

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Livia Maria Alburgueti

Influência dos Campos Elétricos e Magnéticos no Projeto
Eletromecânico de Subestações de Energia Elétrica

Itajubá, Junho de 2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Livia Maria Alburgueti

Influência dos Campos Elétricos e Magnéticos no Projeto Eletromecânico de Subestações de Energia Elétrica

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia
Elétrica**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Manuel Luis Barreira Martinez

Itajubá, Junho de 2013

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá
Bibliotecária Jacqueline Rodrigues de Oliveira Balducci- CRB_6/1698

A345i

Albarguetti, Livia Maria

Influência dos campos elétricos e magnéticos no projeto
eletromecânico de subestações de energia elétrica / Livia Maria
Albarguetti. – Itajubá, (MG) : [s.n.], 2013.

91 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Manuel Luis Barreira Martinez.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Campo elétrico. 2. Campo magnético. 3. Subestações
4. projeto eletromecânico. I. Martinez, Manuel Luis Barreira,
orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Livia Maria Alburgueti

Influência dos Campos Elétricos e Magnéticos no Projeto Eletromecânico de Subestações de Energia Elétrica

Dissertação aprovada por banca examinadora em 26 de Junho de 2013, conferindo ao autor o título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Alexandre Piantini

Prof. Dr. Estácio Tavares Wanderley Neto

Prof. Dr. Manuel Luis Barreira Martinez (Orientador)

Itajubá, Junho de 2013

A todos aqueles que contribuíram de alguma forma para a conclusão deste trabalho.

Agradecimentos

A TSE – Tecnologia em Sistemas Elétricos pela oportunidade de descobrir e desenvolver o tema desta dissertação e, em especial, ao Professor Ademir Carnevalli Guimarães pela confiança e contribuição valiosa de seus conhecimentos.

Ao orientador Prof. Dr. Manuel Luis Barreira Martinez pela confiança, por toda a atenção e compreensão e, pelos ensinamentos e experiências adquiridas por meio de nossa convivência.

Ao amigo Rogério Regis da Silva pelo companheirismo e contribuição indispensável para alcançar os objetivos deste trabalho. A ele gostaria de expressar minha gratidão pela compreensão e amizade oferecidas e, admiração pelo caráter e profissionalismo incontestável.

Ao Gustavo Paiva Lopes por toda atenção, paciência, compreensão e apoio incondicional, me dando força ao longo destes anos.

Aos grandes amigos pelos momentos de alegria, descontração e apoio nos momentos difíceis.

Aos meus pais Amélia e Antônio e irmã Carla pelo carinho, dedicação, compreensão, apoio, estímulo fundamental a conclusão desta etapa na minha carreira profissional.

Resumo

A crescente preocupação com a exposição humana a campos eletromagnéticos originados por equipamentos e redes de alta tensão, ocasionou um avanço nos estudos científicos sobre este tema, a fim de avaliar os riscos à saúde e definir limites de exposição para a população ocupacional e público em geral.

Em subestações de energia elétrica esta é uma preocupação devido à alta concentração de condutores e equipamentos energizados. Dessa forma, a partir da Resolução Normativa ANEEL 398 de 25 de março de 2010 [15], buscou-se no Brasil, o desenvolvimento de ferramentas computacionais para o cálculo dos campos elétricos e magnéticos nestas instalações, a fim de posteriormente realizar a comparação com os níveis estabelecidos pela resolução.

Dessa forma, este trabalho apresenta o cálculo de campos elétricos e magnéticos em uma subestação de alta tensão isolada a ar do sistema elétrico brasileiro, configuração barra dupla um disjuntor e meio. Com a análise dos resultados obtidos foram levantados os pontos críticos na disposição dos equipamentos correspondentes aos valores máximos de campos elétricos e magnéticos no interior da subestação.

A partir disso, foram avaliados alguns fatores que influenciam no nível de campo elétrico e medidas de mitigação. Essas alterações implementadas visam garantir que os níveis de campo elétrico permaneçam dentro dos limites estabelecidos pelas normatizações nacionais e internacionais.

Finalmente, uma discussão dos resultados obtidos propõe que o projeto eletromecânico de uma subestação deve ser avaliado sob o ponto de vista dos campos elétricos e magnéticos, a fim de se obter o layout adequado para a subestação, garantindo que os limites permitidos não sejam violados e/ou regiões de elevado nível de campos elétricos e magnéticos sejam evitadas.

Palavras Chaves: Campo elétrico, campo magnético, subestações, projeto eletromecânico.

Abstract

Human exposure to magnetic and electric fields generated by high voltage power systems is one of the growing health concerns worldwide and it has drawn much attention from scientific society. Several studies have been done on possible health effects regarding to power frequency electric and magnetic fields exposure. In this aspect some international organizations have formulated guidelines to establish limits for occupational and general public electromagnetic field (EMF) exposure.

In electric power substations, the EMF levels are relevant due to high voltage and high currents levels related to energy transmission. Thus, the software development are important in order to detail the actual installation and calculate the maximum magnetic and electric fields levels to compare them with exposure limits established by standards.

This work aims at presenting and discussing the results of magnetic and electric fields calculations in one configuration of high voltage outdoor power substation commonly used by Brazilian power utilities. The substation analyzed is air isolated type with double busbar one and a half circuit breaker layout. Considering the results for the analyzed configuration, the regions of maximum electric and magnetic fields inside the substation are compared with international standard levels for safe exposure.

Also, it was analyzed the factors that influence the EMF level and mitigation alternatives were implemented, assuring that magnetic and electric fields are within the limits established.

Finally, the discussion about the results proposes to deal with substation electromechanical projects in the point of view of power frequency electrical and magnetic fields in order to obtain a suitable layout of equipments and busbars in the switchyard, maintaining the EMF levels within the exposure limits and/or avoiding regions of high level of stresses.

Keywords: Electric field, Magnetic field, Substation, Eletromechanical project.

Lista de Figuras

Figura 1 - Arranjos: (a) barra simples; (b) barra simples com seccionamento de barras.	22
Figura 2 – Arranjo barra principal e transferência.	23
Figura 3 – Arranjo barra dupla a 4 chaves.	24
Figura 4 – Arranjo barra dupla a 5 chaves.	24
Figura 5 – Arranjo um disjuntor e meio.	24
Figura 6 – Arranjo em anel.	25
Figura 7 – Exemplos de distâncias de separação em uma subestação: (a) e (b) exemplo de barramentos; (c) exemplo de um disjuntor [3].	27
Figura 8 – Condutor finito no espaço.	29
Figura 9 – Representação do segmento de carga fictícia para o cálculo do potencial em um ponto P [10].	30
Figura 10 – Diagrama unifilar da subestação em análise.	36
Figura 11 – CASO BASE: Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Mapeamento 3D.	39
Figura 12 – CASO BASE: Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.	40
Figura 13 – CASO BASE: Densidade de fluxo magnético B em μ T RMS – Mapeamento 3D.	42
Figura 14 – CASO BASE: Densidade de fluxo magnético B em μ T RMS – Curvas de Nível.	43
Figura 15 – CASO 1, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.	46
Figura 16 – CASO 2, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.	48
Figura 17 – Conexão do barramento inferior com a Barra 1 no interior da subestação em estudo: (a) extremidade próxima à cota F e (b) extremidade próxima à cota D.	49
Figura 18 – Conexão do barramento inferior com o barramento principal no interior da subestação [18].	50
Figura 19 – Conexão do barramento inferior com o barramento principal na periferia da subestação [18].	50
Figura 20 – CASO 3, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.	56
Figura 21 – CASO 4, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.	57

Figura 22 – CASO 5, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.	58
Figura 23 – CASO 6, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.	59
Figura 24 – CASO 7, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.	61
Figura 25 – CASO MITIGAÇÃO 1, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.....	67
Figura 26 – CASO MITIGAÇÃO 2, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.....	68
Figura 27 – CASO MITIGAÇÃO 3, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.....	69
Figura A1. 1 – Planta da subestação sob análise (dimensões em metros).....	76
Figura A1. 2 – Corte A-A da subestação sob análise (dimensões em metros).....	77
Figura A1. 3 – Corte B-B da subestação sob análise (dimensões em metros).	78
Figura A1. 4 – Corte C-C da subestação sob análise (dimensões em metros).	79
Figura A1. 5 – Corte D-D da subestação sob análise (dimensões em metros).....	80
Figura A2. 1 – CASO 2: Alteração da sequência de fases dos condutores flexíveis referentes aos bays da linha de transmissão LT2 e transformador TR2 de ABC para CBA (dimensões em metros).	82
Figura A2. 2 – CASO 3: Alteração da sequência de fases da Barra 1 de ABC para CBA (dimensões em metros).....	83
Figura A2. 3 – CASO 4: Barras rígidas 1 e 2 prolongadas da cota F (y = 6 m) até cota D (y = 50 m) (dimensões em metros).....	84
Figura A2. 4 – CASO 5: Alteração da sequência de fases das Barras 1 e 2 de ABC para ACB (dimensões em metros).....	85
Figura A2. 5 – CASO 6: Alteração da sequência de fases das Barras 1 e 2 de ABC para ACB e prolongamento da cota F (y = 6 m) até cota D (y = 50 m), (dimensões em metros).....	86
Figura A2. 6 – CASO 7: Espaçamento entre as fases nas Barras rígidas 1 e 2 de 4,5 m para 6 m.	87
Figura A3. 1 – CASO MITIGAÇÃO 1, Corte C-C para Barra 1: Colocação de cabos de aço aterrados interligando as bases dos equipamentos da Barra 1 posicionados a 4 m de altura, paralelamente a Barra 1 nas fases A, B e C.	89
Figura A3. 2 – CASO MITIGAÇÃO 2, Corte A-A: Colocação de cabos de aço aterrados na base dos equipamentos a 4 m de altura, nas 3 regiões onde se identificou picos elevados de campo elétrico. .	90

Figura A3. 3 – CASO MITIGAÇÃO 3, Corte A-A: Colocação de cabos de aço aterrados na base dos equipamentos a 4 m de altura, nas 4 regiões aonde se identificou picos elevados de campo elétrico. . 91

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Restrições Básicas para exposição de seres humanos a campos elétricos e magnéticos variáveis ao longo do tempo, sendo os valores em RMS e f a frequência em Hz [14].	33
Tabela 2 – Níveis de referência para exposição ocupacional a campos eletromagnéticos variáveis ao longo do tempo (valores RMS de campo não perturbado), sendo f a frequência em Hz [14].....	33
Tabela 3 – Níveis de referência para exposição do público em geral a campos eletromagnéticos variáveis ao longo do tempo (valores RMS de campo não perturbado), sendo f a frequência em Hz [14].	34
Tabela 4 – Níveis de referência segundo a resolução n° 398 de 23 de março de 2010 [15].	34
Tabela 5 – Dados dos condutores e cabos para-raios da subestação.	37
Tabela 6 – Casos analisados para o campo elétrico da subestação 440kV em análise, para as alterações propostas na interligação de barramentos principais e circuitos inferiores.	51
Tabela 7 – Resultados obtidos para cada caso simulado, considerando as alterações propostas na interligação de barramentos principais e circuitos inferiores.	51
Tabela 8 – Diferença percentual entre os casos simulados.	62
Tabela 9 – Casos de mitigação analisados para o campo elétrico da subestação 440kV sob análise. ...	65
Tabela 10 – Resultados obtidos para cada caso de mitigação simulado.	65
Tabela 11 – Diferença percentual entre os casos de mitigação simulados.	66

Lista de Abreviaturas e Siglas

EMF	Electromagnetic field
SF ₆	Hexafluoreto de enxofre
EAT	Extra alta tensão
AT	Alta tensão
MT	Média tensão
CEMIEE	Cálculo dos Campos Elétricos e Magnéticos em Instalações de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MSC	Método de Simulação de Cargas
RMS	Root Mean Square
CEM	Campos Eletromagnéticos
ICNIRP	International Commission on Non-ionizing Radiation Protection
OMS	Organização Mundial da Saúde
LT1	Linha de Transmissão 1
LT2	Linha de Transmissão 2
TR1	Transformador 1
TR2	Transformador 2
SECC	Seccionadora
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo

DJ	Disjuntor
PR	Para-raios
TC	Transformador de Corrente
IP	Isolador de Pedestal
3D	Tridimensional

Lista de Símbolos

P	Ponto de calculo do campo magnético no espaço R^3
x_P	Coordenada x do ponto P
y_P	Coordenada y do ponto P
z_P	Coordenada z do ponto P
P_1	Ponto de início do condutor sob análise, no espaço R^3
x_1	Coordenada x do ponto P_1
y_1	Coordenada y do ponto P_1
z_1	Coordenada z do ponto P_1
P_2	Ponto de término do condutor sob análise, no espaço R^3
x_2	Coordenada x do ponto P_2
y_2	Coordenada y do ponto P_2
z_2	Coordenada z do ponto P_2
μ_0	Permeabilidade magnética do espaço livre
$\vec{I}(l)$	Corrente no condutor
$I \cdot d\vec{l}$	Elemento de corrente.
\vec{B}	Vetor densidade de fluxo magnético
$d\vec{l}$	Elemento diferencial
\vec{r}	Vetor na direção de $\overline{dl P}$
\vec{a}	Vetor unitário da direção de \vec{r}
B	Densidade de fluxo magnético resultante

B_x	Componente x do vetor densidade de fluxo magnético
B_y	Componente y do vetor densidade de fluxo magnético
B_z	Componente z do vetor densidade de fluxo magnético
Q	Carga elétrica
X	Coordenada x do ponto relativo à carga elétrica
Y	Coordenada y do ponto relativo à carga elétrica
Z	Coordenada z do ponto relativo à carga elétrica
Φ	Potencial elétrico
σ	Densidade de carga
D	Distância entre um ponto da linha de carga e um ponto arbitrário P
ϵ_0	Permissividade ar
[U]	Vetor de tensões dos condutores
[P]	Matriz dos coeficientes de potencial de Maxwell
[Q]	Vetor de cargas elétricas fictícias
E_x	Componente x do vetor de campo elétrico
E_y	Componente y do vetor de campo elétrico
E_z	Componente z do vetor de campo elétrico
E	Intensidade de campo elétrico resultante
E_i	Intensidade de campo elétrico interno ao corpo humano
f	Frequência do sistema elétrico
H	Intensidade de campo magnético

E_{max} Intensidade de campo elétrico máximo

B_{max} Densidade de fluxo magnético máximo

(x,y) Coordenadas x e y do ponto em análise

Sumário

1. Introdução	20
2. Subestações	22
2.1 Arranjos Típicos	22
2.1.1 Barra Simples	22
2.1.2 Barra Principal e Transferência	23
2.1.3 Barra Dupla	23
2.1.4 Barra Dupla com Um Disjuntor e Meio	24
2.1.5 Anel	25
2.2 Dimensões do Layout da Subestação	25
3. Cálculo de Campos Elétricos e Magnéticos	28
3.1 Introdução	28
3.2 Campo Magnético	28
3.3 Campo Elétrico	29
4. Limites de Exposição Humana a Campos Elétricos e Magnéticos	32
5. Análise dos Campos Elétricos e Magnéticos em Subestações de Energia Elétrica – Estudo de Caso	36
5.1 Introdução	36
5.2 ESTUDO DE CASO	36
5.3 CÁLCULO DO CAMPO ELÉTRICO	37
5.4 CÁLCULO DO CAMPO MAGNÉTICO	41
6. Fatores que Influenciam a Intensidade de Campo Elétrico	44
6.1 Introdução	44
6.2 Fatores Analisados	44
6.2.1 Altura dos equipamentos e barramentos	44
6.2.2 Sequência de Fases de Circuitos Adjacentes	47

6.2.3	Forma de interligação do barramento principal com o circuito inferior no interior e na periferia da subestação	49
6.2.3.1	Análise CASO 3	51
6.2.3.2	Análise CASO 4	52
6.2.3.3	Análise CASO 5	53
6.2.3.4	Análise CASO 6	54
6.2.4	Espaçamento entre Fases.....	60
6.3	Conclusão.....	62
7.	Análise de Formas de Mitigação do Nível de Campo Elétrico	64
7.1	Introdução	64
7.2	Medidas Mitigadoras.....	64
7.3	Conclusão.....	70
8.	Conclusão.....	71
9.	Referências Bibliográficas	73
	ANEXO 1 – Planta e Cortes da Subestação de 440kV sob Estudo.....	75
	ANEXO 2 – Modificações realizadas nos CASOS 2 a 7.....	81
	ANEXO 3 – Modificações realizada nos Casos de Mitigação.....	88

1. Introdução

As subestações de energia elétrica são destinadas a realizar a interligação de circuitos de transmissão bem como a conexão, através de transformadores, de sistemas em diferentes níveis de tensão. Dessa forma, uma subestação é geralmente composta por transformadores, chaves seccionadoras, disjuntores, equipamentos de medição, proteção e controle, podendo possuir reatores, compensadores síncronos e/ou estáticos, etc [1].

