrar em operação no menor prazo possível de modo que se concretize seu benefício.

De acordo com as estimativas apresentadas no Anexo 11.11, o total de custos referentes aos reforços recomendados em linhas e subestações monta a cerca de R$ 4,56 bilhões, sendo R$ 4,28 bilhões referentes aos empreendimentos listados na Tabela 5.1 e Tabela 5.2 a seguir apresentadas e R$ 0,27 bilhões relativos aos empreendimentos indicados na Tabela 5.3 e Tabela 5.4.

Recomendações Técnicas

Tabela 5.1 – Recomendações de Linhas de Transmissão

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão (kV)	Configuração	Capacidade Longa Duração (A)	Capacidade Curta Duração (A)
Xingu	Serra Pelada	C1	443	500	6x795 MCM (SIL 1670 MW)	3375	4000
Xingu	Serra Pelada	C2	443	500	6x795 MCM (SIL 1670 MW)	3375	4000
Itacaiúnas	Serra Pelada	C1	115	500	4x954 MCM	3375	4000
Serra Pelada	Miracema	C1	415	500	6x795 MCM (SIL 1670 MW)	3375	4000
Serra Pelada	Miracema	C2	415	500	6x795 MCM (SIL 1670 MW)	3375	4000
Miracema	Gilbués II	C3	418	500	6x795 MCM (SIL 1670 MW)	3375	4000
Gilbués II	Barreiras II	C2	311	500	6x795 MCM (SIL 1670 MW)	3375	4000

Tabela 5.2 – Recomendações de Subestações

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais		Ano
			Qtde	Descrição	
Xingu	500	DJM	2	Módulo de Entrada de Linha	
			7	Reator de Linha Monofásico de 115 Mvar (para S. Pelada C1/C2)	
			2	Módulo de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor	
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	
Serra Pelada (SE Nova)	500	DJM	1	Módulo de Infraestrutura Geral	
			4	Módulo de Interligação de Barras	
			5	Módulo de Entrada de Linha	
			3	Módulo de Conexão de Reator de Barra	
			4	Módulo de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor	
			7	Reator de Linha Monofásico de 115 Mvar (para Xingu C1/C2)	
			7	Reator de Linha Monofásico de 100 Mvar (para Miracema C1/C2)	
			10	Reator de Barra Barra Monofásico de 60 Mvar	
Itacaiúnas	500	DJM	1	Módulo de Interligação de Barras	
			1	Módulo de Entrada de Linha	
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	
Miracema	500	DJM	2	Módulo de Interligação de Barras	
			3	Módulo de Entrada de Linha	
			3	Módulo de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor	
			7	Reator de Linha Monofásico de 100 Mvar (para S. Pelada C1/C2)	
			3	Reator de Linha Monofásico de 100 Mvar (para Gilbués II C3)	
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	
Gilbués II	500	DJM	2	Módulo de Interligação de Barras	
			2	Módulo de Entrada de Linha	
			2	Módulo de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor	
			4	Reator de Linha Monofásico de 100 Mvar (para Miracema C3)	
			3	Reator de Linha Monofásico de 66,7 Mvar (para Barreiras II C2)	
			2	Módulo de Conexão de Reator de Barra	
			7	Reator de Barra Monofásico de 66,7 Mvar	
			1	Compensação Série de 35% - capacidade 2500 A (para Barreiras II C2)	
			1	Conexão de Compensação Série	
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	
Barreiras II	500	DJM	1	Módulo de Interligação de Barras	
			1	Módulo de Entrada de Linha	
			1	Módulo de Conexão de Reator de Linha sem Disjuntor	
			4	Reator de Linha Monofásico de 66,7 Mvar (para Gilbués II C2)	
			1	Módulo de Conexão de Reator de Barra	
			4	Reator de Barra Barra Monofásico de 50 Mvar	
			1	Compensação Série de 35% - capacidade 2500 A (para Gilbués II C2)	
			1	Conexão de Compensação Série	
			1	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante	
Açu III	500	DJM	2	Módulo de Conexão de Transformador	
	500/230	-	7	Unidades de Autotransformador Monofásico de 300 MVA cada (3º e 4º bancos)	
	230	BD4	2	Módulo de Conexão de Transformador	
			1	Módulo de Interligação de Barras	
			1	Módulo de Infraestrutura Geral	

Tabela 5.3 – Recomendações Relacionadas a Seccionamentos de Linhas

Origem	Destino	Circuito	Extensão (km)	Tensão
Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Açu II - Mossoró II C1	Açu III	2 x CS	2 x 2,5	230
Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Açu II - Mossoró II C2	Açu III	2 x CS	2 x 1,0	230
Ponto de Seccionamento da LT 230 kV Açu II - Lagoa Nova II C1	Açu III	CD	13	230
Ponto de Seccionamento da LT 500 kV Curral Novo do Piauí II - Milagres C1	Milagres II	2 x CS	2 x 3,0	500
Ponto de Seccionamento da LT 500 kV Luiz Gonzaga - Milagres C1	Milagres II	2 x CS	2 x 0,5	500

Tabela 5.4 – Recomendações Relacionadas a Seccionamentos de Linhas: subestações

Nome	Tensão (kV)	Arranjo de barras	Equipamentos principais	
			Qtde	Descrição
Açu III	230	BD4	6	Módulo de Entrada de Linha
			2	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante
Milagres II	500	DJM	4	Módulo de Entrada de Linha
			3	Módulo de Interligação de Barras
			1	Remanejamento do Reator da Linha e conexões Luiz Gonzaga / Milagres C1, de 100 Mvar, de Milagres p/ Milagres II
			1	Remanejamento do Reator da Linha e conexões C. Novo do Piauí / Milagres C1, de 180 Mvar, de Milagres p/ Milagres II
			2	Módulo de Infraestrutura Geral - Acessante

Em função de análises mais detalhadas referentes ao desempenho frente a transitórios eletromagnéticos de manobras, recomendações complementares foram indicadas e estão reportadas no 6.4.

OUTRAS RECOMENDAÇÕES

Para a futura SE Serra Pelada foi identificada como região favorável à sua implantação uma área com raio de 5 km no entorno do ponto com as seguintes coordenadas geográficas: 6°3'33.05"S e 49°41'35.74"O, situado no município de Curionópolis - PA, centralizado entre esta cidade e a cidade de Parauapebas. Esta SE deverá ser posicionada observando, entre outros critérios especificados na Análise Socioambiental, Anexo 11.13 do presente documento, um afastamento mínimo de 1,5 km a leste da LT CC +/- 800 kV Xingu – Estreito, com o objetivo de evitar cruzamento entre as LTs que se conectarão a essa subestação e o referido bipolo.

Os corredores das LTs 500 kV Xingu – Serra Pelada e Serra Pelada – Miracema C1 e C2 foram delineados considerando, entre outros fatores, a possibilidade de se manter uma distância mínima de 1,5 km entre o traçado dessas futuras linhas e os Bipolos CC +/- 800 kV Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio.

Essa distância mínima deverá ser observada quando da definição do traçado das LTs 500 kV Xingu – Serra Pelada e Serra Pelada – Miracema C1 e C2 e, na impossibilidade de atendimento dessa distância mínima, a Transmissora deverá apresentar justificativas no Projeto Básico - Etapa de Concepção, para aprovação da ANEEL.

6 TRANSITÓRIOS ELETROMAGNÉTICOS DE MANOBRA

Considerações iniciais

Este capítulo apresenta um sumário de considerações, sugestões e alertas relativos ao desempenho das instalações de transmissão objeto de recomendação neste relatório, quando submetidas a transitórios eletromagnéticos de manobra.

Inicialmente é apresentada uma síntese das conclusões e recomendações dos estudos efetuados no passado - ano 2012 - para o sistema em 500 kV inicialmente concebido, compreendendo as linhas e equipamentos compreendidos entre as SEs Xingu, Parauapebas, Miracema, Gilbués e Barreiras, bem como entre as SEs Tucuruí, Itacaiunas, Colinas e Miracema, ilustrados na Figura 2.2 e Figura 2.3.

Em seguida são apresentadas as conclusões e recomendações dos estudos mais recentemente efetuados, considerando os reforços indicados neste documento para o tronco de transmissão em 500 kV entre a SE Xingu e a SE Barreiras II listados na Tabela 5.1.

6.1 Estudos anteriores de transitórios eletromagnéticos

O tronco de transmissão inicialmente concebido pelo planejamento contemplou dois tipos de linhas de transmissão em 500 kV de elevada potência natural (SIL de 1670 MW e 1450 MW), 6 sub condutores por fase, com compensação reativa em derivação e compensação série. Dos correspondentes Relatórios R2 anteriormente elaborados para cada linha de transmissão, apresentados nas referências [14] a [17], foram sumarizadas no Anexo 11.1 deste documento as principais conclusões e recomendações relativas ao desempenho das linhas em transitórios eletromagnéticos de manobra, destacando-se, em particular, as seguintes:

- Utilização de resistores de pré-inserção de 400 Ω com tempo de inserção médio de 10 ms, nos disjuntores onde foram simuladas as manobras de energização e religamento.
- A energização das linhas efetuada com sucesso por ambos os terminais, sem restrições, com sobretensões dentro dos limites considerados.
- O religamento tripolar pode ser efetuado por ambos os terminais, mesmo com a indisponibilidade de elementos do sistema, não se identificando configurações com

valores de energia nos para-raios superiores ao seu limite de capacidade de absorção de energia. As sobretensões resultaram inferiores aos limites considerados.

- Entretanto, por ocasião da rejeição dupla no terminal da SE Miracema foram registrados níveis mais elevados de energia, superiores ao limite considerado, indicando a necessidade de se avaliar, durante os estudos do projeto básico, a necessidade de se considerar para-raios com capacidade de absorção de energia superior a 13 kJ/kV.

- Para a LT 500 kV Parauapebas – Miracema anteriormente estudada[4], em decorrência dos elevados valores de corrente de arco secundário encontrados, mesmo com reator de neutro de valor de impedância elevada (2000 Ω), não foi recomendada a adoção do religamento monopolar para a linha e equipamentos de compensação adotados.

- Para as demais linhas integrantes do tronco de transmissão é viável a extinção do arco secundário com utilização de reator de neutro nos reatores de em derivação.

6.2 Condicionantes potenciais para a nova concepção do tronco de transmissão

As investigações atuais para planejamento do novo tronco de transmissão entre Xingu e Barreiras II, resultaram em modificações substanciais na concepção de linhas, com adoção de um único tipo de linha (potência natural 1670 MW), a retirada da compensação série e ajustes nas compensações em derivação, conforme listado na Tabela 5.1 e ilustrado na Figura 3.12.

Essas modificações podem alterar de forma significativa o desempenho das linhas de transmissão quando submetidas a manobras, considerando, dentre outros fatores:

- A retirada da compensação série que modifica a impedância longitudinal da linha e o espectro de impedâncias equivalentes em função da frequência.

- A elevada potência natural das linhas de transmissão de 6 sub condutores por fase e feixe expandido. Note-se que as linhas usuais em 500 kV com 4 sub condutores por fase, apresentam potência natural da ordem de 950 MW a 1200 MW.

[4] Correspondente à LT Serra Pelada – Miracema proposta neste documento

- A concepção inicial desse tronco continha linhas de potência natural de 1450 MW e 1670 MW. A concepção atual contempla apenas as de 1670 MW.

- O aumento do comprimento da nova LT Xingu – Serra Pelada de 410 km para cerca de 443 km.

- As modificações na compensação em derivação das linhas de transmissão em decorrência, dentre outros fatores, da eliminação da compensação série e de ajustes no comprimento das linhas.

- O elevado comprimento do tronco de transmissão entre Xingu e Barreiras II com cerca de 1587 km de extensão, potencializando elevados níveis de energia dissipadas em pára-raios de óxido de zinco por ocasião de rejeição de carga.

- O trecho entre Xingu e Miracema, a SE Serra Pelada é desprovida de transformação, potencializado o efeito da rejeição de carga neste trecho.

- As dificuldades para viabilizar a extinção do arco secundário em linhas de transmissão com as características das integrantes desse tronco de transmissão, com reflexos nos condicionantes para a implantação do religamento monopolar.

Outro fator relevante com consequência potencialmente importante para o desempenho do tronco é a configuração da "rede externa" ao mesmo, que foi substancialmente modificada em relação à rede considerada nos estudos do tronco de transmissão inicialmente concebido. A despeito do sistema previsto para a entrada no novo tronco apresentar, de forma geral para diferentes cenários, um maior nível de carregamento, a topologia nas proximidades do tronco poderá ser alterada com as incertezas de outros empreendimentos de transmissão em atraso.

A experiência recente em estudos de outros troncos de transmissão em corrente alternada e longa distância recomenda cautela para que a solução planejada não resulte em sistemas com necessidades de equipamentos adicionais, ou mesmo com restrições operativas.

Com base no exposto, julgou-se importante que os estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra fossem refeitos e avaliados, incorporando as modificações indicadas para o novo tronco de transmissão em 500 kV Xingu – Serra Pelada – Miracema – Gilbués II – Barreiras II.

Assim, análises mais detalhadas foram realizadas e são reportadas no Anexo 11.14, cujas conclusões e recomendações são a seguir apresentadas nos itens 6.3 e 6.4.

6.3 Conclusões dos novos estudos de transitórios

Os estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra de um sistema de transmissão englobam usualmente avaliações de religamento monopolar de linha de transmissão, energização de linha de linha de transmissão, religamento tripolar de linha de transmissão e rejeição de carga (abertura) de linha de transmissão.

RELIGAMENTO MONOPOLAR

Para viabilizar o religamento monopolar de cada uma das linhas integrantes do tronco de transmissão em 500 kV Xingu – Serra Pelada – Miracema – Gilbués – Barreiras II faz-se necessária a instalação de reator de neutro nos respectivos reatores em derivação das linhas de transmissão, indicando-se o reator de neutro de impedância nominal 800 Ω. Posteriormente, na fase do Projeto Básico, com a concepção final da linha de transmissão a ser implantada, poderá haver ajustes no reator de neutro.

Para essas linhas de transmissão as análises indicaram a viabilidade da implantação do religamento monopolar, desde que se considere tempos de extinção de arco secundário em até 2 s.

Para a LT 500 kV Serra Pelada – Itacaiúnas, com base nos resultados anteriores obtidos para a LT 500 kV Paraupebas – Itacaiúnas [15], é possível considerar que não existem restrições quanto à viabilidade de extinção de arco secundário.

Durante as análise de rejeição de carga, quando os reatores de neutro impactaram substancialmente o desempenho do sistema degradado, foi verificada a necessidade de se aterrar os neutros dos reatores em derivação das linhas em 500 kV Xingu – Serra Pelada e Serra Pelada – Miracema.

De todo modo, como o sistema tende a evoluir, reduzindo as restrições observadas nesta análise, e para manter a condição de religamento monopolar futura, é recomendado que a compensação em derivação dessas linhas seja concebida considerando a conexão de reator de

neutro, mas operando inicialmente com neutros solidamente aterrados. Tão logo a topologia da rede permita, poderá ser efetivamente implantado o religamento monopolar.

ENERGIZAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

As sobretensões máximas nos terminais das linhas analisadas, resultaram na faixa entre 1,88 pu e 2,03 pu, enquanto que ao longo das linhas, entre 2,21 pu e 2,44 pu. Esses valores, para cada linha situam-se ligeiramente inferiores aos correspondentes obtidos nas simulações de religamento tripolar. Analogamente, as energias dissipadas nos para-raios resultaram inferiores.

RELIGAMENTO TRIPOLAR DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Dentre as linhas analisadas a que resultou nos condicionantes mais severos para o religamento tripolar foi a LT 500 kV Miracema – Gilbués, com sobretensão máxima no terminal Miracema igual a 2,11 pu, sobretensão na linha de 2,54 pu e energia nos para- raios ZnO compatíveis com 2 colunas em Miracema. A máxima sobretensão entre fases nessa linha resultou igual a 1,90 pu.

Para as demais linhas analisadas as sobretensões máximas resultaram inferiores e as energias dissipadas nos para-raios indicaram a necessidade de uma coluna.

Vale ressaltar, com base nos condicionantes indicados na análises de rejeição de carga, que as linhas em 500 kV Xingu – Serra Pelada e Serra Pelada - Miracema foram simuladas com os neutros dos reatores em derivação solidamente aterrados.

Quanto às linhas em 500 kV Miracema – Gilbués – Barreiras II, essas foram simuladas com os neutros dos reatores em derivação providos de reator de neutro com 800 Ω. Os resultados dessas simulações indicaram a necessidade de prover os neutros desses reatores em derivação com nível de isolamento superior a 72,5 kV, e portanto, segundo as normas brasileiras, não inferior a 123 kV fase-terra, com capacidade para suportar, a seco e sob chuva, por 60 segundos, 230 kV, valor eficaz (NBR 6939).

REJEIÇÃO DE CARGA

Com os reatores em derivação das linhas do tronco em 500 kV Xingu – Serra Pelada – Miracema – Gilbués – Barreiras II equipados com reator de neutro e a rede completa, as

sobretensões sustentadas resultaram em energia dissipada nos para-raios com valores não muito elevados, que indicavam a necessidade de 1 a 3 colunas de ZnO, em função do terminal.

Entretanto, com a indisponibilidade da LT 500 kV Serra Pelada – Itacaiúnas, as rejeições de carga tanto na LT 500 kV Xingu – Serra Pelada, como na LT 500 kV Serra Pelada – Miracema resultaram em energias muito elevadas nos para-raios ZnO, respectivamente, 34 MJ e 27,8 MJ, quando se considera a instalação de reatores de neutro nos reatores em derivação dessas linhas.

Nessa mesma condição, mas com os reatores em derivação solidamente aterrados, essas energias são reduzidas para 9,4 MJ e 12,15 MJ, suficientes para serem dissipadas, respectivamente, em 2 e 3 colunas de para-raios.
Para as LT 500 kV Miracema – Gilbués e LT 500 kV Gilbués – Barreiras II, mesmo considerando os reatores em derivação providos de reator de neutro e rede degradada, as energias dissipadas nos para-raios de ZnO nas manobras de rejeição de carga não ultrapassaram, respectivamente, os limites de 4,6 MJ e 8,4 MJ.

Em todos os casos, com exceção de um dos terminais da LT 500 kV Serra Pelada – Miracema, cuja sobretensão resultou igual a 2,28 pu, as demais sobretensões encontradas nos terminais das linhas resultaram inferiores a 2,2 pu. Para o meio da linha, entretanto, foram encontrados valores de 2,67 pu e 2,77 pu, respectivamente, para a LT 500 kV Xingu – Serra Pelada e para a LT 500 kV Serra Pelada – Miracema, indicando a necessidade de se recomendar cuidados especiais para o isolamento dessas linhas.

TENSÃO MÁXIMA OPERATIVA
Para as linhas de transmissão em 500 kV do tronco Xingu – Serra Pelada, Serra Pelada – Miracema e Miracema – Gilbués, foram verificados, durante os ajustes de fluxo mínimo, com tensão terminal no limite operativo de 1,1 pu, valores de tensão ao longo do comprimento da linha da ordem de 1,14 pu. Essas três linhas são longas, com comprimentos superiores a 400 km e com elevada potência natural.

Sendo assim, no projeto dessas linhas, para efeito de cálculo da coordenação de isolamento, deverá ser adotada como tensão máxima de operação o valor de 580 kV eficaz a 60 Hz.

6.4 Sumário de recomendações dos novos estudos de transitórios eletromagnéticos

Os resultados dos estudos apresentados no Anexo 11.14 permitem sumarizar as seguintes recomendações:

- Os reatores em derivação das linhas de transmissão em 500 kV Xingu – Serra Pelada,C1 e C2, Serra – Miracema, C1 e C2, Miracema – Gilbués e Gilbués – Barreiras II deverão ser dotados de reator de neutro de 800 Ω. Essas linhas deverão ser providas de todos os equipamentos e sistemas necessários para a implantação do religamento monopolar.
- No caso das linhas em 500 KV Xingu – Serra Pelada, C1 e C2 e Serra Pelada – Miracema, C1 e C2, a implantação do religamento monopolar poderá ser efetivada em data a ser definida pelo Operador do Sistema, em função da evolução da rede e dos estudos do Projeto Básico, a critério do Operador do Sistema. Esses reatores em derivação também deverão ser providos de dispositivos que permitam a operação com neutro solidamente aterrados.
- O nível de isolamento do neutro dos reatores em derivação das linhas de transmissão em 500 kV Xingu – Serra Pelada, C1 e C2 e Serra Pelada – Miracema, C1 e C2, não poderá ser inferior à tensão 72,5 kV fase-terra, com capacidade para suportar, a seco e sob chuva, por 60 segundos, 140 kV eficaz.
- Para as linhas em 500 kV Miracema – Gilbués e Gilbués – Barreiras II, os neutros dos reatores em derivação deverão ser providos de nível de isolamento superior a 72,5 kV, e portanto, segundo as normas brasileiras, não inferior a 123 kV fase-terra, com capacidade para suportar, a seco e sob chuva, por 60 segundos, 230 kV, valor eficaz (NBR 6939).
- Os para-raios de linha das linhas de transmissão em 500 kV Xingu – Serra Pelada,C1 e C2, Miracema – Gilbués e Gilbués Barreiras II deverão ser providos de pelos menos duas colunas de para-raios de ZnO, com características compatíveis com os considerados nos estudos de planejamento.
- Os para-raios de linha da linhas de transmissão em 500 kV Serra Pelada – Miracema, C1 e C2 deverão ser providos de pelos menos três colunas de para-raios de ZnO, com características compatíveis com os considerados nos estudos de planejamento.
- No projeto das linhas de transmissão em 500 kV Xingu – Serra Pelada,C1 e C2 e Serra Pelada – Miracema, C1 e C2, e Miracema – Gilbués, para efeito de cálculo da coordenação de isolamento, deverá ser adotada como tensão máxima de operação o valor de 580 kV eficaz a 60 Hz.

- No projeto das linhas em 500 kV Xingu – Serra Pelada,C1 e C2 e Serra Pelada – Miracema, C1 e C2, deverão ser tomados cuidados especiais com o isolamento, em função dos resultados dos estudos de manobra terem indicado sobretensões no meio das linhas de até 2,8 pu, valor de pico.

7 COMPARTILHAMENTO COM INSTALAÇÕES EXISTENTES

Este capítulo apresenta considerações relativas às características gerais das instalações existentes que serão compartilhadas com as instalações recomendadas neste relatório, assim como também de novas subestações.

As considerações apresentadas têm como referências os relatórios R4 realizados anteriormente e as respostas às consultas de viabilidade física para expansão encaminhadas pela EPE aos proprietários das subestações envolvidas neste estudo.

Desta forma, objetivando a obtenção de informações mais precisas referentes às instalações existentes, recomenda-se que os proponentes façam visita de campo para verificação de possíveis interferências e dificuldades para implantação das novas instalações.

7.1 SE Barreiras II (LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II C2)

CARACTERÍSTICAS GERAIS

De acordo com o relatório R4 [18], a subestação Barreiras II 500/230-13,8 kV será localizada no município de Barreiras, Estado da Bahia, a 15 km da cidade e da Subestação de Barreiras I. Esse local encontra-se em área plana a 3 km da BR-242, a aproximadamente 281 km da SE Gilbués e a 219 km da SE Bom Jesus da Lapa II, nas coordenadas: Latitude -12° 10' 21" Longitude -44° 48' 34" (datum WGS 84).

Figura 7.1 – Localização da SE Barreiras II

Conforme já descrito anteriormente, essa instalação encontra-se com a execução paralisada e não há previsibilidade quanto à efetiva entrada em operação comercial. Como forma de evitar a restrição de geração e corte de carga em regime permanente provocada pela não entrada em

operação da SE Barreiras II, a Paranaíba Transmissora foi autorizada por meio da Resolução Autorizativa 6.030/2016 da Aneel, a implantar o empreendimento (Código Siget nº T2016-050) - Adequação do Módulo Geral da SE Barreiras II para permitir a conexão das instalações da Paranaíba Transmissora (LT 500 kV Bom Jesus da Lapa – Barreiras II) com as instalações da São Pedro Transmissora (SE Barreiras II 500/230 kV – novo pátio 230 kV).

AMPLIAÇÃO RECOMENDADA

Este relatório recomenda a implantação de novas instalações na subestação Barreiras II, setor 500 kV, em arranjo disjuntor e meio, conforme detalhamento abaixo:

a) 1 (um) módulo de conexão de linha de transmissão 500 kV, para a LT Gilbués II C2;

b) 1 (um) módulo de conexão de banco de reatores de linha não manobrável;

c) 1 (um) módulo de conexão de banco de capacitores série;

d) 1 (um) módulo de interligação de barras 500 kV;

e) 1 (um) módulo de conexão de reatores de barras 500 kV;

f) 4 (quatro) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 66,7 Mvar;

g) 1 (um) banco de capacitores série, 500 kV, 382 Mvar;

h) 4 (quatro) reatores de barra monofásicos, 500 kV, 50 Mvar;

i) módulo de infra-estrutura geral para acessante.

CONSULTA DE ACESSO

O formulário de consulta à SE Barreiras II, o diagrama unifiliar e o arranjo proposto para a subestação elaborados pela Paranaíba Transmissora estão apresentados no Anexo 11.2.

Como resposta à consulta de viabilidade física para a conexão na SE Barreiras II encaminhada à Paranaíba Transmissora, foi informado que há disponibilidade para a conexão informada, sem necessidade de adequação do barramento e de compra de terreno adicional.
No entanto, houve a indicação de que, caso a nova linha seja direcionada a noroeste, haverá cruzamento com a LT 500 kV Barreiras II - Buritirama (direção sudeste) objeto do lote 9 do Leilão 13/2015 – 2ª Etapa.

