

ÍNDICE

2.	Caracterização do Empreendimento	1/50
2.1 -	Histórico, objetivo e justificativas	1/50
a.	Sistema Interligado Nacional (SIN).....	1/50
b.	Histórico dos estudos de Interligação da Amazônia ao SIN	4/50
c.	Justificativas Técnicas, Econômicas e Socioambientais.....	5/50
2.2 -	Localização e Descrição do Empreendimento.....	7/50
a.	Localização do Empreendimento	8/50
b.	Configuração Básica.....	13/50
c.	Características Técnicas da LT	14/50
d.	Descrição das Características Técnicas das Subestações.....	23/50
e.	Subestação Engenheiro Lechuga	23/50
f.	Fontes de Distúrbios e Interferências	29/50
g.	Medidas de Segurança	32/50
h.	Etapas de Planejamento do Empreendimento	35/50
i.	Etapas de Implantação do Empreendimento.....	36/50
j.	Etapas de Operação e Manutenção	48/50
k.	Detalhamento de Técnicas Construtivas para Condições Especiais	49/50

ANEXOS

Anexo 2-1 Projeto Básico - SE Lechuga

Anexo 2-2 Projeto Básico - SE Equador

Anexo 2-3 Projeto Básico - SE Boa Vista

Anexo 2-4 Cenários de Supressão da Vegetação

Anexo 2-5 Croqui para Locação da Torre Autoportante

Anexo 2-6 Croquis Picadas para Montagem da Torres Autoportante

Anexo 2-7 Croqui para Locação da Torre Estaiada

Legendas

Figura 2.1 - A distribuição das unidades do SIN regionalmente	2/50
Quadro 2-1 - Listagem de Municípios Atravessados pelo Empreendimento.....	8/50
Quadro 2-2 - Coordenadas dos Vértices do Trecho 01, DATUM SIRGAS 2000	9/50
Quadro 2-3 - Coordenadas dos Vértices do Trecho 01, DATUM SIRGAS 2000	10/50
Quadro 2-4 - Coordenadas dos Vértices do Trecho 02, DATUM SIRGAS 2000	11/50
Quadro 2-5 - Tipos de Estruturas.....	14/50
Quadro 2-6 - Tipos de Estruturas Alteadas	15/50
Figura 2-1- Silhuetas típicas das estruturas estaiadas que serão utilizadas na construção da LT500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas.....	15/50
Figura 2-2 - Silhuetas típicas das estruturas autoportantes que serão utilizadas na construção da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas.....	16/50
Quadro 2-7- Características dos cabos condutores e para-raios	20/50
Quadro 2-8 - Correntes máximas nos cabos para-raios	20/50
Quadro 2-9 - Capacidade Operativa Linha de Transmissão	21/50
Quadro 2-10 - Distâncias de segurança.....	21/50
Quadro 2-11 - Áreas das Subestações.....	28/50
Quadro 2-12 - Campo Magnético	32/50
Quadro 2-13 - Cadeias de Isoladores por estrutura metálica	35/50
Quadro 2-14 - Canteiros de Obras, Alojamentos. Pátios de Materiais e Estimativa de Trabalhadores	38/50
Figura 2-3 - Croqui para locação da torre autoportante da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas	40/50



Figura 2-4 - Croqui para locação da torre estaiada da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações

Associadas 40 / 40

2. CARACTERIZAÇÃO DO EMPREENDIMENTO

A seguir, é apresentada, em atendimento ao Termo de Referência do Anexo III-B da Portaria Interministerial Nº 419, de 26 de outubro de 2011, conforme orientação da FUNAI, a caracterização do empreendimento composto pela Linha de Transmissão (LT) 500kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas.

Em 02/09/2011, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu o Leilão Nº 004/2011, quando o Consórcio Boa Vista arrematou o Lote A, composto pela LT Engenheiro Lechuga - Equador (500 kV), LT Equador - Boa Vista (500 kV), SE Engenheiro Lechuga (500 kV), SE Equador (500 kV) e SE Boa Vista (500/230 kV), compondo o sistema de transmissão de energia elétrica proposto para atendimento aos objetivos da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas.

O empreendimento em tela atende à expansão do Sistema de Transmissão pertencente à rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN e é integrante do Programa de Aceleração do Crescimento - PAC 2, coordenado pelo Governo Federal.

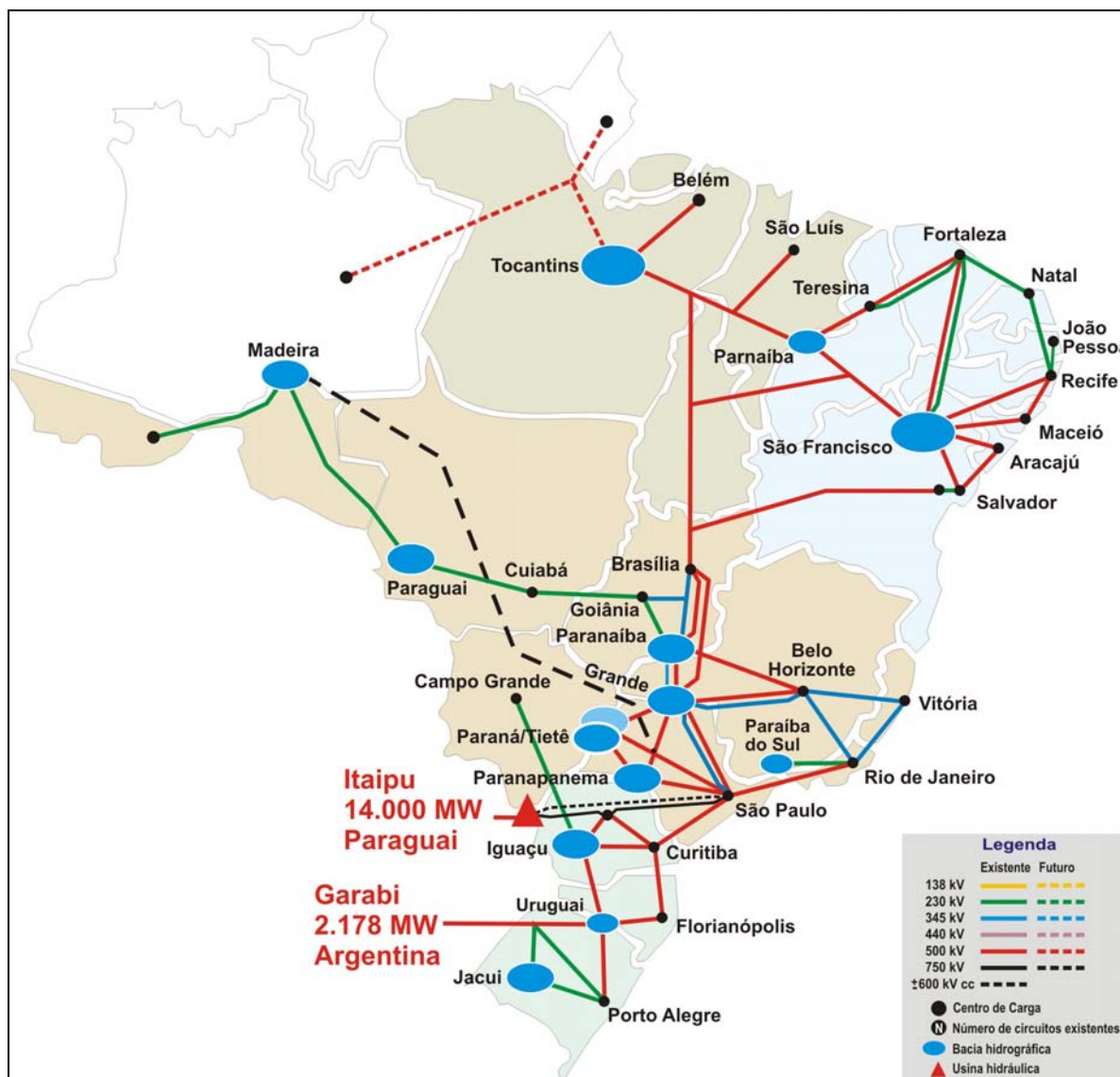
2.1 - HISTÓRICO, OBJETIVO E JUSTIFICATIVAS

a. Sistema Interligado Nacional (SIN)

Atualmente uma parcela entre 75 e 80% da capacidade instalada da energia elétrica gerada no Brasil provém de usinas hidrelétricas (100 mil megawatts-MW de potência instalada). Estas, por sua vez, tem a tendência de serem construídas onde a vazão e o gradiente dos rios poderiam ser mais bem utilizados, o que não necessariamente situa-se próximo aos centros consumidores. Como resultado, foi necessário desenvolver uma extensa rede de transmissão para levar a energia aos centros consumidores, compondo um sistema de geração e transmissão de grandes proporções.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Em 2008, concentrava aproximadamente 900 linhas de transmissão que somavam mais de 90 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500 e 750 kV. Além disso, abriga 96,6% de toda a capacidade de produção de energia elétrica do país - oriunda de fontes internas ou de importações, principalmente do Paraguai por conta do controle compartilhado da usina hidrelétrica de Itaipu. Essa rede de transmissão contribuiu para interligar os subsistemas e para mitigar as consequências do risco hidrológico em uma determinada bacia hidrográfica.

O SIN está dividido em quatro grandes regiões, conforme ilustra a Figura 2.1.



Fonte: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx

Figura 2.1 - A distribuição das unidades do SIN regionalmente

Após a criação do Sistema Interligado Brasileiro - SIN foram conectadas as grandes áreas geradoras com os principais mercados consumidores de energia, a interligação das usinas hidroelétricas concilia os regimes hidrológicos de diversas bacias hidrográficas, regularizando o atendimento da demanda na área de abrangência.

Atualmente, o SIN apresenta aproximadamente 900 linhas de transmissão, que somam quase 90 mil quilômetros nas tensões da rede básica. Além destas linhas que interligam as regiões do país, o sistema é composto pelos ativos de conexão das usinas e aqueles necessários às interligações internacionais. Além disso, o SIN abriga mais de 95% da produção de energia elétrica nacional advinda de fontes internas ou de importações, (principalmente com o Paraguai, que compartilha o rendimento energético da Usina Hidrelétrica de Itaipu).

O SIN apresenta uma operação coordenada e integrada, com a ANEEL, realizando o papel de fiscalização e regulação, e com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), atuando na operação do sistema. Com os benefícios dessa atuação coordenada, está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões, importante para um país como o Brasil, caracterizado pela presença de matrizes hidrelétricas localizadas em territórios com regimes hidrológicos diferentes. Deste modo, a integração permite que a região onde os reservatórios estejam mais cheios forneça energia elétrica para a outra, que está com o nível baixo.

Como resultado das características naturais do país, a energia elétrica é prioritária no abastecimento da população, porém as termelétricas, de maneira geral, estão aumentando sua participação no fornecimento de energia. Além de prover eletricidade para regiões que apresentam um fraco rendimento hidroelétrico, são também acionadas para dar reforço nos momentos de maiores demanda (instantes em que o consumo eleva-se abruptamente) ou em períodos em que é necessário preservar o nível dos reservatórios. Com as ampliações do SIN ao longo desta última década e especialmente com a implantação do PAC, pode-se observar a expansão da rede básica, que permite tanto a conexão de novas grandes hidrelétricas quanto à integração de novas regiões. Com estas alterações, o sistema se apresenta mais robusto e interligado, promovendo o intercâmbio de energia a regiões que antes estavam isoladas.

A LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas constitui-se num projeto formulado dentro de um contexto de desenvolvimento regional, uma vez que tem como principal objetivo interligar a capital de Roraima, Boa Vista, ao SIN, até então um sistema isolado.

Sistemas Isolados são as regiões do país que não estão interligadas ao SIN, onde predominam as usinas térmicas (UT) movidas a óleo diesel e óleo combustível, as pequenas centrais hidrelétricas (PCH), as centrais geradoras hidrelétricas (CGH) e termelétricas movidas à biomassa. Estes sistemas estão localizados principalmente na Região Norte, nos Estados de Amazonas, Pará, Roraima, Acre, Amapá e Rondônia. Estes estados possuem uma rede de suprimento elétrico que não permitem a troca de energia elétrica com outras regiões, em função das características geográficas da região onde estão instalados. De acordo com informações da ELETROBRÁS, estas

partes do território abrangem uma área de aproximadamente 40% do espaço brasileiro, cerca de 3% da população nacional e respondem por aproximadamente 3,5% da energia elétrica produzida no Brasil.

Os Sistemas Isolados de maior porte englobam as capitais Macapá (AP), Manaus (AM) e o Estado de Roraima. A área da cidade de Manaus tem o maior deles, com quase 50% do mercado total dos Sistemas Isolados e por serem predominantemente térmicos, os Sistemas Isolados apresentam custos de geração superiores aos do SIN. Além disso, as dificuldades de acesso e de suprimento dessas localidades pressionam os custos de logística envolvidos no fornecimento de energia. Para assegurar à população atendida por esses sistemas os benefícios usufruídos pelos consumidores do SIN, o Governo Federal criou a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), encargo setorial que subsidia a compra do óleo diesel e óleo combustível usado na geração de energia por usinas termelétricas que atendem às áreas isoladas. Sendo que esta conta é paga por todos os consumidores de energia elétrica do País.

b. Histórico dos estudos de Interligação da Amazônia ao SIN

Os estudos energéticos da Região Norte se iniciaram na década de 70, com a Eletrobrás realizando as primeiras análises sobre a capacidade de geração de energia elétrica dos rios pertencentes à Região Amazônica. Nas décadas de 1980 e 1990 foram aprofundados esses estudos da capacidade hidroelétrica, resultando, em meados da década de 1990, no “Estudo de Viabilidade Socioambiental da Linha de Transmissão que Interliga a UHE Tucuruí a Macapá e Manaus”, elaborado pela Eletrobrás. No período subsequente, a integração de parte da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) foi resumida no documento Estudo da Interligação Elétrica UHE Tucuruí - Macapá - Manaus (ELETROBRÁS ELETRONORTE, 2003). Soma-se ao cenário de geração e transmissão de energia elétrica para a região de Manaus, a operação da Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) localizada em Urucu, que fornece gás natural, através do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, para consumo em termelétricas convertidas de óleo para gás, em complementação aos sistemas isolados atuais.