O aumento da demanda (crescimento da carga) de uma região do sistema e a necessidade de assegurar a estabilidade e a confiabilidade do sistema como um todo implicam na construção de subestações de energia, a fim de possibilitar seccionamentos para distribuição a novas localidades. Estes seccionamentos originam conexões de novos consumidores e geradores ao sistema elétrico.

Segundo [2], as subestações podem ser classificadas quanto a sua aplicação em:

- Subestações de geração: concebidas para conectar as centrais geradoras ao sistema elétrico;
- Subestações consumidoras: aquelas que conectam os consumidores ao sistema elétrico, como por exemplo, indústrias, etc;
- Subestações de manobra: aquelas que manobram grande quantidade de potência, fazendo o intercâmbio de montantes de energia entre as unidades geradoras e os centros de carga. Estas subestações geralmente não possuem transformadores;
- Subestações de distribuição: aquelas compostas dos circuitos que alimentam diretamente os consumidores. Estas se localizam, normalmente, próximas aos centros de carga.

Além disso, as subestações podem ser classificadas em abrigadas (“*indoor substation*”) ou externas (“*outdoor substation*”). Quanto ao meio de isolamento podem ser classificadas em subestações convencionais isoladas a ar ou isoladas a gás SF₆. E também, podem ser classificadas quanto ao nível de tensão em subestações de corrente alternada em extra alta tensão (EAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) ou subestações em corrente contínua [3].

Após a verificação da necessidade de construção de uma subestação, firmada através da definição de fatores como tensões, capacidade, número de alimentadores, etc, o seu projeto se inicia no levantamento das opções de localização do terreno necessário para a sua construção.

Esboços dos arranjos dos equipamentos devem ser elaborados em caráter preliminar a fim de estimar os custos para capitação dos recursos necessários. Os custos relacionados ao terreno são altamente influenciados pela sua dimensão e localização, o que deve ser cuidadosamente analisado [2].

Definida a localização do terreno, inicia-se o projeto básico que inclui o projeto civil e eletromecânico da subestação e, todos os materiais e equipamentos podem ser encomendados, sempre contemplando futuras expansões. Além disso, estudos elétricos como o estudo de coordenação de isolamento, estabilidade transitória, curto-circuito e fluxo de potência devem ser realizados.

Como pode se observar, as etapas do projeto de uma subestação, conforme citadas acima, não consideram a limitação da exposição humana a campos elétricos e magnéticos, sendo esta a motivação para esta dissertação. Portanto, este trabalho analisa as subestações isoladas a ar não abrigadas (ou externas) de alta e extra alta tensão, estruturado da seguinte forma:

- O **Capítulo 2** aborda aspectos envolvidos no projeto de subestações de energia elétrica, como os arranjos típicos e distâncias de segurança fase-terra e fase-fase consideradas na elaboração do layout.
- O **Capítulo 3** apresenta a metodologia utilizada pelo software CEMIEE para o cálculo dos campos elétricos e magnéticos, sendo esta a ferramenta utilizada para as simulações computacionais realizadas nesta dissertação.
- O **Capítulo 4** aborda a análise dos limites de exposição humana a campos elétricos e magnéticos, estabelecidos pelas normas nacionais e internacionais.
- O **Capítulo 5** analisa os campos elétricos e magnéticos em uma instalação típica barra dupla um disjuntor e meio do sistema interligado nacional (SIN).
- O **Capítulo 6** discute os fatores que influenciam nos níveis de campo elétrico de uma subestação. A discussão sobre o campo magnético não é aprofundada, pois este dificilmente excede os limites estabelecidos.
- No **Capítulo 7** discutem-se as formas de mitigação dos níveis de campo elétrico, a fim de propor uma ferramenta de fácil implementação e baixo custo quando comparada às mudanças de layout analisadas no capítulo anterior.
- Finalmente, o **Capítulo 8** sintetiza as principais conclusões obtidas dos cálculos realizados, levantando os pontos positivos e negativos relacionados às alternativas avaliadas nos Capítulos 6 e 7 em relação à redução dos níveis de campo elétrico.

2. Subestações

Após a definição do terreno para a construção da subestação, inicia-se projeto básico definindo a disposição dos equipamentos a partir do arranjo escolhido. Neste ponto é que se faz necessária a análise dos níveis de campos magnéticos gerados pela disposição escolhida. Neste capítulo são abordados, de forma resumida, os arranjos típicos de subestações de energia elétrica e também discutidos os princípios básicos para a determinação das dimensões e espaçamentos dos equipamentos e barramentos.

2.1 Arranjos Típicos

Existem alguns arranjos típicos que são normalmente utilizados em subestações isoladas a ar, os quais são objeto deste estudo. A escolha do arranjo para a subestação impacta na confiabilidade da instalação, além de influenciar na manutenção, na proteção e nos custos de construção.

2.1.1 Barra Simples

Este tipo de arranjo, apresentado na **Figura 1 (a)**, é composto por uma única barra principal na qual os circuitos estão conectados e geralmente é aplicado em sistemas de baixa e média tensão. Para um defeito qualquer na barra ou entre a seccionadora e a barra de um dos circuitos conectados, a proteção atua desligando todo o sistema. Da mesma forma, a manutenção de um dos equipamentos ou da barra requer o desligamento de todo o sistema.

Este arranjo possui baixa confiabilidade e é recomendável para subestações com menores intercâmbios de potência. Com o objetivo de aumentar a confiabilidade, pode ser adicionado um seccionamento da barra (vão de acoplamento), conforme apresentado na **Figura 1 (b)**.

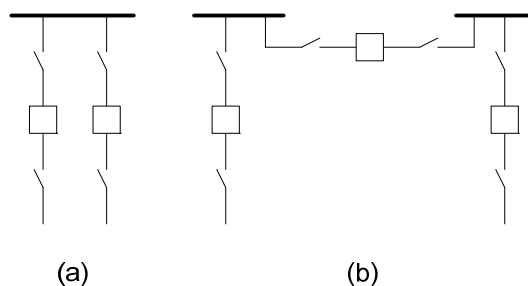


Figura 1 - Arranjos: (a) barra simples; (b) barra simples com seccionamento de barras.

2.1.2 Barra Principal e Transferência

A **Figura 2** apresenta o arranjo denominado barra principal e transferência, o qual opera com todos os circuitos conectados à barra principal. Este arranjo possui uma barra de transferência, utilizada quando a manutenção de um ou mais circuitos for necessária. Além disso, possui um vão de transferência conectando as duas barras.

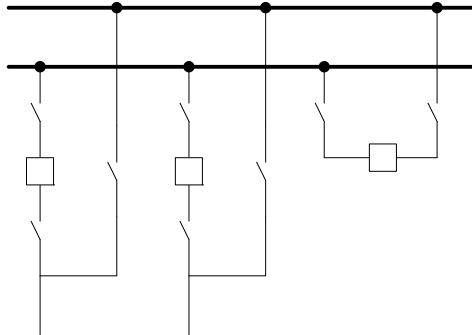


Figura 2 – Arranjo barra principal e transferência.

A confiabilidade é baixa, assim como na configuração barra simples, quando todos os circuitos estiverem conectados à barra principal. Porém, a utilização da barra de transferência nos casos de manutenção permite a desenergização dos circuitos sem que ocorra a interrupção no fornecimento de energia elétrica. Este procedimento inicia-se através do fechamento do disjuntor do vão de transferência e de suas seccionadoras, com posterior abertura dos disjuntores dos circuitos a serem desenergizados. Com o vão de transferência em operação, o seu disjuntor é utilizado no lugar do disjuntor do circuito que está em manutenção.

Este arranjo apresenta custo elevado e demanda uma área de instalação maior que a configuração barra simples, mas permite maior flexibilidade operativa diante de manutenções, não interrompendo o fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

2.1.3 Barra Dupla

O arranjo barra dupla pode ser realizado a 4 chaves ou a 5 chaves, conforme apresentado pelos diagramas unifilares da **Figura 3** e 4, respectivamente. Este arranjo é comumente aplicado a sistemas de alta tensão.

Nestes arranjos, cada circuito tem a capacidade de se conectar a uma ou outra barra, porém no arranjo a 4 chaves apenas a barra B pode ser utilizada como barra de transferência. Em caso de manutenção, não há interrupção no fornecimento de energia elétrica, ou seja, todos os circuitos permanecem energizados. A ocorrência de um defeito em qualquer uma das barras leva a perda de todos os circuitos conectados a ela.

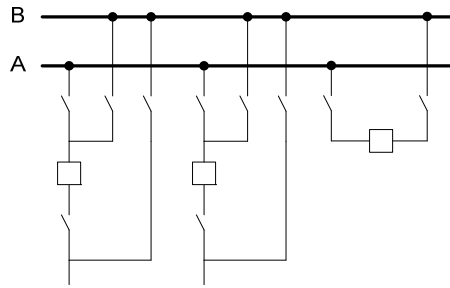


Figura 3 – Arranjo barra dupla a 4 chaves.

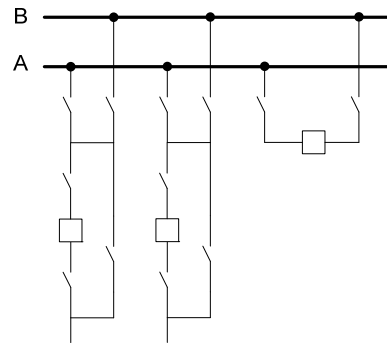


Figura 4 – Arranjo barra dupla a 5 chaves.

2.1.4 Barra Dupla com Um Disjuntor e Meio

O arranjo um disjuntor e meio é representado pelo diagrama unifilar da **Figura 5**, e sendo geralmente aplicado a sistemas de extra alta tensão (EAT). Este arranjo apresenta alta confiabilidade, não impondo interrupções quando da necessidade de manutenção em um dos disjuntores dos circuitos e quando da ocorrência de eventos simples. Por outro lado apresenta custo elevado, pois demanda uma grande área de subestação e maior número de equipamentos de manobra. Porém, é adequado para subestações que manobram grandes quantidades de energia. Neste arranjo, todos os equipamentos de manobra e medição devem ser dimensionados para suportar a corrente de carga de dois circuitos.

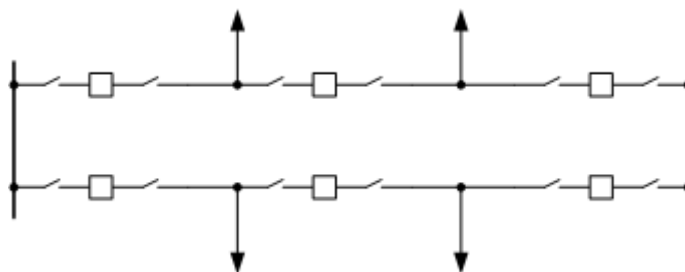


Figura 5 – Arranjo um disjuntor e meio.

2.1.5 Anel

O arranjo em anel é apresentado no diagrama unifilar da **Figura 6**. Este arranjo é adequado em aplicações onde uma maior segurança contra defeitos na barra é requerida. Os equipamentos deste arranjo devem suportar o carregamento máximo possível que pode ocorrer na subestação, devido a qualquer chaveamento frente a contingências. Este arranjo apresenta alta confiabilidade e flexibilidade, pois cada circuito de saída tem dois caminhos de alimentação com o uso de apenas um disjuntor por circuito. Como consequência apresenta alto custo e demanda maior área de pátio.

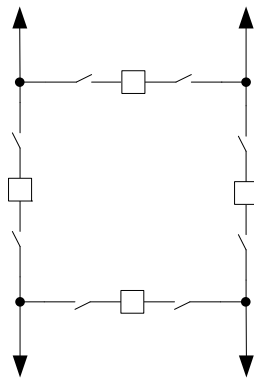


Figura 6 – Arranjo em anel.

2.2 Dimensões do Layout da Subestação

Após a escolha do arranjo e definição da localização do terreno, inicia-se a elaboração do layout, determinando primeiramente as distâncias de segurança fase-terra e disposição das fases do barramento. A escolha destes parâmetros é a base para a elaboração da planta e dos cortes da subestação.

A rede básica é a rede definida e regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL constituída por todas as subestações e linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior. Segundo [4], os arranjos de barramentos para as subestações da rede básica com isolamento a ar, padronizados no Brasil, são estabelecidos nos grupos abaixo, diferenciados por classe de tensão:

- Barramentos de tensão igual ou superior a 345 kV: barra dupla com disjuntor e meio; e
- Barramentos de 230 kV: barra dupla a quatro chaves.

Arranjos de barramento alternativos podem ser utilizados, inclusive os de tecnologia com isolamento em SF₆, desde que apresentem desempenho igual ou superior ao dos arranjos estabelecidos anteriormente, o que deve ser comprovado por meio de estudos de confiabilidade e disponibilidade (saída forçada e programada). Estes arranjos alternativos devem ser submetidos à aprovação do ONS que deve executar a análise e encaminhar a proposta de tratamento para a ANEEL [4].

Em subestações externas de alta tensão, como a sob análise nesta dissertação, geralmente a separação espacial de partes energizadas (condutores, barramentos e equipamentos) para terra ou a outras partes energizadas, garante a segurança para operação e manutenção do pátio. Esta separação espacial engloba os itens descritos abaixo e é exemplificada na **Figura 7**.

- a) **Distância fase-terra (A)**: entre partes energizadas e o ponto aterrado mais alto (paredes, telas, estruturas e terra).
- b) **Distância fase-fase (B)**: entre partes energizadas de diferentes fases ou de mesma fase que se cruzam.
- c) **Distância para a terra (C)**: distância entre a terra e o ponto aterrado mais alto.

Uma separação espacial mínima é necessária para evitar *flashover* durante transitórios de chaveamento ou atmosféricos. Os valores requeridos para estas distâncias mínimas (fase-terra e fase-fase) são referidos ao nível de suportabilidade a impulsos dos isoladores [3].

A determinação desta separação mínima, obtida por critérios de suportabilidade dielétrica e segurança, não considera os níveis de campos elétricos e magnéticos estabelecidos pela Resolução ANEEL n° 398/2010 [15]. Dessa forma, surge a necessidade de avaliar a inserção de um novo critério no projeto de subestações. Portanto, esta dissertação propõe que o arranjo da subestação deve ser analisado sob o aspecto dos níveis de campos elétricos e magnéticos, a fim de verificar se esta separação espacial mínima é suficiente para garantir que os limites estabelecidos pelas normas sejam cumpridos.