7.2 SE Gilbués II (LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II C2 e Miracema – Gilbués C3)

CARACTERÍSTICAS GERAIS

De acordo com o relatório R4 [19], a subestação Gilbués II 500/230-13,8 kV será localizada no município de Gilbués, Estado do Piauí, próxima ao entroncamento entre a PI-254 que vai para o Maranhão e a BR-135 que vai para São Francisco do Piauí, a nordeste da BR-135 de Gilbués a Monte Alegre do Piauí e a estrada para Alto Parnaíba.

O local escolhido encontra-se em área plana, a aproximadamente 281 km da SE Barreiras II e a 387 km da SE Miracema, sob concessão da Eletrobrás Eletronorte. As coordenadas geográficas são: Latitude -9° 45' 01" Longitude -45° 20' 55".

Figura 7.2 – Localização da SE Gilbués II

Essa instalação foi objeto do Lote A do Leilão 007/2012-ANEEL e sua implantação é de responsabilidade da ATE XVI Transmissora de Energia. No entanto, encontra-se com a execução paralisada e não há previsibilidade quanto à efetiva entrada em operação comercial. Com o objetivo de evitar a restrição de geração e corte de carga em regime permanente provocada pelo atraso da implantação da SE Gilbués II, a ANEEL publicou a Resolução

Autorizativa nº 6.069 de 04 de outubro de 2016, alterada pela Resolução Autorizada nº 6.266 de 04 de abril de 2017, autorizando a adequação do módulo geral da Subestação Gilbués II à São Pedro Transmissora de Energia S.A. de modo a possibilitar a sua conexão e das instalações da São João Transmissora de Energia S.A.

Posteriormente ao edital do Leilão 007/2012, referido anteriormente, a SE Gilbués II teve as seguintes indicações de ampliação, já licitadas:

- LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí (Lote A do Leilão 001/2013);

- 1º BTR 500/230 kV (Lote C2 do Leilão 002/2013);

- LT 500 kV Gilbués II – Gentio do Ouro II (Lote A do Leilão 007/2014)

AMPLIAÇÃO RECOMENDADA

Este relatório recomenda a implantação de novas instalações na subestação Gilbués II, setor 500 kV, em arranjo disjuntor e meio, conforme detalhamento abaixo:

a) 2 (dois) módulos de conexão de linha de transmissão 500 kV, sendo 1 (um) módulo para a LT Barreiras II C2 e 1 (um) módulo para a LT Miracema C3;

b) 2 (dois) módulos de conexão de banco de reatores de linha não manobrável;

c) 1 (um) módulo de conexão de banco de capacitores série;

d) 2 (dois) módulos de interligação de barras 500 kV;

e) 2 (dois) módulo de conexão de reatores de barras 500 kV;

f) 3 (três) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 66,7 Mvar, para a LT Barreiras II C2;

g) 4 (quatro) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 100 Mvar, para a LT Miracema C3;

h) 1 (um) banco de capacitores série, 500 kV, 382 Mvar, para a LT Barreiras II C2;

i) 7 (sete) reatores de barra, 500 kV, 66,7 Mvar (RE3 e RE4);

j) módulo de infra-estrutura geral para acessante.

O reator reserva monofásico, 500 kV, 66,7 Mvar, destinado ao banco de reatores de barra RE3 deve ser compartilhado por meio de barramentos de transferência aéreo a serem implantados pelas transmissoras responsáveis pela LT Barreiras II C2 e pelo banco de reatores de barra RE4.

DIAGRAMA UNIFILAR

A SE Gilbués II foi licitada com previsão de espaço para ampliações futuras de 8 (oito) conexões de entrada de linha de transmissão em 500 kV ou outro equipamento, conforme apresenta o diagrama unifilar do Anexo 11.3 obtido no relatório R4 [19].

Devido aos aspectos ambientais informados no Anexo 11.10, antecipam-se dificuldades particulares do terreno onde se localiza a SE Gilbués II, motivo pelo qual não foi possível a elaboração de uma proposta de ampliação (diagrama unifilar e planta da subestação) a tempo de constar deste documento. Recomenda-se uma visita de campo para confirmar a viabilidade técnica da solução a ser proposta, considerando instalações complementares em função da paralização das obras de responsabilidade da ATE XVI e aquisição de terreno adicional, se necessário.

7.3 SE Miracema (LT 500 kV Miracema – Gilbués C3 e S. Pelada – Miracema C1/C2)

CARACTERÍSTICAS GERAIS

De acordo com os relatórios R4 [20][21], a subestação Miracema 500/230-13,8 kV está localizada na Rodovia TO 342 – km 6, s/nº - CEP 77 650-000, no município de Miracema de Tocantins - Estado do Tocantins, em terreno de propriedade da Eletrobras Eletronorte. As coordenadas geográficas são: Latitude -9° 32' 39" Longitude -48° 31' 12".

Figura 7.3 – Localização da SE Miracema

A Figura 6-3 apresenta a localização da SE Miracema, com destaque para área destinada à implantação das novas instalações recomendadas nesse relatório.

AMPLIAÇÃO RECOMENDADA

Este relatório recomenda a implantação de novas instalações na subestação Miracema, setor 500 kV, em arranjo disjuntor e meio, conforme detalhamento abaixo:

a) 3 (três) módulos de conexão de linha de transmissão 500 kV, sendo 1 (um) módulo para a LT Gilbués II C3 e 2 (dois) módulos para a LT Serra Pelada C1/2;

b) 3 (três) módulos de conexão de banco de reatores de linha não manobrável;

c) 2 (dois) módulo de interligação de barras 500 kV;

d) 3 (três) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 100 Mvar, para a LT Gilbués II C3;

e) 7 (sete) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 100 Mvar, para a LT Serra Pelada C1/2;

f) módulo de infra-estrutura geral para acessante.

O reator reserva monofásico, 500 kV, 100 Mvar, destinado à LT Serra Pelada C1 deve ser compartilhado por meio de barramentos de transferência aéreo a serem implantados pelas transmissoras responsáveis pelas LT Serra Pelada C2 e Gilbués II C3.

CONSULTA DE ACESSO

O formulário de consulta à SE Miracema e o diagrama unifiliar proposto para a subestação elaborados pela Eletronorte Eletrobras estão apresentados no Anexo 11.4.

Como resposta à consulta de viabilidade física para a conexão na SE Miracema, foi informado que há disponibilidade para a conexão de novas instalações. A área prevista é estimada em 63.500 m2, sendo necessária a aquisição do terreno.

Trata-se de área com pouca vegetação nativa secundária, bastante antropizada, que deverá ser removida. Estima-se desnível de até 10 m em relação ao pátio existente, onde far-se-á necessária a movimentação de grande volume de terra, com jazidas de empréstimo em distâncias superiores a 5 km.

As ampliações recomendadas para a SE Miracema necessitarão de estudo ambiental mais aprofundado, uma vez que a SE Miracema está próxima à área de preservação permanente, que dependerão de inspeções de campo em período chuvoso, de forma a atestar a ausência de cursos d'água intermitentes.

Em relação às dificuldades para implantação das LTs, a Eletrobras Eletronorte informa que, caso as futuras LTs tenham seus caminhos seguindo paralelo às LTs existentes, não são esperados cruzamentos com as LTs existentes nas proximidades da SE Miracema.

7.4 SE Serra Pelada (Nova)

CARACTERÍSTICAS GERAIS

A subestação Serra Pelada 500 kV será localizada no município de Curionópolis, Estado do Pará. O acesso será realizado pela rodovia PA-275, no trecho que interliga as cidades de Curionópolis e Parauapebas. O terreno deve ter dimensões mínimas 860 x 940 m (área total de 808.400 m2) e comportar as novas instalações e ampliações futuras recomendadas nesse relatório.

As coordenadas geográficas são: Latitude - 6°3'33.05"S e Longitude - 49°41'35.74"O.

Figura 7.4 – Localização da SE Serra Pelada

CONFIGURAÇÃO DAS INSTALAÇÕES

Este relatório recomenda a implantação da nova subestação Serra Pelada 500 kV, em arranjo disjuntor e meio, composta pelas seguintes instalações:

a) 5 (cinco) módulos de conexão de linha de transmissão 500 kV, sendo 2 (dois) módulos para a LT Miracema C1/2, 2 (dois) módulos para a LT Xingu C1/2 e 1 (um) módulo para a LT Itacaiúnas C1;

b) 4 (quatro) módulos de conexão de banco de reatores de linha não manobrável;

c) 4 (quatro) módulos de interligação de barras 500 kV;

d) 3 (três) módulos de conexão de reatores de barras 500 kV;

e) 7 (sete) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 100 Mvar, para a LT Miracema C1/2;

f) 7 (sete) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 115 Mvar, para a LT Xingu C1/2;

g) 10 (dez) reatores de barra monofásicos, 500 kV, 60 Mvar;

h) módulo de infra-estrutura geral.

Há ainda previsão de ampliação do setor 500 kV e da implantação de novos setores de 230 kV, em arranjo barra dupla a quatro chaves, e de 138 kV, em arranjo barra principal e transferência. O terreno a ser adquirido pelo proponente deve conter área para comportar as seguintes ampliações futuras:

a) 8 (oito) módulos de conexão de linha de transmissão 500 kV;
b) 8 (oito) módulos de conexão de banco de reatores de linha manobráveis;
c) 8 (oito) módulos de conexão de banco de capacitores série;
d) 10 (dez) módulos de interligação de barras 500 kV;
e) 2 (dois) módulos de conexão 500 kV de estação inversora do bipolo de corrente contínua;
f) 3 (três) módulos de conexão 500 kV de filtros do bipolo de corrente contínua;
g) 8 (oito) módulos de conexão 500 kV de transformadores de potência;
h) 1 (uma) estação inversora do bipolo de corrente contínua em ± 800 kV;
i) 3 (três) bancos de filtros do bipolo de corrente contínua;
j) 4 (quatro) bancos de transformadores de potência monofásicos 500/230 kV (mais reserva);
k) 4 (quatro) bancos de transformadores de potência monofásicos 500/138 kV (mais reserva);
l) 4 (quatro) módulos de conexão 230 kV de transformadores de potência;
m) 8 (oito) módulos de conexão de linha de transmissão 230 kV;
n) 1 (um) módulo de interligação de barras 230 kV;
o) 4 (quatro) módulos de conexão 138 kV de transformadores de potência;
p) 8 (oito) módulos de conexão de linha de transmissão 138 kV;
q) 1 (um) módulo de interligação de barras 138 kV.

Destaca-se que a instalação, arranjos e características devem seguir os Procedimentos de Rede vigentes, na sua última revisão, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)/ONS – Operador Nacional do Sistema.

DIAGRAMA UNIFILAR

O diagrama unifiliar e o arranjo físico propostos para a subestação Serra Pelada estão apresentados no Anexo 11.5.

7.5 SE Itacaiúnas (LT 500 kV Serra Pelada – Itacaiúnas C1)

CARACTERÍSTICAS GERAIS

De acordo com o relatório R4 [22], a subestação Itacaiúnas 500/230 kV fica localizada no município de Marabá, Estado do Pará, à Estrada Vicinal Vila Café km 10, próximo às rodovias BR-230 e PA-150. A subestação está implantada em uma área de aproximadamente 305.150 m2, nas coordenadas: Latitude -5° 27' 16" Longitude -49° 8' 54".

Figura 7.5 – Localização da SE Itacaiúnas

AMPLIAÇÃO RECOMENDADA

Este relatório recomenda a implantação de novas instalações na subestação Itacaiúnas, setor 500 kV, em arranjo disjuntor e meio, conforme detalhamento abaixo:

a) 1 (um) módulo de conexão de linha de transmissão 500 kV, para a LT Serra Pelada C1;

b) 1 (um) módulo de interligação de barras 500 kV;

c) módulo de infra-estrutura geral para acessante.

CONSULTA DE ACESSO

O formulário de consulta de acesso à SE Itacaiúnas respondido pela concessionária TAESA está apresentado no Anexo 11.6.

Como resposta à consulta de viabilidade física para a conexão na SE Itacaiúnas, foi informado que há disponibilidade para a conexão das novas instalações. A área prevista pela TAESA é estimada em 42.000 m2 (420 x 100 m), sendo necessária a aquisição do terreno.

O Anexo 11.6 apresenta ainda a proposta elaborada pela EPE para a ampliação da SE Itacaiúnas, incluindo diagrama unifilar e planta da subestação, com base nas informações disponíveis até o momento da elaboração deste documento. Recomenda-se uma visita de campo para verificação de possíveis interferências e dificuldades para implantação das novas instalações, e da real necessidade de aquisição de terreno adicional.

7.6 SE Xingu (LT 500 kV Xingu - Serra Pelada C1/2)

De acordo com o relatório R4 [23], a subestação Xingu 500 kV, de propriedade da Linhas de Xingu Transmissora, está localizada no município de Anapu, no estado do Pará, a cerca de 20 km da usina hidrelétrica de Belo Monte. As coordenadas geográficas são: Latitude -3° 06' 27" Longitude -51° 41' 22".

O acesso à SE Xingu é realizado pela rodovia Transamazônica BR-230, entre as cidades de Anapu e Altamira.

AMPLIAÇÃO RECOMENDADA

Este relatório recomenda a implantação de novas instalações na subestação Xingu, setor 500 kV, em arranjo disjuntor e meio, conforme detalhamento abaixo:

a) 2 (dois) módulo de conexão de linha de transmissão 500 kV, para a LT Serra Pelada C1/2;

b) 2 (dois) módulos de conexão de banco de reatores de linha não manobrável;

c) 7 (sete) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 115 Mvar;

d) módulo de infra-estrutura geral para acessante.

CONSULTA DE ACESSO

Foi realizada consulta de viabilidade física de expansão da SE Xingu tanto para a LXTE - Linhas de Xingu Transmissora de Energia, proprietária da subestação, quanto para a BMTE - Belo Monte Transmissora de Energia, que compartilhará a subestação com a LXTE. A ABENGOA também compartilhará a subestação com a LXTE, no entanto, como as obras de expansão

encontram-se com a execução paralisada e não há previsibilidade quanto à efetiva entrada em operação comercial, a BMTE foi autorizada pela ANEEL a construir a extensão do barramento e módulo geral para permitir a conexão do primeiro bipolo para escoamento da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, conforme Resolução Autorizativa nº 6.262, de 28 de março de 2017.

Desta forma, os formulários de consulta de acesso à SE Xingu foram encaminhados tanto à LXTE quanto à BMTE, cujas respostas, assim como os diagramas unifilares, estão apresentados no Anexo 11.7.

Como resposta à consulta de viabilidade física para a conexão na SE Xingu encaminhada à LXTE, foi informado que há disponibilidade para a uma conexão de linha de transmissão no seu pátio.

A BMTE informou que há disponibilidade para dois módulos de entrada de linha de transmissão em 500 kV para futuras ampliações, porém em setores de barramentos distintos, de vãos não adjacentes, conforme apresentado no diagrama unifilar e no arranjo físico.

Figura 7.6 – Localização da SE Xingu

7.7 SE Milagres II

CARACTERÍSTICAS GERAIS

A SE Milagres II está localizada no município de Milagres, no estado do Ceará, a cerca de 4,5 km da SE Milagres, de propriedade da CHESF. A SE fica localizada nas coordenadas Latitude -7° 20' 36" Longitude -38° 55' 33" e seu acesso é realizado pela rodovia BR-116, entre as cidades de Milagres e Brejo Santo.

Figura 7.7 – Localização da SE Milagres II

Essa subestação foi objeto do Lote E do Leilão 007/2012-ANEEL e sua implantação é de responsabilidade da ATE XVII Transmissora de Energia, no entanto, encontra-se com a execução paralisada e não há previsibilidade quanto à efetiva entrada em operação comercial.

Enfatiza-se a importância da execução dos seccionamentos na SE Milagres II das LTs 500 kV Milagres - Luiz Gonzaga C1 (CHESF) e Milagres - São João do Piauí C1 (Iracema Transmissora de Energia) e da implantação do Módulo de Infra-estrutura Geral da SE Milagres II de modo a se estabelecer o ponto elétrico comum nesta parte do sistema, conforme apresentado no Anexo 11.12.

AMPLIAÇÃO RECOMENDADA

Este relatório recomenda a implantação de novas instalações na subestação Milagres II, setor 500 kV, em arranjo disjuntor e meio, conforme detalhamento abaixo:

a) 4 (quatro) módulos de conexão de linha de transmissão 500 kV, sendo 2 (dois) módulos para a LT Milagres C1/2, 1 (um) módulo para a LT São João do Piauí C1 e 1 (um) módulo para a LT Luiz Gonzaga C1;

b) 3 (três) módulos de interligação de barras 500 kV;

c) remanejamento de 3 (três) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 60 Mvar, da SE Milagres para a SE Milagres II, LT Curral Novo do Piauí C1, incluindo equipamentos de conexão;

d) remanejamento de 3 (três) reatores de linha monofásicos, 500 kV, 33,3 Mvar, da SE Milagres para a SE Milagres II, LT Luiz Gonzaga C1, incluindo equipamentos de conexao;

e) 2 (dois) módulos de infra-estrutura geral para acessante (CHESF e Iracema Transmissora de Energia).

Em adição às instalações listadas acimas, 1 (um) módulo de interligação de barras 500 kV de responsabilidade ATE XVII deve ser implantado para permitir a conexão do banco de reatores de barra 500 kV, 4x 33,3 Mvar, de responsabilidade da Giovanni Sanguinetti Transmissora.

DIAGRAMA UNIFILAR

O diagrama unifilar e a planta geral propostos pela EPE para a subestação Milagres II estão apresentados no Anexo 11.8.

Cabe destacar que a SE Milagres II, embora se encontre com as obras de implantação paralisadas, possui previsão de ampliação pelos seguintes acessantes:

- Giovanni Sanguinetti Transmissora, vencedora do Lote 13 do Leilão 013/2015-ANEEL, responsável pela implantação de um banco de reatores de barra 500 kV e da LT 500 kV Açu III C2;
- RC Administração e Participações, vencedora do Lote 30 do Leilão 005/2016-ANEEL, responsável pela implantação da LT 500 kV Queimada Nova II; e
- LT 500 kV Santa Luzia II e um banco de reatores de barra 500 kV, conforme recomendado pelo relatório EPE-DEE-RE-065-2016.

A área prevista é estimada em 60.000 m2, com necessidade de aquisição do terreno contíguo à leste do pátio existente, onde atualmente está localizado o canteiro de obras. Recomenda-se

que o terreno a ser adquirido nesta etapa de ampliação da SE Milagres disponha de dimensões suficientes para a ampliação referente à nova LT 500 kV Santa Luzia II e ao banco de reatores de barra 500 kV, conforme apresentado na planta geral da subestação.

7.8 SE Açu III

CARACTERÍSTICAS GERAIS

A SE Açu III 500/230 kV está localizada no município de Açu, no estado do Rio Grande do Norte, a cerca de 14 km da SE Açu II, de propriedade da CHESF. A SE fica localizada nas coordenadas Latitude -5° 34' 32" Longitude -37° 01' 50" e seu acesso é realizado pela rodovia BR-304, entre as cidades de Milagres e Mossoró.

Figura 7.8 – Localização da SE Açu III 230kV

Essa subestação foi objeto do Lote E do Leilão 007/2012-ANEEL e sua implantação é de responsabilidade da ATE XVII Transmissora de Energia, no entanto, encontra-se com a execução paralisada e não há previsibilidade quanto à efetiva entrada em operação comercial.

A ANEEL publicou a Resolução Autorizativa nº 6.190 de 07 de fevereiro de 2017, autorizando a adequação do módulo geral da Subestação Açu III à Esperanza Transmissora de Energia S.A., de modo a viabilizar sua conexão.

Enfatiza-se a importância da execução dos seccionamentos na SE Açu III das LTs 230 kV Lagoa Nova II – Açu II C1 (TAESA) e Mossoró II – Açu II C1/2 (CHESF) e a implantação do novo setor 230 kV da SE Açu III de modo a possibilitar o escoamento da energia gerada por empreendimentos eólicos contratados no estado do Rio Grande do Norte, conforme apresentado no Anexo 11.12.

AMPLIAÇÃO RECOMENDADA

Este relatório recomenda a implantação de novas instalações na subestação Açu III, setores 500 kV, em arranjo disjuntor e meio, e 230 kV, em arranjo barra dupla a quatro chaves, conforme detalhamento abaixo:

a) 2 (dois) módulos de conexão 500 kV de transformadores de potência;

b) 2 (dois) módulos de conexão 230 kV de transformadores de potência;

c) 1 (um) módulo de interligação de barras 230 kV;

d) 6 (seis) módulos de conexão de linha de transmissão 230 kV;

e) 7 (sete) autotransformadores de potência monofásicos 500/230 kV, 300 MVA (AT3 e AT4);

f) módulo de infra-estrutura geral para o setor 230 kV;

g) 2 (dois) módulos de infra-estrutura geral para acessante (CHESF e TAESA)

Em adição às instalações listadas acimas, 1 (um) módulo de interligação de barras 500 kV de responsabilidade da ATE XVII deve ser implantado para permitir a conexão do banco de autotransformadores de potência monofásicos AT3.

DIAGRAMA UNIFILAR E CONSULTA DE ACESSO

Os diagramas unifilares dos setores 500 kV e 230 kV, assim como a planta geral proposta pela EPE para a subestação Açu III estão apresentados no Anexo 11.9.

Foi realizada consulta de viabilidade física de expansão da SE Açu III à Esperanza Transmissora de Energia. Como resposta, foi informado que há disponibilidade para as novas instalações recomendadas neste relatório.

A área prevista para o novo setor 230 kV é estimada em 35.000 m2. Considerando o terreno adquirido pela ATE XVI, não há necessidade de aquisição de terreno adicional, sendo necessário terraplenagem no local.

8 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

As análises socioambientais efetuadas no âmbito deste estudo encontram-se descritas no Anexo 11.13 do presente relatório. A seguir apresenta-se uma síntese de pontos relevantes dessas análises.

- Para a sua elaboração foram levantadas as bases cartográficas de unidades de conservação, terras indígenas, territórios quilombolas, assentamentos rurais, processos minerários, entre outras bases, para a definição e descrição dos corredores.
- Além de permitir a visualização das áreas de complexidade socioambiental no interior do corredor para desvio ou minimização das interferências, as análises socioambientais proporcionam uma estimativa mais realista da extensão da LT planejada ao incorporar os desvios das áreas ambientalmente sensíveis. A Figura 8.1 apresenta os corredores estudados nas análises socioambientais.

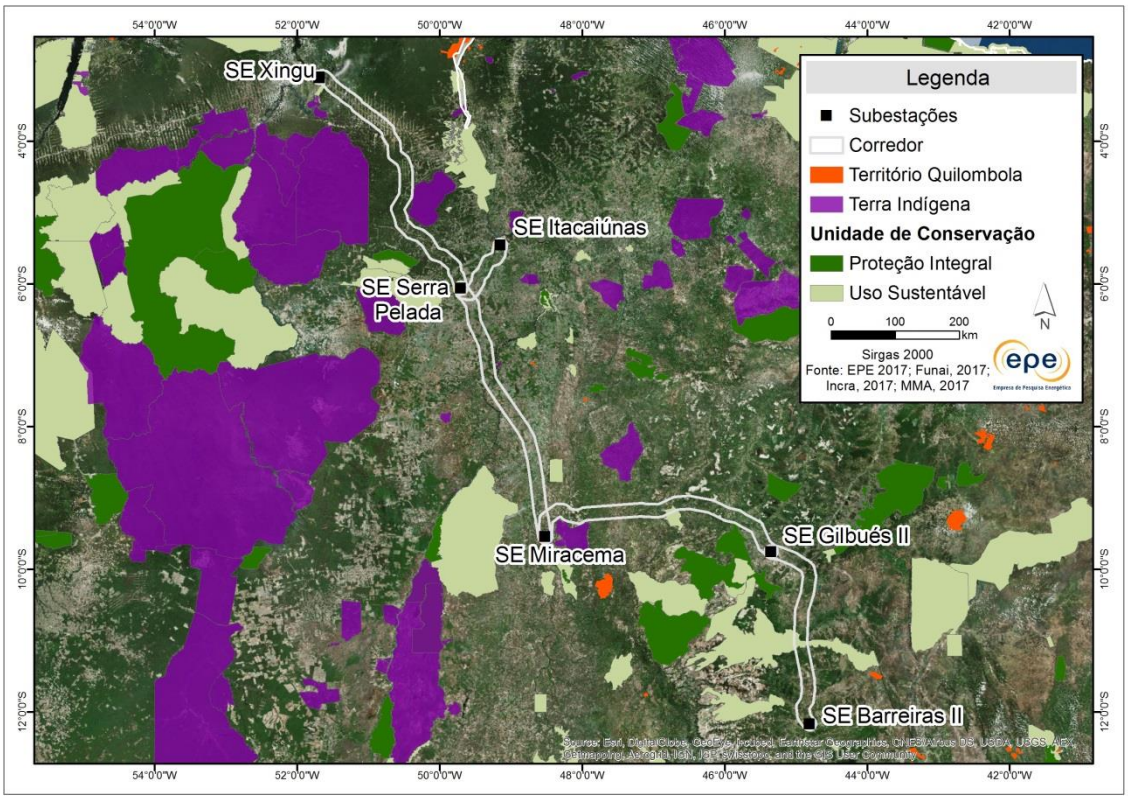


Figura 8.1 – Corredores estudados nas análises socioambientais

- Além dos aspectos socioambientais indicados acima, foi determinante para o delineamento dos corredores o traçado dos seguintes empreendimentos, obtidos através das Declarações de Utilidade Pública (DUP) emitidas pela Aneel para as seguintes linhas: LTs 500 kV Xingu – Parauapebas C1 e C2, LT 500 kV Parauapebas – Itacaiúnas C1 e LTs 500 kV Parauapebas – Miracema C1 e C2 (Aneel, 2015); LT 500 kV Miracema – Gilbués II C1 e C2 e LT 500 kV Gilbués II – Barreiras II C1 (Aneel, 2015).