A implantação da interligação Tucuruí - Macapá - Manaus irá garantir a integração de ambas as capitais (Macapá e Manaus) ao SIN. A LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas se inicia no Estado do Amazonas, planejado para ser interligado ao SIN através da interligação Tucuruí - Macapá - Manaus, e termina no Estado de Roraima, que será interligado ao SIN, pela capital Boa Vista, através do empreendimento objeto deste estudo. Para que os licitantes do lote A do Leilão ANEEL 004/2011 tivessem pleno conhecimento e capacidade de coordenar as etapas do cronograma dos empreendimentos, a ANEEL disponibilizou os seguintes documentos: Estudo

da Interligação Boa Vista - Manaus (R1); Relatório de Detalhamento da Alternativa de Referência (R2); Relatório de Caracterização e Análise Socioambiental (R3) e Relatório de Implantação das Subestações (R4), além de um documento com Esclarecimentos prestados pela comissão especial de licitação da ANEEL.

Ainda em relação à região norte do Brasil, a interligação do sistema Acre/Rondônia ao SIN, através da interligação com o sistema da região Sudeste/Centro-Oeste, ocorreu em 2009 com a entrada em operação dos dois circuitos da linha de transmissão em 230 kV Juru - Vilhena, com 354 km de extensão. A configuração final prevista para a interligação do Acre e Rondônia é de três circuitos entre Juru e Porto Velho e a duplicação até Rio Branco.

A expansão do SIN em direção à região Norte compreende, além da interligação Acre/Rondônia, as interligações Tucuruí - Macapá - Manaus e Manaus - Boa Vista, supracitadas, e o sistema de escoamento da geração das usinas de Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira, este último composto pelas LTs 600 kV CC Coletora Porto-Velho-Araraquara 2, nº01 e nº02.

Em termos de expansão da geração, e conseqüente expansão da transmissão, encontra-se prevista ainda a conexão do AHE Belo Monte à rede através da subestação em 500 kV Xingu (integrante do sistema Tucuruí-Macapá-Manaus). A partir de Xingu, encontram-se previstas as LTs 500 kV Xingu-Parauapebas, 500 kV Parauapebas-Itacaiúnas e Parauapebas-Miracema, e +/-800 kV Xingu-Estreito (referencial associada à UHE Belo Monte), configurando também a interligação Norte-Sudeste/Centro-Oeste.

c. Justificativas Técnicas, Econômicas e Socioambientais

Segundo o Relatório R3 de Caracterização e Análise Socioambiental da LT 500 kV Manaus - Boa Vista (ELETROBRAS ELETRONORTE, 2010) o atendimento ao Sistema Elétrico de Boa Vista é realizado no âmbito de um contrato de suprimento entre a Eletrobras Eletronorte e a C.V.G. Eletrificación del Caroni, CA-Edelca, assinado em 11/04/1997. Em 2001 foi iniciada a operação do sistema de transmissão da interligação Brasil - Venezuela e, conforme o contrato supramencionado, a Edelca deveria ser capaz de fornecer até 200 MW à Eletrobras Eletronorte para atendimento ao Sistema Roraima.

Ainda segundo o Relatório R3 de Caracterização e Análise Socioambiental da LT 500 kV Manaus - Boa Vista (ELETROBRAS ELETRONORTE, 2010) o contrato Brasil - Venezuela também possui cláusulas relativas à manutenção de condições operativas mínimas para tolerância nas flutuações de tensão e frequência no ponto de entrega, tanto em regime permanente quanto em variações

acidentais transitórias. Há algum tempo a interligação elétrica entre os dois países vêm sofrendo restrições no controle dos parâmetros citados, decorrente dos adiamentos sucessivos de obras de implantação de equipamentos de suporte de reativo nas instalações venezuelanas, de responsabilidade contratual da Edelca.

Associado a este fato, o quadro de escassez energética ora vigente na Venezuela tem prejudicado sensivelmente o suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima, sendo que essa redução no fornecimento de energia para o Brasil implicou na adoção de medidas emergenciais pelo Ministério de Minas e Energia - MME, como a autorização para contratação temporária de 60 MW em unidades geradoras dieselétricas de pequeno porte que estão em operação em Boa Vista desde abril de 2010, evitando o colapso energético em Roraima.

Entretanto, o suprimento energético ao sistema Roraima através de geração térmica a óleo diesel mostra-se até hoje uma solução onerosa e de baixa confiabilidade, representando um custo de geração para o país da ordem de R\$ 565/MWh. Tal custo representa um dispêndio mensal para o Brasil da ordem de R\$ 25 milhões. Caso esta situação de corte de energia pela Venezuela persista, espera-se que o gasto anual com a geração termelétrica emergencial alcance valores da ordem de R\$ 300 milhões (ELETROBRAS ELETRONORTE, 2010).

Esse cenário de insegurança energética, representado pela incerteza relativa ao retorno do suprimento confiável pela Venezuela, torna viável a alternativa de uma interligação elétrica entre os sistemas Manaus e Boa Vista para o equacionamento das suas condições de atendimento futuras.

Após a interligação Tucuruí - Macapá - Manaus, o estado de Roraima será o único estado da federação não integrado ao SIN. Atendendo a política setorial de integração de todas as capitais brasileiras ao SIN e visando o aumento da segurança energética do estado de Roraima, hoje totalmente dependente da importação de energia da Venezuela, faz-se necessária a implantação de um sistema de transmissão interligando Manaus a Boa Vista, que possibilitará o suprimento de energia elétrica ao estado de Roraima, bem como o aproveitamento futuro do potencial hidroelétrico da região.

Assim, espera-se que a LT 500 kV Manaus -Boa Vista e Subestações Associadas atenda, em um primeiro momento, ao mercado de energia elétrica de Roraima, permitindo, em um segundo momento, o escoamento do excedente de energia dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Rio Branco para o SIN e a exportação de 200 MW para a Venezuela (EPE, 2010). Os estudos de inventário desta bacia indicaram um potencial de cerca de 1.000 MW, montante de energia a ser produzida acima da demanda de energia elétrica no Estado, sendo necessária a implantação de um sistema de transmissão que permita escoar a energia produzida para o SIN.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 (BRASIL, 2010), a expansão da transmissão deve ser estabelecida de modo que os agentes de mercado tenham livre acesso à rede, possibilitando um ambiente propício para a competição na geração e na comercialização de energia elétrica. Em adição, a transmissão desempenha o papel de interligação dos submercados de energia elétrica, permitindo a promoção de um processo de equalização dos preços da energia, resultando na adoção de um despacho ótimo do parque gerador.

É previsto um crescimento médio anual da carga pesada na ordem de 5,1%, a partir da interligação Boa Vista - Manaus, prevista para 2013. Deste modo, as projeções de demanda de carga pesada variam de 141,2 MW em 2013 a 197,5 MW em 2020 (BRASIL, 2011). A previsão para 2027 é que a demanda para Boa Vista seja de 269,4 MW (EPE, 2010). Assim, do ponto de vista econômico a instalação do empreendimento permite projetar um cenário de crescimento do PIB da região, na medida em que oferece energia firme para as duas capitais estaduais e demais municípios no trecho em estudo. A LT permitirá a instalação de novas indústrias, incremento da atividade econômica, geração de empregos e arrecadação maior de impostos a médio e longo prazo. Por outro lado, cabe citar o efeito negativo deste crescimento, que está associado a uma maior pressão sobre os recursos florestais da região e aos modos de vida das populações tradicionais, rurais e urbanas, conforme já apontado no item 3.6.5 - Meio Socioeconômico do EIA.

2.2 - LOCALIZAÇÃO E DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO

A LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas possui extensão de 721,4 km sendo, sendo cerca de 394 km no trecho entre a SE Engenheiro Lechuga (Manaus/AM) e a SE Equador (Rorainópolis, RR) e cerca de 327,4 km no trecho entre a SE Equador e a SE Boa Vista (Boa Vista/RR). Dentro dos limites da TI Waimiri Atroari está planejado um trecho de cerca de 122 km (121,8 km) de extensão para o empreendimento em estudo.

As informações apresentadas nesta seção, referentes à localização e descrição do empreendimento, encontram-se com os detalhamentos pertinentes ao seu estágio de desenvolvimento, de Projeto Básico, principalmente no que concerne ao trecho inserido dentro dos limites da TI Waimiri Atroari, uma vez que neste trecho não foram realizadas tratativas específicas para a elaboração do Projeto Executivo.

A definição do Projeto Executivo deve acontecer após a obtenção da Licença Prévia (LP), na fase de elaboração do Projeto Básico Ambiental Indígena (PBAI), que deverá considerar a realização de atividades participativas e previamente aprovadas pela FUNAI e pelos Waimiri Atroari, através de Plano de Trabalho específico.

a. Localização do Empreendimento

Conforme indicado no Mapa de Localização (2545-00-ECI-MP-1001-00), que consta no Caderno de Mapas, a LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas atravessará dois estados brasileiros (Amazonas e Roraima) e nove municípios, conforme indicado no Quadro 2-1. A Travessia de 121,8 km na Terra Indígena (TI) Waimiri - Atroari está prevista considerando 48,0 km na parte pertencente ao município de Presidente Figueiredo/AM e 73,8 km na parte pertencente à Rorainópolis/RR.

Quadro 2-1 - Listagem de Municípios Atravessados pelo Empreendimento

Estado	Municípios	Extensão (Km)
LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas		
Amazonas	Manaus Rio Preto da Eva Presidente Figueiredo	247,1
Roraima	Rorainópolis São Luiz do Anauá Caracarái Cantá Mucajaí Boa Vista	474,3

O traçado, sempre que possível, segue em paralelo com a BR-174 e com a LT 230 kV Balbina - Manaus. Dessa forma, o traçado inicia-se a partir da Subestação Engenheiro Lechuga, localizada no município de Manaus/AM e atravessa os municípios listados no Quadro 2-1 até a Subestação Boa Vista/RR, localizada no município de Boa Vista/RR, passando pela Subestação Equador em Rorainópolis/RR.

A parte inicial da LT, da SE Eng. Lechuga até o início da TI Waimiri Atroari prevê 46 vértices, ou pontos de inflexão, cujas coordenadas geográficas estão indicadas no Quadro 2-2.

Quadro 2-2 - Coordenadas dos Vértices do Trecho 01, DATUM SIRGAS 2000

Vértice	Fuso	Este	Norte
SE Eng. Lechuga			
MV-01	20S	831732	9677188,683
MV-02	20S	830878,2	9677779,151
MV-03	20S	830668,6	9678201,22
MV-04	20S	830540,3	9679944,44
MV-04A	20S	829959,5	9691593,7
MV-05	20S	829985,3	9694382,179
MV-05A	20S	829356,8	9697543,76
MV-06	20S	828779,6	9701736,643
MV-06A	20S	828888,4	9703247,3
MV-07	20S	829254,6	9706567,756
MV-08	20S	827970,1	9708894,93
MV-09	20S	828958,6	9712472,855
MV-10	20S	829230,4	9715413,41
MV-11	20S	829278,9	9715828,603
MV-12	20S	829471,3	9716860,845
MV-13	20S	829513,4	9717198,468
MV-14	20S	829848,4	9717847,812
MV-15	20S	829896,7	9719744,568
MV-16	20S	829927,1	9723598,156
MV-17	20S	831188,9	9728982,36
MV-18	20S	828951,3	9744515,688
MV-18A	20S	834223,1	9762128,937
MV-19	20S	834939,4	9764492,021
MV-20	20S	829944,8	9772473,972
MV-21	20S	828838,7	9774907,939
MV-22	20S	827991,5	9785823,068
MV-23	20S	824229	9793995
MV-24	20S	822382,1	9794786,282
MV-25	20S	821115,2	9796260,831
MV-26	20S	820676,7	9796650,89
MV-27	20S	820216,1	9796884,863
MV-28	20S	818606,4	9797470,891
MV-29	20S	817744,4	9798365,464
MV-30	20S	817321,6	9799567,875
MV-31	20S	817724,6	9802412,189
MV-32	20S	816391,6	9808282,865
MV-33	20S	816327,9	9812582,517
MV-34	20S	816004,9	9812955,147
MV-35	20S	813636,5	9816761,801

Coordenador:

Técnico:

Vértice	Fuso	Este	Norte
MV-35A	20S	809056,8	9825588,505
MV-36	20S	805163,4	9833660,482
MV-37	20S	801341,8	9838514,525
MV-38	20S	793622,2	9848856,747
MV-39	20S	793292,7	9850006,445
MV-40	20S	789894,6	9854468,088
MV-41	20S	788552,9	9857035,234
Início da TI Waimiri Atoari			

Para a parte da LT inserida dentro dos limites da TI Waimiri Atoari são previstos 34 vértices, ou pontos de inflexão, cujas coordenadas geográficas estão indicadas no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Coordenadas dos Vértices do Trecho 01, DATUM SIRGAS 2000

Vértices	Fuso	Este	Norte
Início da TI Waimiri Atoari			
MV-42	20S	787700,3	9860028
MV-43	20S	786748,4	9860566
MV-44	20S	786717,1	9863818
MV-45	20S	785468,2	9867309
MV-46	20S	784203	9874160
MV-47	20S	783981	9874753
MV-48	20S	782767,8	9876921
MV-49	20S	782593,5	9877512
MV-50	20S	782314,9	9879461
MV-51	20S	780699,6	9884771
MV-52	20S	779053,5	9890529
MV-52A	20S	779064	9891127
MV-52B	20S	777861,8	9895154
MV-52C	20S	777499,4	9895538
MV-53	20S	775829,5	9900717
MV-54	20S	776552,9	9903621
MV-55	20S	776439	9904166
MV-56	20S	775591,5	9905296
MV-57	20S	774559,2	9908637
MV-58	20S	772564,3	9914842
MV-59	20S	769798,6	9921246
MV-60	20S	767371,3	9928331
MV-60A	20S	766154,7	9932811
MV-60B	20S	765909,4	9934097
MV-61	20S	764569,5	9939302

Vértices	Fuso	Este	Norte
MV-62	20S	762045,2	9943911
MV-63	20S	758466,9	9953581
MV-64	20S	757222,6	9961367
MV-65	20S	757019,8	9964269
MV-66	20S	757247,5	9965502
MV-67	20S	757155,4	9966666
MV-67A	20S	756768,9	9967576
MV-67B	20S	756626,9	9969336
MV-67C	20S	757000,2	9971256
Fim da TI Waimiri Atroari			

A última parte da LT, com início ao final da TI Waimiri Atroari até a SE Boa Vista prevê 75 vértices, ou pontos de inflexão, cujas coordenadas estão indicadas no Quadro 2-4.