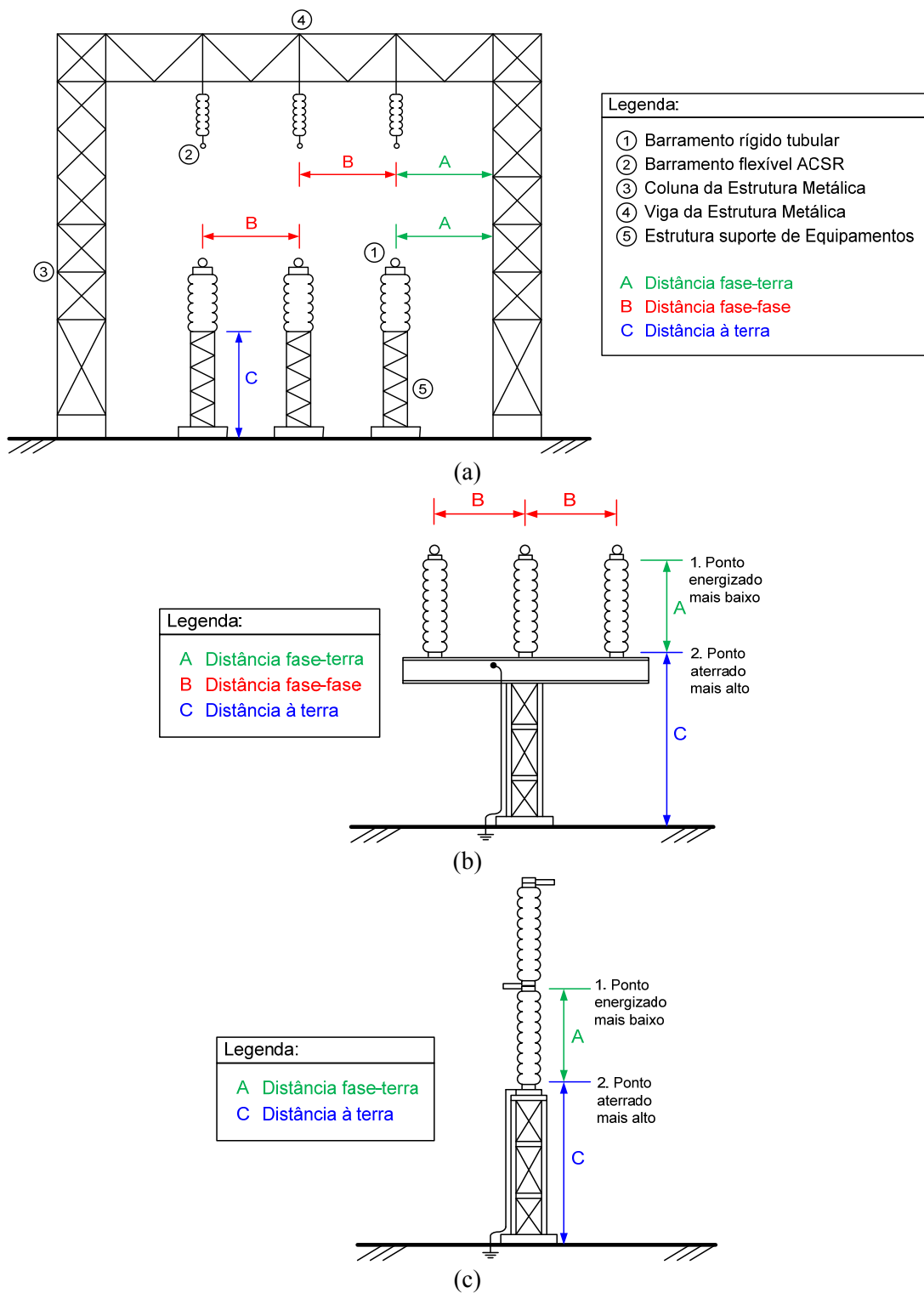


Figura 7 – Exemplos de distâncias de separação em uma subestação: (a) e (b) exemplo de barramentos; (c) exemplo de um disjuntor [3].

3. Cálculo de Campos Elétricos e Magnéticos

3.1 Introdução

O software desenvolvido para o cálculo dos campos elétricos e magnéticos é chamado de CEMIEE. Este software foi implementado em plataforma Matlab® e não disponível comercialmente. Para o cálculo do campo magnético este utiliza a Lei de Biot-Savart aplicada a um condutor finito no espaço. Para o cálculo do campo elétrico é utilizado o Método de Simulação de Cargas (MSC). Estes métodos de cálculo são discutidos neste capítulo.

3.2 Campo Magnético

O densidade de fluxo magnético \vec{B} em um ponto P (x_P, y_P, z_P) qualquer devido a um condutor no espaço R^3 que se inicia no ponto P₁ (x_1, y_1, z_1) e termina no ponto (x_2, y_2, z_2) é dado pela Lei de Biot-Savart, conforme **Equação 1**, [5, 6]. O condutor é representado por um elemento de corrente $I \cdot d\vec{l}$, ou seja, por uma linha finita de corrente conforme **Figura 8**.

$$\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} \int_C \frac{\vec{I}(l) d\vec{l} \times \vec{a}(l)}{|\vec{r}(l)|^2} \quad \text{Equação 1}$$

Sendo,

μ_0 – permeabilidade magnética do espaço livre ($\mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ H/m).

$\vec{I}(l)$ - corrente no condutor

$d\vec{l}$ - elemento diferencial.

$$d\vec{l} = dx \cdot \vec{a}_x + dy \cdot \vec{a}_y + dz \cdot \vec{a}_z \quad \text{Equação 2}$$

\vec{r} - vetor na direção de $\overline{d\vec{l}P}$.

$$\vec{r} = (x_P - x) \cdot \vec{a}_x + (y_P - y) \cdot \vec{a}_y + (z_P - z) \cdot \vec{a}_z \quad \text{Equação 3}$$

\vec{a} - vetor unitário da direção de \vec{r} .

$$\vec{a} = \frac{(x_p - x) \cdot \vec{a}_x + (y_p - y) \cdot \vec{a}_y + (z_p - z) \cdot \vec{a}_z}{\sqrt{(x_p - x)^2 + (y_p - y)^2 + (z_p - z)^2}}$$

Equação 4

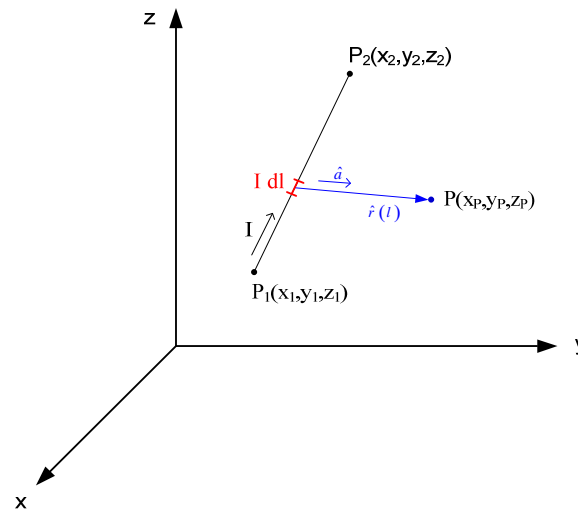


Figura 8 – Condutor finito no espaço.

Em sistemas trifásicos o campo magnético descreve uma elipse em cada ponto do espaço R^3 . Dessa forma, o valor máximo do campo magnético corresponde ao valor RMS da máxima componente espacial do campo magnético e, sua direção corresponde ao eixo maior da elipse descrita pelo mesmo. O valor total da densidade de campo magnético é dado, então, pela **Equação 5** [5, 6].

$$B = \sqrt{B_x^2 + B_y^2 + B_z^2}$$

Equação 5

Para o cálculo do campo magnético, segundo a **Equação 1**, o sistema é considerado equilibrado, ou seja, são desconsideradas as parcelas referentes às correntes de retorno por cabos para-raios, sistemas de aterramento e correntes induzidas em estruturas [7]. Além disso, a superfície da Terra é considerada plana e condutora perfeita, [8].

3.3 Campo Elétrico

O método utilizado para a simulação de campos elétricos é o Método de Simulação de Cargas (MSC). Esta metodologia está consagrada pelo seu extenso uso, cujo princípio consiste utilizar cargas fictícias como soluções particulares das equações de Laplace e Poisson, utilizando pontos de contorno na superfície dos condutores [9]. Em comparação com outros métodos, como o método dos elementos finitos, o uso do MSC para instalações de

grande porte se mostra bastante vantajoso devido ao baixo consumo de recurso computacional e boa precisão dos resultados.

O software CEMIEE utiliza o MSC de forma tridimensional. Os condutores são tratados como condutores perfeitamente cilíndricos, cujas cargas superficiais são substituídas por segmentos fictícios de cargas localizados no seu centro.

Como mostra a **Figura 9**, considerando um condutor em uma posição arbitrária em relação aos eixos cartesianos, o potencial elétrico gerado pela carga fictícia Q , localizada em (X, Y, Z) , em um ponto qualquer $P(x,y,z)$ é dado através da **Equação 6**, segundo [10]:

$$\phi = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \int_0^L \frac{\sigma(u)}{D} du$$

Equação 6

Sendo,

$\sigma(u)$ - densidade de carga

D – distância entre um ponto da linha de carga e um ponto arbitrário P .

ϵ_0 - permissividade do ar ($\epsilon_0 = 8,85 \text{ pF/m}$).

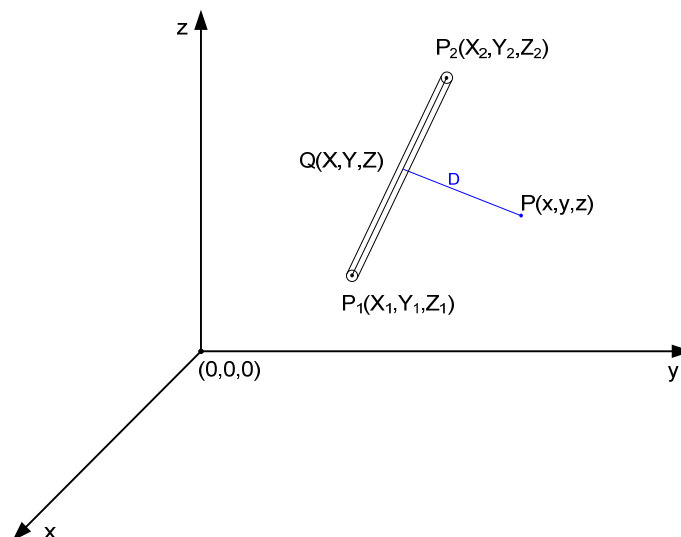


Figura 9 – Representação do segmento de carga fictícia para o cálculo do potencial em um ponto P [10].

A princípio as cargas não são conhecidas e devem ser determinadas previamente para que se possa calcular o potencial segundo a **Equação 6**. Para tanto é utilizada a condição de

contorno de que o potencial na superfície do condutor é conhecido. Assim, monta-se um sistema linear conforme **Equação 7**.

$$[U] = [P][Q] \quad \text{Equação 7}$$

Sendo

[U] - Vetor de tensões dos condutores;

[P] - Matriz de coeficientes de potencial de Maxwell;

[Q] - Vetor de cargas fictícias;

O vetor de cargas [Q] é determinado através da Equação 8.

$$[Q] = [P]^{-1}[U] \quad \text{Equação 8}$$

Após determinadas as cargas, as componentes de campo elétrico nos pontos desejados podem ser obtidas através das **Equações 9, 10 e 11**.

$$E_x = -\frac{\partial\phi}{\partial X} \quad \text{Equação 9}$$

$$E_y = -\frac{\partial\phi}{\partial Y} \quad \text{Equação 10}$$

$$E_z = -\frac{\partial\phi}{\partial Z} \quad \text{Equação 11}$$

A composição do campo elétrico resultante é feita da mesma maneira que o campo magnético, conforme apresentado na **Equação 12**.

$$E = \sqrt{E_x^2 + E_y^2 + E_z^2} \quad \text{Equação 12}$$

4. Limites de Exposição Humana a Campos Elétricos e Magnéticos

À frequência industrial, as componentes do campo elétrico e magnético comportam-se de forma independente e interagem de forma diferente com o corpo humano. Os campos elétricos de baixa frequência não penetram no corpo de forma significativa, mas acumulam carga na sua superfície. Como resultado, as correntes elétricas fluem desde a sua superfície até o solo (terra). Os campos magnéticos podem facilmente penetrar no corpo, provocando a circulação de correntes. Estas correntes não escoam necessariamente para a terra e no caso de serem suficientemente intensas, podem estimular os nervos e os músculos, bem como afetar outros processos biológicos [11, 12].

Os estudos relacionados à saúde humana realizados até então, têm sido inconclusivos, sem a constatação de uma evidência direta entre a exposição aos CEM (campos eletromagnéticos) e os efeitos prejudiciais a saúde. Grupos científicos reconhecidos internacionalmente acreditam que as informações não são suficientes para concluir que os campos elétricos e magnéticos na frequência de 60 Hz possam causar câncer, anomalias reprodutivas ou de desenvolvimento. Até o presente momento, não existem populações expostas tempo suficiente, que permita obter conclusões definitivas.

No entanto, com base nos conhecimentos científicos atuais, a ICNIRP (International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection) definiu um conjunto de Restrições Básicas de exposição aos CEM, tanto para a população em geral como para os trabalhadores que atuam no sistema elétrico [14]. Baseada nestes limites a ANEEL promulgou a Resolução Normativa nº 398, de 23 de março de 2010 [15].

De acordo com esta resolução [15] as Restrições Básicas são os limites máximos de exposição humana a campos elétricos, magnéticos e eletromagnéticos variantes no tempo baseados em efeitos reconhecidos à saúde, estabelecidos pela ICNIRP [14] e recomendados pela OMS (Organização Mundial da Saúde). Estes limites estabelecidos têm o objetivo de garantir que as grandezas físicas não ultrapassem os limiares mínimos de interação biofísica com tecidos vivos, de modo a evitar eventuais danos à saúde.

Segundo [14], a intensidade de campo elétrico interno E_i é a grandeza física utilizada para a especificação das Restrições Básicas, uma vez que é o campo elétrico interno que afeta

as células nervosas e outras células eletricamente sensíveis. A **Tabela 1** apresenta estas restrições básicas.

Tabela 1 – Restrições Básicas para exposição de seres humanos a campos elétricos e magnéticos variáveis ao longo do tempo, sendo os valores em RMS e f a frequência em Hz [14].

Características da exposição		Faixa de Frequências	E _i [V/m]
Exposição ocupacional	Tecido do SNC da cabeça	1 Hz – 10 Hz	0,5 / f
		10 Hz – 25 Hz	0,05
		25 Hz – 400 Hz	$2 \times 10^{-3} \times f$
		400 Hz – 3 kHz	0,8
		3 kHz – 10 MHz	$2,7 \times 10^{-4} \times f$
	Todos os tecidos da cabeça e do corpo	1 Hz – 3 kHz	0,8
		3 kHz – 10 MHz	$2,7 \times 10^{-4} \times f$
Exposição do público em geral	Tecido do SNC da cabeça	1 Hz – 10 Hz	0,1 / f
		10 Hz – 25 Hz	0,01
		25 Hz – 1000 Hz	$4 \times 10^{-4} \times f$
		1000 Hz – 3 kHz	0,4
		3 kHz – 10 MHz	$1,35 \times 10^{-4} \times f$
	Todos os tecidos da cabeça e do corpo	1 Hz – 3 kHz	0,4
		3 kHz – 10 MHz	$1,35 \times 10^{-4} \times f$

De acordo com [14], os níveis de referência são obtidos a partir das restrições básicas através de modelagem matemática utilizando os dados publicados em [16,17]. Os níveis de referência foram determinados para as condições de exposição em que a variação do campo elétrico ou magnético no espaço ocupado pelo corpo é relativamente pequena. Foram levadas em conta a dependência da frequência e as incertezas dosimétricas. As **Tabelas Tabela 2 e Tabela 3** apresentam estes níveis de referência para a população ocupacional e público em geral, respectivamente.