- Os traçados dessas LTs licitadas foram utilizados como eixo referencial para elaboração dos corredores no intuito de indicar eventual paralelismo com as mesmas (tendo em vista que esses traçados já foram licenciados pelo Ibama), ou para indicar limitações com relação a travessias com esses empreendimentos. Importante ressaltar que as áreas relativas às DUP representam restrição locacional, de forma que as LTs planejadas não deverão sobrepô-las.
- Destaca-se, também, que as LTs 500 kV Xingu – Serra Pelada C1 e C2 e Serra Pelada – Miracema C1 e C2 deverão manter afastamento mínimo de 1,5 km das LTs 800 kV Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio, conforme recomendado nos estudos elétricos que integram este documento.
- Sendo assim, na Tabela 8.1 encontram-se listadas as LTs para as quais foi realizada análise socioambiental no âmbito desse estudo.

Tabela 8.1 – Linhas de Transmissão planejadas neste estudo

LT planejada	Tensão (kV)	N° de circuitos	Extensão do eixo do corredor estudado (km)
Xingu – Serra Pelada, C1 e C2	500	2 (CS)	443
Serra Pelada - Itacaiúnas, C1	500	1 (CS)	115
Serra Pelada - Miracema, C1 e C2	500	2 (CS)	415
Miracema – Gilbués II, C3	500	1 (CS)	418
Gilbués II – Barreiras II, C2	500	1 (CS)	311

- A análise socioambiental contemplou também a área indicada para a localização da SE Serra Pelada, para a qual foram considerados os seguintes principais critérios:
  - minimização da extensão das LTs 500 kV Xingu – Serra Pelada, C1 e C2 e Serra Pelada - Miracema, C1 e C2, que se interligarão nessa subestação;
  - posicionamento a leste da LT 800 kV Xingu – Estreito com afastamento mínimo de 1,5 km, de forma a evitar cruzamentos entre essa LT e as novas linhas de transmissão;
  - afastamento das áreas urbanas de Parauapebas e Curionópolis;
  - proximidade com rodovias em boas condições de rodagem; e
  - declividade dos terrenos.

A Tabela 8.2 apresenta as coordenadas geográficas do centro de um *buffer* que inicialmente atende às premissas consideradas e dentro do qual o projeto básico da SE deverá definir o local mais adequado.

Tabela 8.2 – Coordenadas da subestação planejada Serra Pelada

Subestação	Área (m²)	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Serra Pelada	808.400	6°3'33.05"S	49°41'35.74"O	Curionópolis	PA

9 FICHAS PET

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **BA**
SE 500 kV BARREIRAS II (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	8.322,62
3º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	21.558,80

Total de Investimentos Previstos: **29.881,42**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **BA**
LT 500 kV BARREIRAS II - GILBUÉS II, C2 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

CS 6 x 795 MCM 311 km	415.185,00
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.171,42
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.274,94
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.066,07
1 CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	2.934,97
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,7 Mvar 1Φ (SE Barreiras II)	23.503,32
Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ (35% - 2.500 A)	70.937,48
MIM - 500 kV	3.855,30
MIG-A	2.060,19
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.171,42
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.066,07
1 CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	2.934,97
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,7 Mvar 1Φ (SE Gilbués II)	17.627,49
Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ (35% - 2.500 A)	70.937,48
MIM - 500 kV	1.927,65
MIG-A	2.060,19

Total de Investimentos Previstos: **647.713,96**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
SE 500 kV GILBUÉS II (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.274,94
2 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	16.645,24
4º e 5º Reatores de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,7 Mvar 1Φ	41.130,81
MIM - 500 kV	1.927,65

Total de Investimentos Previstos: **68.978,64**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **PI**
LT 500 kV GILBUÉS II - MIRACEMA, C3 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

CS 6 x 795 MCM 418 km	558.030,00
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.171,42
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.274,94
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.066,07
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	26.235,84
MIM - 500 kV	1.927,65
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.171,42
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.066,07
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 100 Mvar 1Φ	19.676,88

Total de Investimentos Previstos: **639.620,29**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: **TO**
LT 500 kV MIRACEMA - SERRA PELADA, C1 e C2 (CS) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

CS 6 x 795 MCM 415 km	554.025,00
CS 6 x 795 MCM 415 km	554.025,00
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.423,48
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	18.614,90
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.154,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ	46.127,83
MIM - 500 kV	2.047,98
MIG-A	2.076,43
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.423,48
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.154,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ	46.127,83

Total de Investimentos Previstos: **1.272.201,25**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: **PA**
SE 500 kV SERRA PELADA (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.307,45
3 CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM	25.065,96
Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 60 Mvar 1Φ	57.226,80
MIM - 500 kV	2.047,98
MIG (Terreno Rural)	11.380,74

Total de Investimentos Previstos: **105.028,93**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: **PA**
LT 500 kV SERRA PELADA - ITACAIÚNAS, C1 (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 115 km	126.491,95
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.211,74
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.307,45
MIM - 500 kV	2.047,98
1 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	10.211,74
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.307,45
MIM - 500 kV	2.047,98
MIG-A	2.076,43

Total de Investimentos Previstos: **171.702,72**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORTE

Empreendimento:	UF: **PA**
LT 500 kV SERRA PELADA - XINGU, C1 e C2 (CS) (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

CS 6 x 795 MCM 443 km	591.405,00
CS 6 x 795 MCM 443 km	591.405,00
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.423,48
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	18.614,90
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.154,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ	47.788,30
MIM - 500 kV	4.095,97
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.423,48
2 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	4.154,66
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ	47.788,30
MIG-A	2.076,43

Total de Investimentos Previstos: **1.352.330,18**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 500 kV MILAGRES - S. JOÃO DO PIAUÍ, C1, NA SE MILAGRES II | Iracema (Nova) Iracema	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023** PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	4.317,36
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km	4.317,36
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.342,84
2 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	18.549,88
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.066,07
MIM - 500 kV	3.855,30
MIG-A	2.060,19

Total de Investimentos Previstos: **55.509,00**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **CE**
SECC LT 500 kV MILAGRES - LUIZ GONZAGA, C1, NA SE MILAGRES II | Chesf (Nova) Chesf	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023** PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	719,56
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	719,56
2 EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	20.342,84
1 IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	9.274,94
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2.066,07
MIM - 500 kV	1.927,65
MIG-A	2.060,19

Total de Investimentos Previstos: **37.110,81**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **RN**
SE 500/230 kV AÇU III (Ampliação/Adequação)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

2 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	17.813,84
3° e 4° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ	102.091,36
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	6.770,26
1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2.898,41
MIM - 230 kV	1.055,84
MIG (Terreno Rural)	7.049,34

Total de Investimentos Previstos: **137.679,05**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **RN**
SECC LT 230 kV AÇU II - LAGOA NOVA II, C1, NA SE AÇU III | TAESA (Nova) TAESA	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	10.250,11
2 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	9.652,40
MIM - 230 kV	703,90
MIG-A	1.911,57

Total de Investimentos Previstos: **22.517,98**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

Sistema Interligado da Região NORDESTE

Empreendimento:	UF: **RN**
SECC LT 230 kV AÇU II - MOSSORÓ II, C1 e C2 (CS), NA SE AÇU III | CHESF (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: **Jan/2023**
CHESF	PRAZO DE EXECUÇÃO: **48 meses**

Justificativa:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Obras e Investimentos Previstos: (R$ x 1.000)

Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	1.271,65
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	1.271,65
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	508,66
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	508,66
4 EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	19.304,80
MIM - 230 kV	1.407,79
MIG-A	1.911,57

Total de Investimentos Previstos: **26.184,78**

Situação atual:

Observações:

Mitigação das restrições de transmissão decorrentes do atraso de importantes instalações da Rede Básica

Documentos de referência:

[1] Relatório EPE-DEE-RE-037/2017-rev0, julho de 2017

[2] Custos Modulares da ANEEL – Junho de 2016

10 REFERÊNCIAS

[1]. "Relatório de Acompanhamento Diferenciado de Empreendimentos de Expansão da Rede Básica", Edição janeiro/março de 2017, ANEEL.

[2]. "Expansão das interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste Parte II", EPE-DEE-RE-063/2012-r0, EPE – 24 de julho de 2012.

[3]. "Estudo para Ampliação das Interligações para o Nordeste frente à Necessidade de Exportação do Excedente de Energia", EPE-DEE-RE-036/2011-r1, EPE – 23 de agosto de 2012;

[4]. "Definição do Reforço Estrutural para Solução do Esgotamento do Trecho de Transmissão 230 kV Paulo Afonso – Bom Nome – Milagres", EPE-DEE-RE-035/2011-r0, EPE – 08 de junho de 2011.

[5]. "Expansão das interligações Norte-Sudeste e Norte-Nordeste – Escoamento da usina de Belo Monte e reforços no SIN", EPE-DEE-RE-040/2011-r0, EPE – 30 de agosto de 2011.

[6]. "Estudo para Dimensionamento das ICG referentes às Centrais Geradoras Eólicas do A-3 e LER 2011 e Reforços na Rede Básica nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia", EPE-DEE-RE-113/2011-r0, EPE – 30 de novembro de 2011.

[7]. "Reavaliação do Estudo para Escoamento do Potencial Eólico do Litoral do Maranhão, Piauí e Ceará", EPE-DEE-RE-042/2016-rev1, EPE – 22 de junho de 2017.

[8]. "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico do Litoral do Maranhão, Piauí e Ceará", EPE-DEE-RE-021/2015-rev0, EPE – 04 de fevereiro de 2015.

[9]. "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Área Leste da Região Nordeste", EPE-DEE-RE-147/2014-rev3, EPE – 09 de setembro de 2015.

[10]. "Estudo de Atendimento às Regiões de Mossoró, Aracati e Fortaleza", EPE-DEE-RE-029/2017-rev0, EPE – 30 de junho de 2017.

[11]. "Estudo de Atendimento a região Sul da Bahia", EPE-DEE-RE-008/2014-rev1, EPE – 10 de dezembro de 2014.

[12]. "Estudo para Escoamento do Potencial Eólico da Região Central da Bahia", EPE-DEE-RE-160/2013-rev0, EPE – 20 de dezembro de 2013.

[13]. "Aumento da Capacidade de Transmissão da Interligação Nordeste-Sudeste", EPE-DEE-RE-148/2014-rev3, EPE – 13 de outubro de 2015.

[14]. "R2-002-02 – Detalhamento da Alternativa de Referência LT 500 kV Xingu – Parauapebas", TAE.RT.0198.0 – revisão 00, Taesa – 18 de fevereiro de 2013.

[15]. "Detalhamento da Alternativa de Referência LTs 500 kV Itacaiúnas – Colinas, Tucuruí II – Itacaiúnas e Parauapebas", RE_ EPPT _2.007/12 – revisão 00, Eletrobras Eletronorte – 29 de junho de 2012.

[16]. “Detalhamento da Alternativa de Referência LTs 500 kV Miracema – Gilbués C1 e C2”, RE_ EPPT _1.002/12 – revisão 01, Eletrobras Eletronorte – 31 de julho de 2012.

[17]. “Detalhamento da Alternativa de Referência LTs 500 kV Gilbués - Barreiras”, RE_ EPPT _1.003/12 – revisão 01, Eletrobras Eletronorte – 31 de julho de 2012.

[18]. “Relatório R4 – Caracterização da Rede Existente – Subestação Barreiras II 500/230 kV”, T01-30-0-S5-RE-GGQ/OU-0001- ATE XVII Transmissora de Energia – 28 de abril de 2015.

[19]. “SE Gilbués II 500 kV - Características Básicas das Instalações - Relatório R4”, ATE XVI – abril/2014

[20]. “Relatório R4 – Caracterização da Rede Existente – Subestação Miracema 500/230 kV”, Eletronorte - EET-NNT.MIR02/2012 – janeiro/2013.

[21]. “Relatório R4 – Caracterização da Rede Existente – Subestação Miracema 500/138/69-13,8 kV”, Eletronorte - MME-13141-MIRACEMA-01 – 20 de agosto de 2013

[22]. “Relatório R4 para Expansão da SE Itacaiúnas – Caracterização das Instalações Existentes”, TAESA – TAE.RT.0200.00 – fevereiro/2013.

[23]. “SE Xingu – Relatório de Caracterização da Rede Existente e Descritivo do Empreendimento”, LXTE - LXTE-XIN-R4-001 – maio/2012

11 ANEXOS

11.1 Conclusões e recomendações de transitórios eletromagnéticos de manobra para o sistema concebido em 2012

11.1.1 LT 500 KV Xingu – Serra Pelada, C1 e C2

No Relatório R2 [14], aqui intitulado, estudo de referência[5], foram apresentadas as seguintes conclusões e recomendações.

- Com base nas definições para concepção da linha de transmissão indicada no relatório R1 [5], considerar a utilização de circuitos simples com torres tipo *cross rope*, com feixes de 6 subcondutores por fase, tipo CAA, 795 MCM, Tern. Essa solução, como indicado no relatório R1, considera a linha com potência natural de 1670 MW e reatância série limitada a 0,192 Ω/km.
- Considerar a utilização de reatores de neutro no valor mínimo de 800 Ω em todos os reatores de linha.
- Considerar a utilização de resistores de pré-inserção de 400 Ω com tempo de inserção médio de 10 ms.
- Foram representados para-raios ZnO de tensão nominal igual a 420 kV, com capacidade de dissipação de energia de 13 kJ/kV, correspondendo a uma dissipação máxima de energia de 5460 kJ, que atendeu às manobras de energização, religamento tripolar e rejeição de carga.
- As manobras de energização e religamento tripolar devem ser feitas considerando os reatores de linha em operação normal.
- A energização e o religamento tripolar podem ser efetuada por ambos os terminais, mesmo com a indisponibilidade de elementos do sistema. Para todas as energizações sem falta, o patamar de tensão alcançado não superou 1,8 pu. Não existe restrição para a tensão pré-manobra por ambos os terminais.
- Nas rejeições simples ou duplas, não foram observadas sobretensões superiores às consideradas como limites.
- A investigação de religamento monopolar indicou a viabilidade da extinção do arco secundário em tempo inferior a 500 ms.

[5] Obs. - Alguns dos relatórios citados neste Anexo, relativos à SE Parauapebas, foram considerados como referências para avaliações quanto às conexões na nova SE Serra Pelada, cuja localização proposta é próxima da SE Parauapebas.

11.1.2 LT 500 Serra Pelada - Miracema, C1 e C2

No Relatório R2 [14], aqui intitulado, estudo de referência[6], foram apresentadas as seguintes conclusões e recomendações.

- Com base nas indicações dos estudos do Relatório R1 [5] e das análises das características elétricas e de otimização do condutor, é recomenda a implantação dos dois circuitos simples com cabo condutor tipo CAA, de 795 MCM, Tern, feixe de 6 sub condutores, com estrutura tipo *cross rope.* Essa solução, como indicado no relatório R1, considera a linha com potência natural de 1670 MW e reatância série limitada a 0,192 Ω/km.
- Foram considerados para-raios de óxido de zinco de 420 kV nominais com capacidade de dissipação de energia de 5460 kJ (13 kJ/kV) nas subestação das extremidades das linhas de transmissão.
- Para redução de sobretensões foram simuladas energizações e religamentos tripolares considerando resistores de pré-inserção de 400 Ω nos disjuntores de manobra.
- Não foram identificadas restrições quanto ao aspecto de tensão pré-manobra.
- As manobras de energização e religamento devem ser realizadas considerando os reatores de linha em operação normal.
- A energização dessa linha pode ser efetuada por ambos os terminais, sem restrições, com sobretensões dentro dos limites considerados.
- O religamento tripolar pode ser efetuado por ambos os terminais, mesmo com a indisponibilidade de elementos do sistema, não se identificando configurações com valores de energia nos para-raios superiores ao seu limite de capacidade de absorção de energia. As sobretensões resultaram inferiores aos limites considerados.
- Entretanto, por ocasião da rejeição dupla no terminal da SE Miracema foram registrados níveis mais elevados de energia (8892 kJ), superiores ao limite considerado, indicando a necessidade de se avaliar, durante os estudos do projeto básico, a necessidade de se considerar para-raios com capacidade de absorção de energia superior a 13 kJ/kV.
- Mesmo em regime permanente deve ser avaliada a rejeição de carga no terminal da SE Miracema 500 kV, com corrente nominal nos capacitores série, uma vez que esta pode vir a ocasionar elevação de tensão superior à máxima tensão operativa (550 kV), implicando em se especificar equipamentos com níveis de tensão mais elevados e para-raios com diferentes tensões nominais.

- Em decorrência dos elevados valores de corrente de arco secundário encontrados, mesmo com reator de neutro de valor de impedância elevada (2000 Ω), não foi recomendada a adoção do religamento monopolar para a linha e equipamentos de compensação adotados.

11.1.3 LT 500 KV Serra Pelada - Itacaiúnas, C1

No relatório R2 [15], aqui intitulado, estudo de referência[6], foram apresentadas as seguintes conclusões e recomendações.

- Implantar a LT 500 kV Serra Pelada - Itacaiúnas com torre tipo monomastro estaiada, com 4 sub condutores por fase, tipo CAA, 954 MCM, Rail, com feixe expandido de 950 mm, similar ao projeto utilizado no tronco de transmissão em 500 kV, conhecido como Norte-Sul 3.
- Foram considerados para-raios de óxido de zinco com tensão nominal de 420 kV, classe 4, com capacidade de dissipação de energia de 13 kJ/kV.
- As manobras de energização e religamento tripolar foram simuladas considerando resistores de pré-inserção de 400 Ω nos disjuntores de manobra.
- As manobras de energização e religamento tripolar foram simuladas por ambas extremidades da linha de transmissão, resultando nas extremidades, sobretensões e energia nos para-raios de óxido de zinco abaixo dos limites considerados.
- Quanto à rejeição de carga, mesmo na situação seguida de falta, as maiores sobretensões e energias dissipadas nos para-raios de óxido de zinco, registradas em qualquer dos terminais da linha, resultaram inferior aos limites considerados.

11.1.4 LT 500 KV Miracema - Gilbués, C3

No relatório R2 [16], aqui intitulado, estudo de referência, foram apresentadas as seguintes conclusões e recomendações.

- Com base nas definições para concepção da linha de transmissão indicada no relatório R1 [3], considerar a utilização de circuitos simples com torres tipo *cross rope*, com feixes de 6 sub condutores por fase, tipo CAA, 795 MCM, Tern, hexagonais regulares de 60 cm de lado, como ilustrado na Figura 11.1. Essa solução, como indicado no relatório R1, considera a linha com potência natural de 1450 MW e reatância série limitada a 0,221 Ω/km.

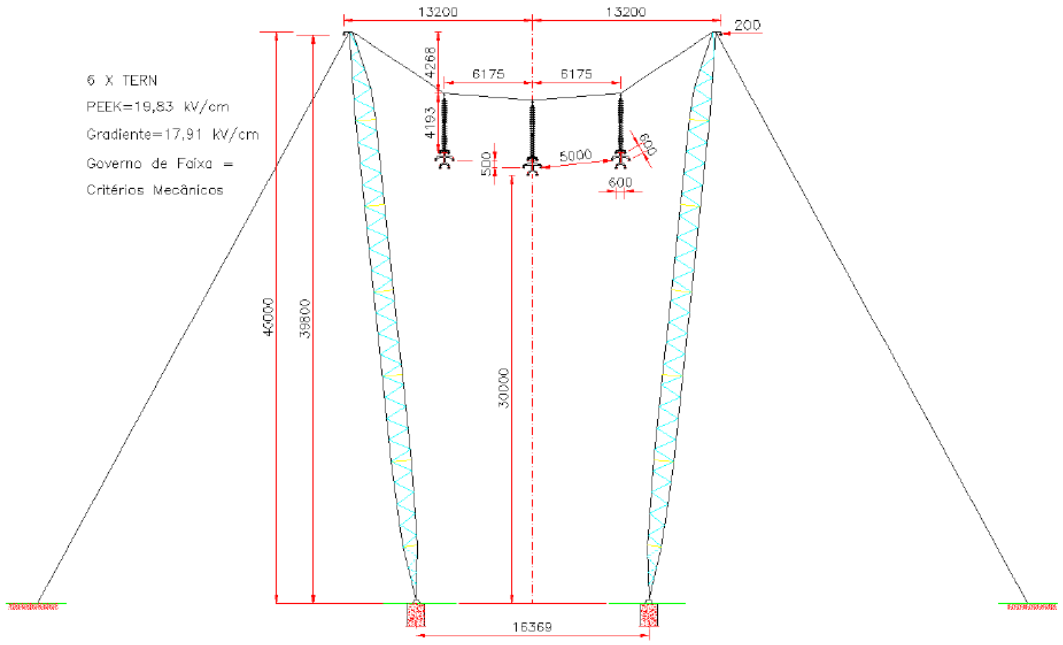


Figura 11.1 – Silhueta da estrutura típica – extraída do relatório do estudo de referência

- Considerar a utilização de resistores de pré-inserção de 400 Ω com tempo de inserção médio de 10 ms.
- Considerar a utilização de reatores de neutro no valor mínimo de 800 Ω em todos os reatores de linha.
- As manobras de energização e de religamento tripolar não resultaram em sobretensões que impossibilitem a realização dessas manobras por ambas as extremidades das linhas.
- O religamento tripolar sem sucesso, com o segundo circuito, resultou em sobretensão, no meio da linha, superior a 2,55 pu, o que exige atenção para o isolamento da linha.
- Nas análises de rejeição de carga não foram observadas sobretensões superiores às adotadas como critério máximo.

11.1.5 LT 500 KV Gilbués – Barreiras, C2

No no relatório R2 [17], aqui intitulado, estudo de referência, foram apresentadas as seguintes conclusões e recomendações.

- Com base nas definições para concepção da linha de transmissão indicada no relatório R1 [3], considerar a utilização de circuitos simples com torres tipo *cross rope*, com feixes de 6 sub condutores por fase, tipo CAA, 795 MCM, Tern, hexagonais regulares de 60 cm de lado, como ilustrado na Figura 11.2. Essa solução, como indicado no relatório

R1, considera a linha com potência natural de 1450 MW e reatância série limitada a 0,221 Ω/km.

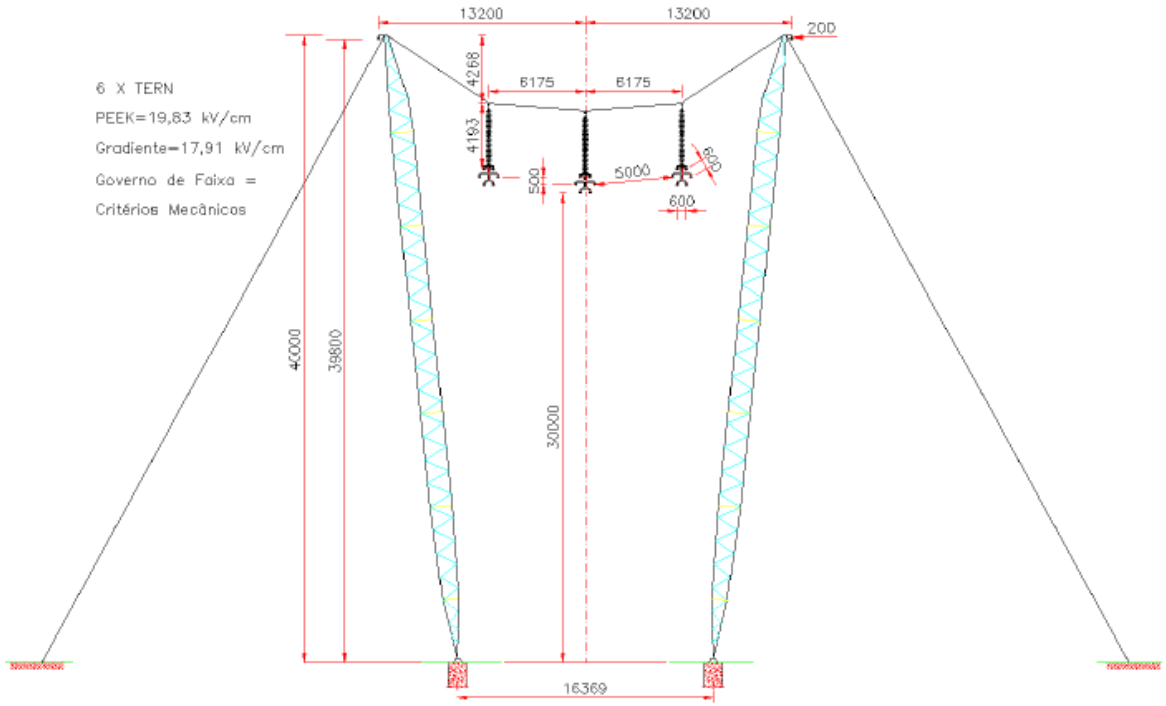


Figura 11.2 – Silhueta da estrutura típia – extraída do relatório do estudo de referência

- Considerar a utilização de reatores de neutro no valor mínimo de 800 Ω em todos os reatores de linha.
- Considerar a utilização de resistores de pré-inserção de 400 Ω com tempo de inserção médio de 10 ms.
- As manobras de energização e de religamento tripolar podem ser realizadas por ambas as extremidades da linha.
- Nas análises de rejeição de carga não foram observadas sobretensões superiores às adotadas como critério máximo.
- Foram representados para-raios Zno de tensão nominal igual a 420 kV, com capacidade de dissipação de energia de 13 kJ/kV, correspondendo a uma dissipação máxima de energia de 5460 kJ, que atendeu às manobras de energização, religamento e rejeição de carga.

11.2 Consulta de Acesso à SE Barreiras II

PARANAÍBA
TRANSMISSORA
DE ENERGIA S.A.

PTE.052.2017

Rio de Janeiro, 30 de Maio de 2017.