Quadro 2-4 - Coordenadas dos Vértices do Trecho 02, DATUM SIRGAS 2000

Vértice	Fuso	Este	Norte
MV-68	20S	756755,6	9975823,53
MV-68A	20S	757497	9978052,476
MV-69	20S	758099,3	9983845,021
MV-70	20S	756432	9989117,788
MV-71	20S	756469,3	9991461,215
MV-72	20S	758162,4	9996216,588
MV-73	20S	759776,3	9997356,404
MV-74	20N	761835,2	2,069
MV-75	20N	763416,5	5125,42
MV-76	20N	766138,9	7862,243
MV-77	20N	766988,7	9665,627
MV-78	20N	772607,7	16253,252
MV-79	20N	773568,5	18150,742
MV-80	20N	776736,4	28030,494
MV-81	20N	775924,2	37239,377
MV-82	20N	776600,2	39022,526
MV-83	20N	777741,4	40802,64
SE Equador	20N	777753,8	40981,374
MV-01	20N	777821,9	41112,394
MV-02	20N	780582,3	48078,967
MV-03	20N	782042,5	59177,692
MV-04	20N	782092,9	65365,766
MV-04A	20N	782229,4	67004,8103
MV-05	20N	783768,7	76935,061

Vértice	Fuso	Este	Norte
MV-06	20N	782609	81517,705
MV-06A	20N	782910,5	83590,347
MV-06B	20N	783427,6	86367,0815
MV-07	20N	785346	97733
MV-08	20N	788937,9	103860,279
MV-09	20N	792215,7	118903,663
MV-10	20N	788413,2	128284,686
MV-11	20N	789005,4	132353,641
MV-12	20N	791756,6	134475,845
MV-13	20N	792324,9	137498,152
MV-14	20N	796392	144748,023
MV-15	20N	797058,5	153850,5
MV-16	20N	797204,8	163408,208
MV-17	20N	797002,4	169416,78
MV-18	20N	796800,3	172514,469
MV-19	20N	793032,3	180665,467
MV-20	20N	790109,1	186459,7643
MV-20A	20N	782377,1	189696,3101
MV-21	20N	780244,3	190687,862
MV-22	20N	775461,4	194839,631
MV-22A	20N	768261,1	207260,7998
MV-22B	20N	767200,9	209001,9255
MV-23	20N	766365,5	210530,885
MV-23A	20N	763397,7	215273,1301
MV-23B	20N	762331,2	216831,0804
MV-24	20N	758810,6	222602,626
MV-25	20N	757253,4	228421,0249
MV-26	20N	760265,4	233897,8099
MV-26A	20N	760050,2	234638,899
MV-26B	20N	759255,1	236718,784
MV-26C	20N	756893,5	243312,7374
MV-26D	20N	754748,4	248979,6512
MV-27	20N	754428,7	250194,718
MV-28	20N	747240,6	254652,829
MV-29	20N	743070,1	261696,44
MV-30	20N	740580,9	263192,767
MV-31	20N	739335	262845,538
MV-32	20N	738245,6	262803,1
MV-33	20N	737413,8	263386,99
MV-34	20N	736433,2	264963,85
MV-35	20N	735681,3	269789,5

Vértice	Fuso	Este	Norte
MV-36	20N	735611,2	274201,69
MV-37	20N	734935,4	275762,04
MV-38	20N	735201,6	290202,958
MV-39	20N	736645,9	296708,964
MV-40	20N	739629,9	300396,633
MV-41	20N	740555,9	313726,05
MV-41A	20N	746470	321797,02
MV-42	20N	750232,7	326497,073
MV-43	20N	751578	327340,487
MV-44	20N	752651	327219
MV-45	20N	753870	325663
SE Boa Vista			

b. Configuração Básica

A configuração básica é caracterizada pelas instalações listadas a seguir:

- Linhas de Transmissão
 - ▶ LT 500 kV Eng. Lechuga - Equador
 - ▶ LT 500 kV Equador - Boa Vista.
- Subestações
 - ▶ SE Lechuga 500 kV, instalação;
 - ▶ SE Equador 500 kV, instalação; e
 - ▶ SE Boa Vista 500/230 kV, ampliação.

O projeto e a construção das linhas de transmissão estão em conformidade com as últimas revisões das normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e com as últimas revisões das normas da “*International Electrotechnical Commission*” - IEC, “*American National Standards Institute*” - ANSI ou “*National Electrical Safety Code*” - NESC, nesta ordem de preferência, salvo onde expressamente indicado.

c. Características Técnicas da LT

► Tensão nominal

A Linha de Transmissão Manaus - Boa Vista possui tensão máxima operativa de 550 kV e tensão nominal de 500 kV.

► Largura da faixa de servidão

A largura da faixa de servidão foi calculada considerando os critérios para desempenho mecânico e elétrico, como o ângulo de balanço dos condutores, estabelecidos na Norma ABNT-NBR 5422/85, e comparada à largura mínima necessária para atender aos valores adequados de gradiente superficial, radio-interferência, ruído audível, campo elétrico e campo magnético, conforme estabelecido no Edital de Leilão da ANEEL. Estes critérios elétricos foram verificados para a tensão máxima de operação da LT 500 kV Manaus - Boa Vista. Atendendo aos critérios elétricos e mecânicos descritos acima adotou-se uma largura de 70 m para a faixa de servidão.

► Série de Estruturas

A série adotada na LT 500 kV Manaus - Boa Vista, combina o uso de estruturas estaiadas de suspensão e estruturas autoportantes de suspensão e de ancoragem, em circuito duplo e disposição vertical das fases. A série de estruturas será formada pelos tipos de torres indicados no Quadro 2-5.

Para as estruturas utilizadas nas travessias de Áreas de Preservação Permanente (APPs), desde que florestadas, Unidades de Conservação e no trecho da TI Waimiri Atroari estão previstos alteamentos, conforme indicado no Quadro 2-6. Vale mencionar que para a definição das alturas dos diferentes tipos de estruturas alteadas, considerou-se aproximadamente 35m de altura da vegetação.

Quadro 2-5 - Tipos de Estruturas

Descrição	Altura Média (útil) (m)
LBEL - torre estaiada de suspensão leve	49,5
LBEM - torre estaiada de suspensão média	49,5
LBSL - torre autoportante de suspensão leve	49,5
LBSM - torre autoportante de suspensão média	49,5
LBSP - torre autoportante de suspensão reforçada	55,5
LBA30 - torre autoportante de ancoragem meio de linha até 30°	40,5
LBF60 - torre autoportante de ancoragem meio de linha e ancoragem fim de linha até 60°	34,5
LBST - torre autoportante de suspensão para transposição	43,5

Quadro 2-6 - Tipos de Estruturas Alteadas

Descrição	Altura Média (útil) (m)
LBSLM - torre autoportante de suspensão leve alteada	81,0
LBSMM - torre autoportante de suspensão média alteada	81,0
LBA30M - torre de ancoragem meio de linha até 30° alteada	66,0
LBF60M - torre autoportante de ancoragem meio de linha e fim de linha até 60° alteada	66,0

As silhuetas típicas das estruturas que serão utilizadas na construção da LT são apresentadas nas Figura 2-1 e Figura 2-2.

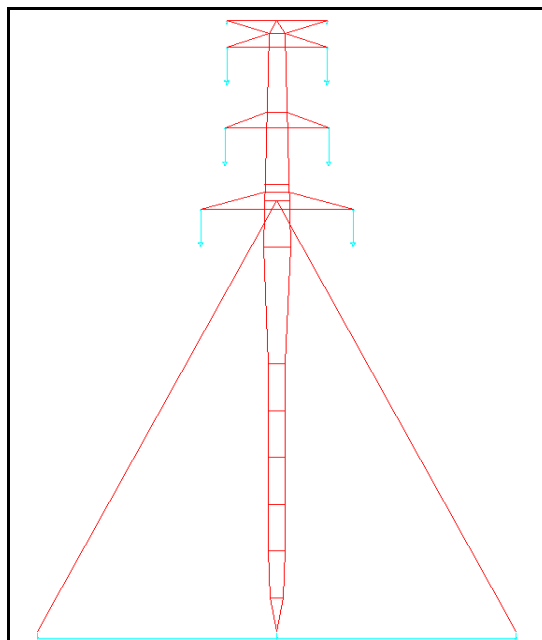


Figura 2-1- Silhuetas típicas das estruturas estaiadas que serão utilizadas na construção da LT500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas

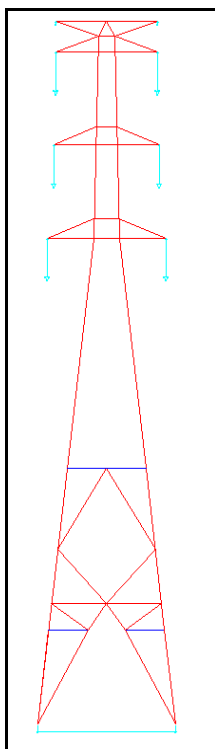


Figura 2-2 - Silhuetas típicas das estruturas autoportantes que serão utilizadas na construção da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas

- Fundações
 - ▶ Estruturas Estaiadas

As fundações para os mastros das estruturas estaiadas poderão ser executadas em sapata, tubulão, bloco pré-moldado, bloco chumbado em rocha ou Hastes Helicoidais. Já para os estais poderão ser em tubulão, haste chumbada em rocha, bloco pré-moldado, bloco chumbado em rocha ou hastes helicoidais. A escolha de cada tipo será definida em função das características do solo a serem avaliadas na fase de elaboração do Projeto Executivo do empreendimento.

Para os mastros a fundação em hastes helicoidais, sapata ou tubulão serão as mais indicadas, desde que o solo e a inclinação do terreno adjacente assim o permitam. Não precisa ser profunda, pois basicamente a carga predominante no dimensionamento é de compressão e este tipo de fundação favorece a distribuição da pressão no solo a pouca profundidade. A sapata terá o fuste vertical e poderá ser de concreto pré-moldado ou concretada “in loco”. Para solos fracos poderá ser utilizada como apoio da sapata uma laje de concreto pré-moldada ou regeneração do solo.

Caso as camadas superficiais do solo tenham baixa capacidade de suporte tornando a fundação em sapata antieconômica devido a dimensões avantajadas ou necessidade de grande regeneração do solo, poderá ser utilizado o tubulão para os mastros com ou sem base alargada a fim de se atingir camadas mais profundas de melhor resistência.

A fundação em bloco chumbado em rocha para mastros consiste na ancoragem na rocha, através de chumbadores, de um bloco de concreto suporte da estrutura. Sua aplicação se dará nos locais onde a rocha se encontra a pouca profundidade, podendo ser utilizado para chumbadores o aço CA-50 ou CA-60, com diâmetros iguais ou superiores a 16 mm.

O tubulão para os estais consiste numa fundação em bloco circular de concreto não armado, assentado em uma profundidade tal que atenda as solicitações da torre e a inclinação do estai, concretado “*in loco*”. Deverá ser escavada uma canaleta ou feito um furo para colocação e fixação da haste a qual deverá ser posicionada de modo a obedecer rigorosamente a inclinação indicada no projeto. Em locais submersos deverá ter dimensões e reaterro compatíveis com a resistência necessária do solo.

A haste chumbada em rocha para os estais consiste de barra metálica (haste) introduzida em furo na rocha sã ou pouco fraturada e posterior preenchimento com argamassa ou nata de cimento sob pressão num comprimento e diâmetro tais que atendam aos esforços máximos no estai. Sua aplicação se dará nos locais onde a rocha se encontra a pouca profundidade.