Tabela 2 – Níveis de referência para exposição ocupacional a campos eletromagnéticos variáveis ao longo do tempo (valores RMS de campo não perturbado), sendo f a frequência em Hz [14].

Faixa de Frequências	Intensidade do Campo Elétrico E (kV/m)	Intensidade do Campo Magnético H (A/m)	Densidade do fluxo Magnético B (T)
1 Hz – 8 Hz	20	$1,63 \times 10^5 / f^2$	$0,2 / f^2$
8 Hz – 25 Hz	20	$2 \times 10^4 / f$	$2,5 \times 10^{-2} / f$
25 Hz – 300 Hz	$5 \times 10^2 / f$	8×10^2	1×10^{-3}
300 Hz – 3 kHz	$5 \times 10^2 / f$	$2,4 \times 10^5 / f$	$0,3 / f$
3 kHz – 10 MHz	$1,7 \times 10^{-1}$	80	1×10^{-4}

Tabela 3 – Níveis de referência para exposição do público em geral a campos eletromagnéticos variáveis ao longo do tempo (valores RMS de campo não perturbado), sendo f a frequência em Hz [14].

Faixa de Frequências	Intensidade do Campo Elétrico E (kV/m)	Intensidade do Campo Magnético H (A/m)	Densidade do fluxo Magnético B (T)
1Hz – 8Hz	5	$3,2 \times 10^4 / f^2$	$4 \times 10^{-2} / f^2$
8Hz – 25Hz	5	$4 \times 10^3 / f$	$5 \times 10^{-3} / f$
25Hz – 50Hz	5	$1,6 \times 10^2$	2×10^{-4}
50Hz – 400Hz	$2,5 \times 10^2 / f$	$1,6 \times 10^2$	2×10^{-4}
400Hz – 3kHz	$2,5 \times 10^2 / f$	$6,4 \times 10^4 / f$	$8 \times 10^{-2} / f$
3kHz – 10MHz	$8,3 \times 10^{-2}$	21	$2,7 \times 10^{-5}$

A partir das **Tabelas Tabela 2 e Tabela 3** obtém-se para a população ocupacional o limite de 8,33 kV/m para o campo elétrico e 1000 μ T para o campo magnético. Já, para o público em geral o limite estabelecido para o campo elétrico é 5 kV/m e para o campo magnético é 200 μ T.

Porém, a Resolução Normativa ANEEL n° 398/2010 se baseou nos níveis de referência estabelecidos pela ICNIRP no guia publicado em 1998 [19]. Neste guia as restrições básicas se referiam à densidade de corrente induzida no corpo humano. Para a exposição ocupacional o limite estabelecido é 10 mA/m² e para o público em geral 2 mA/m². Da mesma forma que em [14], os níveis de referência são obtidos a partir das restrições básicas através de uma modelagem matemática.

Portanto, a partir destes níveis de referência apresentados em [19], a Resolução Normativa ANEEL n° 398/2010 [15] estabeleceu os níveis de referência brasileiros, conforme a **Tabela 4**, os quais representam os níveis de campo elétrico e magnético variáveis no tempo, para avaliação prática e expedita da exposição humana.

Tabela 4 – Níveis de referência segundo a resolução n° 398 de 23 de março de 2010 [15].

	Campo Elétrico [kV/m]	Campo Magnético [μ T]
Público em Geral	4,17	83,33
População Ocupacional	8,33	416,67

Se o valor medido ou calculado ultrapassar o nível de referência, não se infere daí necessariamente que a limitação básica seja ultrapassada. No entanto, sempre que um nível de referência é ultrapassado é necessário avaliar o cumprimento da Restrição Básica aplicável e apurar se é necessário tomar medidas adicionais de proteção [14].

Segundo a Resolução ANEEL n° 398/2010 [15], caso os valores calculados excedam estes Níveis de Referência, deve-se elaborar o Relatório de Conformidade para avaliar se os valores calculados atendem as Restrições Básicas. Vale ressaltar que os campos elétricos e magnéticos, em qualquer nível de tensão, devem atender as Restrições Básicas.

A partir do estabelecimento destas diretrizes, uma discussão a cerca do tempo acumulado de exposição sob a ação dos campos elétricos e magnéticos é colocada em análise. Acredita-se que uma análise sobre o tempo de exposição deve ser considerada e limites diferentes estabelecidos para a exposição temporária e prolongada, uma vez que o efeito da exposição aos campos é acumulativo. Quanto ao limite único adotado pela Resolução ANEEL n°398/2010 [15], convém analisar se uma faixa de valores não seria mais adequada para os limites estabelecidos, devido à natureza estatística das grandezas envolvidas (tempo de exposição versus intensidade de campo).

5. Análise dos Campos Elétricos e Magnéticos em Subestações de Energia Elétrica – Estudo de Caso

5.1 Introdução

Este capítulo apresenta os cálculos dos campos elétricos e magnéticos em uma subestação típica de 440 kV arranjo barra dupla com um disjuntor e meio. Esta subestação foi escolhida a fim de identificar os pontos críticos do layout em relação aos níveis de campos elétricos e magnéticos, sendo que as análises efetuadas para esta subestação são representativas dos problemas encontrados nos demais tipos de arranjos utilizados na rede básica do sistema elétrico brasileiro.

5.2 ESTUDO DE CASO

O **CASO BASE** contempla a análise do pátio de 440 kV de uma subestação com arranjo barra dupla a um disjuntor e meio. Esta subestação, com layout típico para este arranjo, possui dois bays de entrada de linha de transmissão (LT1 e LT2) e dois bays de transformadores (TR1 e TR2), conforme o diagrama unifilar apresentado na **Figura 10**.

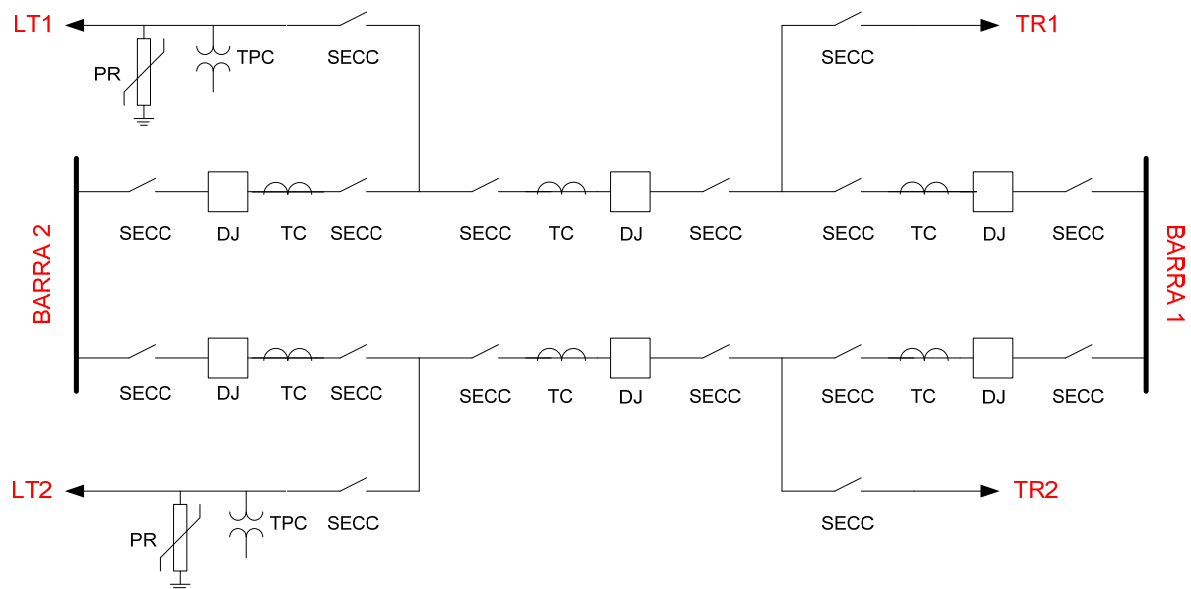


Figura 10 – Diagrama unifilar da subestação em análise.

O layout desenvolvido (plantas e cortes) para esta subestação está apresentado no **ANEXO 1**, e algumas dimensões principais são:

- Espaçamento entre fases (barramentos flexíveis): 6 m.

- b) Espaçamento entre fases nas barras rígidas 1 e 2: 4,5 m
- c) Altura dos equipamentos (seccionadoras, disjuntores, TC's, TP's) e IP's: 7 m.
- d) Altura das barras rígidas 1 e 2: 12 m.
- e) Altura dos barramentos flexíveis: 21 m.
- f) Altura dos cabos para-raios: 25 [m].

Nas simulações foram representados todos os condutores de potencial conhecidos, ou seja, os condutores de fase e os elementos metálicos aterrados (estruturas de barramentos, equipamentos e pórticos). Ressalta-se que, os elementos metálicos aterrados exercem o efeito de blindagem do campo elétrico em suas proximidades, podendo contribuir para a diminuição do nível de campo elétrico nestas regiões. Os elementos metálicos aterrados são representados nas simulações por condutores cilíndricos de 10 cm de raio.

Segundo [15], para o cálculo do campo elétrico deve ser considerada a mínima distância entre condutor e solo. Desse modo, o modelo utilizado é construído com os condutores sem flechas, a sua altura mínima em relação ao solo. Além disso, os níveis de campos elétricos e magnéticos são calculados a 1,5 m de altura do solo em pontos dispostos de 2 em 2 m para o campo elétrico e de 1 em 1 m para o campo magnético.

Os dados dos condutores utilizados na subestação em estudo estão descritos na **Tabela 5**.

Tabela 5 – Dados dos condutores e cabos para-raios da subestação.

	Raio Externo [cm]
2 x CAA RAIL 954MCM	1,480
Tubo de Alumínio 5"	6,350
CA 3/8"	0,476
CAA DOTTEREL	0,770

5.3 CÁLCULO DO CAMPO ELÉTRICO

Para a configuração apresentada calculou-se o campo elétrico no interior e perímetro da subestação. As **Figuras 11 e 12** apresentam, respectivamente, o mapeamento 3D e as curvas de nível do campo elétrico.

A partir de uma análise detalhada dos resultados obtidos, observa-se que o valor máximo do campo elétrico encontrado foi de $E_{max} = 8,81$ kV/m: em torno das coordenadas $(x,y) = (156,8)$, em metros. Este ponto corresponde à região do término da fase B da Barra 1 e posterior a fase C, na interconexão com o nível inferior. Ao comparar estes resultados com os

limites estabelecidos pela Resolução ANEEL n° 398/2010 [15], conforme **Tabela 4**, observa-se que os níveis de campo elétrico calculados ultrapassam o limite em algumas regiões do interior da subestação, portanto, oferecendo riscos a população ocupacional. Neste caso, para o público em geral o nível de campo elétrico encontrado não ultrapassa o limite estabelecido.

Além disso, outros pontos críticos no layout em relação aos níveis de campo elétrico se encontram nos locais das descidas dos barramentos a 21 m de altura (nível superior) para os equipamentos a 7 m de altura (nível inferior), conforme apresentado abaixo:

- Entrada da LT1 fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (98,48)$ metros com $E = 8,79$ kV/m;
- Entrada da LT2 fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (98,8)$ metros com $E = 8,77$ kV/m;
- Saída para TR1, fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (134,48)$ metros com $E = 7,77$ kV/m;
- Saída para TR2, fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (134,8)$ metros com $E = 7,60$ kV/m;

Outro ponto crítico nesta instalação se encontra próximo à entrada da LT1 no ponto de descida do barramento a 21 m de altura com os equipamentos a 7 m de altura, na fase externa A. Neste local $(x,y) = (16,46)$, o nível de campo elétrico é 8,39 kV/m.

Portanto, em alguns destes pontos destacados, os níveis de campo elétrico ultrapassam o limite estabelecido em [15], conforme **Tabela 4**. Assim, nas regiões em torno destes pontos devem ser inseridas alternativas para redução do nível de campo elétrico.

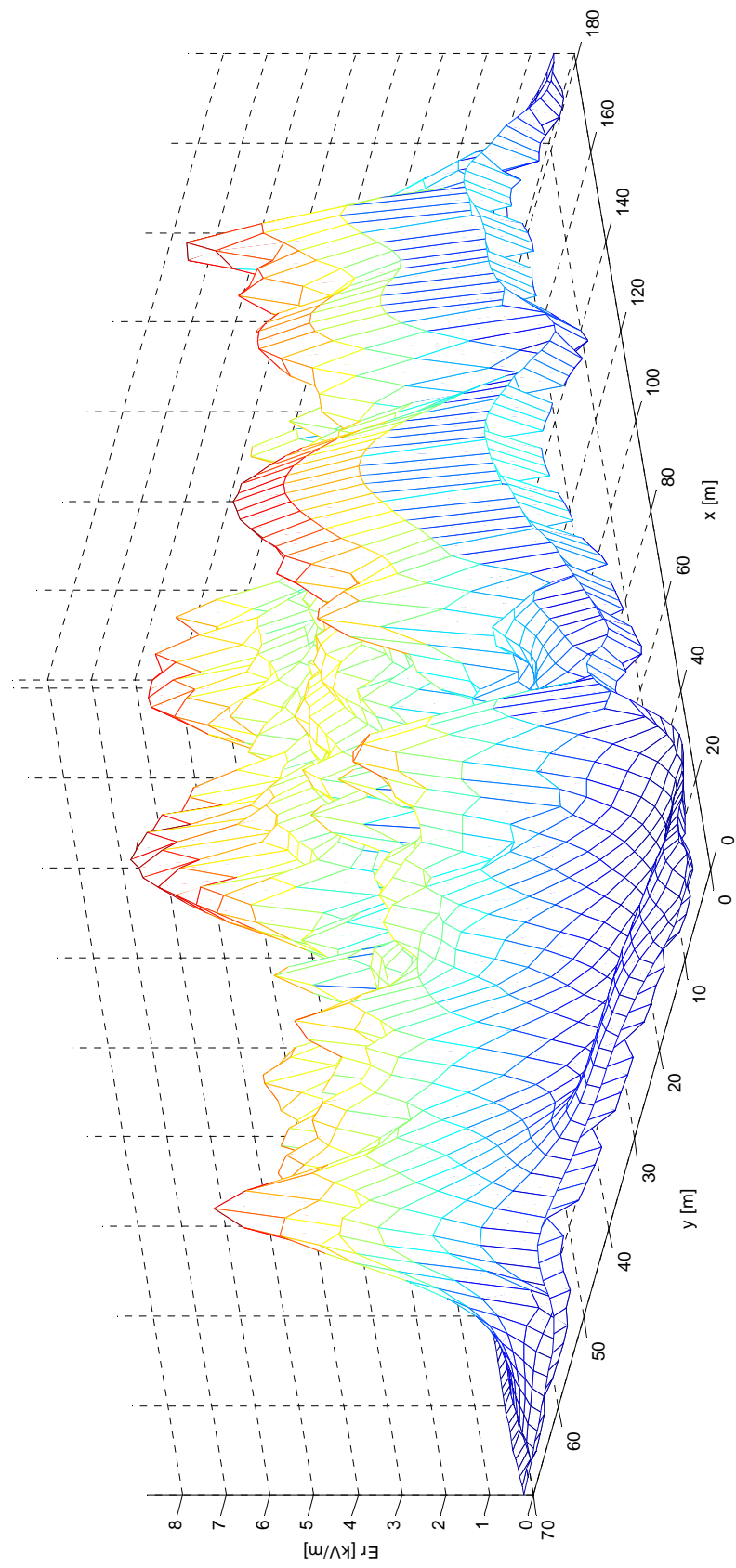


Figura 11 – CASO BASE: Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Mapeamento 3D.