A
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1 – 11º. andar
CEP: 20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

Atenção: **Sr. Amilcar Guerreiro**
Diretor de Estudos de Energia Elétrica – DEE/EPE

Assunto: **Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Barreiras II**

Referência: (1) Ofício n. 0293/EPE/2017 – 24.12.2017
(2) Relatório R4 – Caracterização da Rede Existente

Prezados Senhores,

A Paranaíba Transmissora (PTE), em resposta ao Ofício (1), vem respeitosamente encaminhar as informações solicitadas, incluindo o diagrama unifilar da SE Barreiras II 500 Kv, bem como os formulários requeridos devidamente preenchidos.

As informações, reportadas pela PTE, consideram as áreas liberadas e em acordo com Relatório R4, de 12/02/2012, mantendo-se preservada a área destinada a ATE XVI, da empresa Abengoa. Para ilustrar, encaminhamos anexo, uma sugestão deste arranjo.

Com os votos de apreço e consideração, subscrevemo-nos

Atenciosamente,

Eltoo Efiruma
Diretor Financeiro

C.c: Moacir Barto – Secretário Adjunto - MME
José Jurhosa Junior, Diretor – ANEEL
Alvaro Fleury, Diretor – ONS
Ivo Sechi Nazareno, Superintendente - ANEEL

Avenida Presidente Vargas, nº 955, unidade nº 1101 - Parte, localizada no lado leste do 12º andar – Centro
Rio de Janeiro – CEP: 20.071-004 – Tel.: (21) 2223-730

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

[X]	EL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
[ ]	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
[X]	IB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
[X]	CCS	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
[X]	CRL	Quantidade: 2	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
[X]	CRB	Quantidade: 1	Tensão (kV): 500	Arranjo: DJM		
[ ]	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
[ ]	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

[ ]	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
[X]	Reator	Quantidade: 4	Potência (Mvar): 66,7	Tensão (kV): 500	Fase: 1ϕ
[X]	Reator	Quantidade: 7	Potência (Mvar): 50	Tensão (kV): 500	Fase: 1ϕ
[ ]	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
[X]	Capacitor Série	Quantidade: 1	Potência (Mvar):	Tensão (kV): 500	Fase: 3ϕ

3. Módulo de Infraestrutura Geral

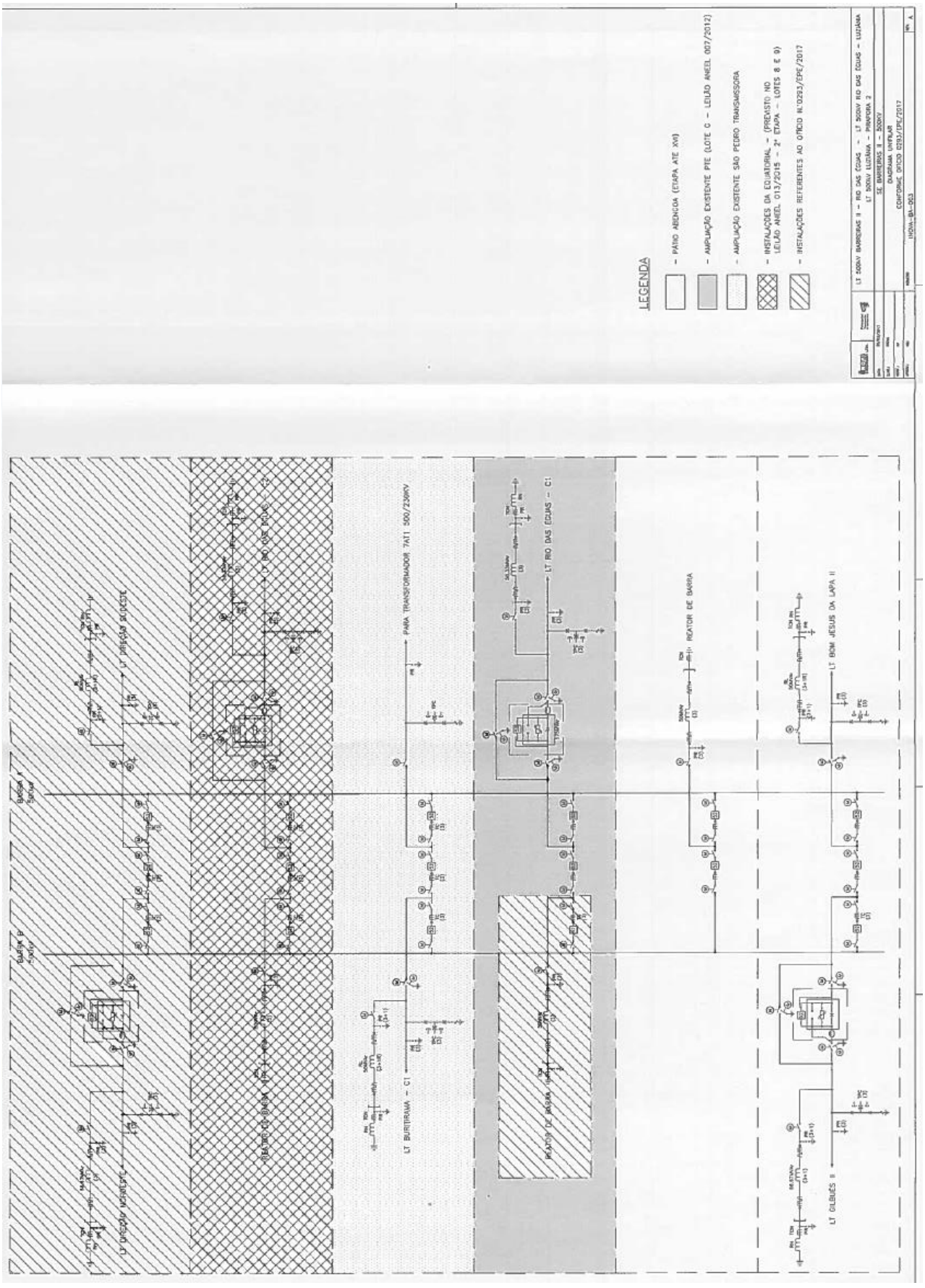
Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não

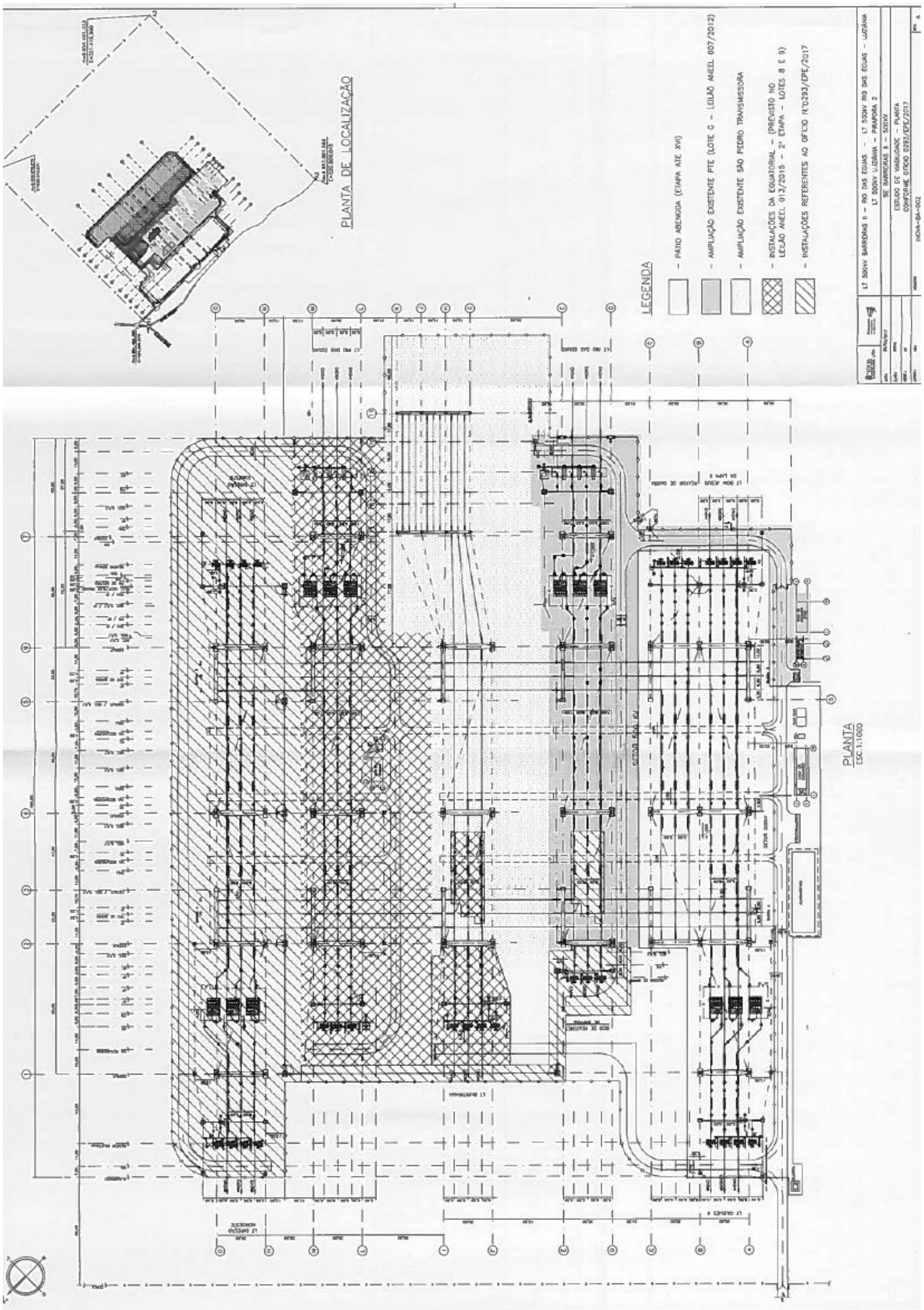
4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: _____

[X] Não _____

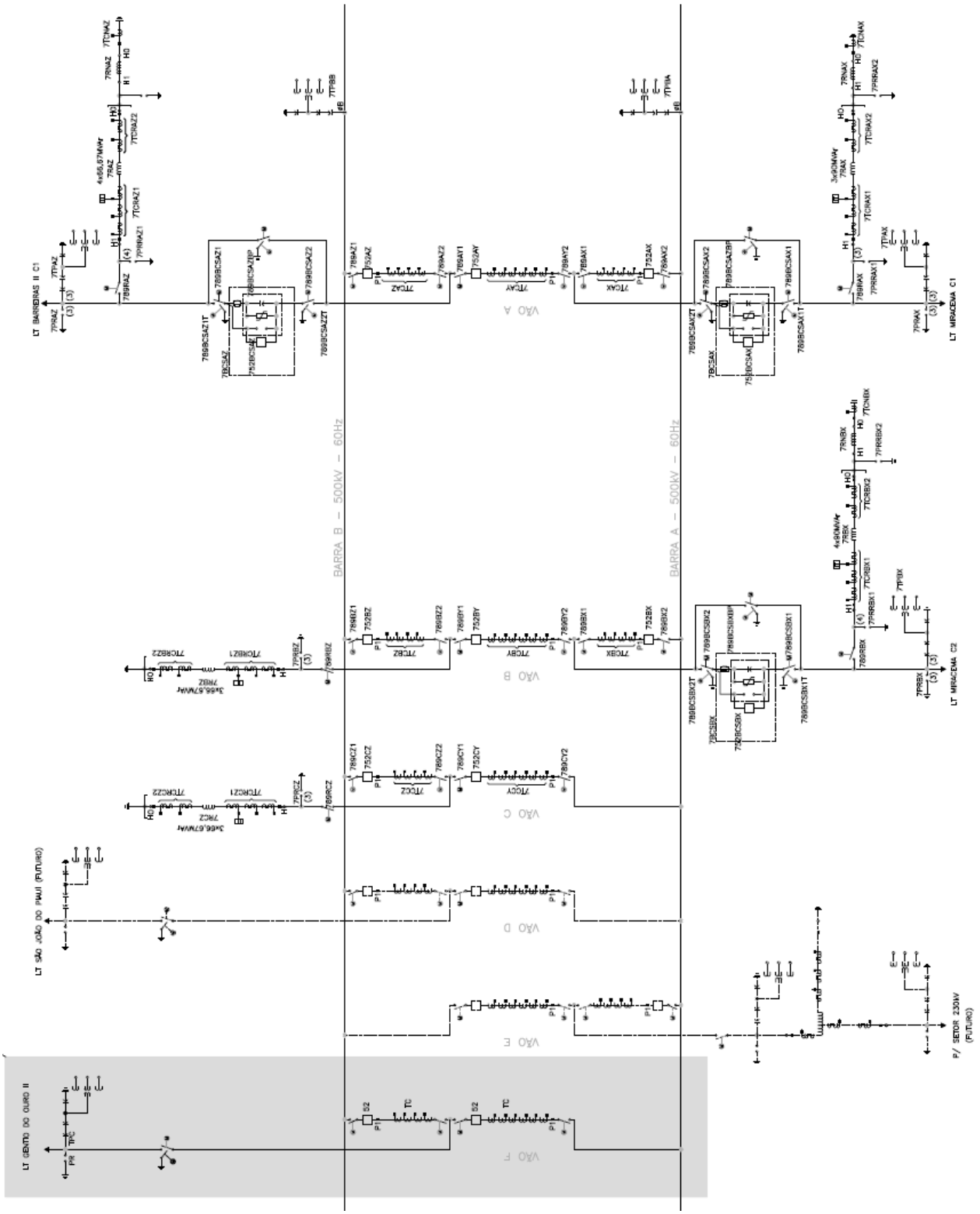


OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link



OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link

11.3 Diagrama Unifilar da SE Gilbués II



11.4 Consulta de Acesso à SE Miracema

Eletrobras
Eletronorte

CE-EMP-001/2017

Brasília, 03 de Julho de 2017.
Fl. 2 de 2.

4. O Relatório RE-EPME-1.006/17, anexo, apresenta o estudo realizado para atendimento a esta consulta. Dentre os comentários, destacam-se:

   a. **Há viabilidade física para a implantação de três (3) Entradas de Linhas na subestação de Miracema 500 kV**, estendendo-se os barramentos para criação dos vãos I e J conforme Diagrama Unifilar Orientativo.
   b. Será necessária a compra do terreno, de aproximadamente 63.500 m2, para a expansão do barramento até o futuro vão J.
   c. Futuras expansões, para além dos vãos I e J, dependerão de inspeções de campo em período chuvoso, de forma a atestar a ausência de cursos d'água intermitentes, que segundo o atual Código Florestal se enquadram como áreas de preservação permanente.

5. Os formulários encaminhados foram preenchidos com as informações solicitadas, onde as premissas utilizadas para o preenchimento das informações foram aquelas recomendadas nas fichas encaminhadas.

6. Colocamo-nos à disposição para esclarecimentos sobre o assunto em questão, renovando nossos protestos de apreço e consideração.

Atenciosamente,

Rafael Lewergger Meireles Piccirili
Respondendo pela Superintendência de Meio Ambiente e Planejamento - EMP

Anexo: Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações – Miracema 500 kV
E-mail intitulado RES: OFÍCIO Nº 0334/EPE/2017 - CONSULTA ELETRONORTE - SE MIRACEMA, enviado pela EPE à Eletrobras Eletronorte em 21 de junho de 2017.
Relatório RE-EPME-1.006/17

C.c.: EETL/EETS/EPME/EPMA

EMP / MBG / rimp

Eletrobras Eletronorte
Superintendência de Meio Ambiente e Planejamento - EMP
SCN Quadra 6, Conjunto A Bloco C, Sala 516 Entrada Norte 2, Asa Norte CEP 70716-901 Brasília - DF
Brasil (61) 3429-5321 email: jader.jesus@eletronorte.gov.br www.eletronorte.gov.br

epe	**Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações**	Data: 12/06/2017 Revisão: Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para escoamento dos excedentes de energia das regiões Norte e Nordeste

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: MIRACEMA 500 kV **Concessionária Proprietária:** ELETROBRAS Eletronorte

1. Módulos de Manobra

■	EL	Quantidade: 4 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
□	EL	Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
□	CT	Quantidade: Tensão Prim/Sec/Ter (kV) Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
■	IB	Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
□	IB	Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
■	CRL	Quantidade: 04 Tensão (kV): 500 kV Arranjo: DJM
■	CCS	Quantidade: 02 Tensão (kV): 500 kV Arranjo: DJM
□	CRB	Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
□	CTA	Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:
□	CC	Quantidade: Tensão (kV): Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

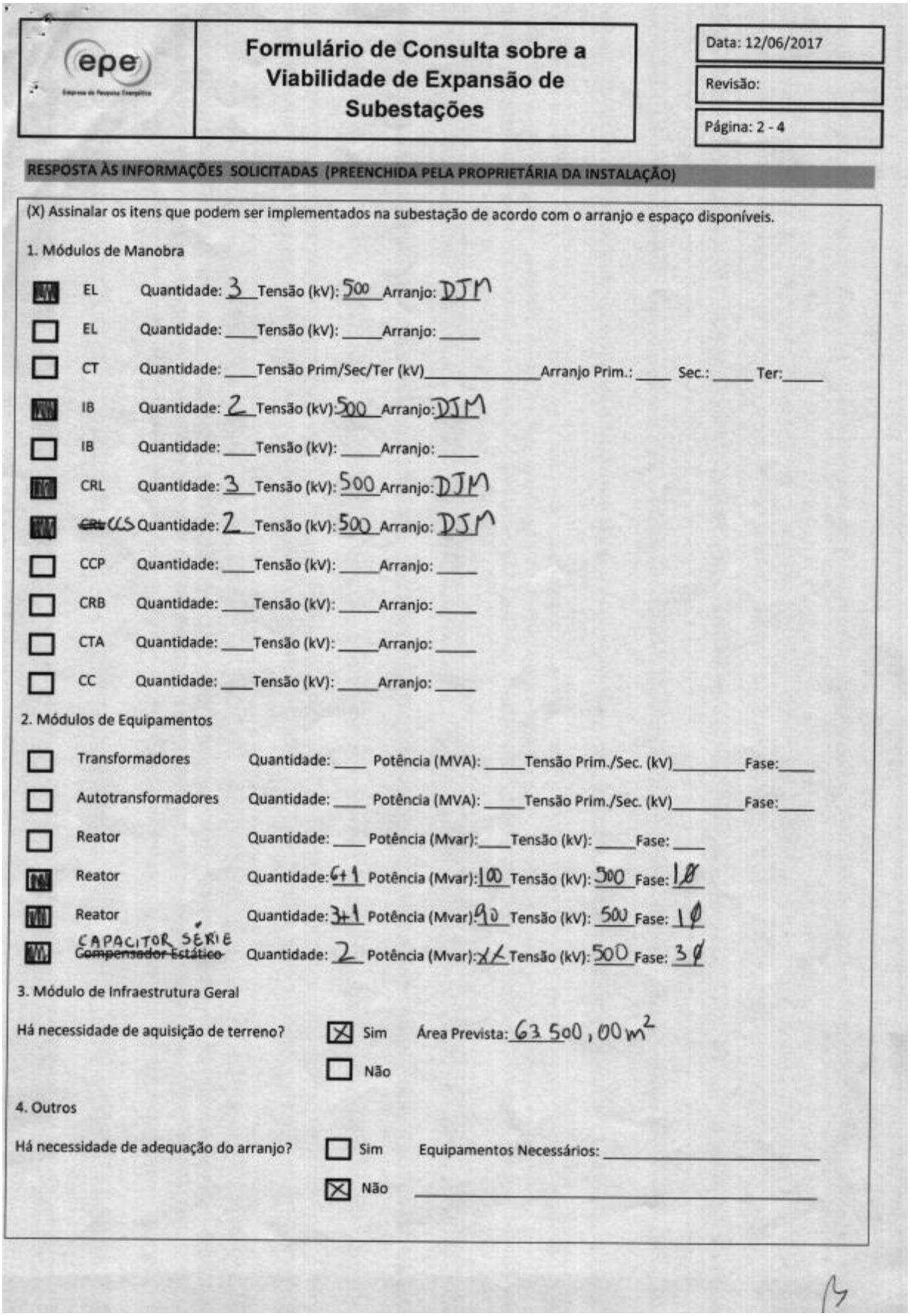
□	Transformadores	Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
□	Autotransformadores	Quantidade: Potência (MVA): Tensão Prim./Sec. (kV) Fase:
■	Reator	Quantidade: 6+1 Potência (Mvar): 100 Tensão (kV): 500 Fase: 1Ø
■	Reator	Quantidade: 6+1 Potência (Mvar): 90 Tensão (kV): 500 Fase: 1Ø
■	Capacitor Série	Quantidade: 02 Potência (Mvar): XXX Tensão (kV): 500 Fase: 3Ø

3. Observações

3.1 Informar se há necessidade de considerar as duas IBs como marcado acima, ou se há possibilidade de compartilhar as IBs existentes.

3.2 Os dois bancos de capacitores série serão conectados em duas linhas de transmissão que chegam à SE Miracema pelo norte.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO**: Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



epe
Empresa de Pesquisa Energética

Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/06/2017
Revisão:
Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- [X] EL Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter:____
- [X] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [X] CRL Quantidade: 3 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [X] ~~CRL~~ CCS Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV)____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV)____ Fase:____
- [ ] Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- [X] Reator Quantidade: 6+1 Potência (Mvar): 100 Tensão (kV): 500 Fase: 1Ø
- [X] Reator Quantidade: 3+1 Potência (Mvar): 90 Tensão (kV): 500 Fase: 1Ø
- [X] CAPACITOR SÉRIE ~~Compensador Estático~~ Quantidade: 2 Potência (Mvar): XX Tensão (kV): 500 Fase: 3Ø

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [X] Sim Área Prevista: 63 500,00 m²
[ ] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [ ] Sim Equipamentos Necessários: ____
[X] Não ____

epe Empresa de Pesquisa Energética	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2017 Revisão: Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☒ Sim ☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

VER RELATÓRIO RE-EPM-1006/17

5. Observações.

VER RELATÓRIO RE-EPM-1006/17

Rio de Janeiro, 12 de junho de 2017

Data da Solicitação

José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

30/06/2017

Data da Entrega do Formulário

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: JADER FERNANDES DE JESUS

Cargo: SUPERINTENDENTE DE PLANEJAMENTO E MEIO AMBIENTE

	Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações	Data: 12/06/2017
		Revisão:
		Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA ELETROBRAS ELETRONORTE

VER RELATÓRIO RE-EPM-1.006/17

Eletrobras
Eletronorte

CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S.A - ELETRONORTE
DIRETORIA DE ENGENHARIA - DE
SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO E MEIO AMBIENTE - EPM
DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO E TRANSMISSÃO – EPME

0	29/06/2017	Emissão inicial	
Revisão	Data	Descrição	Resp.
Emissão inicial 29/06/17		**Sistema de Transmissão Norte-Nordeste** Viabilidade de expansão da Subestação de Miracema Ofício nº0334/EPE/2017	**N.º RE-EPME-1.006/17**
Coordenação Geral **Jader Fernandes de Jesus**			
Elaboração **EPME**			

Sumário

1 INTRODUÇÃO 3
2 OBJETIVO 3
3 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES 3
4 ANÁLISE DAS EXPANSÕES 4
4.1 Subestação 4
4.2 Linha de Transmissão 4
5 REFERÊNCIAS 5
6 EQUIPE TÉCNICA 6
7 ANEXO 7

1 Introdução

Estudos de expansão da transmissão de energia elétrica estão sendo desenvolvidos no âmbito da EPE com o intuito de propiciar o escoamento dos excedentes de energia das regiões Norte e Nordeste. Visando a definição da alternativa a ser recomendada, a EPE através do ofício nº 0334/EPE/2017 de 12 de junho de 2017 solicitou a Eletronorte informações sobre a viabilidade de expansão da Subestação Miracema com quatro entradas de linha em 500 kV na SE Miracema.

2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é verificar a viabilidade de expansão pretendida pela EPE através de um levantamento de informações pelas áreas de Planejamento, Meio Ambiente e Projeto (linhas e subestações) da Eletrobrás Eletronorte.

Estas informações servirão de base documental e consultiva para o estudo da EPE, de forma a dar solidez na definição das alternativas e mitigação de eventuais problemas futuros.

3 Conclusão e Recomendações

a) **Há viabilidade física para a implantação de três (3) Entradas de Linhas na subestação de Miracema 500 kV**, estendendo-se os barramentos para criação dos vãos I e J conforme Diagrama Unifilar Orientativo em anexo. A expansão do barramento para além dos vãos I e J dependerá de estudo ambiental mais aprofundado;

b) Será necessária a compra de terreno de aproximadamente 63.500 m^2, para a expansão do barramento até o vão J. No ponto, impende salientar que o terreno é bastante desnivelado, tendo pontos com desníveis que chegam a 10 m, de modo que haverá necessidade de aterramento;

c) O Ofício ANEEL S/N, de 17 de julho de 2015 [2], determina que a conexão dos reatores MCRE7-03 (propriedade da Eletronorte) e MCRE7-08 (propriedade da Intesa) fosse adequada para DJM. Assim, os Reatores MCRE7-03 e MCRE7-08 serão realocados para os vãos H e I respectivamente. **Caso o reator de barra pertencente à Intesa não fosse relocado para o vão I, haveria viabilidade para as quatro (4) ELs solicitadas**;

d) O posicionamento do reator de barra da Intesa (MCRE7-08) no vão I poderá ser para o lado Norte ou Sul da Subestação.

e) Para efeito desta análise, conforme e-mail EPE [1] foi desconsiderado a expansão da SE Miracema para o escoamento do potencial de geração em Dianópolis/TO [4].

4 Análise das expansões

4.1 Subestação

Em anexo apresentamos o Diagrama Unifilar orientativo, que indica a expansão até o vão J.

No momento, a área de propriedade da subestação tem como limite o futuro vão H (futura LT 500 kV Miracema/Parauapebas C2), inclusive. Com efeito, para comportar a expansão até o vão J, será necessária a compra de terreno de aproximadamente **63.500,00 m²**. No ponto, impende salientar que o terreno é **bastante** desnivelado, tendo pontos com desníveis que chegam a **10 m**, de modo que haverá necessidade de aterramento.