O bloco pré-moldado para os estais consiste numa fundação em bloco quadrado ou retangular de concreto armado pré-moldado, assentado em uma profundidade tal que atenda as solicitações da torre e a inclinação do estai. Deverá ser escavada uma canaleta ou feito um furo para colocação e fixação da haste a qual deverá ser posicionada de modo a obedecer rigorosamente a inclinação indicada no projeto. A camada de reaterro inicial deverá ser feita com solo-cimento ou areia compactada.

O bloco chumbado em rocha para os estais consiste em um bloco de concreto armado assentado sobre rocha sã ou pouco fraturada. O grampo assimétrico poderá ser posicionado diretamente sobre o bloco, para rochas afloradas em poucas profundidades ou sobre um fuste apoiado no bloco de ancoragem. Deverão ser utilizados chumbadores para ancorar o bloco à rocha com posterior preenchimento com calda de cimento sob pressão num comprimento e diâmetro tais que atendam aos esforços máximos no estai. Sua aplicação se dará nos locais onde a rocha se encontra a pouca profundidade.

Para a instalação dos tirantes será obrigatório uso de torquímetro para cada equipe de trabalho para que se possa verificar o torque durante todo o processo de instalação das ancoras helicoidais.

Os Tirantes Metálicos Helicoidais serão instalados de acordo com a profundidade e torque mínimos especificados em Projeto e indicadas no Protocolo de Instalação, elaborado para cada estrutura.

Os solos devem permitir a penetração adequada dos Tirantes Metálicos Helicoidais, ou seja, sem presença de rochas sãs ou fraturadas ou matacões de pedras com dimensões tais que impeçam ou desviem sua penetração. De modo geral, o projeto e os equipamentos comportam a execução dos tirantes em terrenos onde o número de golpes SPT seja < 70 .

O equipamento de instalação é composto basicamente de uma retroescavadeira adaptada para receber um motor hidráulico a ser conectado ao sistema hidráulico da máquina. Ferramentas de adaptação e indicador da pressão hidráulica (manômetro) ou torque (torquímetro), completam o conjunto de instalação.

A área de instalação das estacas deve estar limpa de todo e qualquer tipo de material que possa vir a impedir a execução dos serviços.

► Estruturas Autoportantes

As fundações para as estruturas autoportantes poderão ser executadas em tubulão, sapata, bloco chumbado em rocha ou Hastes Helicoidais. A escolha de cada tipo será definida em função das características do solo a serem avaliadas na fase de elaboração do Projeto Executivo do empreendimento.

O tubulão consiste numa fundação profunda de concreto armado de forma cilíndrica escavada a céu aberto ou mecanicamente com base alargada e profundidade variável. Deve ser utilizada nos solos profundos desde que não ocorra variação do lençol freático que dificulte a escavação ou instabilidade das paredes da cava com risco de desmoronamento. Esta fundação dispensa reaterro e compactação após sua execução e nos locais íngremes permite uma variação dos afloramentos das pernas da torre adaptando-as à inclinação do terreno diminuindo o impacto ambiental e em casos de surgimento de rocha facilita a substituição do tipo de fundação. Poderá ser feita escavação mecânica nas regiões planas ou pouco onduladas. As escavações dos fustes dos tubulões deverão ser protegidas mecanicamente, por dispositivos que garantam a segurança

física dos trabalhadores. Poderá ser utilizada em locais com nível d'água (NA) elevado desde que a escavação e concretagem sejam feitas em período seco e levando-se em conta no seu dimensionamento as características geotécnicas para solo submerso.

A sapata consiste numa fundação rasa de concreto armado, executada com escavação total, isto é, retirada de todo o terreno localizado acima da cota de assentamento da fundação. Deve ser utilizada em locais em que fundação tipo tubulão não for exequível devido a problemas de instabilidade das paredes da cava, nível d'água elevado ou rocha a pouca profundidade. Há necessidade de reaterro da fundação, o fuste deverá ser inclinado.

Fundações chumbadas na rocha poderão ser empregadas quando a ocorrência de rocha a pequenas profundidades inviabilize o emprego de tubulões ou mesmo de sapatas. Este tipo de fundação consiste na ancoragem do bloco de fundação no substrato rochoso. A ancoragem é feita através de chumbadores, constituídos normalmente por barras de aço CA-50, com bitolas de 16 mm ou superiores. Para a sua execução é necessária a perfuração da rocha para a inserção dos chumbadores. Os furos são feitos por meio de equipamentos pneumáticos, sendo posteriormente preenchidos com argamassa e um aditivo expansivo (Intraplast N, da Sika ou similar) para fixação dos chumbadores.

Para a instalação dos tirantes será obrigatório uso de torquímetro para cada equipe de trabalho para que se possa verificar o torque durante todo o processo de instalação das ancoras helicoidais. Os Tirantes Metálicos Helicoidais serão instalados de acordo com a profundidade e torque mínimos especificados em Projeto e indicadas no Protocolo de Instalação, elaborado para cada estrutura. Os solos devem permitir a penetração adequada dos Tirantes Metálicos Helicoidais, ou seja, sem presença de rochas sãs ou fraturadas ou matacões de pedras com dimensões tais que impeçam ou desviem sua penetração. De modo geral, o projeto e os equipamentos comportam a execução dos tirantes em terrenos onde o número de golpes SPT seja < 70 .

O equipamento de instalação é composto basicamente de uma retroescavadeira adaptada para receber um motor hidráulico a ser conectado ao sistema hidráulico da máquina. Ferramentas de adaptação e indicador da pressão hidráulica (manômetro) ou torque (torquímetro), completam o conjunto de instalação.

A área de instalação das estacas deve estar limpa de todo e qualquer tipo de material que possa vir a impedir a execução dos serviços.

Durante a execução do Projeto Executivo, serão determinadas e mapeadas as regiões atravessadas pela linha de transmissão que possuam as mesmas características geológicas, de modo a permitir que sejam estimados os tipos e quantidades de fundação a serem aplicados para cada região, elaborando-se desenhos ilustrativos e esquemáticos com dimensões aproximadas das fundações normais (típicas) a serem utilizadas, bem como os parâmetros básicos adotados referentes ao solo para o respectivo dimensionamento, com indicação das suas principais características.

Cabe ressaltar que, nos casos em que for necessária a alocação de torres em áreas sujeitas a alagamentos, serão instaladas fundações especiais e/ou sobre-elevadas. Essas instalações permitirão que a base concretada das estruturas aflore a nível acima daquele esperado para as águas de cheia, garantindo a integridade das estruturas e atribuindo-lhes maior durabilidade e segurança diante das condições locais.

- Número de Circuitos e de Fases

A linha de transmissão é trifásica em circuito duplo, disposição vertical ligeiramente defasada dos condutores e entre fases superior/inferior. O espaçamento médio entre fases é de 10,40 m.

- Tipo e bitola dos cabos condutores e para-raios

Cada fase da LT tem a configuração de um feixe de três (03) condutores, dispostos nos vértices de um triângulo equilátero com 0,457 m de lado. As características dos cabos condutores e para-raios são apresentadas no Quadro 2-7.

Quadro 2-7- Características dos cabos condutores e para-raios

Característica	Condutor para LT 500 kV	Para-Raios Junto às SEs (1)		Para-raios Restante da LT	
		Cabo Convencional	Cabo OPGW	Cabo Convencional	Cabo OPGW
Tipo	CALA(ACAR)	CAA(ACSR)	OPGW-SM-17,9	Aço Galvanizado EAR	OPGW-SM-14,4
Código	ACAR 950 MCM	Cochin	OPGW-SM-17,9	Aço Galvanizado EAR	OPGW-SM-14,4
Bitola	950 MCM	211,3 MCM	-	3/8"	-
Formação	30/7	12/7	-	7 fios	-
Área total (mm ²)	481,00	169,57	185	51,14	120
Peso próprio (kgf/m)	1,3261	0,7847	1,002	0,406	0,700
Diâmetro (mm)	28,48	16,85	17,9	9,52	14,4
Carga de ruptura (kgf)	8.806	9.386	16.083	6.990	11.310

Os cabos para-raios serão aterrados em todas as estruturas e conectados às malhas de terra das subestações, e deverão ser projetados para os níveis de curto-circuito apresentados no Quadro 2-8.

Quadro 2-8 - Correntes máximas nos cabos para-raios

Cabo	I _{max} (kA)
Cochin 211,3 MCM	16,3
3/8" EHS	2,6
OPGW 17,9 mm	21,2
OPGW 14,4 mm	17,7

O espaçamento entre os cabos para-raios é de 11,8 m nas estruturas de suspensão, 13,8 m nas estruturas de ancoragem até 30° e 14,4 m nas estruturas de ancoragem terminal. São resumidos a seguir os valores de corrente e suas temperaturas correspondentes, a serem adotados no projeto da LT.

Quadro 2-9 - Capacidade Operativa Linha de Transmissão

Nome da Linha	ILD (A)	ICD (A)	T _{LD} (° C)	T _{CD} (° C)
LT 500 kV Eng. Lechuga - Equador	2535	3010	70	82
LT 500 kV Equador - Boa Vista	2535	3010	70	82

▪ Faixa de Segurança, Distâncias/Espaçamentos de Segurança

Todas as distâncias de segurança foram calculadas de acordo com a metodologia indicada nos capítulos 10 e 11 da NBR 5422 e com as características operacionais da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e para atender a Resolução Normativa da ANEEL nº 381. O Quadro 2-10, apresenta esses valores.

Quadro 2-10 - Distâncias de segurança

Item	Natureza da região ou obstáculo atravessado pela LT ou que dela se aproxima	Metros	Observações
1.	Locais acessíveis apenas a pedestres (distância cabo - solo)	13,00	
2.	Locais onde circulam máquinas agrícolas	13,00	Todos os locais atravessados pela LT são considerados como acessíveis a máquinas agrícolas
3.	Rodovias, ruas e avenidas	13,00	
4.	Ferrovias não eletrificadas	12,00	
5.	Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	13,00	
6.	Suporte de linha pertencente à ferrovia	7,00	
7.	Águas navegáveis	5,00 + H	H = Altura máxima de mastro, determinada pela autoridade de navegação
8.	Águas não navegáveis	13,00	
9.	Linhas de transmissão até 69 kV	4,00	
10.	Linhas de transmissão até 138 kV	4,50	
11.	Linhas de transmissão até 230 kV	5,00	
12.	Linhas de transmissão até 345 kV	6,00	
14.	Linhas de transmissão até 500 kV	7,00	
15.	Linhas de telecomunicações	5,00	

Item	Natureza da região ou obstáculo atravessado pela LT ou que dela se aproxima	Metros	Observações
16.	Telhados e terraços	7,00	Valor válido para telhados e terraços não acessíveis a pedestres
17.	Paredes	6,00	
18.	Instalações transportadoras	6,00	
19.	Veículos rodoviários e ferroviários	6,00	
20.	Vegetação	7,00	Em relação ao topo da vegetação

A verificação das distâncias de segurança é feita com os cabos condutores e para-raios nas temperaturas que conduzam aos menores espaçamentos, a partir da mesma temperatura ambiente. A distância mínima dos cabos ao solo é 13,00 m.

▪ Suportabilidade Contra Descargas Atmosféricas

Para avaliação do desempenho de linhas de transmissão quando submetidas a surtos atmosféricos, foi analisada uma estrutura típica (LBEL ou LBEM). Os dados adotados para o cálculo são reproduzidos a seguir, tendo como referência a estrutura predominante da região de maior incidência de descargas atmosféricas.

- ▶ Vão médio = 500 m
- ▶ Altura da torre até o topo = 78,45 m
- ▶ Espaçamento horizontal entre cabos para-raios = 11,80 m
- ▶ Altura do condutor ao solo na torre mais baixa (altura útil 31,5m) = Fase A - 52,15 m; Fase B - 41,75 m; Fase C 31,35 m
- ▶ Altura do cabo para-raios ao solo na torre mais baixa (altura útil 31,5m) = 60,45 m
- ▶ Distância condutor-terra para cálculo do nível do desempenho = 3,7 m
- ▶ Flecha do cabo condutor = 20,45 m
- ▶ Flecha do cabo para-raios = 16,40 m
- ▶ Nível ceráunico da região atravessada pela LT (adotado) = 80 dias de trovoadas por ano. O valor do nível ceráunico foi determinado considerando a região com maior incidência de raios do traçado em uma condição extrema.

- ▶ Resistência de aterramento média das torres = 17Ω

A partir dos parâmetros acima, foi calculado o desempenho da LT demonstrando que o desempenho é superior à especificação do Edital. O relatório de saída é resumido a seguir.

Taxa de desligamento por 100km por ano		
Descargas Diretas (*)	Descargas Indiretas (**)	Total
0	0,894	0,894

(*) Quando a descarga atinge o cabo condutor diretamente. (**) Quando a descarga atinge o cabo condutor depois de atingir o cabo para-raios.

O Edital da ANEEL Nº 004/2011 especifica que o comportamento da LT a descargas atmosféricas deve atender aos seguintes valores, expressos em números de descargas por 100 km por ano:

- Desligamentos por descargas diretas $\leq 0,01$ desligamento por 100 km por ano (1 circuito)
- Desligamentos por descargas indiretas ≤ 1 desligamento por 100 km por ano (1 circuito)

Os resultados obtidos indicam que, para resistência de aterramento das estruturas com valor médio de 17Ω , o desempenho calculado atende ao especificado no mencionado Edital. Essa resistência é compatível com o valor adotado no estudo de distribuição de correntes de curto-circuito.

d. Descrição das Características Técnicas das Subestações

Apresentam-se a seguir as informações contidas no Projeto Básico do Sistema de Transmissão Manaus - Boa Vista, “Características Básicas das Subestações” - ROR-000-01001-PB e “Memorial Descritivo dos SPCS” - ROR-090-01000-PB R0.