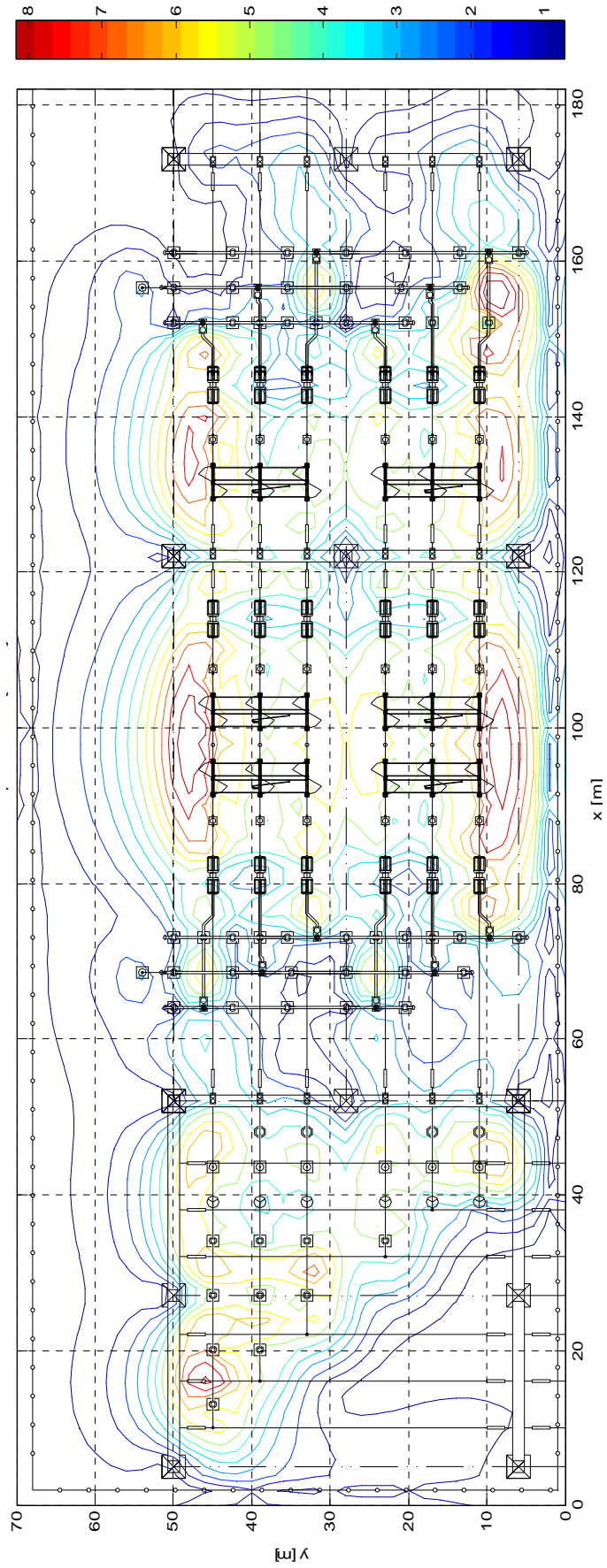


Figura 12 – CASO BASE: Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

5.4 CÁLCULO DO CAMPO MAGNÉTICO

Para esta configuração apresentada, calculou-se o campo magnético no interior e perímetro da subestação, considerando a capacidade operativa de curta duração das linhas de transmissão de 1900 A e a potência dos transformadores 200 MVA. As **Figuras 13 e 14** apresentam, respectivamente, o mapeamento 3D e as curvas de nível do campo magnético.

A partir de uma análise detalhada dos resultados obtidos, observa-se que o valor máximo do campo magnético encontrado foi de $B_{max} = 67,0 \mu T$: em torno das coordenadas $(x,y) = (31,39)$, em metros. Este ponto corresponde à entrada da LT1 (fase B). Ao comparar estes resultados com os limites estabelecidos pela Resolução ANEEL n° 398/2010 [15], conforme **Tabela 4**, observa-se que os níveis de campo magnético calculado se apresentam abaixo dos limites. Portanto, conclui-se que este não oferece riscos ao público em geral e população ocupacional.

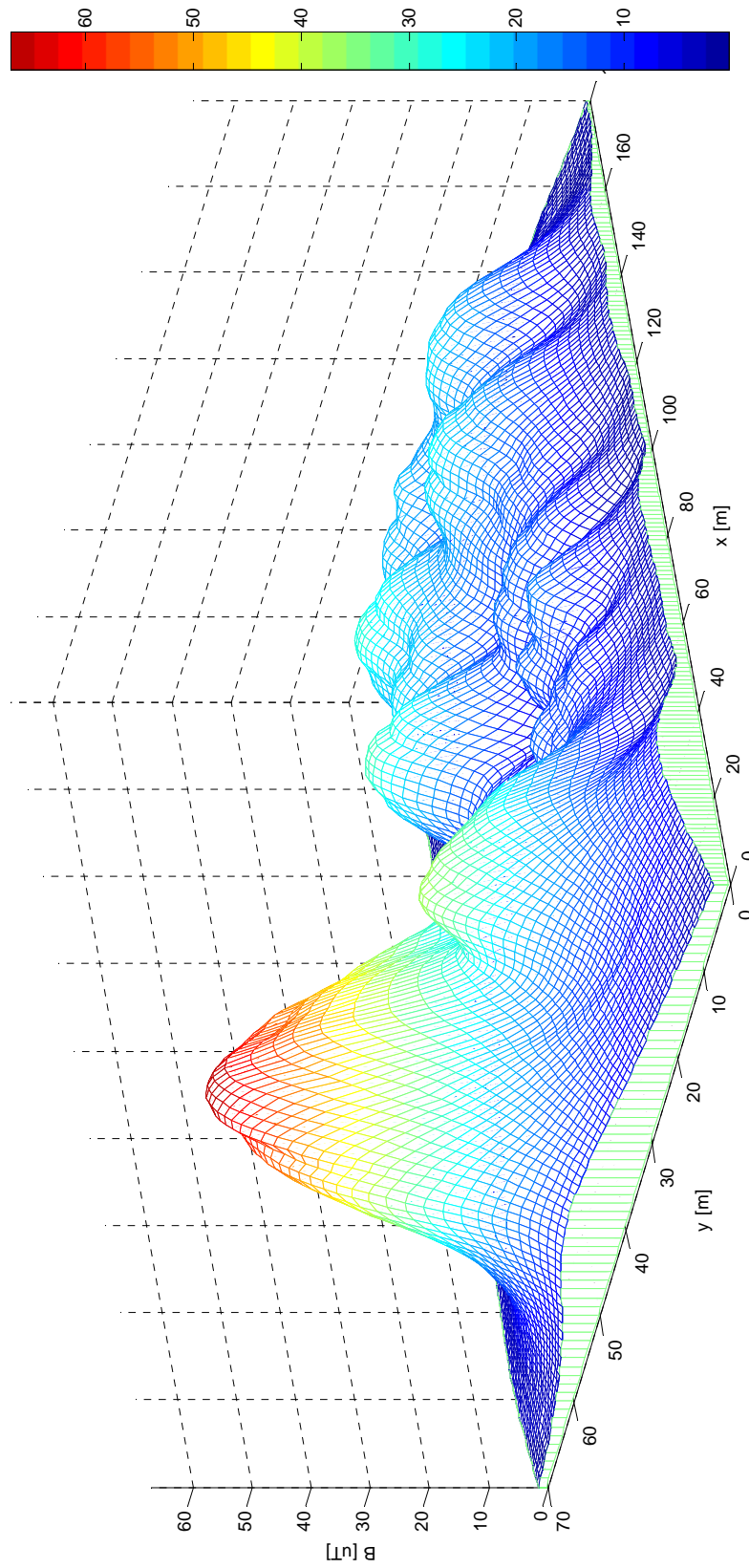


Figura 13 – CASO BASE: Densidade de fluxo magnético B em $\mu\text{T RMS}$ – Mapeamento 3D.

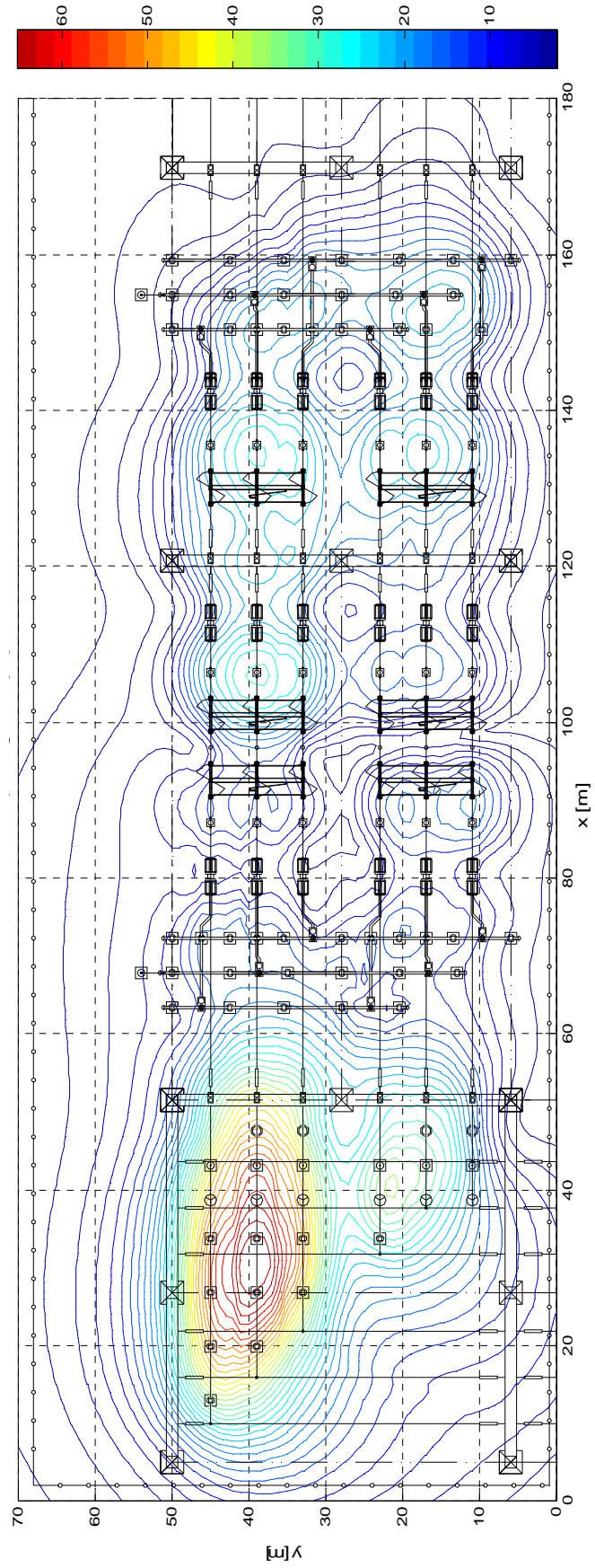


Figura 14 – CASO BASE: Densidade de fluxo magnético B em $\mu\text{T RMS}$ – Curvas de Nível.

6. Fatores que Influenciam a Intensidade de Campo Elétrico

6.1 Introdução

A partir da análise dos níveis de campo elétrico na subestação de 440 kV apresentada no Capítulo 5, observa-se que este ultrapassa os limites estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 398/2010 [15] em determinadas regiões no interior da subestação. Dessa forma, mudanças no layout da subestação foram implementadas a fim de avaliar suas respectivas influências na intensidade de campo elétrico.

Os níveis de campo magnético calculados são limitados pela corrente máxima passante nos condutores e barramentos da subestação, esta informação é obtida através de estudos de fluxo de corrente nos barramentos o qual especifica a bitola dos condutores utilizados. Assim, de acordo com a experiência, os valores de corrente não tem potencial de gerar campos magnéticos acima dos limites estabelecidos pela resolução, independente do nível de tensão da subestação sob análise. Portanto, os níveis de campo magnético não oferecem riscos a população ocupacional e ao público em geral e, por isso o campo magnético não foi objeto de exploração detalhada neste trabalho. Nota-se que, para a subestação em análise, a densidade de fluxo magnético calculado satisfaz os limites estabelecidos.

6.2 Fatores Analisados

6.2.1 Altura dos equipamentos e barramentos

O campo elétrico calculado em curvas de nível para o **CASO 1** é apresentado na **Figura 15**. Os resultados obtidos devem ser comparados com as **Figuras 11 e 12** referentes ao **CASO BASE**.

Para o **CASO 1** elevou-se todos os condutores, barramentos e equipamentos em 1 m e, as medidas passaram a ser:

- Altura dos equipamentos: 8 m;
- Altura das barras rígidas 1 e 2: 13 m;
- Altura dos barramentos flexíveis: 22 m;
- Altura dos cabos para-raios: 26 m.

Os resultados da simulação mostraram uma diminuição significativa do valor máximo de campo elétrico encontrado de 8,81 kV/m (CASO BASE) para 6,63 kV/m, ou seja, um decréscimo de 25,2%. Quanto à localização do ponto de valor máximo, este se deslocou para $(x,y) = (98,48)$, em metros. Além disso, na região próxima ao ponto (156,8) metros onde ocorreu o valor máximo do CASO BASE, o campo elétrico passou a ser 6,37 kV/m uma redução de 27,7%.

Os pontos críticos no layout relacionados no CASO BASE também ocorrem no CASO 1 e, apresentam os seguintes níveis de campo elétrico:

- Entrada da LT1 fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (98,48)$ metros com $E = 6,63$ kV/m;
- Entrada da LT2 fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (98,8)$ metros com $E = 6,54$ kV/m;
- Saída para TR1, fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (138,48)$ metros com $E = 5,76$ kV/m;
- Saída para TR2, fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (134,8)$ metros com $E = 5,57$ kV/m;

Outro ponto crítico nesta instalação encontra-se próximo à entrada da LT1 no local da descida do barramento a 21 m de altura para os equipamentos a 7 m de altura, na fase externa A. Neste local $(x,y) = (16,46)$ metros, o nível de campo elétrico passou a ser 5,87 kV/m. Portanto, em alguns destes pontos críticos destacados acima, os níveis de campo elétrico também ultrapassam o limite estabelecido em [15], conforme **Tabela 4**.

Logo, observa-se que há a predominância dos efeitos eletrostáticos causados pelos circuitos de nível inferior em relação aos demais, sendo a altura desses barramentos o parâmetro de maior influência no nível de campo elétrico no interior da subestação.

Esta alternativa avaliada é recomendada por ser eficaz no controle dos níveis de campo elétrico em toda a área da subestação. Contudo, uma análise de viabilidade técnica-econômica deve ser elaborada em cada caso específico.