A expansão do barramento para além dos vãos I e J dependerá de estudo ambiental mais aprofundado, uma vez que a SE Miracema está próxima à área de preservação permanente, e que, conforme a Lei nº 12.651, de 25 de Maio de 2012 (Código Florestal Brasileiro), *ipsis litteris*:

> *Art. 4 Considera-se Área de Preservação Permanente, em zonas rurais ou urbanas, para os efeitos desta Lei:*
>
> *I - as faixas marginais de qualquer curso d'água natural perene e* ***intermitente, excluídos os efêmeros****, desde a borda da calha do leito regular, em largura mínima de:*
>
> *a) 30 (trinta) metros, para os cursos d'água de menos de 10 (dez) metros de largura;*
>
> *b) 50 (cinquenta) metros, para os cursos d'água que tenham de 10 (dez) a 50 (cinquenta) metros de largura;*
>
> *[...]*

Portanto, futuras expansões, para além dos vãos I e J, dependerão de inspeções de campo em período chuvoso, de forma a atestar a ausência de cursos d'água intermitentes, que segundo o atual Código Florestal se enquadram como áreas de preservação permanente.

4.2 Linha de Transmissão.

Conforme diagrama unifilar orientativo as 3 entradas/saídas das futuras LTs 500 kV se darão pelos bays I e J. **O posicionamento do reator de barra da Intesa (MCRE7-08) no vão I poderá ser para o lado Norte ou Sul da Subestação**.

Para as Futuras LTs com entrada/saída no sentido norte da SE tecemos o seguinte comentário:

A princípio, não haverá cruzamento com outras LTs existentes (LTs que seguem sentido Norte) nas proximidades da SE Miracema 500 kV, caso as futuras LTs em estudo tenham seus caminhos para a direção Norte, seguindo paralelo as LTs existentes, porém caso elas mudem para sentido Leste haveria cruzamento com 3 LTs existentes e LT planejada. Contudo não podem ser descartados cruzamentos com LTs existentes, visto que não há informações sobre o destino/conexão da futura LT em estudo.

Para a Futuras LTs com entrada/saída no sentido Sul da SE tecemos os seguintes comentários:

A princípio, não haverá cruzamento com outras LTs existente (LTs que seguem sentido Sul) nas proximidades da SE Miracema 500 kV, caso as futuras LTs em estudo tenha seu caminho para a direção Sul, seguindo paralelo as LTs existentes, porém caso ela mude para sentido Leste haveria cruzamento com 3 LTs existentes. Contudo não podem ser descartados cruzamentos com LTs existentes, visto que não há informações sobre o destino/conexão da futura LT em estudo.

Os traçados das futuras LTs 500 kV em estudo, na saída da SE Miracema, devem ser de tal forma que não impeçam a expansão para futuras linhas de transmissão, ocasionando em cruzamentos desnecessários ou até mesmo impedindo a expansão.

Cabe ressaltar que esta é uma análise preliminar, de modo que para um parecer técnico com melhor precisão são necessárias informações adicionais, como: local de conexão da outra extremidade (SE) das futuras LTs; avaliação in loco para verificação das condições físicas / técnicas das instalações e de interferências nos locais. Sob a óptica de estudos de futuras linhas de transmissão, as informações supracitadas são de suma importância para definição da viabilidade de implantação de futuras LTs, pois não é somente pelo fato de haver disponibilidade nos bays das subestações, que se pode garantir que as futuras LTs possuirão caminho favorável às sua implantação.

5 Referências

[1] – Ofício EPE nº 0334/EPE/2017 de 12 de junho de 2017-Consulta sobre viabilidade de expansão da SE Miracema 500 kV.
[2] – Ofício Aneel s/nº de 17 de julho de 2015 - Melhorias da Segurança de Instalações Estratégicas do Sistema Interligado Nacional.
[3] – Correspondência eletrônica da EPE de 21 de junho de 2017 – Desconsidera a Expansão da SE Miracema para Escoamento do potencial de geração em Dianópolis/TO.
[4] – Ofício EPE nº 0893/EPE/2016, de 20 de julho de 2016.

6 Equipe Técnica

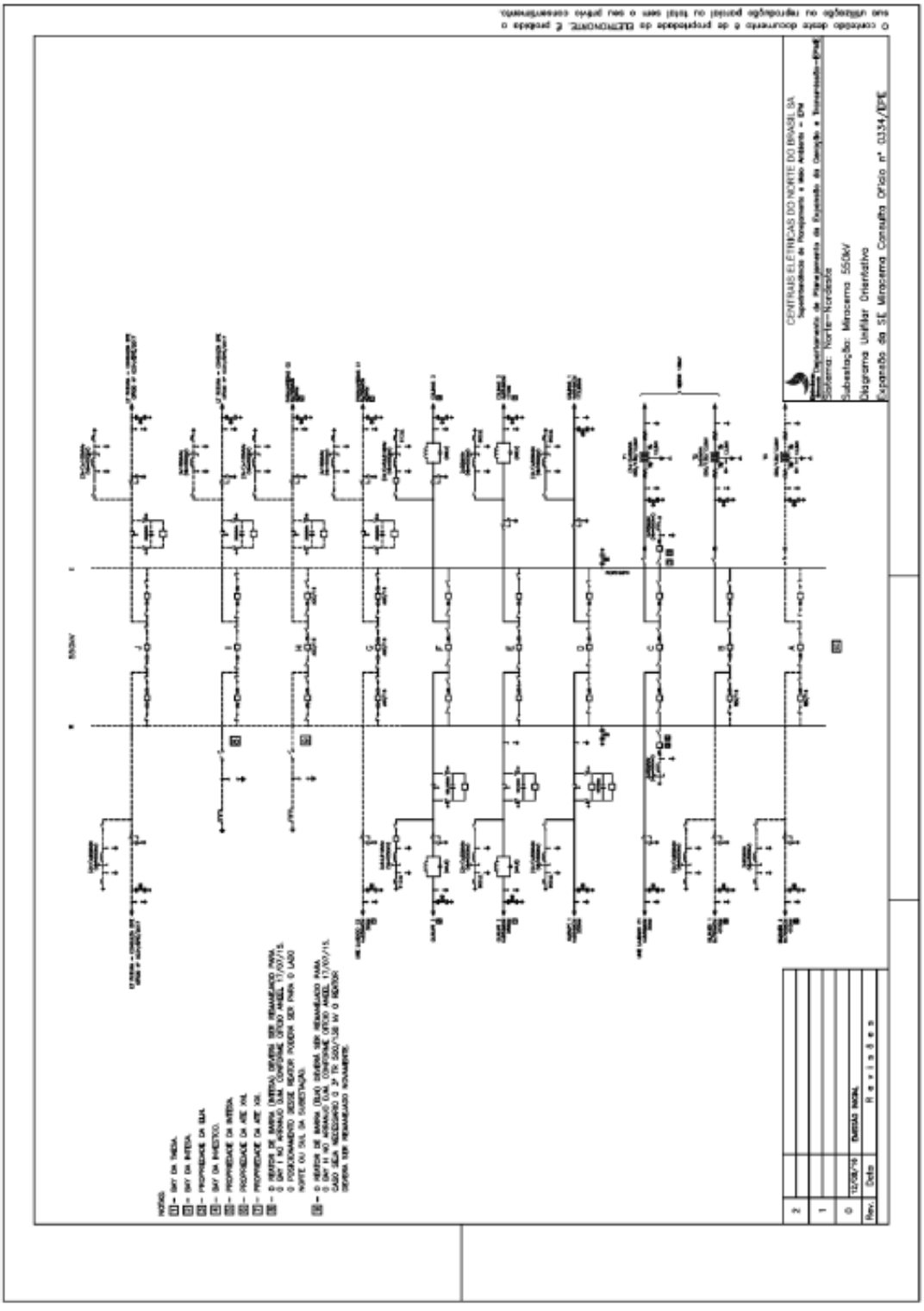
Coordenação Geral:
Jader Fernandes de Jesus - Superintendência de Planejamento e Meio Ambiente - EPM

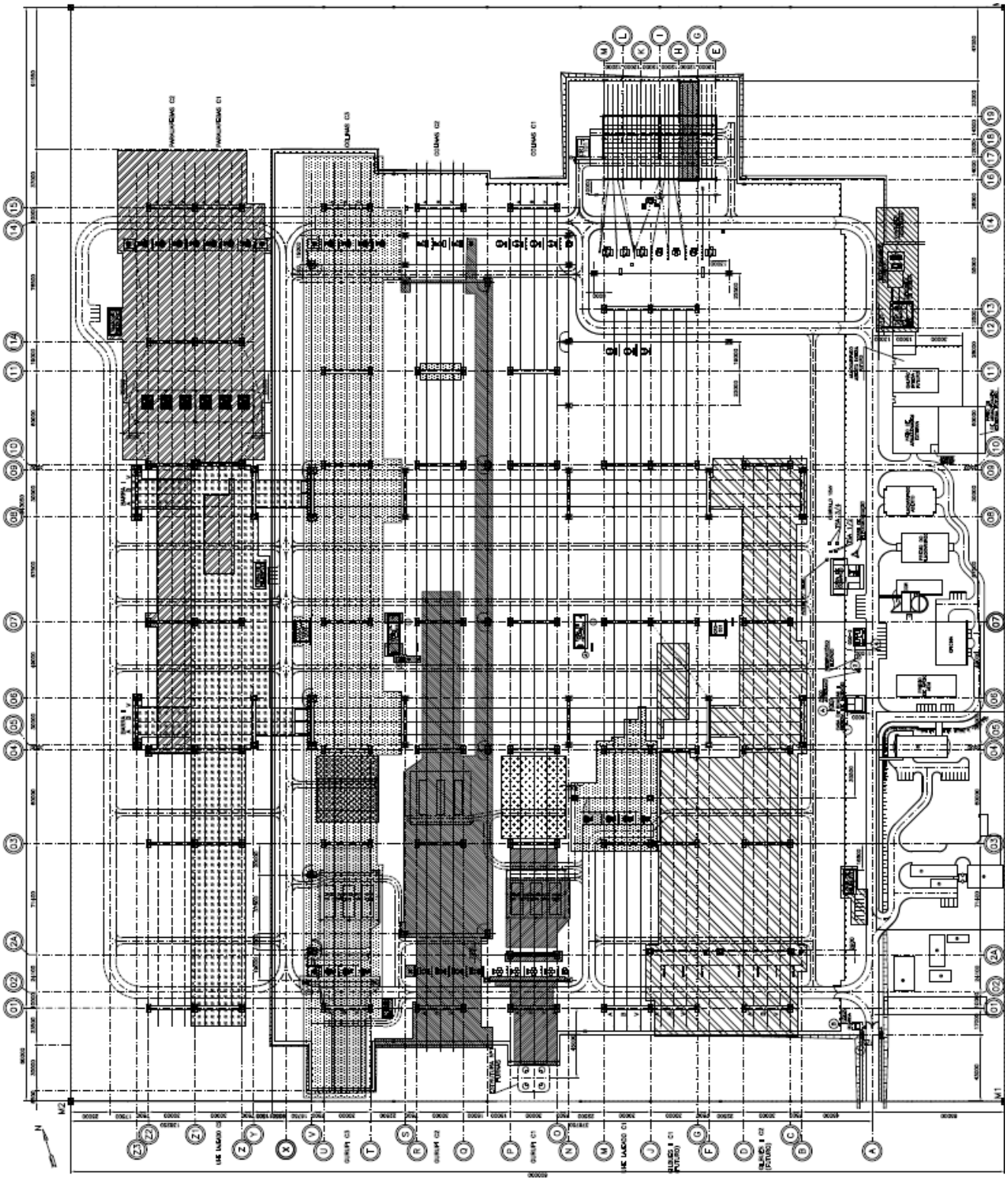
Coordenação Técnica:
Rafael Lewergger Meireles Piccirili - Dep. de Plan. Expansão Geração e Trans. - EPME

Equipe técnica:
Magno de Bastos Guimarães - EPME
Carlos Massami Tangi - EPME
Raoni Silva Cameiro - EPMA
Paulo Henrique Barbosa Naves – EETL
Joao Carlos Oliveira Almeida – EETS

HH envolvido na elaboração do presente documento: 200

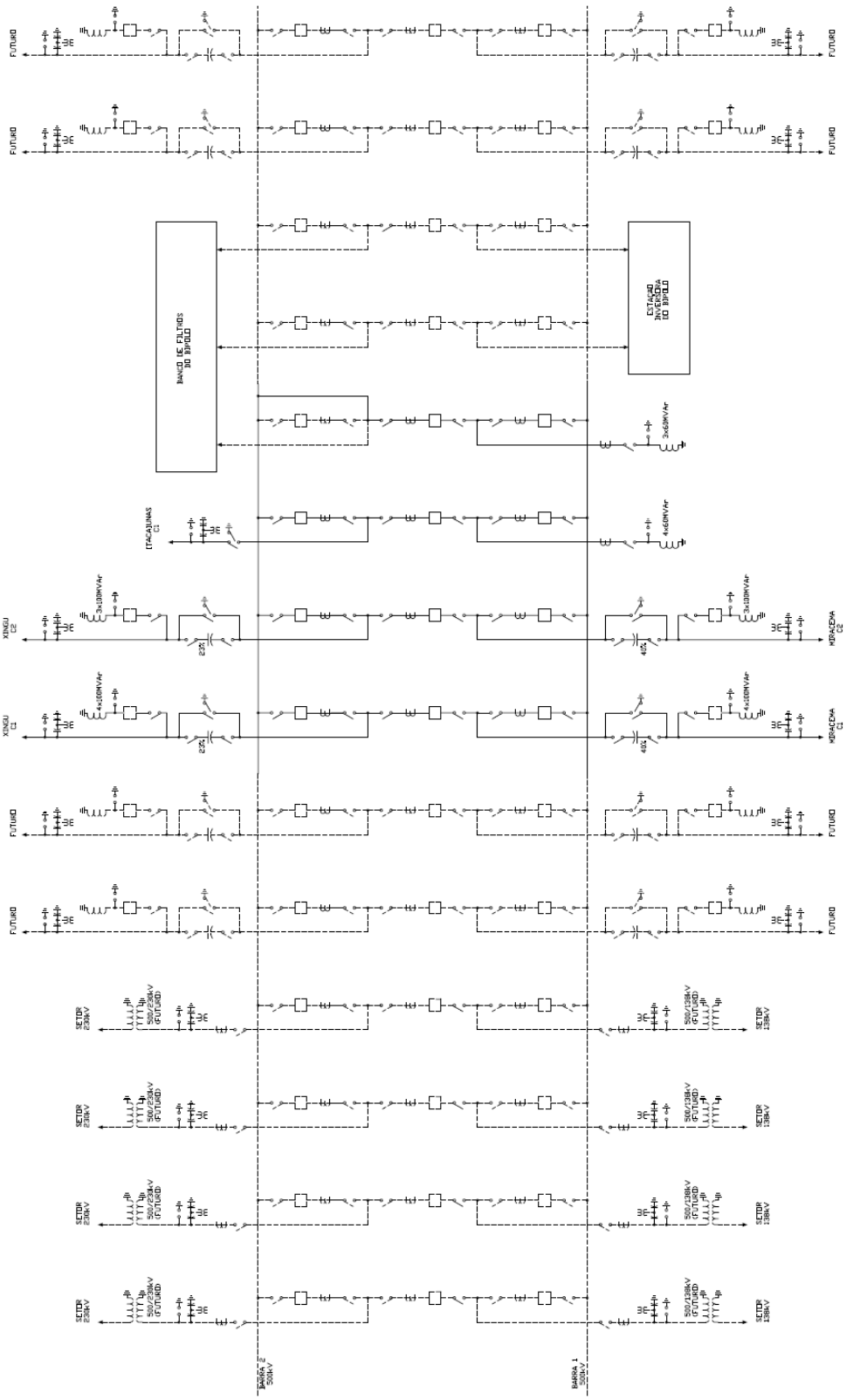
7 Anexo



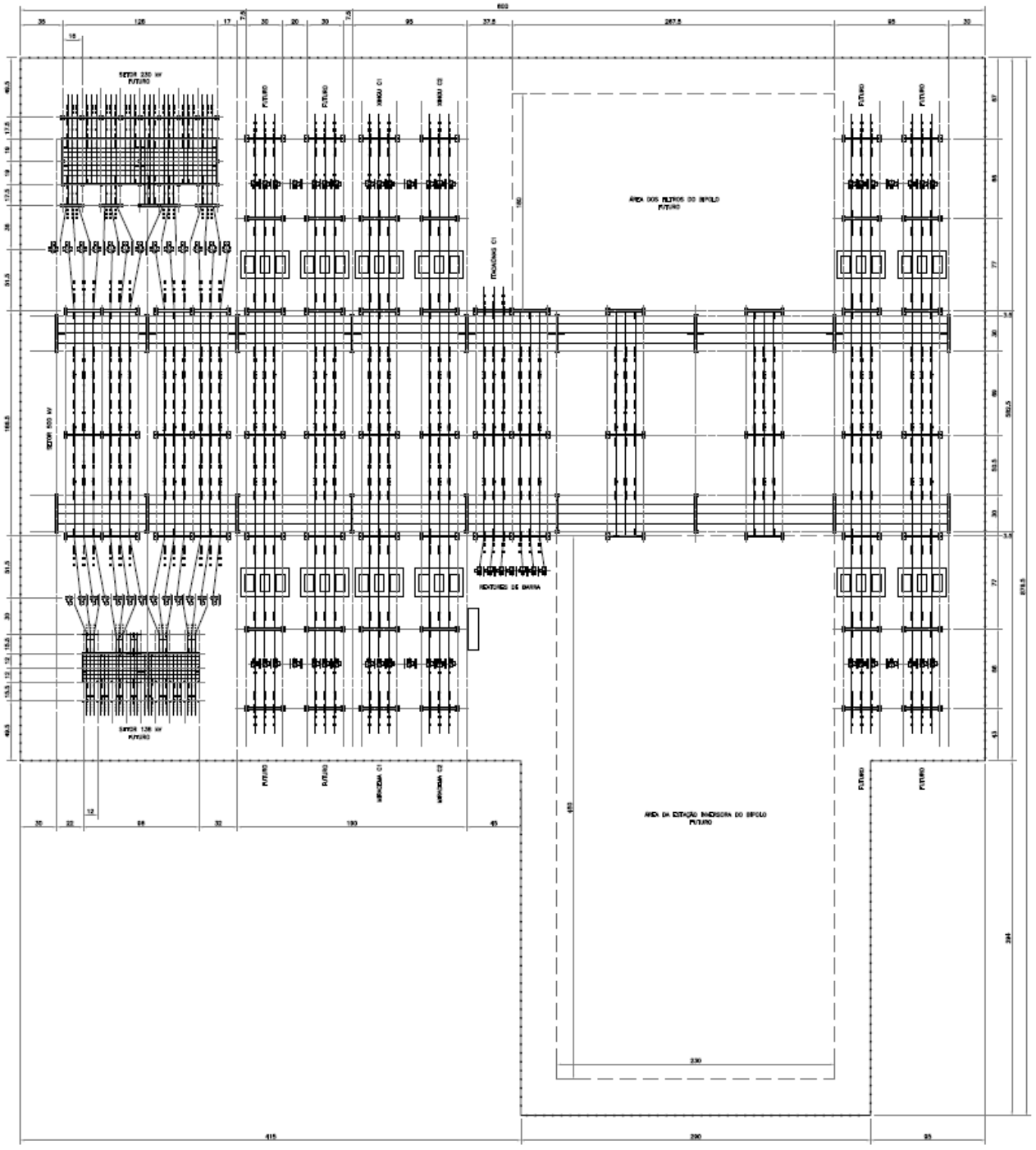


OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link

11.5 Diagrama Unifilar e Arranjo Físico propostos para SE Serra Pelada



OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link



OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link

11.6 Consulta de Acesso à SE Itacaiúnas

ATE III
ATE III Transmissora de Energia S.A.

Rio de Janeiro, 30 de maio de 2017.
ATE III 021 – TAESA 2017

À
EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
Avenida Rio Branco, nº 1 – 11º Andar
CEP 20090-003 – Rio de Janeiro – RJ

A/C Senhores:

Amilcar Guerreiro
Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Assunto: Resposta à consulta sobre viabilidade de expansão da SE Itacaiúnas 500kV.

Referências: Oficio nº 0291/EPE/2017

Prezados Senhores,

A **ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. ("ATE III")**, concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, com sede no município do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, na Praça XV de Novembro, nº 20, 6º andar, sala 602 (parte), Centro, CEP 20.010-010, em atendimento à carta acima referenciada, informa que não houve mudanças nos parâmetros elétricos das instalações desta concessionária que já estão em operação comercial.

Acerca das informações solicitadas na carta referencia, encaminhamos em anexo o formulário ora encaminhado, agora preenchido, bem como o diagrama unifilar atual.

Sendo o que cumpria para o momento, a ATE III coloca-se à inteira disposição para

GRE - AFL

ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.
Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Sala 602 (parte) - Centro - CEP 20010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041

ATE III
ATE III Transmissora de Energia S.A.

quaisquer informações e/ou esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

Marco Antônio Resende Faria

Diretor Técnico

GRE - AFL

ATE III TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.
Praça XV de Novembro, 20 - 6º Andar
Sala 602 (parte) - Centro - CEP 20010-010 - Rio de Janeiro - RJ
Tel: +55 (21) 2212-6000 / Fax: +55 (21) 2212-6040/6041

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- [X] EL Quantidade: 01 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] EL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: ____ Ter:____
- [X] IB Quantidade: 01 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] IB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____
- [ ] CC Quantidade: ____ Tensão (kV): ____ Arranjo: ____

2. Módulos de Equipamentos

- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): ____ Tensão Prim./Sec. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar):____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- [ ] Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar):____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- [ ] Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar):____ Tensão (kV): ____ Fase: ____
- [ ] Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar):____ Tensão (kV): ____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

- [X] Sim — Área Prevista: ~42.000m²
  Dimensões mínimas: 420m x 100m
- [ ] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

- [ ] Sim — Equipamentos Necessários: _____
- [X] Não _____

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim ☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

Com base nas informações disponíveis nesse relatório, não é possível avaliar a possibilidade de cruzamento de linhas

5. Observações.

Não é possível compartilhar os IB's existentes.