As obras previstas nas Subestações Engenheiro Lechuga, Equador e Boa Vista possuem as seguintes configurações:

e. Subestação Engenheiro Lechuga

Localizada no Município de Manaus, Estado do Amazonas, a SE Engenheiro Lechuga está ao lado direito da BR-174, Estrada do Marzagão, nas seguintes coordenadas: 20S X831739,2345 e Y9677069,242. A SE Engenheiro Lechuga é composta de um setor 500 kV e um setor de 230kV. Atualmente, o setor de 500 kV é composto de:

- 01 vão completo - disjuntor e meio - LT Silves C1 / AT1 500/230 kV;

- 01 vão completo - disjuntor e meio - LT Silves C2 / AT2 500/230 kV;
- 01 vão completo - disjuntor e meio - Reator de Barra / AT3 500/230 kV.

O setor de 230 kV, em arranjo barra dupla a quatro chaves, é atualmente composto de:

- 02 vãos para bancos de capacitores;
- 03 vãos de conexão dos autotransformadores 500/230 kV;
- 04 vãos de conexão de LT (Manaus I-C1, Manaus I-C2, Cristiano da Rocha e UHE Balbina C2);
- Vão de interligação de barras.

No setor de 500kV os barramentos estão dispostos em 3 níveis, a saber:

- Nível inferior, que corresponde às conexões entre disjuntores, reatores, transformadores de corrente e chaves isoladoras;
- Nível intermediário, que corresponde ao barramento principal;
- Nível superior, que corresponde às conexões entre cada par de disjuntores, um de barra e o central, aos demais equipamentos inerentes a cada circuito.

Estão previstas a ampliação do pátio de 500 kV existente em mais dois vãos de disjuntor e meio incompletos para a conexão de duas Linhas de Transmissão de 500 kV com reatores não manobráveis, e a construção de Casa de Comando.

Nesta etapa serão instalados:

- 02 módulos de infraestrutura de manobra;
- 02 entradas de linha - DJM;
- 02 interligações de barras - DJM;
- 07 reatores monofásicos 500 kV - 55MVAR (um banco para cada trecho da LT, para a SE Equador e uma unidade reserva);
- 02 conexões de reator de linha, sem disjuntor.

O Arranjo Físico - Planta, documento número MAO-922-02001-PB-01, e o Diagrama Unifilar Simplificado, documento número MAO-922-56000-PB-01 (Anexo 2-1-Projeto Básico SE Lechuga), mostram os equipamentos envolvidos e a serem instalados na ampliação em questão, dentro da filosofia do projeto da Subestação, obedecendo à posição física dos mesmos.

Subestação Equador

Localizada no Município de Rorainópolis, Estado do Roraima, a SE Equador está ao lado esquerdo da BR-174, nas seguintes coordenadas: 20N Norte - 777.753,8 e Este - 40.981,374.

Estão previstas a implantação do pátio de 500 kV com três vãos completos de disjuntor e meio, para conexão de quatro Linhas de Transmissão de 500 kV com reatores não manobráveis e reatores para as duas barras, e a construção de Casa de Comando e de Casas de Relés nos pátios de 500 e 13,8 kV. Os reatores das linhas terão derivação de tensão em 13,8 kV para atendimento de cargas locais e para suprimento dos serviços auxiliares da subestação, através de rebaixamento 13,8/0,38-0,22 kV. O esquema de barras do setor de 13,8 kV será barra simples.

O setor 500 kV terá a seguinte configuração básica:

- 01 módulo de infraestrutura geral - DJM;
- 03 módulos de infraestrutura de manobra;
- 04 entradas de linha - DJM;
- 03 interligações de barras;
- 07 reatores monofásicos 500 kV - 45,5 MVar (dois bancos e uma unidade reserva) - reatores de barras;
- 2 conexões de reator de barra - DJM;
- 07 reatores monofásicos 500 kV - 45,5 MVar (dois bancos e uma unidade reserva);
- 07 reatores monofásicos 500 kV - 55 MVar (dois bancos e uma unidade reserva). Estes reatores terão derivação de 13,8 kV para atender aos serviços auxiliares da subestação;
- 04 conexões de reator de linha, sem disjuntor;

- Setor de 13,8 kV para alimentação dos serviços auxiliares.

No setor de 500 kV os barramentos serão dispostos em 3 níveis, a saber:

- Nível inferior, que corresponde às conexões entre disjuntores, reatores, transformadores de corrente e chaves isoladoras;
- Nível intermediário, que corresponde ao barramento principal;
- Nível superior, que corresponde às conexões entre cada par de disjuntores, um de barra e o central, aos demais equipamentos inerentes a cada circuito.

O setor de 13,8 kV é alimentado através de enrolamento de derivação dos reatores das linhas de transmissão e será composto por um conjunto de cubículos que alimentarão os serviços auxiliares da subestação.

O Arranjo Físico - Planta, documento número ROR-100-02001-PB-01, e o Diagrama Unifilar Simplificado, documento número ROR-100-56000-PB-01 (Anexo 2-2-Projeto Básico SE Equador), mostram os equipamentos envolvidos e a serem instalados na implantação em questão, dentro da filosofia do projeto da Subestação, obedecendo à posição física dos mesmos.

Subestação Boa Vista

A SE Boa Vista está localizada no Município de Boa Vista, Estado de Roraima, na rodovia BR-174, km 521, sob as coordenadas: 20N Norte - 753.730,9579 e Este - 325.632,5004. A SE Boa Vista é composta de setores de 230 - 69 kV e 13,8 kV, sendo atualmente composto conforme segue.

- Setor de 230kV
 - ▶ 01 vão completo - Banco autotransformador 500/230/13,8 kV - 300 MVA;
 - ▶ 01 vão de conexão (barra dupla - disjuntor duplo) - Banco autotransformador 500/230/13,8 kV - 300 MVA;
 - ▶ 01 vão de conexão Transformador 230/69 kV - 33,33 MVA;
 - ▶ 01 vão de conexão Transformador 230/69 kV - 30 MVA;
 - ▶ 01 vão de interligação de barras.

- Setor de 69kV
 - ▶ 02 vão de entrada de linha.
- Setor de 13,8kV
 - ▶ 01 vão de conexão transformador 69/13,8 kV - 1 MVA;
 - ▶ 01 vão de conexão banco autotransformador 500/230/13,8 kV - 300 MVA;
 - ▶ 02 vãos de conexão transformadores de serviço auxiliar 13,8/0,44 kV - 1 MVA.

Nesta etapa será implantado o setor de 500 kV com as instalações abaixo listadas:

- ▶ 01 módulo de infraestrutura geral - DJM;
- ▶ 02 módulos de infraestrutura de manobra;
- ▶ 02 entradas de linha - DJM;
- ▶ 02 interligações de barras - DJM;
- ▶ 02 autotransformadores trifásicos 500/230/13,8 kV - 400 MVA;
- ▶ 02 conexões de transformadores - DJM;
- ▶ 07 reatores monofásicos 500 kV - 45,5 MVar (dois bancos e uma unidade reserva para a SE Equador e uma unidade reserva);
- ▶ 02 conexões de reator de linha, sem disjuntor.

Nesta etapa será ampliado o setor de 230 kV com as instalações abaixo listadas:

- ▶ 02 módulos de infraestrutura de manobra;
- ▶ 02 conexões de autotransformador - BD4.

Nesta etapa será implantado o setor de 13,8 kV com as instalações abaixo listadas:

- ▶ 02 compensadores estáticos -60/+75 MVar, a serem conectados aos terciários dos autotransformadores.

No setor de 500 kV e no setor de 230 kV os barramentos serão dispostos em 3 níveis, a saber:

- ▶ Nível inferior, que corresponde às conexões entre disjuntores, reatores, transformadores de corrente e seccionadores;
- ▶ Nível intermediário, que corresponde ao barramento principal;
- ▶ Nível superior, que corresponde às conexões entre cada par de disjuntores, um de barra e o central, aos demais equipamentos inerentes a cada circuito (para o 500 kV) e às conexões entre os equipamentos as saídas para a conexão dos autotransformadores.

O Arranjo Físico - Planta, documento número ROR-091-02001-PB-01, e o Diagrama Unifilar Simplificado, documento número ROR-091-56000-PB-01 (Anexo 2-3-Projeto Básico SE Boa Vista), mostram os equipamentos envolvidos e a serem instalados na ampliação em questão, dentro da filosofia do projeto da Subestação, obedecendo à posição física dos mesmos.

As intervenções (incluindo as áreas referentes às futuras ampliações) terão dimensões variadas em cada SE, sendo as áreas do pátio e áreas total das propriedades, apresentadas no Quadro 2-11, que segue abaixo:

Quadro 2-11 - Áreas das Subestações

Subestações	Área SE (já utilizada) m ²	Área Ampliação m ²	Área Total Construída m ²
SE Lechuga	-121.500	-54.500	-176.000
SE Equador	-	-	-82.500
SE Boa Vista	-58.000	-93.000	-152.000

Os projetos básicos das obras de instalação e ampliação das subestações supracitadas são apresentados a seguir:

- SE Eng. Lechuga - Anexo 2-1 (Projeto Básico SE Lechuga)
 - ▶ Planta de Localização - MAO-922-02000-PB-01
 - ▶ Arranjo físico - Planta - MAO-922-02001-PB-01
 - ▶ Arranjo físico - Corte "A-A" e "B-B" - MAO-922-02011-PB-01
 - ▶ Malha de aterramento - Planta - MAO-922-19000-PB-01
 - ▶ Diagrama unifilar simplificado - MAO-922-56000-PB-01

- ▶ Diagrama unifilar simplificado de serviços auxiliares de CA e CC - MAO-922-92000-PB-01
- SE Equador - Anexo 2-2 (Projeto Básico - SE Equador)
 - ▶ Planta de Localização - ROR-100-02000-PB-01
 - ▶ Arranjo físico - Planta - ROR-100-02001-PB-01
 - ▶ Arranjo físico - Corte “A-A”, “B-B” e “C-C”- ROR-100-02011-PB-01
 - ▶ Malha de aterramento - Planta - ROR-100-19000-PB-01
 - ▶ Diagrama unifilar simplificado - ROR-100-56000-PB-01
 - ▶ Diagrama unifilar simplificado de serviços auxiliares de CA e CC - ROR-100-92000-PB-01
- SE Boa Vista - Anexo 2-3 (Projeto Básico - SE Boa Vista)
 - ▶ Planta de Localização - ROR-091-02000-PB-01
 - ▶ Arranjo físico - Planta - ROR-091-02001-PB-01
 - ▶ Arranjo físico - Corte “A-A”, “B-B”, “C-C” e “D-D” - ROR-091-02011-PB-01
 - ▶ Malha de aterramento - Planta - ROR-091-19000-PB-01
 - ▶ Diagrama unifilar simplificado - ROR-091-56000-PB-01
 - ▶ Diagrama unifilar simplificado de serviços auxiliares de CA e CC - ROR-091-92000-PB-01

f. Fontes de Distúrbios e Interferências

De acordo com as dimensões estabelecidas para a faixa de servidão, foram identificados os seguintes valores para os distúrbio e interferências esperados para a LT em questão, considerando o Edital da ANEEL do Leilão Nº 004/2011.

- Radio Interferência

O Edital da ANEEL supracitado especifica que a relação sinal/ruído no limite da faixa de servidão para a tensão máxima operativa deve ser no mínimo 24 dB, para 50% das condições climáticas

ocorrendo no período de um ano. O sinal adotado para o cálculo deve ser o nível mínimo de sinal na região atravessada pela LT, conforme legislação pertinente.

Baseado no critério acima e adotando um sinal de 66 dB a 1 MHz obtém-se o nível máximo de radio interferência admissível no limite da faixa de servidão em pelo menos 50 % de todos os tempos de um ano como $RI_{\max} \leq 24$ dB. O valor de radio interferência no limite da faixa de servidão de 35 m do eixo da LT, com 50 % de probabilidade de não ser excedido, considerando-se todos os tempos do ano, calculou-se como 24 dB.

Como pode ser constatado, o valor de radio interferência no limite da faixa de servidão, com 50% de probabilidade de não ser excedido, considerando-se todos os tempos do ano, atende o critério estabelecido.

▪ Ruído Audível

O Edital da ANEEL especifica que o ruído audível no limite da faixa de servidão, para a tensão máxima operativa, deve ser no máximo igual a 58 dBA, para as seguintes condições climáticas:

- ▶ Durante chuva fina (0,00148 mm/min);
- ▶ Durante nevoa de 4 horas de duração;
- ▶ Após chuva (primeiros 15 minutos).

O ruído audível produzido por uma linha de transmissão varia sensivelmente com as condições atmosféricas. Com tempo bom, o ruído devido a LT é desprezível e, sob chuva forte, o ruído gerado pela própria chuva é superior ao produzido pelos condutores.

Por essa razão, os critérios de projeto normalmente exigem como é o caso em questão, que o ruído audível seja verificado para condições que correspondam ao condutor úmido. O nível de ruído audível com condutor molhado é determinado pela adição de um fator (subtrativo no caso) ao nível de ruído audível com chuva intensa. Para calcular o fator de correção, o gradiente de 6 dB deve ser calculado, sendo esse gradiente o valor para o qual o nível de ruído audível com condutor molhado estará 6 dB abaixo do nível de ruído audível com chuva intensa.