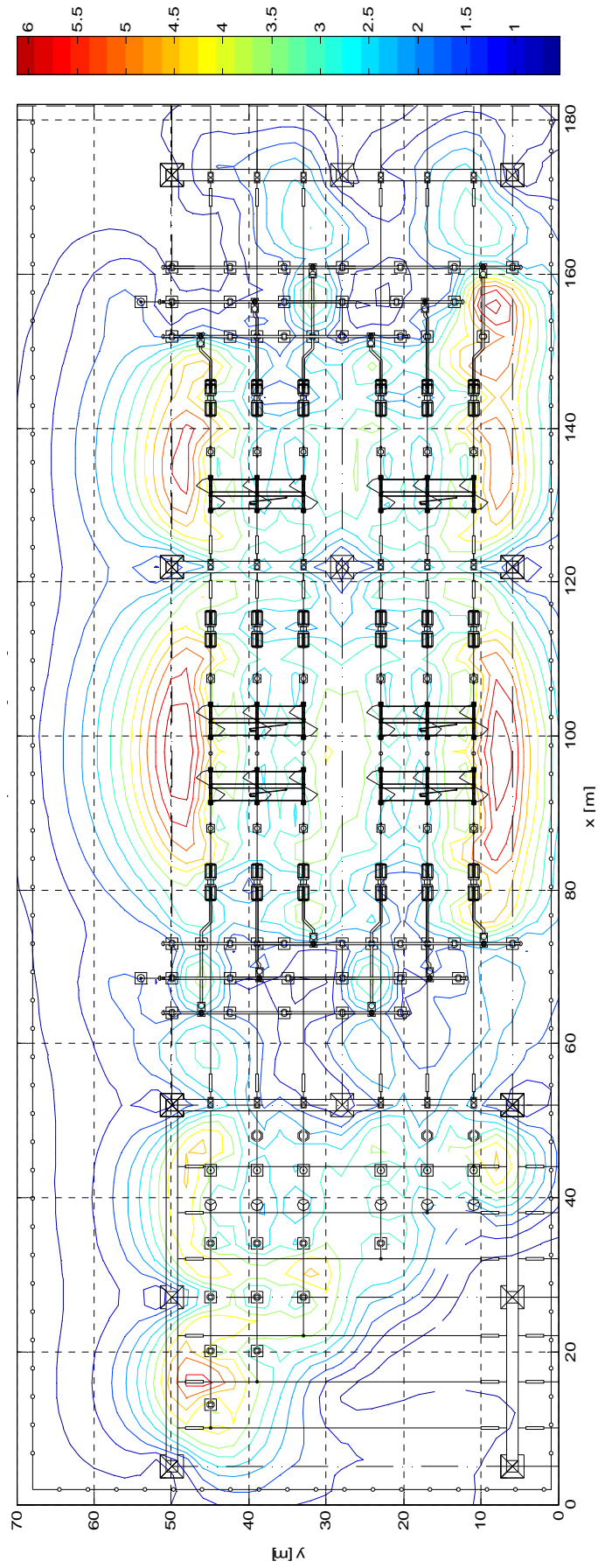


Figura 15 – CASO 1, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

6.2.2 Sequência de Fases de Circuitos Adjacentes

Para o **CASO 2** alterou-se a sequência de fases dos condutores flexíveis dos níveis inferior (7 m) e superior (21 m), referentes aos bays da linha de transmissão LT2 e transformador TR2 de ABC para CBA, conforme **ANEXO 2, Figura A2. 1**.

O campo elétrico calculado em curvas de nível para o **CASO 2** é apresentado na **Figura 16**. Os resultados obtidos devem ser comparados com as **Figuras 11 e 12** referentes ao **CASO BASE**.

Analisando o resultado obtido para o **CASO 2**, observa-se que a região onde se encontra o valor máximo se alterou em comparação com o **CASO BASE**, devido à mudança de sequência de fases dos condutores flexíveis referentes aos bays da linha de transmissão LT2 e transformador TR2. Além disso, o valor máximo encontrado aumentou de 8,81 kV/m (**CASO BASE**) para 10,08 kV/m, localizado no ponto (98,28) metros, ou seja, um aumento de 14,4%. Portanto, esta alteração no layout da subestação provocou uma mudança na distribuição dos níveis de campo elétrico, sendo que o ponto onde ocorreu o valor máximo no **CASO BASE** agora apresenta 3,41 kV/m.

Outros pontos críticos no layout em relação aos níveis de campo elétrico para o **CASO 2** encontram-se entre os bays adjacentes da LT1/TR1 e LT2/TR2, local este onde as fases C destes bays estão mais próximas, conforme **[18]**. Os valores encontrados estão localizados no $y = 28$ m e correspondem a:

- Próximo as coordenadas $(x,y) = (134,28)$ metros com $E = 8,57$ kV/m;
- Próximo as coordenadas $(x,y) = (34,28)$ metros com $E = 8,32$ kV/m;

Portanto, em alguns destes pontos críticos mencionados, os níveis de campo elétrico ultrapassam o limite estabelecido em **[15]**, conforme **Tabela 4**. Conclui-se que, a sequência de fases de circuitos adjacentes influencia fortemente na distribuição dos níveis de campo elétrico no interior da subestação e, portanto, deve ser evitada a locação de fases iguais próximas em circuitos adjacentes, como apresentado na análise do **CASO 2** comparativamente ao **CASO BASE**.

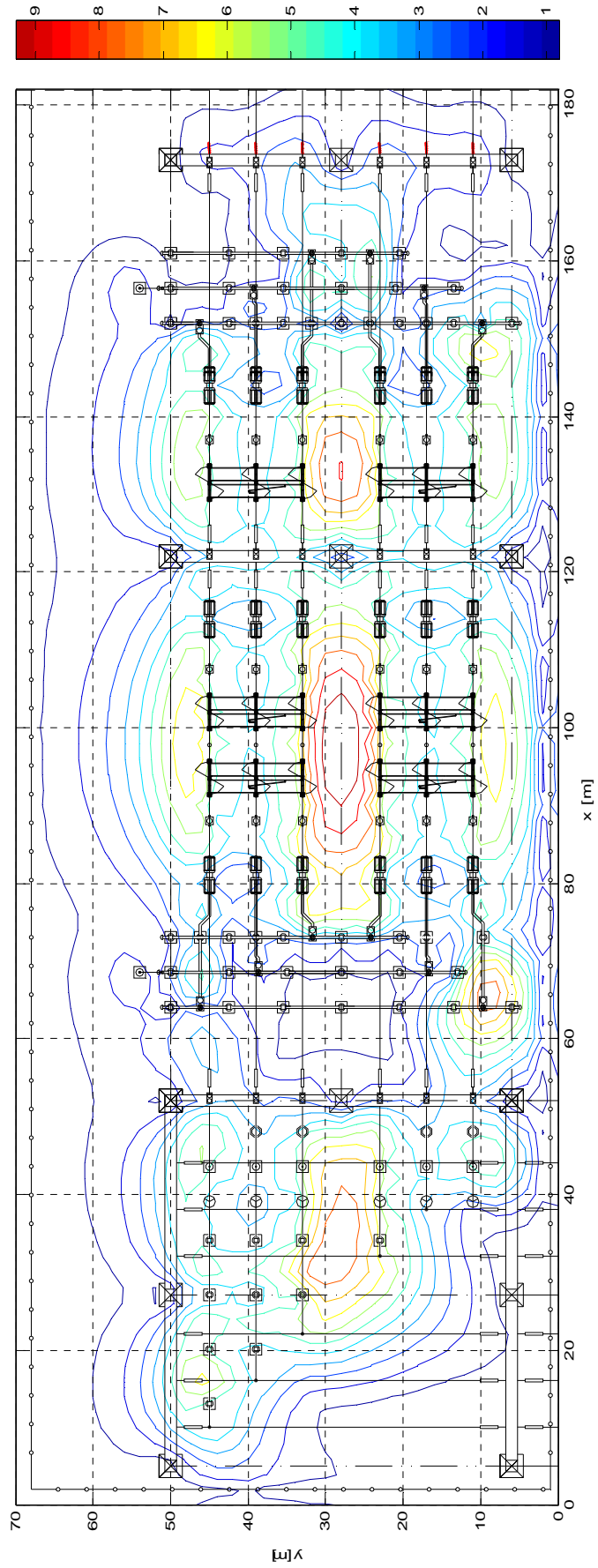


Figura 16 – CASO 2, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

6.2.3 Forma de interligação do barramento principal com o circuito inferior no interior e na periferia da subestação

Normalmente, o valor máximo tende a se localizar na vizinhança do cruzamento do barramento principal (nível intermediário) com os circuitos de nível inferior e superior, conforme observado nos resultados do CASO BASE e na referência [18]. Este fato ocorre devido à interação de condutores energizados verticais e horizontais próximos.

No CASO BASE, as formas de interligação da Barra 1 (barramento principal em nível intermediário) em sua extremidade próxima à cota F ($y = 6$ m) e, em sua extremidade próxima à cota D ($y = 50$ m), estão apresentadas na **Figura 17 (a) e (b)**, respectivamente. As regiões hachuradas correspondem à localização do valor máximo calculado.

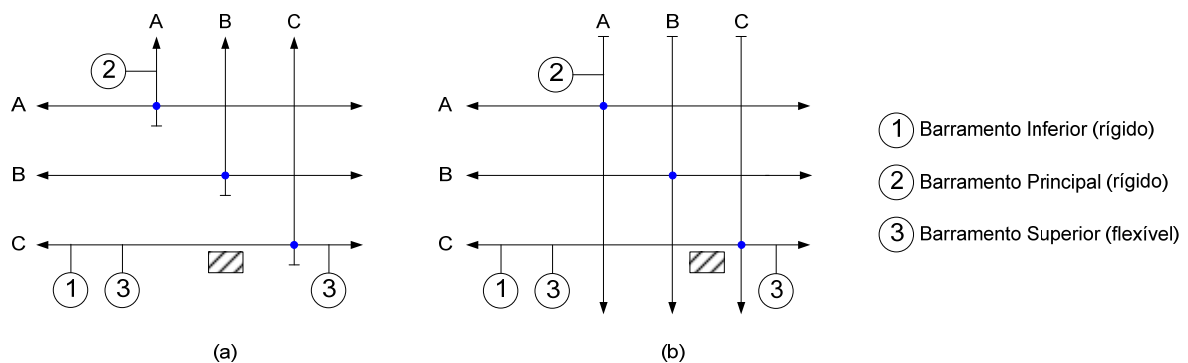


Figura 17 – Conexão do barramento inferior com a Barra 1 no interior da subestação em estudo: (a) extremidade próxima à cota F e (b) extremidade próxima à cota D.

De acordo com a **Figura 17**, a Barra 1 começa e termina no ponto de interconexão desta com o nível inferior. Na **Figura 17 (a)**, o valor máximo de campo elétrico calculado ocorre em pontos imediatamente fora da região de cruzamento, externo a fase C do nível inferior e superior de condutores da subestação.

Outras formas de interligação no interior da subestação são apresentadas na **Figura 18**, conforme [18]. As regiões hachuradas correspondem à localização do valor máximo calculado.

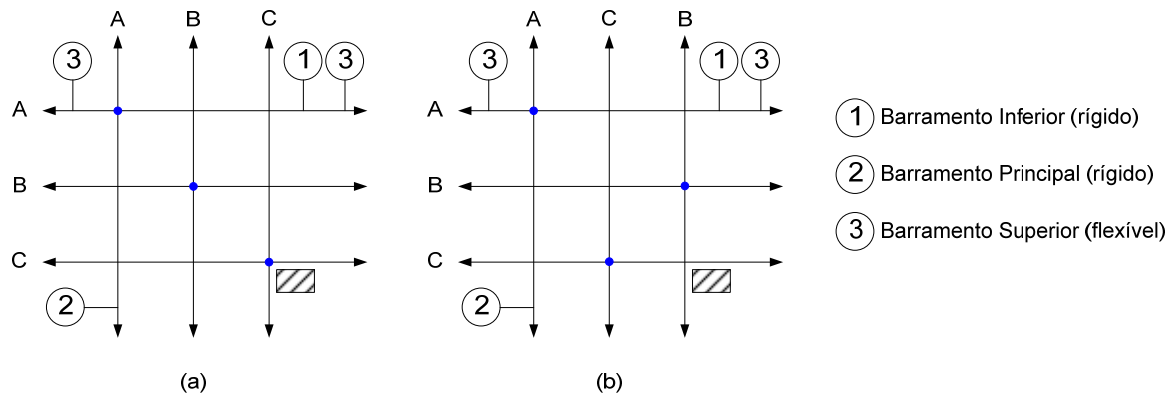


Figura 18 – Conexão do barramento inferior com o barramento principal no interior da subestação [18].

Segundo [18], se for realizada a interligação da **Figura 18 (a)**, os níveis máximos ocorrem em pontos imediatamente fora da região de cruzamento, próximos aos condutores externos de mesma fase (C). Procurando atenuar o efeito de aumento dos valores de campo elétrico exercido por fases iguais, verificou-se que com o tipo da **Figura 18 (b)** obtém-se uma redução da ordem de 15% em relação aos níveis máximos calculados na configuração **Figura 18 (a)**.

Na periferia da subestação outras configurações de interligação de barramento principal e inferior podem ser efetuadas, como apresenta a **Figura 19**. As regiões hachuradas correspondem à localização do valor máximo calculado. [18]

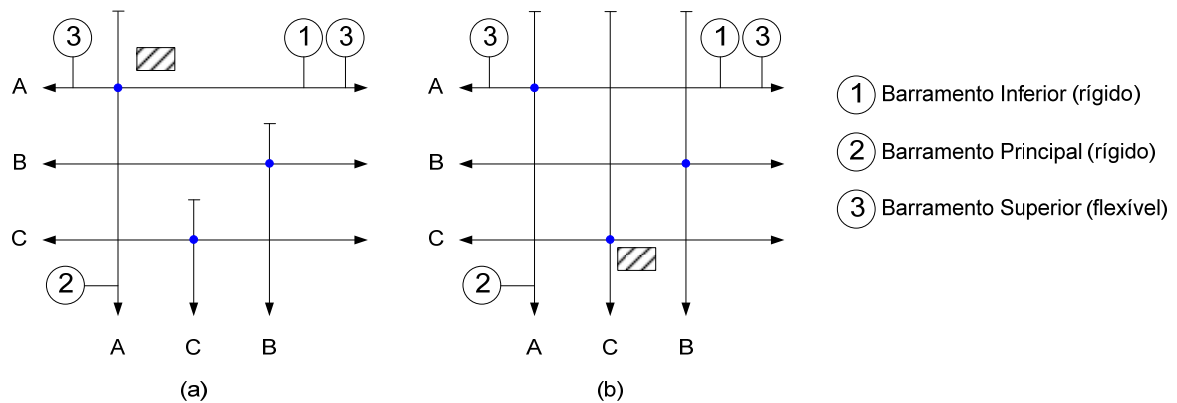


Figura 19 – Conexão do barramento inferior com o barramento principal na periferia da subestação [18].

A fim de contemplar o exposto, algumas alterações foram simuladas na subestação em análise, conforme mostra a **Tabela 6**. As plantas e os campos elétricos calculados em curvas de nível são apresentados nas figuras indicadas na **Tabela 6**.

Tabela 6 – Casos analisados para o campo elétrico da subestação 440kV em análise, para as alterações propostas na interligação de barramentos principais e circuitos inferiores.

CASO	Descrição	Planta	Campo Elétrico em curvas de nível
3	Alteração da sequência de fases da Barra 1 de ABC para CBA	Figura A2. 2	Figura 20
4	Barras rígidas 1 e 2 prolongadas da cota F (y = 6 m) até cota D (y = 50 m), com sequência de fases ABC	Figura A2. 3	Figura 21
5	Alteração da sequência de fases da Barra 1 e 2 de ABC para ACB	Figura A2. 4	Figura 22
6	Barras rígidas 1 e 2 prolongadas da cota F (y = 6 m) até cota D (y = 50 m) com a sequência de fase ACB nas Barra 1 e 2	Figura A2. 5	Figura 23

A **Tabela 7** apresenta os valores máximos de campo elétrico calculado para cada um dos CASOS 3 a 6, bem como a localização deste ponto no plano (x,y) da subestação. Estes valores devem ser comparados ao CASO BASE (**Figuras 11 e 12**).