Rio de Janeiro, 24 de maio de 2017

Data da Solicitação

José Marcos Bressane

Superintendente de Transmissão de Energia

STE/DEE/EPE

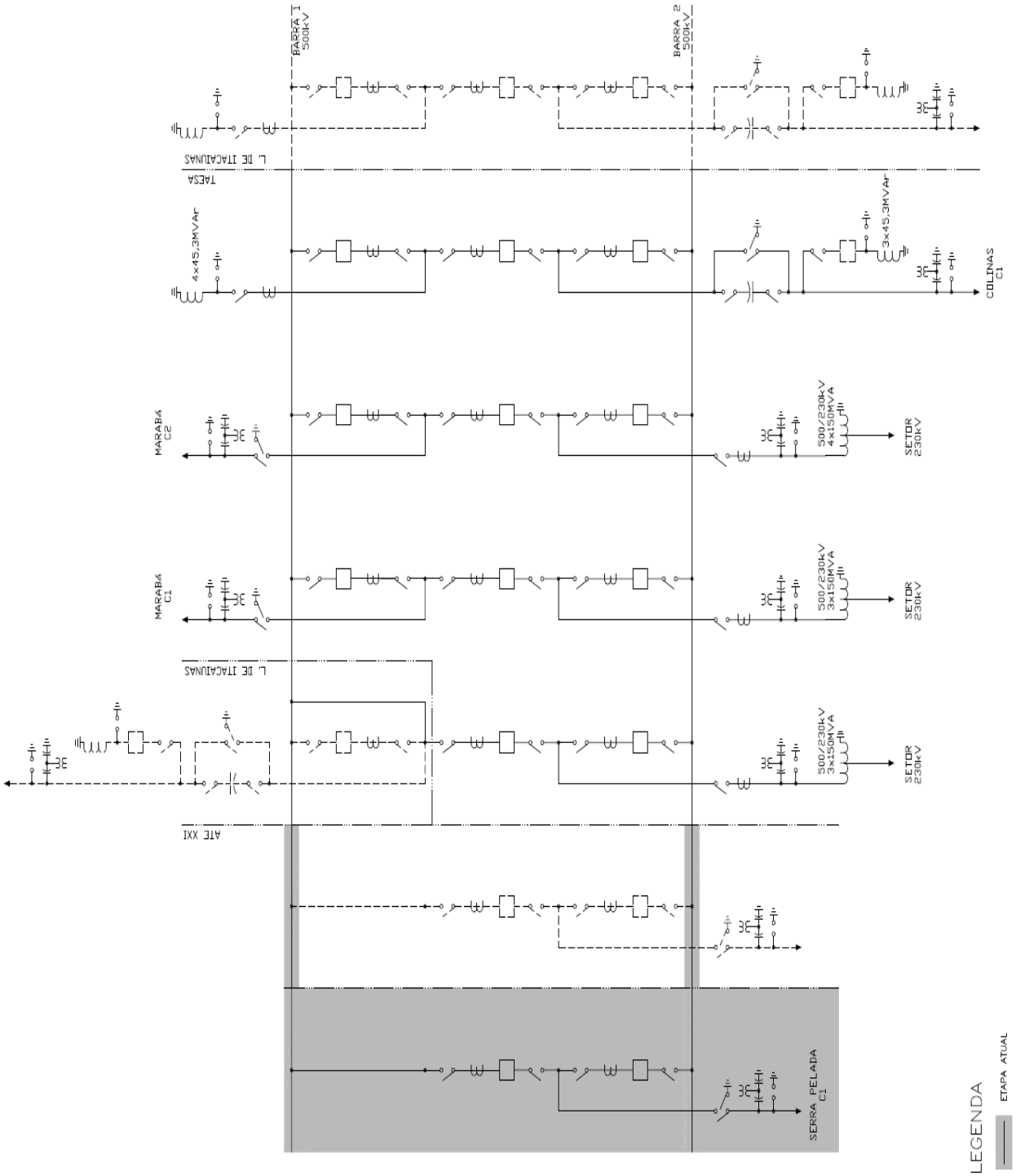
Rio de Janeiro, 30 de maio de 2017

Data da Entrega do Formulário

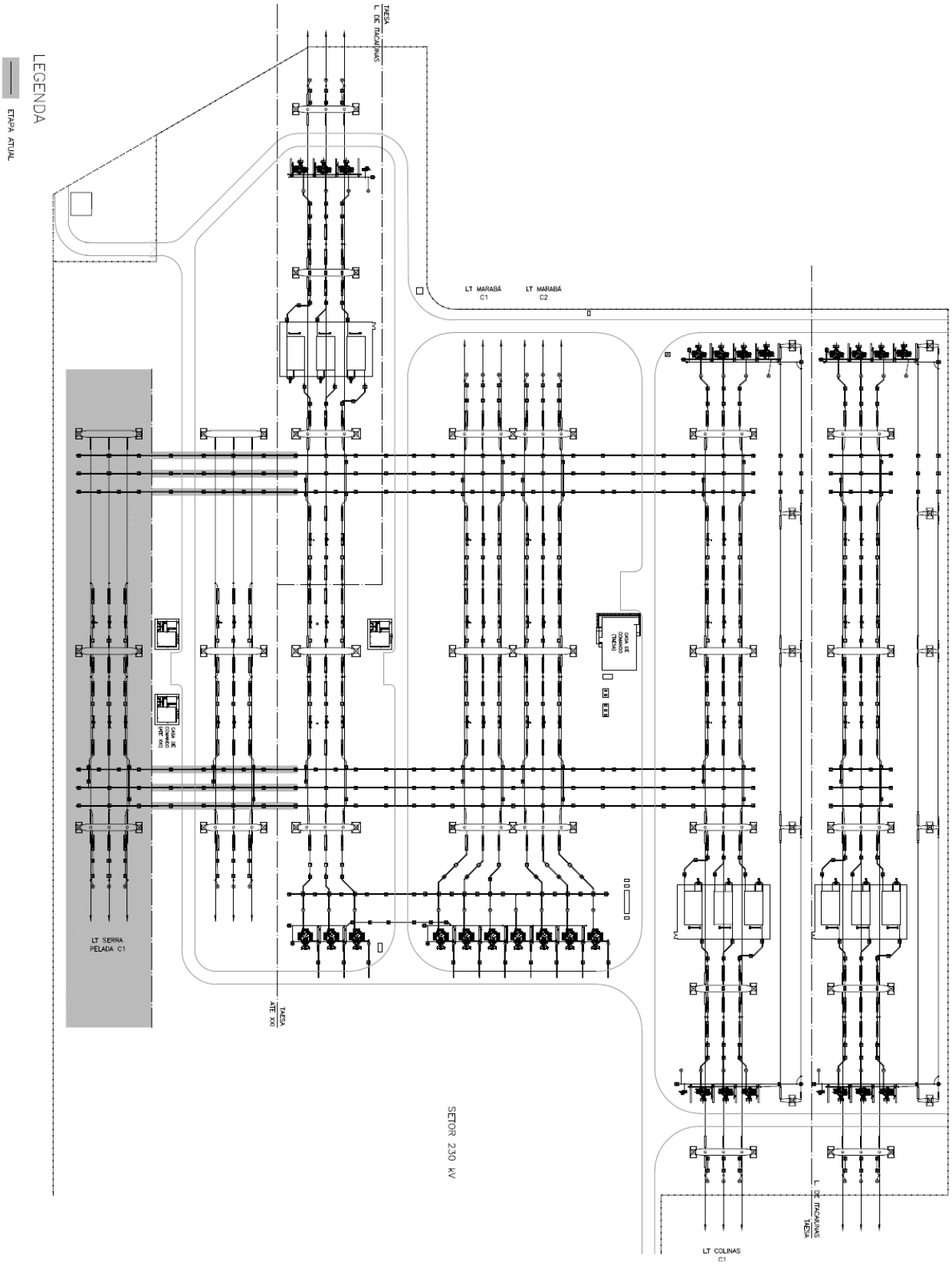
Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas

Nome: Daniel Oliveira Silveira

Cargo: Engenheiro de Transmissão



OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link.



OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link.

11.7 Consulta de Acesso à SE Xingu

LINHAS DE XINGU
TRANSMISSORA DE ENERGIA

Rio de Janeiro, 29 de maio de 2017.
LXTE_032_2017

À
EPE – Empresa se Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1 – 11º andar.
Rio de Janeiro - RJ
CEP: 20090-003

Empresa de Pesquisa Energética - EPE
48002.001492/2017-13

Atenção: Amilcar Guerreiro
Diretor de Estudos de Energia Elétrica – DEE/EPE.

Assunto: Resposta sobre a viabilidade de expansão da SE Xingu.

Referência: Ofício n° 0297/EPE/2017

Prezado Senhor,

A Linhas de Xingu Transmissora de Energia S.A. - LXTE, Concessionária de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, com sede na cidade do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, inscrita no CNPJ n.º 10.240.186/0001-00, nos termos do contrato de concessão n.º 004/2008, vem informar que:

1. A subestação da SE Xingu foi projetada conforme especificado no anexo 6A do Edital do Leilão de Transmissão 004/2008-ANEEL, que no seu item "1.3.1.2 Arranjo de barramentos e equipamentos das subestações", define que a subestação deverá ter terreno suficiente para, no mínimo, mais cinco entradas de linha (no caso dois vãos), além das quatro previstas neste Edital. Todas as conexões deverão ser do tipo disjuntor e meio.

2. Das cinco entradas de linha previstas no Edital, três estão sendo utilizadas pela NESA, uma entrada para Parauapebas da ATE XXI (Edital 01/2013 - Lote L) e mais uma entrada para atender a LT Xingu/Santarém. Além destas, disponibilizamos uma entrada de linha para XRTE (Filtros) e uma entrada de linha para Tramo Oeste (Trafo). Avaliamos que, ainda, é possível disponibilizar mais uma entrada de linha, vaga, para atender a solicitação da EPE.

3. Isto posto, encaminhamos em anexo o formulário preenchido com as informações solicitadas no referido oficio e planta do arranjo atual da SE Xingu já contemplando o Acesso com espaço livre existente.

Finalmente, nos colocamos a disposição para mais esclarecimentos que porventura se façam necessários e ficamos no aguardo das manifestações quanto a reserva do espaço físico ainda disponível no terreno da SE Xingu.

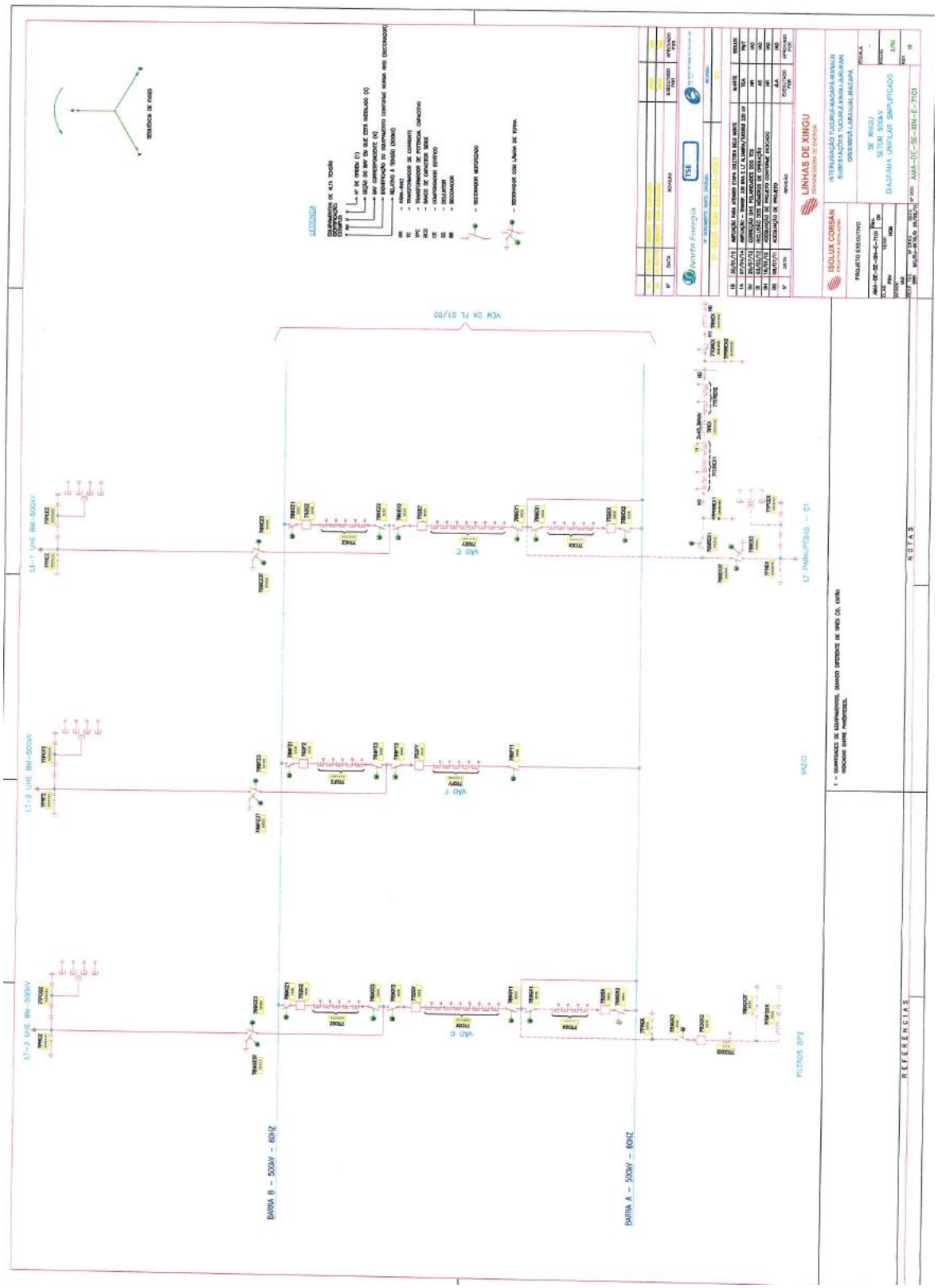
Atenciosamente,

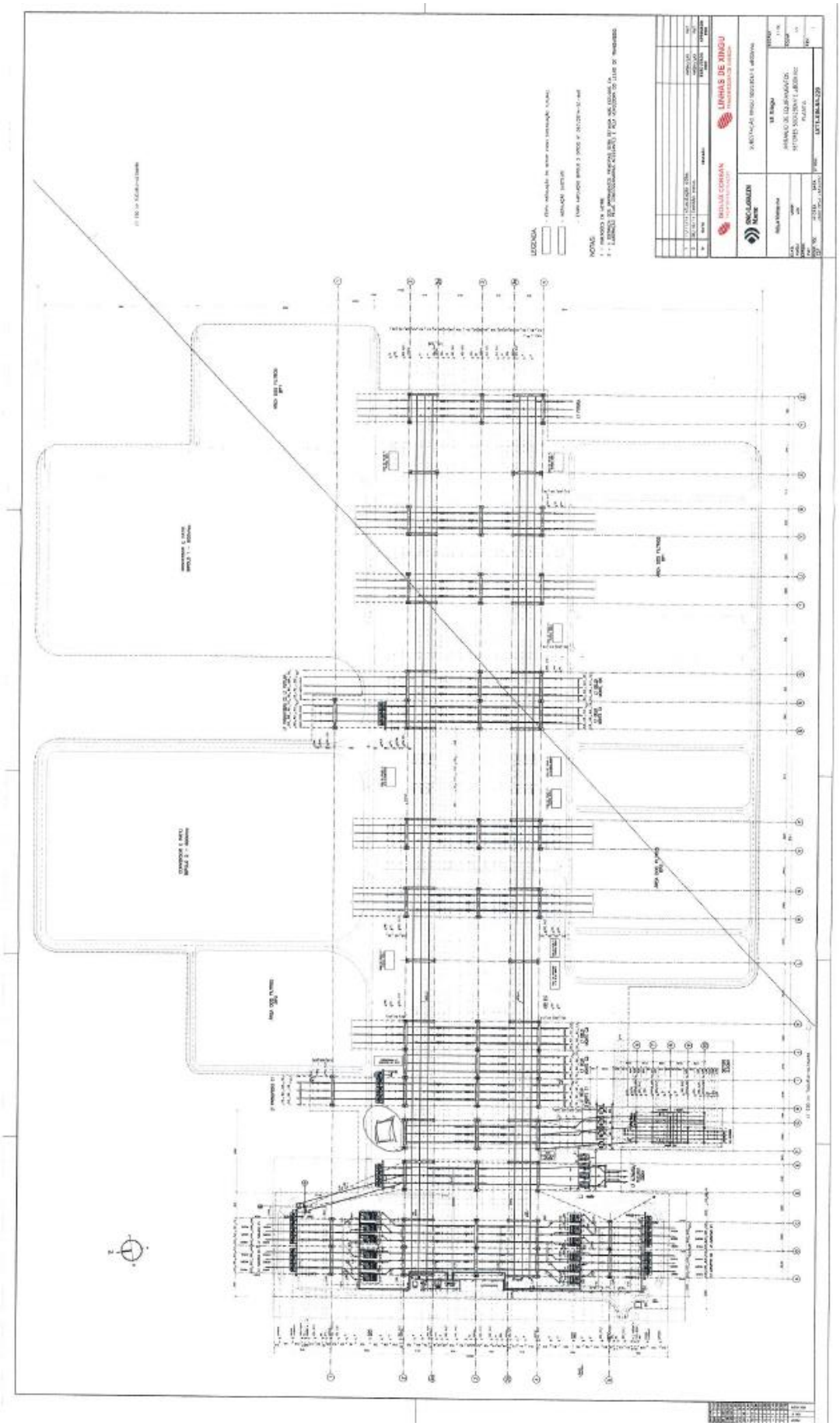
Evandro Cavalcanti
Diretor

Cc: Moacir Bertol, Secretário-Adjunto – MME
José Jurhosa Junior, Diretor – ANNEL
Álvaro Fleury, Diretor – ONS
Ivo Sechi Nazareno, Superintendente – ANEEL

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
RECEBIDO EM
30 MAI 2017
Às 14:40 H.

Av. Marechal Câmara, 160 – sala 1533 – Centro – Rio de Janeiro – 20.020-080
Tel.: (21) 3077-0077





BMTE
BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA

BMTE-DT-0154/2017

Rio de Janeiro, 26 de maio de 2017.

A
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1 / 11° andar
Centro – Rio de Janeiro – RJ
CEP 10.090-003

At.: Sr. Amilcar Guerreiro
Diretor de Estudos de Energia Elétrica – DEE/EPE.

Referência: Oficio nº 0298/EPE/2017, datado de 24/maio/2017.

Assunto: SE XINGU 500kV – Consulta sobre Viabilidade de Expansão

Prezado Senhor,

Acusamos o recebimento de seu Oficio em tela e passamos a apresentar nossa resposta ao requerido.

Conforme prática adotada em subestações de transmissão integrantes da Rede Básica do SIN – Sistema Interligado Nacional – a implantação de vãos de Linhas de Transmissão para uma mesma subestação de destino são associadas à seções distintas dos barramentos principais de uma subestação, de forma a obter-se maior grau de disponibilidade da interligação das LT´s ao Sistema, na eventualidade de perda de uma das seções de barras da subestação.

No diagrama unifilar do Anexo [2], assim como na planta de arranjo geral da SE Xingu 500kV – Anexo [3] – existem disponíveis na SE Xingu, para futuras ampliações, vãos de entrada de linha de transmissão 500kV, porém em setores de barramentos distintos, de vãos não adjacentes. Desta forma, a utilização de apenas 01 (uma) unidade reserva de reator de linha para os dois bancos de reatores monofásicos, parece-nos de aplicabilidade restrita, a menos que não seja utilizado esquema de chaveamento de barras, para que a unidade reserva atenda às duas novas LT´s apenas por manobras de secionadoras.

Como solicitado, no Anexo [1] a esta carta encontra-se o Formulário EPE devidamente preenchido com as informações requeridas.

Aproveitamos a oportunidade para deixarmos consignado os nossos mais altos protestos de estima e distinta consideração.

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S/A

Atenciosamente,

Chang Zhongjiao
Diretor-Presidente

Chang ZhongJiao
Diretor Presidente

Benjamin Bijarano
Procurador

Benjamin Bijarano
Gerente de Subestação

Anexos: [1] – Oficio 0298/EPE/2017, com Formulário de Consulta preenchido.
[2] – P012003-E-C1-0801-X-E50105-A9277-S002-H - Diagrama Unifilar (Fls 2 e 3/6).
[3] – TD1085-SE-XIN-M-DE-100-0E – Arranjo Físico – Ampliação do Barramento Principal.

Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.
Av. Presidente Vargas, 955 – 13° andar – Centro/RJ - CEP: 20.071-004
Tel: / Fax (21) 3517-4731

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

- [x] EL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] EL Quantidade: ____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- [ ] CT Quantidade: ____ Tensão Prim/Sec/Ter (kV)_____ Arranjo Prim.: ____ Sec.: _____ Ter:_____
- [x] IB Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] IB Quantidade: ____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- [x] CRL Quantidade: 2 Tensão (kV): 500 Arranjo: DJM
- [ ] CRL Quantidade: ____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- [ ] CCP Quantidade: ____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- [ ] CRB Quantidade: ____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- [ ] CTA Quantidade: ____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____
- [ ] CC Quantidade: ____ Tensão (kV): _____ Arranjo: _____

2. Módulos de Equipamentos

- [ ] Transformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV)_____ Fase:____
- [ ] Autotransformadores Quantidade: ____ Potência (MVA): _____ Tensão Prim./Sec. (kV)_____ Fase:____
- [x] Reator Quantidade: 6+1 Potência (Mvar): 100 Tensão (kV): 500 Fase: 1 SEM ESQUEMA DE CHAVEAMENTO
- [ ] Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): _____ Fase: ____
- [ ] Reator Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): _____ Fase: ____
- [ ] Compensador Estático Quantidade: ____ Potência (Mvar): ____ Tensão (kV): _____ Fase: ____

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? [ ] Sim Área Prevista:_____ [x] Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? [x] Sim ~~Equipamentos Necessários:~~ REAVALIAR DIMENSIONAMENTO DOS BARRAMENTOS PRINCIPAIS E Icc.

[ ] Não _____

Benjamin Bijarano
Gerente de Subestação

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☒ Sim ☐ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

AS ENTRADAS DAS DUAS LTs NOVAS DEVEM SE CONECTAR AOS 2019 VÃOS DE SUL PARA NORTE. EIXOS H-I E P-Q DA PLANTA. CASO ENTREM PELO BARRAMENTO NORTE, EXISTE 01(UM) VÃO DISPONÍVEL (VAZIO) JUNTO À SAÍDA LT PARAUAPEBAS C2. EIXO P-Q

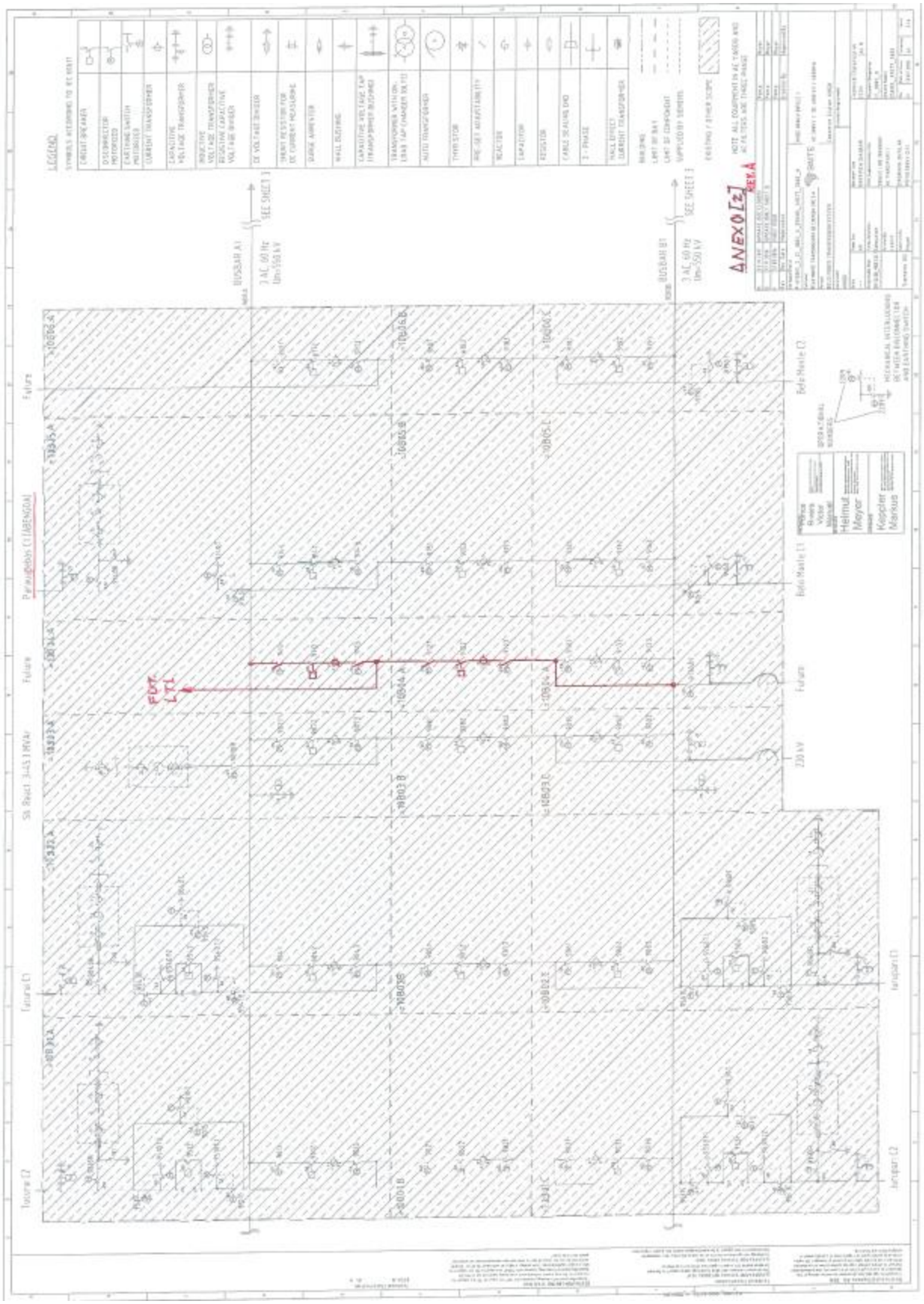
5. Observações:

Rio de Janeiro, 24 de maio de 2017
Data da Solicitação

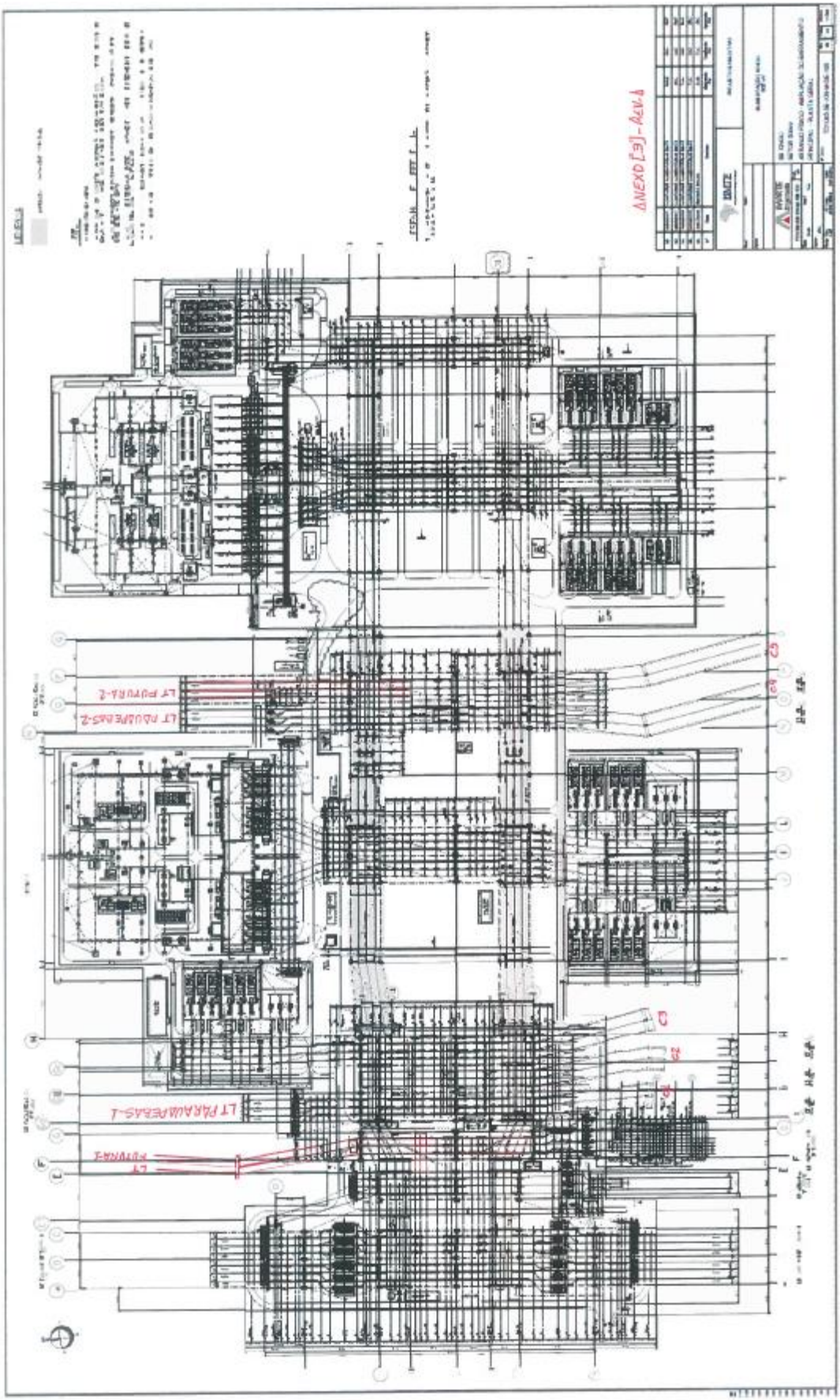
RJ, 26/MAIO/2017
Data da Entrega do Formulário