Os valores do ruído audível em um eixo transversal à linha de transmissão foram calculados por programa computacional, sendo obtido, no limite da faixa de servidão de 70 m, o valor de 48,2 dBA, o qual atende o critério estabelecido.

▪ Efeito Corona

Segundo o Edital da ANEEL o gradiente superficial máximo deve ser limitado de modo a garantir que os condutores não apresentem corona visual em 90% do tempo, para as condições atmosféricas predominantes na região atravessada pela LT.

- ▶ Gradiente na fase: $G_{max} = 26,48 \text{ kVp/cm} = 18,73 \text{ kV/cm}$ (550 kV);
- ▶ Gradiente Crítico: $G_{crt} = 30,63 \text{ kVp/cm} = 21,66 \text{ kV/cm}$ (550 kV).

A gradiente crítica é superior ao gradiente máximo nas fases indicando que não deverá ocorrer corona visual em 90 % do tempo, considerando condições atmosféricas predominantes na região atravessada.

▪ Campo Elétrico

O Edital da ANEEL especifica que o campo elétrico a 1,5 m do solo, no limite da faixa de servidão, deve ser inferior ou, no máximo, igual a 4,17kV/m. Adicionalmente, o campo elétrico no interior da faixa de servidão não deve provocar efeitos nocivos em seres humanos, levando-se em consideração a utilização que for dada a cada trecho.

Os valores obtidos para o campo elétrico foram calculados para a posição mais baixa possível

- ▶ espaçamento condutor - solo de 12,00 m (altura mínima do cabo condutor em condição de emergência).

O valor obtido no limite das faixas de servidão, para o caso examinado, é de 0,73 kV/m, atendendo plenamente o critério estabelecido.

No interior da faixa de servidão os valores máximos atingem 7,77 kV/m, para o caso examinado.

▪ Campo Magnético

O Edital da ANEEL especifica que o campo magnético no limite da faixa de servidão deve ser inferior ou, no máximo, igual a 66,31 A/m, equivalente a uma indução magnética de 83,33 μT .

Adicionalmente o Edital especifica que o campo magnético no interior da faixa de servidão não deve provocar efeitos nocivos em seres humanos, levando-se em consideração a utilização que for dada a cada trecho.

Os valores do campo magnético em um eixo transversal à LT foram calculados para a corrente de curta duração e para a altura dos cabos condutores na posição mais baixa possível, 12 m (em condição de emergência). Foi calculado o campo magnético na largura da faixa de servidão em um eixo perpendicular à diretriz da LT localizado em um ponto do perfil com espaçamento mínimo condutor-solo, considerando terreno plano. A seguir são resumidos os valores calculados.

Quadro 2-12 - Campo Magnético

	LT 500 kV
	Altura mínima 12 m
Campo magnético no limite da faixa	7,23 μ T
Campo magnético máximo	43,1 μ T

O exame dos valores acima mostra que o valor do campo magnético no limite da faixa de servidão é inferior a 83,33 μ T, atendendo o critério estabelecido e solicitado no Edital.

g. Medidas de Segurança

Para a LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas o projeto inclui uma série de medidas que garantem a segurança tanto para as comunidades vizinhas e infraestrutura existente quanto para a linha de transmissão. A seguir são descritos os principais critérios considerados no projeto.

▪ Características de Confiabilidade e Medidas de Proteção

O projeto mecânico da linha de transmissão foi desenvolvido segundo a IEC 60826: "*Loading and Strength of Overhead Transmission Lines*". O nível de confiabilidade do projeto eletromecânico, expresso pelo período de retorno do vento extremo foi adotado de 250 anos.

Os acessórios, conexões e demais componentes que conduzem correntes serão especificados com capacidade de condução de corrente correspondente àquela que resulte no limite térmico do condutor (temperatura do condutor 70°C) nas condições climáticas da região do projeto.

Além das hipóteses previstas na IEC 60826, para o cálculo das cargas mecânicas sobre as estruturas, é obrigatória a introdução de carregamento que reflitam tormentas elétricas.

O projeto das fundações será desenvolvido de forma a adequar todos os esforços estruturais resultantes de cada torre às condições específicas do solo em que serão instaladas. De modo a atender o critério de coordenação de falha, as solicitações transmitidas pela estrutura serão majoradas pelo fator mínimo 1,10. Estas solicitações, calculadas com base nas condições particulares de aplicação da torre serão consideradas nas cargas de projeto das fundações.

As propriedades físicas e mecânicas do solo, em cada local de instalação de estrutura, serão determinadas a partir de campanhas de prospecção de solos, a serem definidas com os Waimiri Atroari no decorrer da definição do projeto executivo, de modo a retratar com precisão suas características geomecânicas. A partir dos dados coletados, serão definidos os parâmetros a serem utilizados no projeto das fundações das torres da linha.

No que se refere aos cabos, os estudos mecânicos serão desenvolvidos de acordo com as seguintes condições básicas:

- ▶ Para condições de temperatura mínima, a tração axial será limitada a 33% da carga de ruptura do cabo;
 - ▶ Para condições de vento nominal com período de retorno de 50 anos, a tração axial será limitada a 50% da carga de ruptura do cabo;
 - ▶ Para condições de vento extremo com período de retorno de 250 anos, a tração axial será limitada a 70% da carga de ruptura do cabo;
 - ▶ Para fins de prevenção e controle de fadiga dos cabos, serão realizados estudos de vibração eólica e de amortecimento, de forma a garantir a prevenção contra vibrações e a ausência de danos aos cabos da linha de transmissão.
- Sistema de Aterramento e Suportabilidade Contra Descargas Atmosféricas

Todas as estruturas da linha disporão de sistema de aterramento, dimensionado de modo a propiciar a descarga para a terra, tanto das correntes de curto-circuito, como das correntes provenientes de descargas atmosféricas. O sistema de aterramento assim dimensionado propiciará segurança para seres humanos e animais que se encontrem na faixa de servidão da linha quando da ocorrência desses eventos, assegurando ainda o desempenho das instalações quando da ocorrência de curto-circuito ou de surtos atmosféricos.

O sistema de aterramento das estruturas da LT 500 kV Manaus - Boa Vista será compatível com a taxa de desligamento de 1 desligamento/100 km/ano especificada no Edital da ANEEL. O sistema de aterramento será formado por 4 ou 6 ramais de cabos contrapeso ligados às estruturas, com comprimentos variados, conforme a fase a ser instalada. A fase de aterramento será definida no decorrer do projeto executivo em função dos valores medidos da resistividade, de tal forma que a resistência de aterramento das estruturas seja limitada a 17Ω para que seja alcançado o desempenho a descargas atmosféricas.

Para efeito de definição do sistema de aterramento foram analisadas diversas configurações de contrapeso. Em todos os casos considerou-se a utilização das seguintes premissas:

- cabo de aço galvanizado ou fio de aço cobreado 4 AWG, diâmetro mínimo de 5,19mm;
- profundidade média de instalação do fio: 0,8 m;
- resistividade do solo: 1000 Ω .m (valor utilizado no cálculo da resistência dos aterramentos, para efeito de comparação de valores apresentados por cada um deles).

Inclui-se na proteção a seres humanos e animais, o aterramento das cercas situadas no interior da faixa de servidão da linha em intervalos de 50m e o seccionamento das cercas que venham a se estender para fora de seus limites. Nos casos de cercas paralelas à linha, distantes 50m do eixo da linha, deverão ser seccionadas a intervalos máximos de 300m e aterradas nos pontos médios dos seccionamentos feitos.

No caso da cerca estar seccionada por passagens de qualquer natureza do tipo porteira, mata-burro, colchete, etc., estas deverão ser aterradas em todos os trechos sob a linha.

► Sistema de Sinalização para Linhas de Transmissão

As sinalizações a serem aplicadas na linha de transmissão para os trechos fora dos limites da TI Waimiri Atroari são padronizadas e apresentadas no EIA (item 3.4 - Caracterização do Empreendimento). Quanto aos procedimentos específicos de sinalização da LT para o trecho de cerca de 122 km inserido nos limites da TI Waimiri Atroari, deverão acontecer discussões específicas com os Waimiri Atroari, na fase de elaboração do projeto executivo do empreendimento, para definição conjunta das estratégias a serem utilizadas.

Um ponto já levantado pelos Waimiri Atroari, durante as vistorias às linhas de transmissão existentes, mais especificamente à Manaus Transmissora de Energia, foi a preocupação com a curiosidade das crianças Waimiri Atroari e a facilidade que elas encontrariam em subir nas torres. A mesma preocupação foi apontada para com os primatas.

► Sinalização para Avifauna

Também conforme mencionado acima, durante a fase de elaboração do projeto executivo da LT, será verificada a necessidade de instalação de sinalizadores de avifauna. As análises em questão indicarão a presença de trechos da LT onde há possibilidade de colisão de alguns grupos específicos de aves com os cabos, em especial com os cabos para-raios.

Uma vez identificada a demanda de instalação dos sinalizadores de avifauna, os mesmos serão adquiridos em quantidade, marca e modelo de acordo com as necessidades do projeto. Os sinalizadores serão presos aos cabos para-raios antes do seu lançamento, garantindo o correto posicionamento, de acordo com as necessidades locais.

► Isoladores

As cadeias de suspensão e ancoragem do condutor para a LT 500 kV Manaus - Boa Vista usarão os seguintes isoladores:

Quadro 2-13 - Cadeias de Isoladores por estrutura metálica

Característica	LBEL, LBEM, LBSL, LBSM, LBSP, LBST, LBSLM, LBSMM, e Jumper	LBA30, LBF60, LBA30M e LBA60M
Carga mecânica de ruptura (kN)	160	2 x 160
Engate concha-bola	ok	ok
Diâmetro do disco (mm)	280	280
Passo (mm)	170	170
Distância de escoamento (mm)	380	380
Quantidade por cadeia	22	2 x 23

h. Etapa de Planejamento do Empreendimento

Esta etapa é de responsabilidade do Empreendedor, a quem cabe planejar a logística a ser adotada, entre outras, para as seguintes atividades:

- Especificação dos materiais e equipamentos e;
- Especificação dos serviços e contratação das empresas encarregadas das coletas de dados e levantamentos preliminares necessários para o detalhamento do projeto;
- Especificação dos serviços e contratação das empresas encarregadas da construção civil e montagem eletromecânica das linhas e subestações, considerando a quantidade de trabalhadores a serem contratados;
- Determinações de otimizações de traçado;
- Identificação de pontecialidades logísticas de região, contemplando definição de estratégia para transporte dos trabalhadores e equipamentos para os canteiros e para as frentes de obras;

- Definição de cronograma de obras, de acordo com sazonalidade da região, garantindo otimização dos serviços sem danos ambientais, principalmente na época de chuvas;
- Definição de critérios básicos para travessia de obstáculos, conforme segue abaixo:

Os cruzamentos com ferrovias, rodovias importantes, grandes rios ou outras linhas de transmissão foram evitados o máximo possível, uma vez que dificultam os trabalhos de montagem da linha e exigem, em alguns casos, estruturas ou fundações especiais. Foram respeitados os ângulos mínimos de cruzamento do eixo da linha de transmissão com os eixos dos vários obstáculos, conforme determinado pela NBR 5422, abrangendo:

- ▶ rodovias - 15°;
- ▶ outras linhas de transmissão - 15°;
- ▶ vias navegáveis - 15°;
- ▶ oleodutos, gasodutos e similares - 60°.

Os cruzamentos com linhas de tensão menor que a da linha em estudo serão feitos sempre que possível, no meio do vão da linha cruzada, e nos casos de cruzamentos com linhas de tensão superior ou igual, deverá ser escolhida uma posição conveniente de modo a evitar modificações nas linhas cruzadas por problemas de espaçamento, já que a LT em levantamento deverá passar sob a outra linha.

i. Etapas de Implantação do Empreendimento

Os aspectos construtivos para a implantação do empreendimento são apresentados considerando aspectos gerais. Especificidades para o trecho da TI Waimiri Atroari deverão ser abordados na fase de elaboração do Projeto Básico Ambiental Indígena (PBAI), conforme mencionado em item anterior. As etapas são apresentadas a seguir.

- Levantamento Topográfico: trabalho da equipe de topografia contemplará, principalmente, a locação das torres;
- Levantamentos Complementares: deverão ocorrer campanhas de prospecção de solos, de modo a retratar com precisão suas características geomecânicas. A partir dos dados coletados, serão definidos os parâmetros a serem utilizados no projeto das fundações das torres da linha de transmissão;

- **Organização das Frentes de Obras:** para o trecho da LT nos limites da TI dependerá de tratativas com os Waimiri Atroari, considerando as suas restrições. Durante as atividades do ECI foi apontada a necessidade de instalação de apenas uma frente de obras por vez, para um trecho de cerca de 10 a 15 torres.
- **Contratação da Mão de obra:** prevê-se que a mão de obra a ser utilizada na implementação da total da LT atingirá um total de aproximadamente 2.250 trabalhadores na fase de pico. Desse total, 40% serão especializados e 60% não especializados. Quando admitidos, todos os trabalhadores (inclusive os não especializados) serão submetidos a treinamento adequado visando o seu comprometimento com as questões pertinentes a suas tarefas e, ainda, conscientização sobre os cuidados ambientais e de saúde/segurança do trabalho nas obras. O número de trabalhadores estimados para o trecho da LT nos limites da TI dependerá de tratativas com os Waimiri Atroari, quanto à condução das atividades, incluindo cronograma de obras, considerando as suas restrições.
- **Implantação dos Canteiros de Obras, Escritórios de Apoio e Alojamentos:** ao longo do traçado, haverá diversas instalações de apoio para execução do empreendimento. Essas instalações foram concebidas de forma a propiciar o melhor suporte logístico e gerencial aos trechos da obra. Para a LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas, os canteiros foram estrategicamente distribuídos em cinco pontos da obra, com a finalidade de minimizar o deslocamento dos efetivos de pessoal e equipamentos nas frentes de trabalho, priorizando locais que causem o mínimo de impactos ambientais e às comunidades lindeiras. Para a construção do empreendimento serão utilizadas 15 unidades, distribuídas por 07 (sete) municípios, sendo 05 (cinco) Canteiros Centrais e 06 (seis) Canteiros de Apoio, 02 (dois) Pátios de Materiais e 02 (dois) Alojamentos.
- No Quadro 2-14 são apresentadas cada uma das unidades e a estimativa prevista de trabalhadores para cada um deles. Não está prevista a implantação de Canteiros de Obras, Escritórios de Apoio e Alojamentos nos limites da TI Waimiri Atroari.