Tabela 7 – Resultados obtidos para cada caso simulado, considerando as alterações propostas na interligação de barramentos principais e circuitos inferiores.

CASO	Descrição	Campo Elétrico		
		E	X	Y
		[kV/m] RMS	[m]	[m]
3	Alteração da sequência de fases da Barra 1 de ABC para CBA	8,79	98	48
			98	8
4	Barras rígidas 1 e 2 prolongadas da cota F (y = 6 m) até cota D (y = 50 m), com sequência de fases ABC	8,79	98	48
5	Alteração da sequência de fases da Barra 1 e 2 de ABC para ACB	8,80	98	48
6	Barras rígidas 1 e 2 prolongadas da cota F (y = 6 m) até cota D (y = 50 m) com a sequência de fase ACB nas Barra 1 e 2	8,80	98	48

6.2.3.1 Análise CASO 3

O **CASO 3** apresenta o valor máximo de 8,79 kV/m que pode ser considerado praticamente igual ao valor máximo do CASO BASE (8,81 kV/m), pois a redução foi menor que 1%. Os locais de valores máximos ocorrem em torno dos pontos (98,48) e (98,8), em metros, e diferem da região do CASO BASE que é em torno de (x,y) = (156,8), em metros. Nota-se, também que para o ponto (156,8) metros onde ocorreu o valor máximo do CASO BASE, esta alteração no layout da subestação acarretou uma redução na intensidade do campo

para 4,69 kV/m. E o pico desta região se deslocou deste ponto para (148,10) com o valor de 8,39 kV/m, logo, esta alteração provoca uma mudança na disposição dos níveis de campo elétrico na extremidade da barra 1 próxima a cota F, porém não soluciona o problema nesta região pois o campo elétrico está acima do limite estabelecido.

Os pontos críticos no layout, relacionados no CASO BASE, também ocorrem no CASO 3 e, apresentam os seguintes níveis de campo elétrico:

- Saída para TR1, fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (132,48)$ metros com $E = 7,58$ kV/m;
- Saída para TR2, fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (140,10)$ metros com $E = 7,90$ kV/m;

Outro ponto crítico nesta instalação se encontra próximo à entrada da LT1 no local da descida do barramento a 21 m de altura para os equipamentos a 7 m de altura, na fase externa A. Neste local $(x,y) = (16,46)$, o nível de campo elétrico passou a ser 8,39 kV/m. Portanto, em alguns destes pontos críticos destacados, os níveis de campo elétrico também ultrapassam o limite estabelecido em [15], conforme **Tabela 4**.

A alternativa abordada no CASO 3 foi efetiva no controle dos níveis de campo elétrico na região específica de sua influência, onde ocorreu o valor máximo no CASO BASE para esta configuração de subestação. Porém, como ainda há pontos com níveis acima do estabelecido pela resolução, esta alternativa deve ser empregada juntamente com outras medidas de mitigação nestes pontos específicos.

6.2.3.2 Análise CASO 4

O **CASO 4** apresenta o valor máximo de 8,79 kV/m que pode ser considerado praticamente igual ao valor máximo do CASO BASE (8,81 kV/m), pois a redução foi menor que 1%. O local do valor máximo ocorre em torno do ponto $(x,y) = (98,48)$, em metros, e difere da região do CASO BASE que é em torno de $(x,y) = (156,8)$, em metros. Nota-se, também que para o ponto (156,8) metros onde ocorreu o valor máximo do CASO BASE, esta alteração no layout da subestação acarretou uma redução na intensidade do campo elétrico para 7,49 kV/m. Logo, o prolongamento da barra 1 provoca uma mudança na disposição dos níveis de campo elétrico na extremidade da barra 1 próxima a cota F, solucionando o problema nesta região, pois o campo elétrico está abaixo do limite estabelecido.

Os pontos críticos no layout, relacionados no CASO BASE, também ocorrem no CASO 4 e, apresentam os seguintes níveis de campo elétrico:

- Entrada da LT2 fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (98,8)$ metros com $E = 8,76$ kV/m;
- Saída para TR1, fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (134,48)$ metros com $E = 7,79$ kV/m;
- Saída para TR2, fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (132,8)$ metros com $E = 7,48$ kV/m;

Outro ponto crítico nesta instalação se encontra próximo à entrada da LT1 no local da descida do barramento a 21 m de altura para os equipamentos a 7 m de altura, na fase externa A. Neste local $(x,y) = (16,46)$, o nível de campo elétrico passou a ser 8,39 kV/m. Portanto, em alguns destes pontos críticos destacados, os níveis de campo elétrico ultrapassam o limite estabelecido em [15], conforme **Tabela 4**.

A alternativa abordada no CASO 4 foi efetiva no controle dos níveis de campo elétrico na região específica de sua influência, onde ocorreu o valor máximo no CASO BASE para esta configuração de subestação. Porém, como ainda há pontos com níveis acima do estabelecido pela resolução, esta alternativa deve ser empregada juntamente com outras medidas de mitigação nestes pontos específicos.

6.2.3.3 Análise CASO 5

O CASO 5 apresenta o valor máximo de 8,80 kV/m que pode ser considerado praticamente igual ao valor máximo do CASO BASE (8,81 kV/m), pois a redução foi menor que 1%. O local do valor máximo ocorre em torno do ponto $(x,y) = (98,48)$, em metros, difere da região do CASO BASE que é em torno de $(x,y) = (156,8)$, em metros. Nota-se, também que para o ponto (156,8) metros onde ocorreu o valor máximo do CASO BASE, esta alteração no layout da subestação acarretou uma redução na intensidade de campo para 7,86 kV/m. E o pico desta região se deslocou deste ponto para (154,8) com o valor de 8,09 kV/m, logo, esta alteração no layout provoca uma mudança na disposição dos níveis de campo elétrico na extremidade da barra 1 próxima a cota F, e soluciona o problema nesta região, pois o campo elétrico está abaixo do limite estabelecido.

Portanto, a alteração no layout implementada é satisfatória para garantir que os níveis de campo elétrico nestas regiões de interligação das barras com os níveis inferior e superior permanecem dentro dos limites estabelecidos.

Os pontos críticos no layout, relacionados no CASO BASE, também ocorrem no CASO 5 e, apresentam os seguintes níveis de campo elétrico:

- Entrada da LT2 fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (98,8)$ metros com $E = 8,73$ kV/m;
- Saída para TR1, fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (134,48)$ metros com $E = 7,75$ kV/m;
- Saída para TR2, fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (134,8)$ metros com $E = 7,66$ kV/m;

Outro ponto crítico nesta instalação se encontra próximo a entrada da LT1 no local da descida do barramento a 21 m de altura para os equipamentos a 7 m de altura, na fase externa A. Neste local $(x,y) = (16,46)$, o nível de campo elétrico se manteve em 8,39 kV/m. Portanto, em alguns destes pontos críticos destacados, os níveis de campo elétrico também ultrapassam o limite estabelecido em [15], conforme **Tabela 4**.

A alternativa abordada no CASO 5 foi efetiva no controle dos níveis de campo elétrico na região específica de sua influência, onde ocorreu o valor máximo no CASO BASE para esta configuração de subestação. Porém, como ainda há pontos com níveis acima do estabelecido pela resolução, esta alternativa deve ser empregada juntamente com outras medidas de mitigação nestes pontos específicos.

6.2.3.4 Análise CASO 6

O **CASO 6** apresenta o valor máximo de 8,80 kV/m que pode ser considerado praticamente igual ao valor máximo do CASO BASE (8,81 kV/m), pois a redução foi menor que 1%. O local de valor máximo ocorre em torno do ponto $(x,y) = (98,48)$, em metros, difere da região do CASO BASE que é em torno de $(x,y) = (156,8)$, em metros. Nota-se, também que para o ponto (156,8) metros onde ocorreu o valor máximo do CASO BASE, esta alteração no layout da subestação acarretou uma redução na intensidade de campo para 6,82 kV/m. E o pico desta região se deslocou deste ponto para (154,8) com o valor de 6,82 kV/m, logo, esta alteração no layout provoca uma mudança na disposição dos níveis de campo elétrico na extremidade da barras 1 próxima a cota F, e soluciona o problema nesta região pois o campo elétrico está abaixo do limite estabelecido.

Portanto, a alteração no layout implementada é satisfatória e garante que os níveis de campo elétrico nestas regiões de interligação das barras com os níveis inferior e superior permanecem dentro dos limites estabelecidos.

Os pontos crítico no layout, relacionados no CASO BASE, também ocorrem no CASO 6 e, agora, apresentam os seguintes níveis de campo elétrico:

- Entrada da LT2 fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (98,8)$ metros com $E = 8,69$ kV/m;
- Saída para TR1, fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (134,48)$ metros com $E = 7,75$ kV/m;
- Saída para TR2, fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (132,8)$ metros com $E = 7,49$ kV/m;

Outro ponto crítico nesta instalação se encontra próximo a entrada da LT1 no local da descida do barramento a 21 m de altura para os equipamentos a 7 m de altura, na fase externa A. Neste local $(x,y) = (16,46)$, o nível de campo elétrico se manteve em 8,39 kV/m. Portanto, em alguns destes pontos críticos destacados, os níveis de campo elétrico também ultrapassam o limite estabelecido em [15], conforme **Tabela 4**.

A alternativa abordada no CASO 6 foi efetiva no controle dos níveis de campo elétrico na região específica de sua influência, onde ocorreu o valor máximo no CASO BASE para esta configuração de subestação. Porém, como ainda há pontos com níveis acima do estabelecido pela resolução, esta alternativa deve ser empregada juntamente com outras medidas de mitigação nestes pontos específicos.