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Benjamin Bijarano
Cargo: Gerente de Subestação

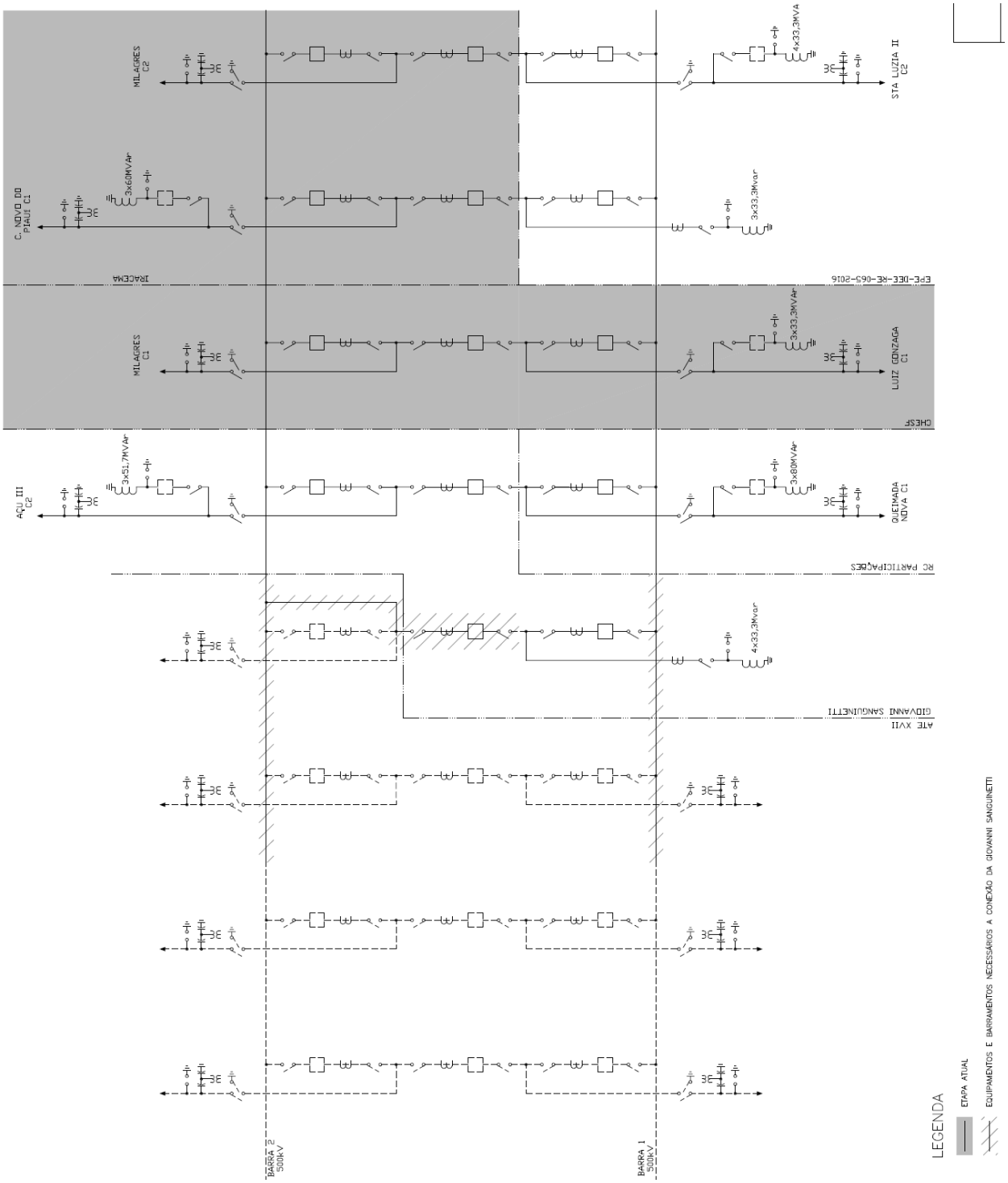


OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link.

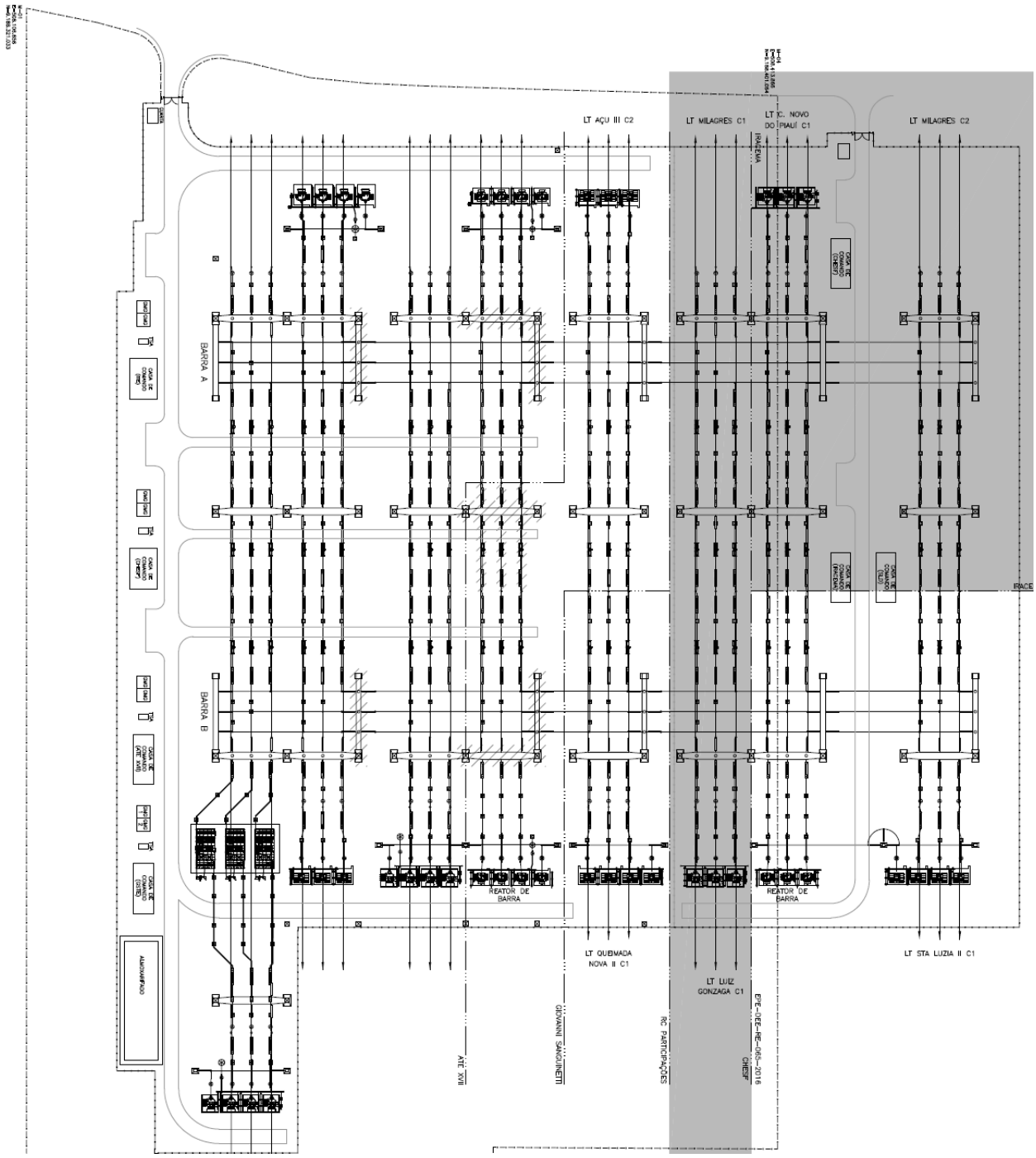


OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link

11.8 Diagrama Unifilar proposto para SE Milagres II



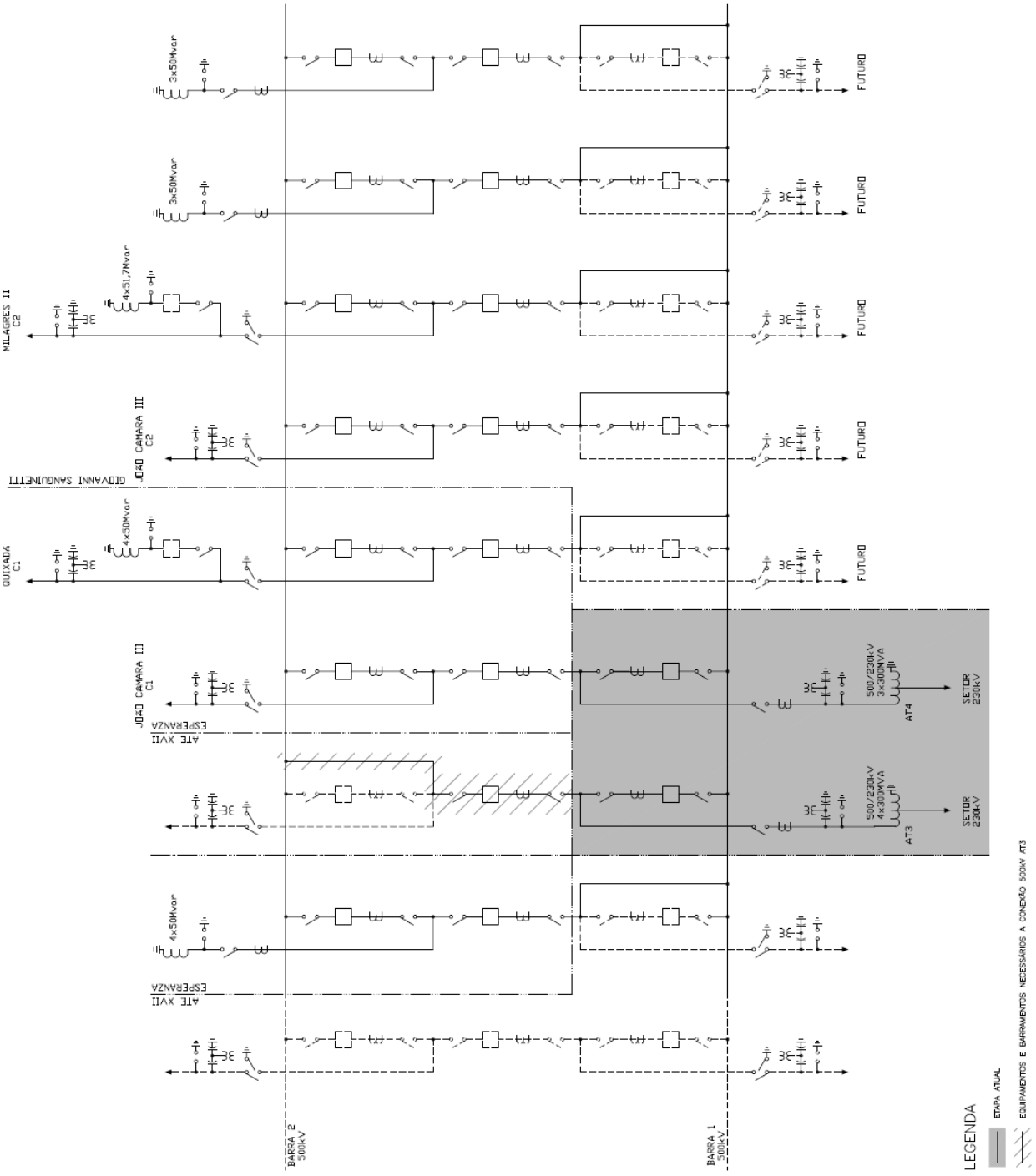
OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link.



OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link.

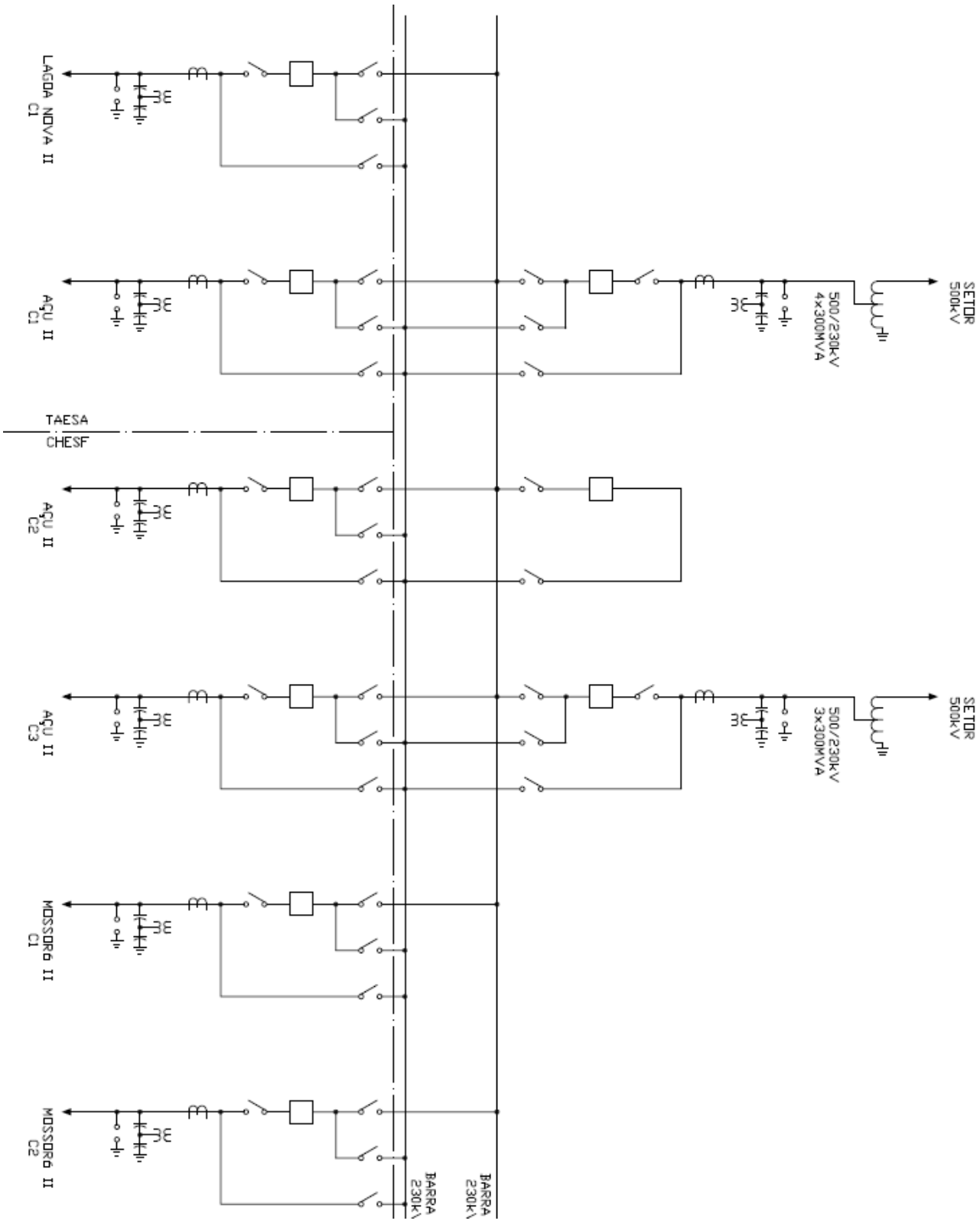
11.9 Diagrama Unifilar proposto para SE Açu III e Consulta de Acesso

Setor 500 kV



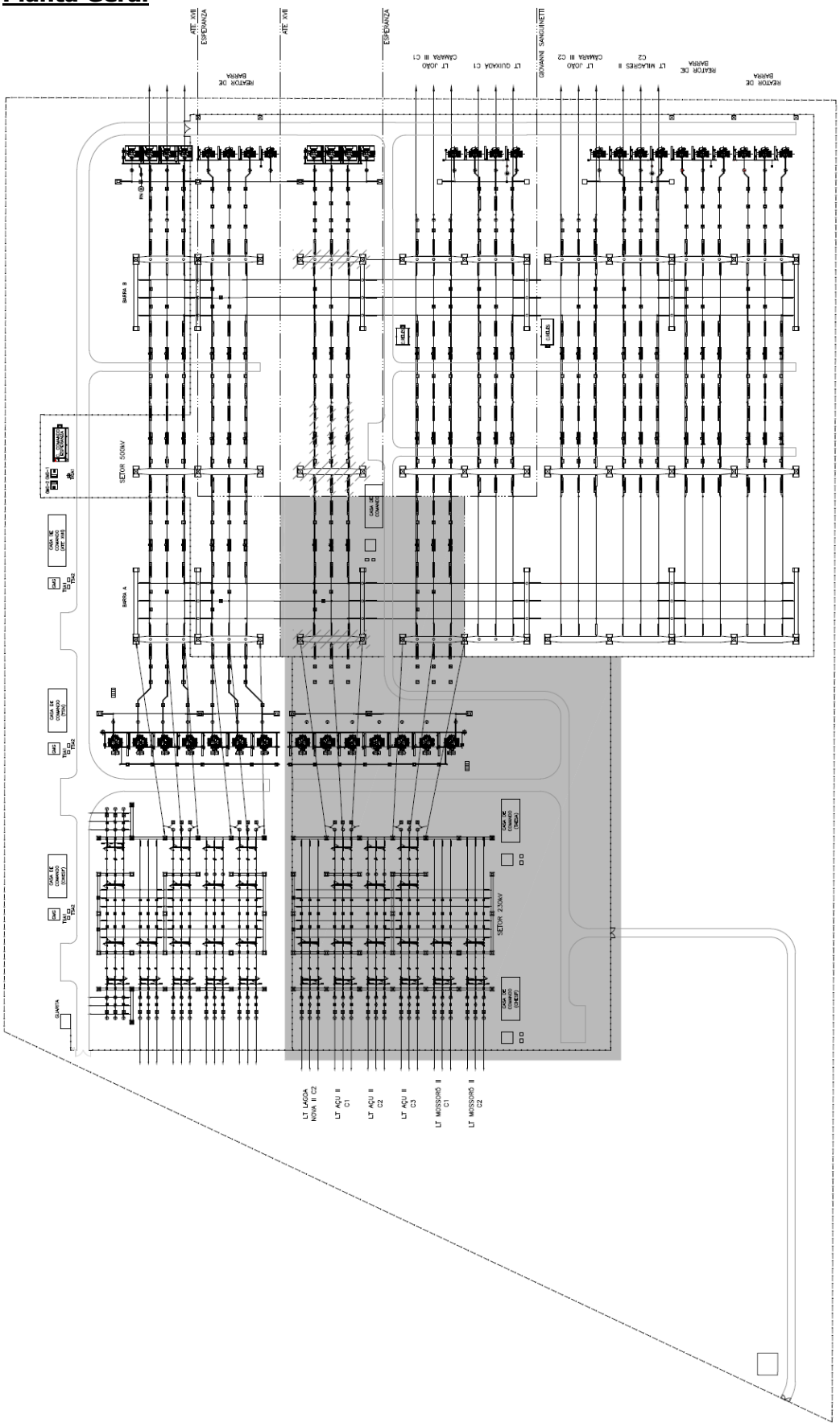
OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link

Setor 230 kV



OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link

Planta Geral



OBS – Para visualização mais detalhada, acessar link

Consulta de Acesso

ESPERANZA
Transmissora de Energia

Empresa de Pesquisa Energética - EPE
48002.001536/2017-13

Rio de Janeiro-RJ, 30 de maio de 2017.
CO-103-17

0.236/2017
Recebido em 02/06
documentos anexos entregue
à Nayara

A
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar, Centro
CEP: 20900-003 - Rio de Janeiro - RJ

At.: Sr. Amilcar Guerreiro
Diretor de Estudos de Engenharia Elétrica

C/c: Sr. Alvaro Fleury Veloso da Silveira
Diretor Administrativo dos Serviços de Transmissão - ONS
C/c: Sr. Moacir Bertol
Secretário Adjunto de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE/MME
C/c: Sr. Ivo Sechi Nazareno
Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição - ANEEL

Ref.: Resposta ao Ofício nº 0295/EPE/2017

Prezado Senhor Diretor,

Esperanza Transmissora de Energia S.A., ("ESPERANZA"), empresa concessionária do serviço público de transmissão de energia elétrica, na pessoa do seu representante legal, com sede no Município do Rio de Janeiro/RJ, na Avenida Presidente Wilson, 231, sala 1004, inscrita no CNPJ n.º 20.514.555/0001-69, vem, respeitosamente, perante V.Sa. informar o que se segue:

Em resposta ao ofício de nº 0295/EPE/2017, com relação a consulta de disponibilidade de vãos na SE Açu III, de propriedade da ESPERANZA, para atendimento a esta consulta encaminhamos em anexo os seguintes documentos:

- Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações
- Diagrama Unifilar Pré-Operacional
- Arranjo Geral – Planta 500/230kV (Nº: A17-56-2-S1-DE-PAE-AR-0002)
- Arranjo Parcial – Planta 500kV (Nº: A17-56-2-S1-DE-PAE-AR-0003)
- Planta de Localização – Planta 500/230kV (Nº: A17-56-2-S1-DE-PAE-AR-0001)
- Equipamentos e Barramentos – Planta Setor 500kV (Lote 13 – Leilão 13/2015 2º Etapa)
- Anexo com foto da disposição do terreno da SE Açu III

Sem mais para o momento, reiteramos nossos sinceros votos de estima e consideração, bem como nos colocamos à disposição para esclarecimento do que for necessário.

Atenciosamente,

Marcelo Vargas Redes
Diretor Técnico

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE
RECEBIDO EM
02 JUN 2017
ÀS 12 : 30 H

GIOVANNI SANGUINETTI. Av. Presidente Wilson, 231, sala 1004 (parte) – Centro, Rio de Janeiro, RJ - CEP: 20030-021 – Tel.: + 55 21 2101-9908
www.cymimasa.com.br

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo para escoamento dos excedentes de energia das regiões Norte e Nordeste

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Açu III 500 kV **Concessionária Proprietária:** Esperanza Transmissora de Energia

1. Módulos de Manobra

■	EL	**Quantidade: 1**	**Tensão (kV): 500**	**Arranjo: DJM**	
■	EL	**Quantidade: 6**	**Tensão (kV): 230**	**Arranjo: BD4**	
■	CT	**Quantidade: 1**	**Tensão Prim/Sec/Ter (kV): 500/230**	**Arranjo Prim.: Y Sec.: Y Ter:**	
■	IB	**Quantidade: (*)**	**Tensão (kV): 500**	**Arranjo: DJM**	
■	IB	**Quantidade: 1**	**Tensão (kV): 230**	**Arranjo: BD4**	
☐	CCS	Quantidade:	Tensão (kV)	Arranjo:	
■	CRL	**Quantidade: 1**	**Tensão (kV): 500**	**Arranjo: DJM**	
■	CRB	**Quantidade: 1**	**Tensão (kV): 500**	**Arranjo: DJM**	
☐	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	
☐	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:	

2. Módulos de Equipamentos

■	**Transformadores**	**Quantidade: 4**	**Potência (MVA): 300**	**Tensão Prim./Sec. (kV) 500/230**	**Fase: 1Ø**	
■	**Reator**	**Quantidade: 4**	**Potência (Mvar): 51,7**	**Tensão (kV): 500**	**Fase: 1Ø**	
■	**Reator**	**Quantidade: 4**	**Potência (Mvar): 50**	**Tensão (kV): 500**	**Fase: 1Ø**	
☐	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
☐	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Diagrama Unifilar

4. Observações:

(*) Se necessário para conexão dos módulos de EL.

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

[X]	**EL**	**Quantidade:** 1 6	**Tensão (kV):** 500 230	**Arranjo:** DJM BD4		
[X]	CT	Quantidade: 1	Tensão Prim/Sec/Ter (kV) 500/230	Arranjo Prim.: Y	Sec.: Y	Ter:
[X]	**IB**	**Quantidade:** 1	**Tensão (kV):** 230	**Arranjo:** BD4		
[ ]	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
[X]	**CRL**	**Quantidade:** 1	**Tensão (kV):** 500	**Arranjo:** DJM		
[X]	**CRB**	**Quantidade:** 1	**Tensão (kV):** 500	**Arranjo:** DJM		
[ ]	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
[ ]	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

[X]	Transformadores	Quantidade: 4	Potência (MVA): 300	Tensão Prim./Sec. (kV): 500/230	Fase: 1Φ	
[X]	**Reator**	**Quantidade:** 4	**Potência (Mvar):** 51,7	**Tensão (kV):** 500	**Fase:** 1Φ	
[X]	**Reator**	**Quantidade:** 4	**Potência (Mvar):** 50	**Tensão (kV):** 500	**Fase:** 1Φ	
[ ]	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	
[ ]	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:	

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno?

[ ] Sim Área Prevista:_____

[X] Não* * Considerando o terreno adquirido pela ATE XVIII

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo?

[ ] Sim Equipamentos Necessários: _____

[ ] Não _____

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Existe a possibilidade de cruzamentos de linhas para o acesso de linhas novas aos bays disponíveis na subestação? ☐ Sim ☒ Não

Caso positivo, caracterizar como é o acesso das linhas existentes / já planejadas e especificar como deveria ser o acesso das linhas novas para minimizar e, se possível, evitar o problema.