Quadro 2-14 - Canteiros de Obras, Alojamentos. Pátios de Materiais e Estimativa de Trabalhadores

Estado	Município	Descrição	Estimativa de Trabalhadores	Localização
Amazonas	Manaus	Canteiro de Apoio com Alojamento	300	BR-- 174, km 18
		Canteiro Central com Alojamento para a SE Engenheiro Lechuga	150	SE Lechuga
	Presidente Figueiredo	Canteiro Central	400	Perímetro Urbano
		Alojamento		
		Pátio de Materiais - AM	300	BR-- 174, km 180
Canteiro de Apoio com Alojamento	BR-- 174, km 179			
Roraima	Rorainópolis	Canteiro Central com Alojamento para a SE Equador	150	SE Equador
		Canteiro de Apoio com Alojamento	300	BR-- 174, km 80
		Pátio de Materiais - RR		
		Canteiro Central	400	Perímetro Urbano
	Alojamento			
	Cantá	Canteiro de Apoio com Alojamento	300	RR - 170, próximo MV-16
	Caracarái	Canteiro de Apoio com Alojamento	300	RR - 170, próximo MV-23
	Mucajaí	Canteiro de Apoio com Alojamento	300	Perímetro Urbano
Boa Vista	Canteiro Central com Alojamento para a SE Boa Vista	150	SE Boa Vista	

- **Abertura de Estradas de Acessos:** antes do início dos serviços, será definido um procedimento de acesso às áreas das torres, apresentando uma planta-chave que indique as estradas principais da região, identificando, a partir delas, as estradas secundárias e particulares, vias vicinais, caminhos e trilhas existentes, cujos traçados serão utilizados como acesso a cada torre. Nas áreas onde houver necessidade de novos acessos ou onde esses estiverem intransitáveis, serão abertas vias de serviço, de acordo com as normas existentes e considerando tratativas a serem realizadas com os Waimiri Atroari.
- **Supressão de Vegetação:** os tipos de supressão e dimensões que serão utilizados na abertura da faixa, durante as obras devem ser definidos com a participação dos Waimiri Atroari na fase de projeto executivo. Durante as atividades de elaboração deste estudo foi produzido pelo empreendedor o documento apresentado no Anexo 2-4, para fins de estabelecimento de cenários de estimativa de supressão da vegetação.
- **Construção e Montagem da LT e das Subestações**

Implantação das Praças de Torres e Praças de Lançamento de Cabos

As áreas para implantação das praças de montagem correspondem ao número de torres existentes ao longo da LT, aproximadamente 1440 estruturas ao longo de todo o traçado sendo que cerca de 245 estruturas estão previstas no trecho inserido nos limites da TI Waimiri Atroari. Inicialmente as torres autoportantes terão praças com dimensões de 45 x 45 m, 0,202ha por torre, onde será realizada a supressão de vegetação com corte raso, conforme Figura 2-3 e Anexo 2-5. Vale ainda mencionar que, para a montagem das torres autoportantes, tanto no modo manual quanto no modo mecânico (com uso de guindaste), além da área da praça da torre mencionada acima, há a necessidade de implantação de um estais provisórios e rabichos para livrar as mísulas no momento de seu içamento. Para isso faz-se necessária a abertura de uma picada de no mínimo 1 (um) metro de largura, nas diagonais dos 04 (quatro) pés da torre e nas transversais da área da torre. Esta picada deve ter a extensão de 1/3 da altura da torre, isto é se a torre tem 90 metros de altura será necessária a abertura de uma picada de no mínimo 30 metros de extensão a partir do pé da torre (segue croqui no Anexo 2-6). As torres estaiadas terão praças com dimensões de 65 x 65 m, 0,4225ha por torre, onde será realizada a supressão de vegetação com corte raso, também conforme Figura 2-4 e Anexo 2-7.

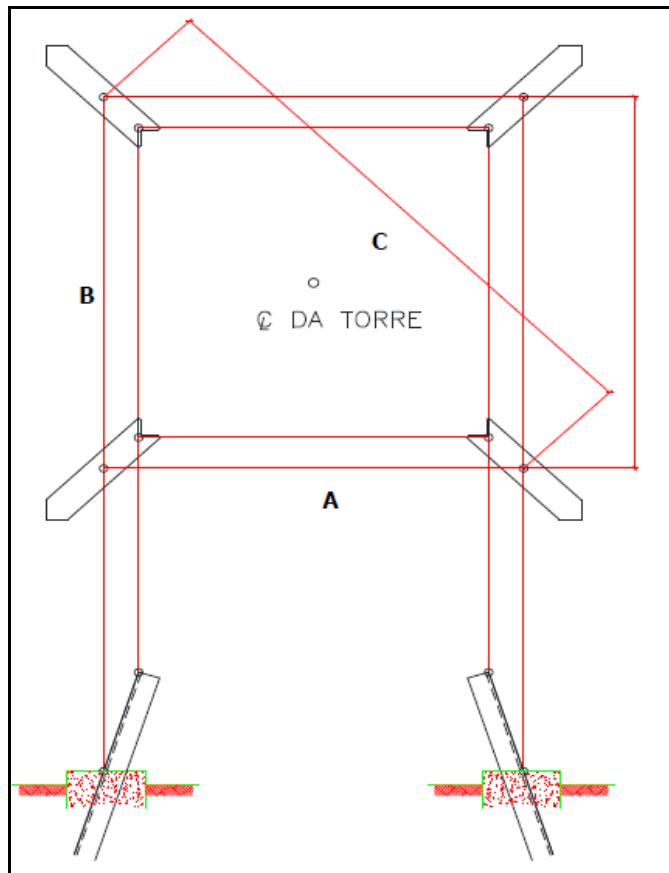


Figura 2-3 - Croqui para locação da torre autoportante da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas

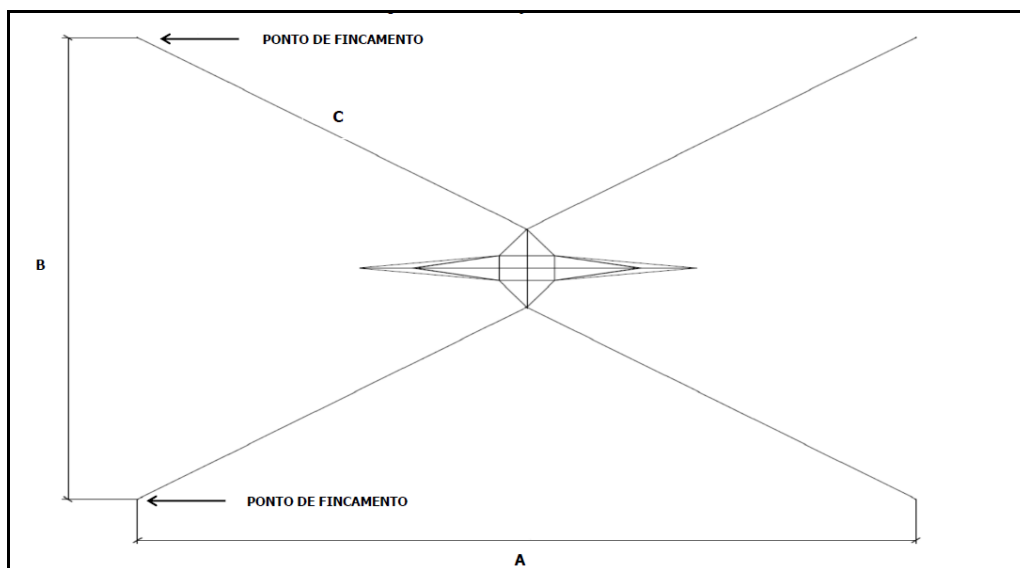


Figura 2-4 - Croqui para locação da torre estaiada da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas

Ressalta-se que em áreas de maior sensibilidade ambiental (principalmente áreas de APP), mantidas as condições de segurança dos trabalhadores, as torres estaiadas poderão vir a ser montadas manualmente, através da aplicação de estais provisórios para evitar o uso de guindaste e reduzir ainda mais a área de supressão de vegetação, podendo contemplar uma área de, no mínimo, 45 x 45 m.

As praças de lançamentos de cabos têm caráter provisório e localizar-se-ão dentro da faixa de servidão da LT, distando, entre si, aproximadamente 5 km. São estimadas, aproximadamente, 145 praças ao longo da LT e cerca de 25 praças no trecho inserido nos limites da TI Waimiri Atroari, podendo ter dimensões variáveis de acordo com os equipamentos a serem utilizados: Metade das praças (72) será destinada à instalação dos Freios (70 x 60 m). As outras praças, destinadas à instalação dos *Pullers*, terão dimensões reduzidas: 40 x 40 m. A localização destas praças será definida no momento do projeto executivo e priorizará áreas já degradadas e de topografia plana, evitando ao máximo as raspagens do solo para nivelamento do terreno.

No preparo das praças, serão tomadas as medidas cabíveis para evitar que processos de erosão se iniciem após a conclusão dos trabalhos. Tanto quanto possível, a vegetação rasteira será mantida intacta.

Cuidados especiais serão tomados na execução das praças junto a cursos d'água, visando não provocar qualquer alteração ou interrupção no sistema de drenagem natural. De modo a evitar o transporte de sedimentos para o corpo d'água, serão implantadas as contenções que se façam necessárias.

Após a finalização das atividades construtivas, assim como os acessos provisórios, as praças de lançamento poderão ser desmontadas, vindo a ser recuperadas de modo que adquiram as mesmas condições de uso do solo existentes antes da intervenção.

Nas dimensões restantes das faixas de servidão, poderá ser feito o corte de vegetação de forma seletiva.

Implantação de Torres

- ▶ Escavações para Fundações das Torres

De maneira geral, espera-se que a execução das fundações exija um volume 43,0 a 72,0 m³ de escavação, com a utilização de um volume de 45,0 a 75,0 m³ de concreto.

O material escavado para as fundações das estruturas será utilizado, prioritariamente, como reaterro nas próprias imediações da torre. Nos casos em que forem instaladas fundações com tubulões, onde o vão escavado é totalmente preenchido pela estrutura de concreto, o material excedente da escavação será espalhado homoganeamente sobre a área de praça da torre, sempre preservando a vegetação. Nesse sentido, cabe ressaltar que, tendo em vista as metodologias usadas para esse tipo de empreendimento, não será necessário o uso de áreas de bota-fora, ou áreas de empréstimo, para a implantação da LT.

No que diz respeito à escavação das fundações das torres, serão especialmente observados os aspectos listados a seguir:

- Na escavação das fundações, será evitado alargamento das praças de montagem.
- As escavações não serão realizadas durante chuvas intensas e as cavas já abertas serão protegidas com material impermeável, além de executada drenagem eficiente ao seu redor.
- Cuidados especiais serão tomados na execução das fundações de torres junto a cursos d'água, visando não provocar qualquer alteração ou interrupção no sistema de drenagem natural. De modo a evitar o transporte de sedimentos para o corpo d'água, serão implantadas as contenções que se façam necessárias.
- Todas as obras de fundações, quando de seu término, terão o terreno à sua volta perfeitamente recomposto, revestido, compactado, drenado e protegido, não dando margem ao início de processos erosivos.
- Dever-se-á evitar a utilização de máquinas pesadas na abertura de praças de trabalho. A escavação será feita manualmente nos locais mais críticos, visando preservar ao máximo as condições naturais do terreno e sua vegetação.
- Ao final das escavações as cavas de fundações serão cobertas, cercadas e sinalizadas para evitar acidentes.
- Sempre que necessário, as fundações deverão receber proteção contra erosão, através da execução de canaletas, muretas, etc.
 - ▶ Formas - Armação - Concretagem

As formas e as armaduras serão fabricadas nas centrais correspondentes instaladas nos canteiros de obra e depois transportadas para o seu local de instalação.

As formas poderão ser metálicas ou de madeira industrializada, maximizando a possibilidade de reaproveitamento do material. As sobras dos materiais remanescentes serão armazenados em local apropriado no canteiro de obras para posterior aproveitamento.

Todo o cuidado será tomado para que não haja contaminação do solo durante o transporte do concreto, durante a concretagem, ou durante a lavagem dos referidos caminhões. Locais apropriados serão estabelecidos para a lavagem dos caminhões e depósito das sobras de concreto removidas dos locais de aplicação.

Os agregados e aditivos para elaboração do concreto serão adquiridos em mineradoras e indústrias devidamente regularizadas junto aos órgãos competentes e serão armazenados com os cuidados devidos para evitar contaminação do solo em caso de vazamentos.

▶ Montagem de Estruturas

A localização de cada torre é determinada pelo projeto executivo, que após os levantamentos topográficos e de acordo com as condicionantes ambientais, é processado com critérios técnicos e normas técnicas, com prioridade para os locais com o mínimo de interferência possível.

▶ Torres Estaiadas

A montagem deste tipo de estruturas poderá ser realizada manualmente peça por peça, por seções ou ainda realizando-se pré-montagem completa da estrutura no solo, seguida de seu içamento com utilização de guindastes.

A planificação da praça de montagem poderá ser realizada, caso seja necessário, através de pequena terraplanagem do local para que seja possível proceder ao alinhamento da estrutura. Pode ser também utilizado o auxílio de apoios de madeira, o que faz evitar o contato com o solo da estrutura e evita que haja a necessidade de maiores movimentos de terra na área onde se está realizando os trabalhos.

Após a execução do alinhamento da estrutura no solo, obedecidas às tolerâncias indicadas nas especificações do fabricante, os parafusos e as porcas deverão ter seu aperto final aplicado ainda nesta situação. A partir daí, procede-se o içamento da mesma.

Durante o içamento, a estrutura não poderá, em hipótese alguma, ser arrastada diretamente sobre o solo. Para evitar o arrasto citado anteriormente, utilizar-se-á carrinhos especiais fixados na parte inferior de cada mastro.

Mantidas as condições de segurança dos trabalhadores, as torres poderão vir a serem montadas manualmente, pelo processo peça a peça, utilizando-se neste caso a aplicação de estais provisórios durante o processo de montagem em questão. Assim evita-se o uso de guindaste e área de pré-montagem no solo, o que reduzirá a área de supressão de vegetação.

► Torres Autoportantes

Este tipo de estrutura será montada de forma manual, sendo pré-montada por partes, as quais serão içadas por meio de mastro de cargas e utilização de cordas para seu içamento.

Paralelamente à implantação das estruturas, as áreas deverão ter pequenas obras de drenagem no seu entorno em caso de erosão hídrica, como valetas e canais escoadouro das águas pluviais, de modo a minimizar ou mesmo prevenir os efeitos da erosão, preservando-se as estruturas de quaisquer basculamentos em função de eventuais descalçamentos. Nesse sentido, a revegetação das áreas do entorno imediato das torres com as espécies herbáceas é obrigatório.

Os procedimentos e recomendações ambientais e de segurança a serem adotados são apresentados a seguir:

- Os serviços de montagem serão executados dentro da área estipulada para a praça de montagem, mantendo-se o processo diário de recolhimento de resíduos sólidos e oleosos.
- Só poderão permanecer dentro da praça de montagem os funcionários necessários à execução dos serviços.
- Na execução desses serviços nas proximidades de áreas urbanas/habitacionais, serão providenciadas as proteções adequadas para evitar acidentes, tais como tapumes, cercas isolantes, sinalizações, etc.

Lançamento dos Cabos Condutores, Para-raios e Acessórios

Os serviços a serem executados consistem na instalação das cadeias de isoladores e lançamento dos condutores sob tração mecânica, incluindo instalação de luvas de emenda, de reparo, de

grampos terminais, regulagem e grampeamento dos cabos, instalação de espaçadores, peso adicional nas cadeias e de espaçadores-amortecedores, assim como instalação de “jumpers”.

Serão confeccionados os Planos de Lançamento, 30 dias antes do início do lançamento de cabos. Quando da elaboração dessas folhas são verificadas e estudadas alternativas para o lançamento, com a preocupação de evitar ao máximo: cursos d'água; locais de interferência ambiental em que as estruturas extremas dos tramos sejam submetidas a esforços excessivos por ocasião do lançamento dos condutores; e emendas em vãos de cruzamentos com rodovias, ferrovias ou linhas de transmissão.

O método construtivo adotado para a LT prevê o lançamento dos cabos condutores tensionados, que diminui a necessidade de desmatamento na faixa de servidão, necessitando apenas de uma picada com, no mínimo 4m de largura, para lançamento dos cabos de aço (pilotos) que servirão como guia para o lançamento dos cabos condutores.

A instalação dos cabos contrapeso do sistema de aterramento deverá ser feita antes do lançamento dos cabos para-raios, em valetas com profundidade conforme projeto. Os suportes da linha deverão ser aterrados de maneira a tornar a resistência de aterramento compatível com o desempenho desejado e a segurança de terceiros. O aterramento deverá se restringir à faixa de segurança da LT e não interferir com outras instalações existentes e com atividades desenvolvidas dentro da faixa. O lançamento dos cabos condutores somente deverá ocorrer após a instalação dos cabos para-raios.

O lançamento será simultâneo ao lançamento dos subcondutores, que será efetuado pelo método de desenrolamento sob tração mecânica constante e uniforme, através de equipamentos especializados para lançamentos em LT de 500 kV.

O cabo guia “piloto” (cabo de aço 3/4”) puxará os condutores diretamente das bobinas para as roldanas nas torres, sem tocar o solo (tencionado). O desenrolamento dos condutores será efetuado com o auxílio de cabo piloto anti-torção previamente estendido ou com o uso do pré-piloto, o que é provido de rolamentos blindados que lhes permitem melhores condições de trabalho, com o mínimo de atrito. Previamente ao início dos trabalhos, serão realizados ensaios dos cabos pilotos a serem utilizados no lançamento de cabos.

Os equipamentos *puller* e tensionador utilizados para executarem o lançamento de cabos, durante a execução dos trabalhos estarão estacionados sobre uma malha metálica constituída de aços galvanizados (sistema de aterramento) que deverão estar ligadas aos cabos de aterramento

conectados por meio de grampos adequados a hastes de aterramento, que deverão estar cravadas ao solo para melhor condutividade, e presos por ancoragens de solo “mortos”.

Em torno das áreas onde estão estacionados o *puller* e o tensionador serão instalados uma cerca de segurança, para que a área fique isolada, com acesso somente a pessoas autorizadas, para evitar incidentes.

Sempre que possível o desenrolamento de uma bobina será ser feito de uma só vez, e o bom estado do cabo irá sendo verificado, para que sejam eliminados os trechos danificados ou com defeitos de fabricação, será utilizada proteção adequada para proteção do cabo, evitando arrastá-lo sobre rochas ou superfícies abrasivas.

As bobinas de cabo, durante o desenrolamento, estarão suficientemente afastadas do tensionador, para permitir o desenrolamento total do cabo, evitando sobras de cabos nas bobinas, apesar das diferenças de comprimento. Após sua utilização em campo, as bobinas vazias deverão retornar ao pátio de materiais, podendo ser reaproveitada para outros fins.

As sobras de cabos serão enroladas separadamente em cada bobina, especificando em etiqueta à prova de intempéries, o comprimento aproximado, peso, bitola e nome do fabricante e retornadas ao pátio de material, com vistas ao seu reaproveitamento.

Após os lançamentos os cabos são nivelados e concatenados conforme projeto, grampeados e ancorados. O grampeamento e a ancoragem consistem em fixar os cabos nas torres.

Todos os isoladores devem ser manuseados cuidadosamente durante o seu transporte e instalação, a fim de se evitarem rachaduras, lascas ou outros danos de qualquer espécie. Os isoladores sofrerão inspeção visual, eliminação das sujeiras antes da instalação, sendo eliminados os isoladores que apresentarem trincas, lascas, riscos e pontos de impacto.

Para a sinalização, serão identificados os pontos obrigatórios (rotas aeroviárias, vales profundos, cruzamentos com rodovias, ferrovias e outras linhas de transmissão), para os quais serão executados projetos específicos de sinalização aérea e de advertência, baseados nas Normas da ABNT e nas exigências de cada órgão regulador envolvido.

Na execução desses serviços nas proximidades de áreas urbano-habitacionais, serão providenciadas as proteções adequadas para evitar acidentes, tais como tapumes, cercas isolantes, sinalizações, etc.

Os principais procedimentos a serem adotados durante o lançamento de cabos são:

- remodelar a topografia do terreno ao término da utilização respectiva, restabelecendo o solo, as condições de drenagem e a cobertura vegetal;
- instalar estruturas de proteção com altura adequada (por exemplo, cavaletes de madeira - empolgaduras), para manter a distância necessária entre os cabos, os obstáculos atravessados e o solo, nos casos de travessias sobre rodovias, ferrovias, linhas elétricas e de telecomunicações e outros cruzamentos. Será instalada uma rede ou malha de material não condutor, para evitar a queda do cabo sobre o obstáculo atravessado, em caso de falha mecânica no processo de lançamento;
- colocar sinais de advertência pintados com tinta fosforescente, se as empolgaduras forem situadas a menos de 2m do acostamento da estrada. Os sinais serão colocados de modo tal a serem facilmente visíveis de veículos que trafeguem nos dois sentidos.
- todas as cercas eventualmente danificadas durante a fase de instalação dos cabos serão reconstituídas após o lançamento;
- a execução das valetas para contrapeso deverá garantir condições adequadas de drenagem e proteção contra erosão, tanto na fase de abertura como na de fechamento, recompondo o terreno ao seu término.

Áreas de Empréstimo e de Bota Fora

De acordo com a natureza do empreendimento ser linear, no caso uma Linha de Transmissão, não haverá a necessidade de obtenção de material de empréstimo e nem a utilização de áreas de bota fora, uma vez que o material retirado resultante da escavação para a execução das fundações das torres será reutilizada como material de reaterro na própria execução das fundações.

Desmobilização das obras e Recuperação de Áreas Degradadas

Serão recuperadas, as áreas pertinentes aos acessos provisórios e às praças de lançamento. Essas áreas, abertas exclusivamente para fins construtivos, não serão utilizadas durante a operação das LTs e poderão ser desativadas logo que as obras chegarem ao fim. A recuperação dos acessos provisórios, assim como as demais áreas de apoio de obras, será feita de maneira que o terreno possa recuperar o uso que possuía antes.

j. Etapas de Operação e Manutenção

Linha de Transmissão

A operação e controle da Linha de Transmissão 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas será efetuado a partir das Subestações.

A inspeção periódica das linhas poderá vir a ser efetuada por via terrestre, utilizando as vias de acesso construídas previamente durante as obras, ou por via aérea, utilizando aviões e/ou helicópteros, com prévia concordância dos Waimiri Atoari.

Os serviços de manutenção preventiva (periódica) e corretiva (restabelecimento de interrupções) caberão a equipes de manutenção do empreendedor. Estas equipes trabalham em regime de plantão e normalmente estão alocadas em escritórios regionais, em condições de atender prontamente as solicitações que venham a ocorrer.

Em resumo, a inspeção e manutenção das linhas serão feitas por pessoal especializado, sediado nos escritórios regionais que venham a ser implantados pelo empreendedor, não sendo prevista mão de obra local para execução destas tarefas.

Nas inspeções das linhas, deverão ser observadas as condições de equipamentos, acesso às torres e também a situação da faixa de servidão, visando preservar as instalações e operação do sistema, com destaque para os itens a seguir relacionados.

- Equipamentos
- Medição do potencial de corrosão (aperiódico);
- Reparo / substituição de cabos condutores e para raios, incluindo OPGW;
- Instalação e verificação da sinalização (aérea e placas de advertência);
- Inspeção e manutenção de espaçadores;
- Medição de campos elétrico e eletromagnético (aperiódico);
- Ensaios de vibração eólica (aperiódico);
- Medição de níveis de corona (aperiódico);

- Substituição de isoladores;
- Manutenção do sistema de aterramento.
- Estradas de acesso
- Focos de erosões.
- Drenagem da pista.
- Condições de trafegabilidade.
- Manutenção de obras de arte correntes.
- Manutenção de porteiras e colchetes.
- Faixa de Servidão
- Condições adequadas nos cruzamentos com rodovias.
- Condições adequadas nas travessias com outras LTs.
- Respeito às restrições de uso do solo.

Subestações

O projeto básico das subestações prevê que as mesmas serão assistidas, contando com operadores e equipes de manutenção locais. O controle das SEs se dará de maneira informatizada através de softwares especializados que monitoram constantemente o fluxo de energia na linha e o funcionamento das SEs.

As entradas de linha deverão ser supervisionadas segundo a filosofia adotada pelas empresas proprietárias de tais Subestações/Usina, de forma que seja garantida a sua perfeita integração aos sistemas de supervisão e controle existentes.

k. Detalhamento de Técnicas Construtivas para Condições Especiais

Com relação às técnicas construtivas a serem adotadas em condições específicas (áreas de várzea, serras, outras), serão realizados com estrito controle de qualidade e de segurança no trabalho. Em ambientes aquáticos, será necessária a utilização de balsas e outros meios de transportes aquáticos, entre os pontos de trabalho. Abaixo são mencionados alguns pontos de travessias considerados especiais para a implantação da LT 500 kV Manaus - Boa Vista e Subestações Associadas dentro dos limites da TI Waimiri Atroari.

- travessia do remanso de Balbina: estão previstas a utilização de estruturas alteadas. Adicionalmente, está sendo estudada a possibilidade de montagem de uma estrutura no meio da travessia, onde está localizada uma ilha, sendo necessária, para construção, montagem e lançamento dos cabos, a utilização de balsa e equipamento anfíbio.
- travessia da Terra Indígena Waimiri-Atroari: será realizada com a instalação de estruturas metálicas alteadas de aproximadamente 110 metros de altura total. A instalação dessas estruturas respeitará os cronogramas e horários diários, conforme estipulado em acordo entre o empreendedor e a comunidade Waimiri Atroari, e conforme as recomendações do Estudo do Componente indígena.