* Dependerá apenas da direção em que a linha chegará na subestação.

5. Observações.

Informações considerando as construções não terminadas do ATEXVI, assim como as construções referentes ao Lote 13 do Leilão 13/2015 - 2ª Etapa (Giovanni Sanguinetti Transmissora de Energia S.A.)

Rio de Janeiro, 24 de maio de 2017

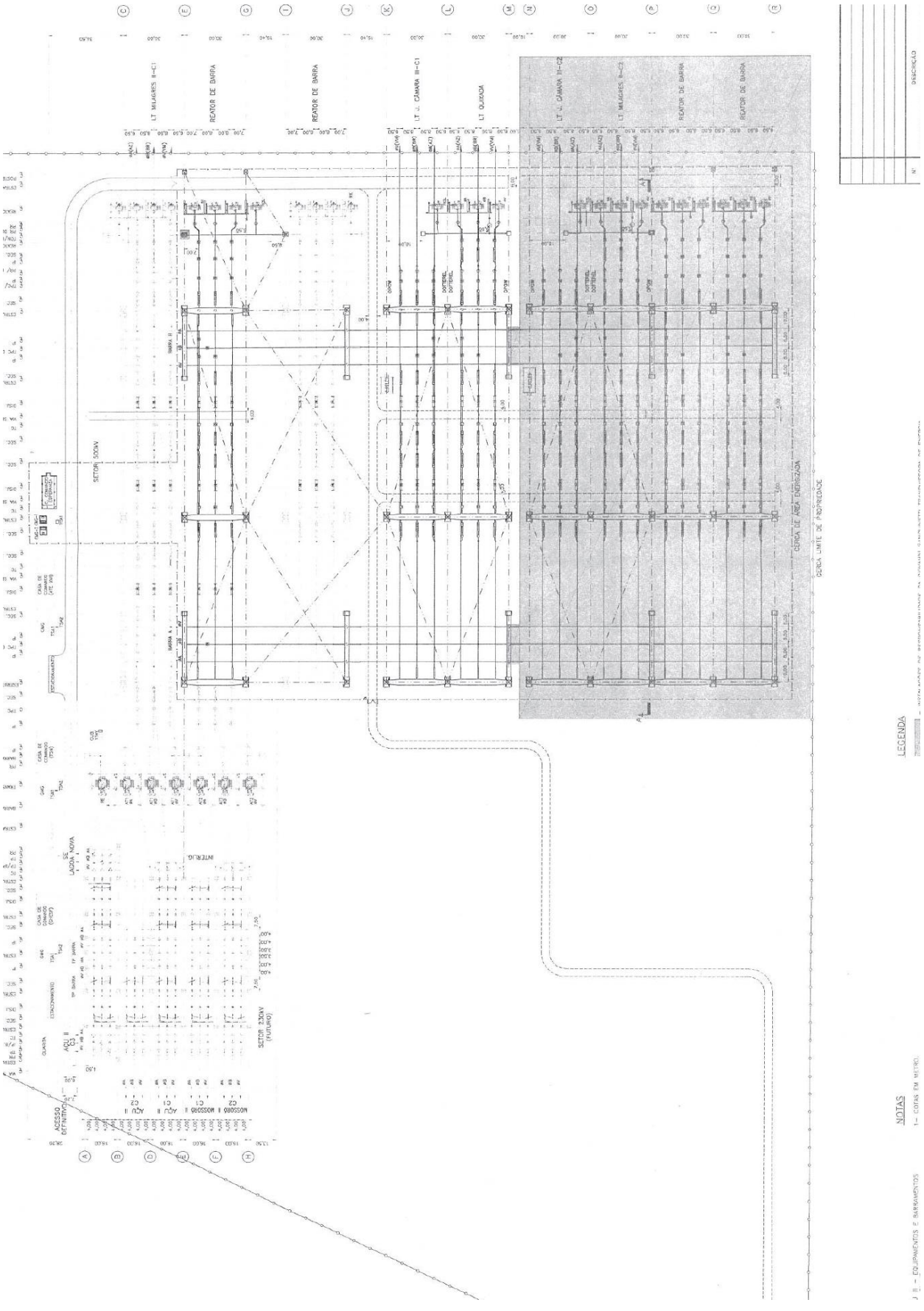
Data da Solicitação

José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia
STE/DEE/EPE

Data da Entrega do Formulário

Daniele Cristina Menezes Vila Nova

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas
Nome: Daniele Cristina Menezes Vila Nova
Cargo: Engenheira de Implantação


LT MILAGRES II–C1
REATOR DE BARRA
REATOR DE BARRA
LT J. CÂMARA III–C1
LT QUIJADA
LT J. CÂMARA II–C2
LT MILAGRES I–C2
REATOR DE BARRA
REATOR DE BARRA
SETOR 230kV
CERCA DE ÁREA ENERGIZADA
CERCA LIMITE DE PROPRIEDADE
SE LAGOA NOVA
SETOR 230kV (FUTURO)
ACESSO DEFINITIVO
LEGENDA
NOTAS
1 – COTAS EM METROS

11.10 Registro de reunião com transmissoras (CYMI)

ESPERANZA / JMM / GIOVANNI SANGUINETTI	ATA DE REUNIÃO			CYMI
	DATA: 31/07/2017	Nº 01	PAG.: 1 de 2	

ASSUNTO: Estudos de Ampliação das Subestações Açu III, Milagres II e Gilbués II Rev.00

PARTICIPANTES:			
Daniel Moura	dmouras@cymimasa.com	Fátima Gama	fatima.gama@epe.gov.br
Danielle Menezes	dvilan@cymimasa.com	Marcos Bressane	marcos.bressane@epe.gov.br
Marco Saraiva	mandrades@cymimasa.com	Igor Chaves	igor.chaves@epe.gov.br
Zair Torres	ztorres@fluxoengenharia.com.br	Katia Matosinho	katia.matosinho@epe.gov.br
		Alfredo Silva	alfredo.silva@epe.gov.br

TEMAS ABORDADOS	RESPONSÁVEL	PRAZO
Apresentações 1. A EPE informa que está trabalhando na elaboração de um relatório para o MME objetivando recomendar obras para mitigar o impacto do atraso de instalações concedidas. Nesse estudo, está sendo considerado o sistema atual, sem as obras de responsabilidade da Abengoa e Isolux. 2. A EPE ressalta que há muitas obras atrasadas, sendo as de maiores impactos aquelas da Abengoa que provocam restrição de escoamento das usinas da Região Norte. Devido a esses aspectos, são necessárias obras de reforço do sistema com prazo para energização o mais breve possível. 3. A CYMI apresentou o status das Subestações Açu III, Milagres II e Gilbués II, uma vez que é detentora de transmissoras que também possuem obras nestas Subestações, a saber: ESPERANZA, GIOIVANNI SANGUINETTI e JMM Transmissoras de Energia, como relatado a seguir.	Info	
SE Açu III 4. Para SE Açu III a necessidade levantada pela EPE seria de dois novos bancos de Transformadores 500/230 kV (T3 e T4); 5. Para a conexão destes bancos, será necessária a execução de um reforço correspondente a um vão de Interligação de Barras, uma vez que esta consta no escopo da ATE XVII Transmissora de Energia, que atualmente se encontra paralisado. 6. CYMI mencionou que, para a implantação das obras recomendadas pela EPE, nas vizinhanças da SE Açu III, há que se reconhecer os custos adicionais para enfrentar dificuldades de projeto particulares desta instalação, destacando-se, dentre outros o talude que se encontra na subestação de forma degradada, colocando em risco as instalações da subestação.	Info	
SE Milagres II 7. CYMI informou que não houve atividades de construção na SE Milagres II após a paralisação da Abengoa, demonstrando através de fotos, a real	Info	

ESPERANZA / JMM / GIOVANNI SANGUINETTI	ATA DE REUNIÃO			ABNT / CYMI
	DATA: 31/07/2017	Nº 01	PAG.: 2 de 2	

situação da mesma. 8. A EPE sugeriu um arranjo considerando as ampliações no mesmo terreno adquirido pela Abengoa. CYMI informou sobre a possibilidade de implantação da SE em um novo terreno, ao lado do existente a fim de não impactar nas tratativas judiciais entre ANEEL e Abengoa. Foi demonstrada através do Google Earth, a existência de um terreno disponivel logo ao lado do terreno existente. 9. A EPE questiona sobre os impactos que poderá ocasionar com a mudança da Subestação para o terreno ao lado, já que há um terceiro agente, RC Administração e Participações S.A (Vencedora do Lote 30 do Leilão 005/2016) acessando a Subestação, porém a priori não vê problemas e alertou que caso esta mudança se concretize, a RC deverá ser informada de imediato. 10. A Cymi informa sobre as dificuldades enfrentadas referentes ao licenciamento devido o terreno ser de propriedade da Abengoa, bem como os passivos ambientais deixados por esta, com o abandono das obras, alguns equipamentos encontram-se ao tempo e que poderão provocar danos ao meio ambiente. 11. CYMI mencionou que, para a implantação das obras recomendadas pela EPE, nas vizinhanças da SE Milagres II, há que se reconhecer os custos adicionais para enfrentar dificuldades de projeto particulares desta instalação, destacando-se, dentre outros: instalações degradadas que precisarão ser desinstaladas, relocação dos equipamentos de propriedade da ATE XVII que se encontram na área de expansão, além das obras relacionadas ao módulo geral, como malha de terra, acessos à subestação, embritamento, terraplanagem, proteção de barras, drenagem, guarita, poço, iluminação e etc.		
SE Gilbués II 12. A CYMI alertou sobre a não execução do reforço autorizado à SPT, impossibilitando a energização das instalações da JMM que estão em construção neste momento. CYMI também informou que, ainda que tal reforço seja executado pela SPT, há riscos de impossibilidade da energização do pátio 500 kV, devido à insuficiência do escopo autorizado à esta, pois não contempla o Módulo Geral não executado pela ATE XVI Transmissora de Energia.	Info	

ESPERANZA / JMM / GIOVANNI SANGUINETTI	ATA DE REUNIÃO			CYMI
	DATA: 31/07/2017	Nº 01	PAG.: 3 de 2	

13. A CYMI informa que há dificuldades particulares na SE Gilbués II: (i) embargos do IPHAN em uma parte do terreno adquirido pela Abengoa; (ii) erosão acentuada em parte do terreno. Com isso, coloca-se em dúvida a expansão da SE a partir do vão da JMM em direção ao limite do terreno e sugere que tal expansão seja no sentido contrário, ou seja, após os bays que deveriam ser executados pela Abengoa. Há possibilidade de compra do terreno ao lado para esta expansão. 14. A EPE informa que suas recomendações para SE Gilbués II seriam: EL para Miracema C3, EL para Barreiras C2 e dois reatores de barra, ou seja, dois vãos completos. 15. CYMI mencionou que, para a implantação das obras recomendadas pela EPE para a SE Gilbués II, há que se reconhecer os custos específicos para enfrentar dificuldades de projeto particulares desta instalação, alguns dos quais foram acima listados.		

11.11 Planilhas de Custos

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R$ x 1000)				
					Custo Unitário x Fator	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						4.566.459,01	**4.566.459,01**	**405.626,83**	**2.533.905,36**
SE 500 kV BARREIRAS II (Ampliação/Adequação)						**29.881,42**	**29.881,42**	**2.654,29**	**16.581,05**
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	8322,62	8.322,62	8.322,62	739,28	4.618,18
Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ		2023	4,0	1,0	5389,70	21.558,80	21.558,80	1.915,01	11.962,87
LT 500 kV BARREIRAS II - GILBUÉS II, C2 (Nova) (*)						**647.713,96**	**647.713,96**	**57.534,77**	**359.413,25**
CS 6 x 795 MCM 311 km		2023	311,0	1,0	1335,00	415.185,00	415.185,00	36.879,82	230.384,09
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Barreiras II	2023	1,0	1,0	10171,42	10.171,42	10.171,42	903,50	5.644,07
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Barreiras II	2023	1,0	1,0	9274,94	9.274,94	9.274,94	823,87	5.146,62
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Barreiras II	2023	1,0	1,0	2066,07	2.066,07	2.066,07	183,52	1.146,45
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Barreiras II	2023	1,0	1,0	2934,97	2.934,97	2.934,97	260,71	1.628,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 66,7 Mvar 1Φ	Barreiras II	2023	4,0	1,0	5875,83	23.503,32	23.503,32	2.087,74	13.041,88
Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ	Barreiras II	2023	1,0	1,0	70937,48	70.937,48	70.937,48	6.301,19	39.362,85
MIM - 500 kV	Barreiras II	2023	1,0	1,0	3855,30	3.855,30	3.855,30	342,46	2.139,29
MIG-A	Barreiras II	2023	1,0	1,0	2060,19	2.060,19	2.060,19	183,00	1.143,19
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gilbués II	2023	1,0	1,0	10171,42	10.171,42	10.171,42	903,50	5.644,07
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gilbués II	2023	1,0	1,0	2066,07	2.066,07	2.066,07	183,52	1.146,45
CCS (Conexão de Capacitor Série) 500 kV, Arranjo DJM	Gilbués II	2023	1,0	1,0	2934,97	2.934,97	2.934,97	260,71	1.628,60
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66,7 Mvar 1Φ	Gilbués II	2023	3,0	1,0	5875,83	17.627,49	17.627,49	1.565,80	9.781,41
Capacitor Série 500 kV, 1 x 382 Mvar 3Φ	Gilbués II	2023	1,0	1,0	70937,48	70.937,48	70.937,48	6.301,19	39.362,85
MIM - 500 kV	Gilbués II	2023	1,0	1,0	1927,65	1.927,65	1.927,65	171,23	1.069,64
MIG-A	Gilbués II	2023	1,0	1,0	2060,19	2.060,19	2.060,19	183,00	1.143,19
SE 500 kV GILBUÉS II (Ampliação/Adequação) (*)						**68.978,64**	**68.978,64**	**6.127,20**	**38.275,90**
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	9274,94	9.274,94	9.274,94	823,87	5.146,62
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	8322,62	16.645,24	16.645,24	1.478,55	9.236,36
Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 66,7 Mvar 1Φ		2023	7,0	1,0	5875,83	41.130,81	41.130,81	3.653,54	22.823,28
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	1927,65	1.927,65	1.927,65	171,23	1.069,64

LT 500 kV GILBUÉS II - MIRACEMA, C3 (Nova) (*)						**639.620,29**	**639.620,29**	**56.815,83**	**354.922,11**
CS 6 x 795 MCM 418 km		2023	418,0	1,0	1335,00	558.030,00	558.030,00	49.568,37	309.648,07
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Gilbués II	2023	1,0	1,0	10171,42	10.171,42	10.171,42	903,50	5.644,07
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Gilbués II	2023	1,0	1,0	9274,94	9.274,94	9.274,94	823,87	5.146,62
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Gilbués II	2023	1,0	1,0	2066,07	2.066,07	2.066,07	183,52	1.146,45
Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 100 Mvar 1Φ	Gilbués II	2023	4,0	1,0	6558,96	26.235,84	26.235,84	2.330,46	14.558,14
MIM - 500 kV	Gilbués II	2023	1,0	1,0	1927,65	1.927,65	1.927,65	171,23	1.069,64
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2023	1,0	1,0	10171,42	10.171,42	10.171,42	903,50	5.644,07
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2023	1,0	1,0	2066,07	2.066,07	2.066,07	183,52	1.146,45
Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 100 Mvar 1Φ	Miracema	2023	3,0	1,0	6558,96	19.676,88	19.676,88	1.747,85	10.918,60
LT 500 kV MIRACEMA - SERRA PELADA, C1 e C2 (CS) (Nova)						**1.272.201,25**	**1.272.201,25**	**113.006,37**	**705.938,14**
CS 6 x 795 MCM 415 km		2023	415,0	1,0	1335,00	554.025,00	554.025,00	49.212,62	307.425,71
CS 6 x 795 MCM 415 km		2023	415,0	1,0	1335,00	554.025,00	554.025,00	49.212,62	307.425,71
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2023	2,0	1,0	10211,74	20.423,48	20.423,48	1.814,17	11.332,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2023	2,0	1,0	9307,45	18.614,90	18.614,90	1.653,51	10.329,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Miracema	2023	2,0	1,0	2077,33	4.154,66	4.154,66	369,05	2.305,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ	Miracema	2023	7,0	1,0	6589,69	46.127,83	46.127,83	4.097,42	25.596,10
MIM - 500 kV	Miracema	2023	1,0	1,0	2047,98	2.047,98	2.047,98	181,92	1.136,41
MIG-A	Miracema	2023	1,0	1,0	2076,43	2.076,43	2.076,43	184,44	1.152,20
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Serra Pelada	2023	2,0	1,0	10211,74	20.423,48	20.423,48	1.814,17	11.332,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Serra Pelada	2023	2,0	1,0	2077,33	4.154,66	4.154,66	369,05	2.305,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 100 Mvar 1Φ	Serra Pelada	2023	7,0	1,0	6589,69	46.127,83	46.127,83	4.097,42	25.596,10
SE 500 kV SERRA PELADA (Nova)						**105.028,93**	**105.028,93**	**9.329,45**	**58.280,03**
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*5,0*						
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	9307,45	9.307,45	9.307,45	826,76	5.164,66
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM			*3,0*						
CRB (Conexão de Reator de Barra) 500 kV, Arranjo DJM		2023	3,0	1,0	8355,32	25.065,96	25.065,96	2.226,54	13.908,98
CRL (Conex. de Reator de Linha) 500 kV, Arranjo DJM			*4,0*						
Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 60 Mvar 1Φ		2023	10,0	1,0	5722,68	57.226,80	57.226,80	5.083,31	31.754,87
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	2047,98	2.047,98	2.047,98	181,92	1.136,41
MIG (Terreno Rural)		2023	1,0	1,0	11380,74	11.380,74	11.380,74	1.010,92	6.315,12

LT 500 kV SERRA PELADA - ITACAIÚNAS, C1 (Nova)						**171.702,72**	**171.702,72**	**15.251,91**	**95.276,98**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 115 km		2023	115,0	1,0	1099,93	126.491,95	126.491,95	11.235,96	70.189,75
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Serra Pelada	2023	1,0	1,0	10211,74	10.211,74	10.211,74	907,08	5.666,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Serra Pelada	2023	1,0	1,0	9307,45	9.307,45	9.307,45	826,76	5.164,66
MIM - 500 kV	Serra Pelada	2023	1,0	1,0	2047,98	2.047,98	2.047,98	181,92	1.136,41
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Itacaiúnas	2023	1,0	1,0	10211,74	10.211,74	10.211,74	907,08	5.666,44
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Itacaiúnas	2023	1,0	1,0	9307,45	9.307,45	9.307,45	826,76	5.164,66
MIM - 500 kV	Itacaiúnas	2023	1,0	1,0	2047,98	2.047,98	2.047,98	181,92	1.136,41
MIG-A	Itacaiúnas	2023	1,0	1,0	2076,43	2.076,43	2.076,43	184,44	1.152,20
LT 500 kV SERRA PELADA - XINGU, C1 e C2 (CS) (Nova)						**1.352.330,18**	**1.352.330,18**	**120.124,02**	**750.401,28**
CS 6 x 795 MCM 443 km		2023	443,0	1,0	1335,00	591.405,00	591.405,00	52.532,99	328.167,69
CS 6 x 795 MCM 443 km		2023	443,0	1,0	1335,00	591.405,00	591.405,00	52.532,99	328.167,69
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Serra Pelada	2023	2,0	1,0	10211,74	20.423,48	20.423,48	1.814,17	11.332,89
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	Serra Pelada	2023	2,0	1,0	9307,45	18.614,90	18.614,90	1.653,51	10.329,32
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Serra Pelada	2023	2,0	1,0	2077,33	4.154,66	4.154,66	369,05	2.305,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ	Serra Pelada	2023	7,0	1,0	6826,90	47.788,30	47.788,30	4.244,91	26.517,49
MIM - 500 kV	Serra Pelada	2023	1,0	1,0	4095,97	4.095,97	4.095,97	363,83	2.272,83
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	Xingu	2023	2,0	1,0	10211,74	20.423,48	20.423,48	1.814,17	11.332,89
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	Xingu	2023	2,0	1,0	2077,33	4.154,66	4.154,66	369,05	2.305,40
Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 115 Mvar 1Φ	Xingu	2023	7,0	1,0	6826,90	47.788,30	47.788,30	4.244,91	26.517,49
MIG-A	Xingu	2023	1,0	1,0	2076,43	2.076,43	2.076,43	184,44	1.152,20
SECC LT 500 kV MILAGRES - S. JOÃO DO PIAUÍ, C1, NA SE MILAGRES II | Iracema (Nova) (*)						**55.509,00**	**55.509,00**	**4.930,72**	**30.801,67**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km		2023	3,0	1,0	1439,12	4.317,36	4.317,36	383,50	2.395,68
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 3 km		2023	3,0	1,0	1439,12	4.317,36	4.317,36	383,50	2.395,68
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	10171,42	20.342,84	20.342,84	1.807,00	11.288,14
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM		2023	2,0	1,0	9274,94	18.549,88	18.549,88	1.647,74	10.293,24
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM		2023	1,0	1,0	2066,07	2.066,07	2.066,07	183,52	1.146,45
MIM - 500 kV		2023	1,0	1,0	3855,30	3.855,30	3.855,30	342,46	2.139,29
MIG-A		2023	1,0	1,0	2060,19	2.060,19	2.060,19	183,00	1.143,19

SECC LT 500 kV MILAGRES - LUIZ GONZAGA, C1, NA SE MILAGRES II | Chesf (Nova) (*)					**37.110,81**	**37.110,81**	**3.296,46**	**20.592,60**
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2023	0,5	1,0	1439,12	719,56	719,56	63,92	399,28
Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2023	0,5	1,0	1439,12	719,56	719,56	63,92	399,28
EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM	2023	2,0	1,0	10171,42	20.342,84	20.342,84	1.807,00	11.288,14
IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2023	1,0	1,0	9274,94	9.274,94	9.274,94	823,87	5.146,62
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 500 kV, Arranjo DJM	2023	1,0	1,0	2066,07	2.066,07	2.066,07	183,52	1.146,45
MIM - 500 kV	2023	1,0	1,0	1927,65	1.927,65	1.927,65	171,23	1.069,64
MIG-A	2023	1,0	1,0	2060,19	2.060,19	2.060,19	183,00	1.143,19
SE 500/230 kV AÇU III (Ampliação/Adequação) (*)					**137.679,05**	**137.679,05**	**12.229,68**	**76.397,42**
3° e 4° ATF 500/230 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ	2023	7,0	1,0	14584,48	102.091,36	102.091,36	9.068,51	56.649,99
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	2023	2,0	1,0	3385,13	6.770,26	6.770,26	601,38	3.756,78
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	2023	1,0	1,0	2898,41	2.898,41	2.898,41	257,46	1.608,31
CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	2023	2,0	1,0	8906,92	17.813,84	17.813,84	1.582,36	9.884,81
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4		*6,0*						
MIM - 230 kV	2023	1,0	1,0	1055,84	1.055,84	1.055,84	93,79	585,88
MIG (Terreno Rural)	2023	1,0	1,0	7049,34	7.049,34	7.049,34	626,17	3.911,64
SECC LT 230 kV AÇU II - LAGOA NOVA II, C1, NA SE AÇU III | TAESA (Nova) (*)					**22.517,98**	**22.517,98**	**2.000,21**	**12.495,11**
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2023	13,0	1,0	788,47	10.250,11	10.250,11	910,49	5.687,73
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2023	2,0	1,0	4826,20	9.652,40	9.652,40	857,40	5.356,07
MIM - 230 kV	2023	1,0	1,0	703,90	703,90	703,90	62,53	390,59
MIG-A	2023	1,0	1,0	1911,57	1.911,57	1.911,57	169,80	1.060,72
SECC LT 230 kV AÇU II - MOSSORÓ II, C1 e C2 (CS), NA SE AÇU III | CHESF (Nova) (*)					**26.184,78**	**26.184,78**	**2.325,93**	**14.529,80**
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2023	2,5	1,0	508,66	1.271,65	1.271,65	112,96	705,63
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,5 km	2023	2,5	1,0	508,66	1.271,65	1.271,65	112,96	705,63
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2023	1,0	1,0	508,66	508,66	508,66	45,18	282,25
Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1 km	2023	1,0	1,0	508,66	508,66	508,66	45,18	282,25
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	2023	4,0	1,0	4826,20	19.304,80	19.304,80	1.714,80	10.712,14
MIM - 230 kV	2023	1,0	1,0	1407,79	1.407,79	1.407,79	125,05	781,18
MIG-A	2023	1,0	1,0	1911,57	1.911,57	1.911,57	169,80	1.060,72

(*) Os custos da planilha acima foram elaborados com base nos Custos Modulares da ANEEL, ref. junho/16. Observa-se que, para as obras associadas às conexões nas subestações Gilbués II, Milagres II e Açu III, há que se considerar as situações particulares decorrentes do atraso das instalações das concessões da ATE XVI e XVII, algumas das quais tratadas, por exemplo, no Anexo 11.10 , as quais implicam em custos específicos de adequação não contemplados nas estimativas acima.

11.12 EPE-DEE-NT-38/2017-rev0 "Atrasos de instalações de transmissão concedidas – Diagnóstico do desempenho do SIN e recomendação de soluções"

[*DOCUMENTO ANEXO*]

11.13 NT DEA 017/17 "Análise Socioambiental dos Reforços para mitigar atrasos de instalações de transmissão concedidas"

[*DOCUMENTO ANEXO*]

11.14 EPE-DEE-NT-066/2017-rev0 "Recomendação de Reforços para Mitigar Atrasos de Instalações de Transmissão Concedidas - Avaliação de Transitórios Eletromagnéticos de Manobra"

[*DOCUMENTO ANEXO*]