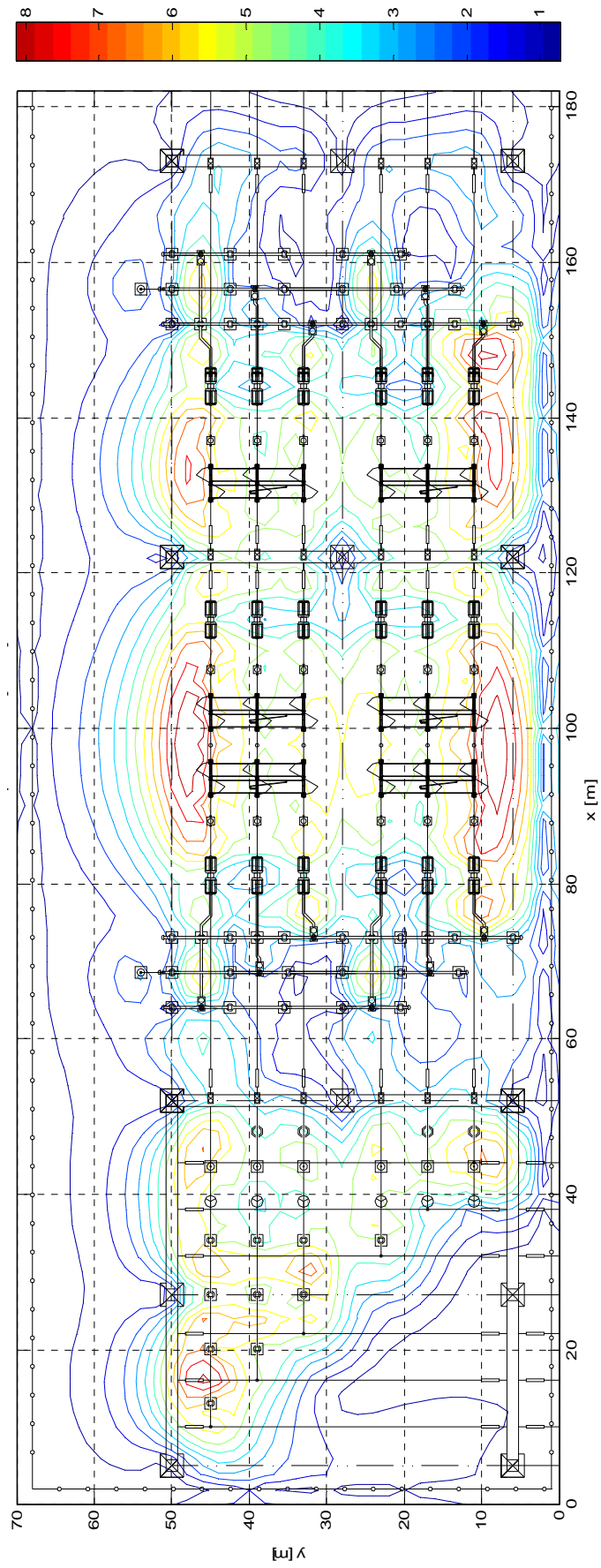


Figura 20 – CASO 3, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

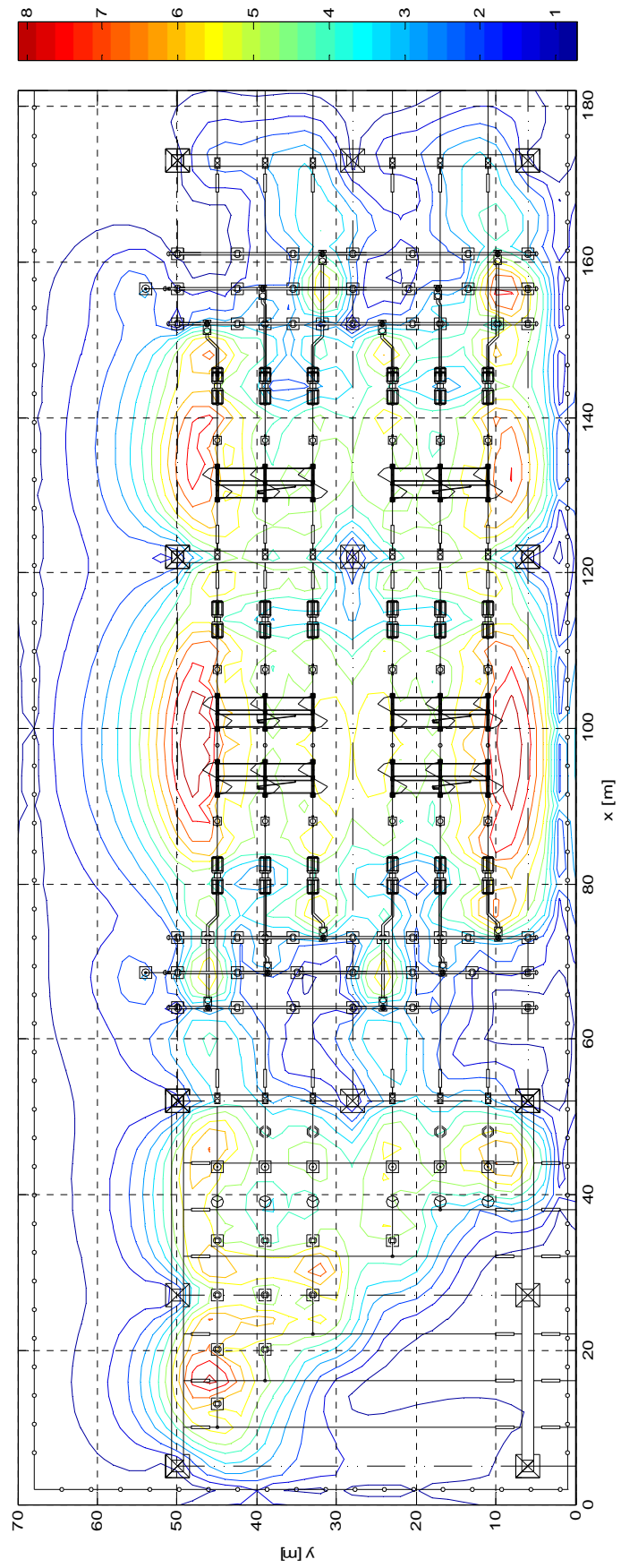


Figura 21 – CASO 4, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

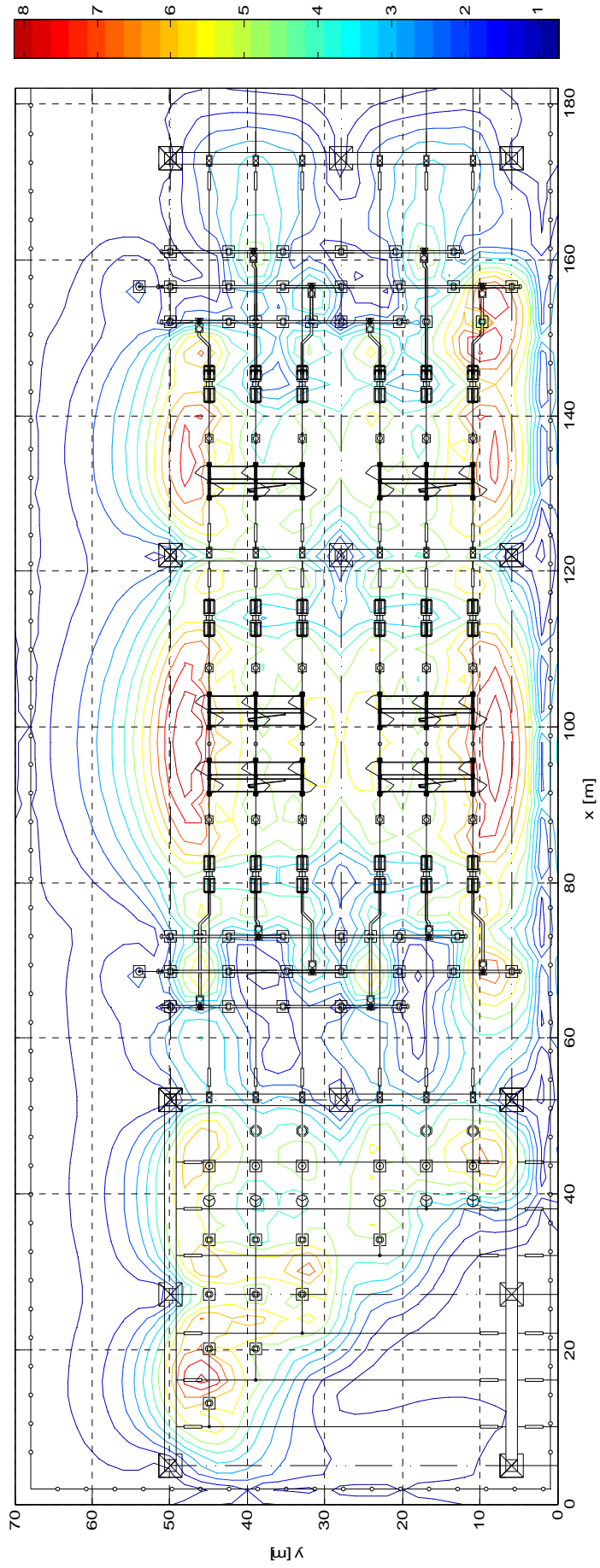


Figura 22 – CASO 5, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

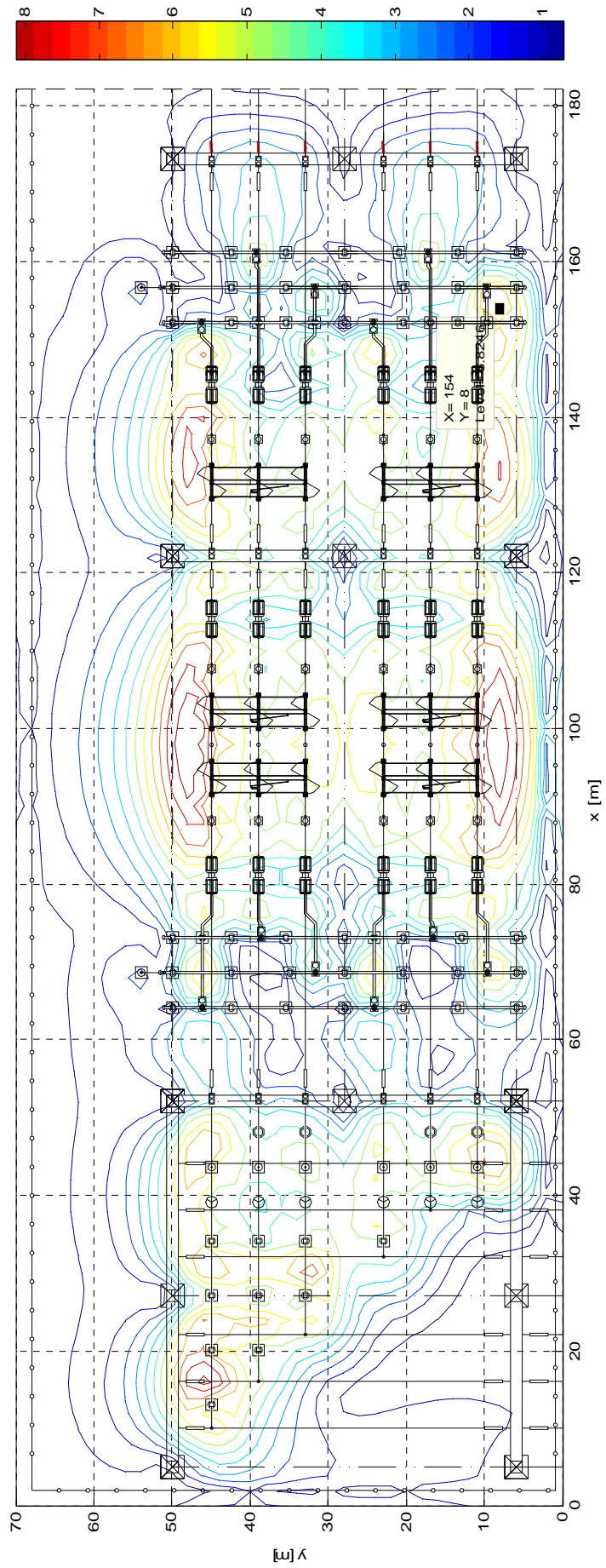


Figura 23 – CASO 6, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

6.2.4 Espaçamento entre Fases

Para o **CASO 7** alterou-se o espaçamento entre as fases das barras rígidas 1 e 2 de 4,5 m para 6 m, conforme **Figura A2. 6**. O campo elétrico calculado em curvas de nível, para o **CASO 7** é apresentado na **Figura 24**. Os resultados obtidos devem ser comparados com as **Figuras 11 e 12** referentes ao **CASO BASE**.

Para o **CASO 7**, tem-se que ao aumentar apenas o espaçamento entre as fases das barras 1 e 2 de 4,5 m para 6 m, observa-se um aumento do valor máximo de campo elétrico de 8,81 kV/m (CASO BASE) para 9,96 kV/m, ou seja, um aumento de 12,4%. A região onde ocorreu este valor máximo se manteve em torno no ponto $(x,y) = (160,8)$, em metros. Dessa forma, esta alteração no layout da subestação não trouxe mudanças positivas quanto à redução dos níveis de campo elétrico.

Pontos críticos no layout em relação aos níveis de campo elétrico para o **CASO 7** encontram-se nos locais das descidas dos barramentos a 21 m de altura para os equipamentos a 7 m de altura, assim como no CASO BASE:

- Entrada da LT1 fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (100,48)$ metros com $E = 8,75$ kV/m;
- Entrada da LT2 fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (100,8)$ metros com $E = 8,77$ kV/m;
- Saída para TR1, fase externa A, próximo as coordenadas $(x,y) = (138,48)$ metros com $E = 7,82$ kV/m;
- Saída para TR2, fase externa C, próximo as coordenadas $(x,y) = (136,8)$ metros com $E = 7,63$ kV/m;

Também se destaca a região próxima à entrada da LT1 no local de descida do barramento a 21m de altura para os equipamentos a 7 m de altura, na fase externa A. Neste local $(x,y) = (16,46)$, o nível de campo elétrico é 8,39 kV/m. Portanto, em alguns destes pontos críticos destacados, os níveis de campo elétrico ultrapassam o limite estabelecido em [15], conforme **Tabela 4**.

Esta alternativa não é recomendada por não ser eficaz no controle dos níveis de campo elétrico nas áreas influenciadas pela alteração (Barras principais 1 e 2). Porém, esta alternativa pode vir a ser atrativa em outras configurações.

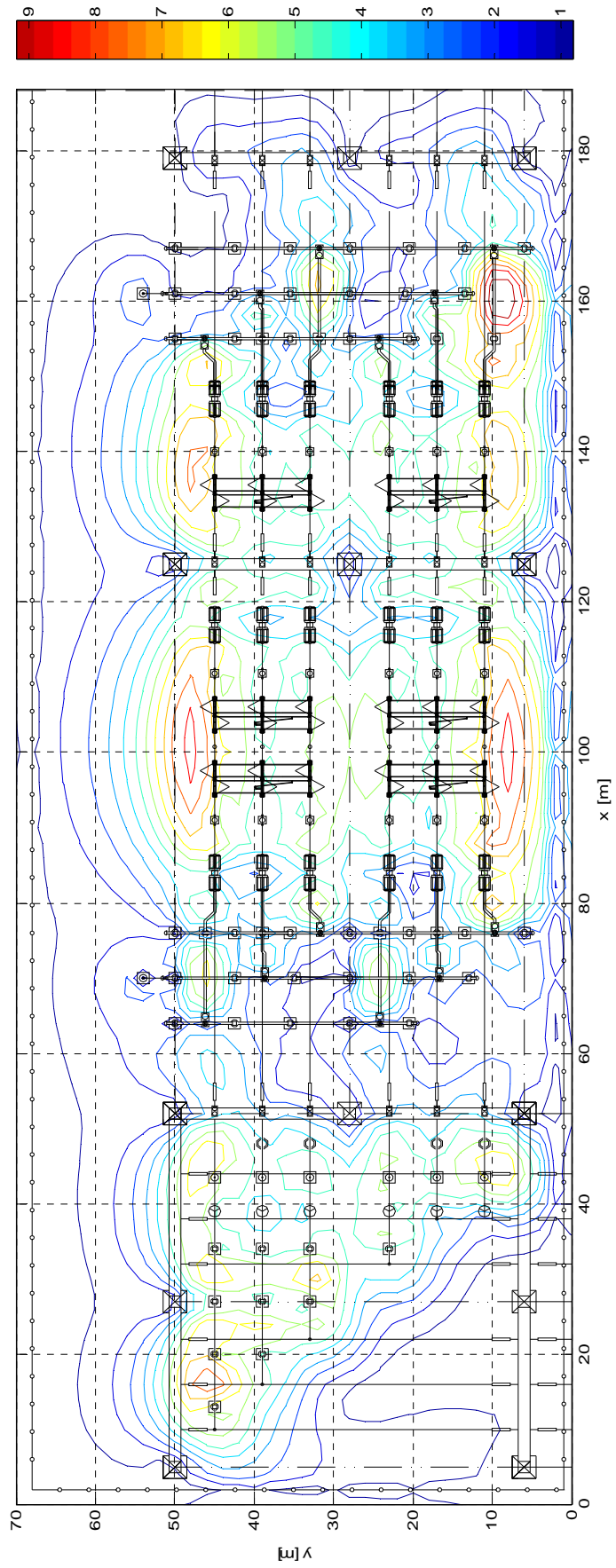


Figura 24 – CASO 7, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

6.3 Conclusão

Neste capítulo foi avaliada a influência dos seguintes fatores sobre os valores máximos de campo elétrico no interior da subestação:

- Presença dos diversos níveis de barramentos;
- Altura e distância entre fases dos barramentos;
- Proximidade de outros bays energizados e sequência de fases dos circuitos adjacentes;
- Sequência de fases na conexão do barramento inferior com o barramento principal;
- Prolongamento do barramento principal além dos pontos de interconexão, nos bays periféricos.

A **Tabela 8** apresenta as diferenças percentuais, para os valores máximos encontrados entre todos os CASOS 1 a 7 simulados neste capítulo e o CASO BASE, simulado no capítulo 5.

Tabela 8 – Diferença percentual entre os casos simulados.

	CASO BASE	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5	CASO 6	CASO 7
CASO BASE	0,0 %							
CASO 1	-25,2 %	0,0 %						
CASO 2	13,8 %	52,0 %	0,0 %					
CASO 3	-0,8 %	32,6 %	-12,8 %	0,0 %				
CASO 4	-0,8 %	32,6 %	-12,8 %	0,0 %	0,0 %			
CASO 5	-0,8 %	32,6 %	-12,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %		
CASO 6	-0,7 %	32,7 %	-12,7 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,0 %	
CASO 7	12,4 %	50,2 %	-1,2 %	13,3 %	13,3 %	13,3 %	13,2 %	0,0 %

Observa-se nos casos analisados que há uma predominância dos efeitos eletrostáticos causados pelos circuitos de nível inferior em relação aos demais, sendo a altura desses barramentos o parâmetro de maior influência [18]. Logo, dentre os casos analisados pode-se identificar que a mudança mais efetiva em termos da redução do nível de campo elétrico, no interior da subestação, consiste na elevação da altura dos barramentos e equipamentos da subestação, de acordo com a **Tabela 8**.

As demais alternativas avaliadas provocam alterações nas regiões de ocorrência do valor máximo. Há a redução em pontos específicos atingidos por cada alteração no layout e consequentemente algumas outras regiões que não receberam alterações no layout tornam-se

as regiões de ocorrências dos níveis máximos. Contudo, a diminuição dos níveis de campo elétrico não foi suficiente a ponto de garantir que estes estejam abaixo dos limites estabelecidos em toda a área interna da subestação simulada nestes casos.

As vizinhanças do cruzamento do barramento principal (nível intermediário) com os barramentos inferior e superior são pontos críticos nas instalações, como pode ser observado nos casos simulados. A alteração na sequência de fases da barra principal 1 e 2 para ACB associada ao prolongamento destas barras além dos pontos de interconexão (CASO 6) solucionam o problema nas regiões de interconexão das barras 1 e 2 com o nível inferior, evidenciando a eficácia desta alternativa no controle dos níveis de campo elétrico nestas regiões.

Portanto, a análise elaborada evidencia a necessidade de uma análise específica do layout de cada subestação durante a fase de projeto, a fim de identificar os pontos críticos em relação aos níveis de campo elétrico e verificar qual estratégia é viável para aquela determinada aplicação.

A partir das análises elaboradas neste trabalho, um próximo passo a cerca deste tema é o estabelecimento de alturas mínimas para cada tipo de arranjo e nível de tensão, formulando as novas diretrizes de projetos eletromecânicos. Diretrizes sobre a interconexão dos barramentos principais com nível inferior, também, podem ser concebidas.

7. Análise de Formas de Mitigação do Nível de Campo Elétrico

7.1 Introdução

No Capítulo 6 foram analisadas algumas variáveis que podem ser manipuladas no layout da subestação, a fim de garantir que os limites estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 398/2010 sejam atendidos, ainda em fase do projeto do layout da subestação. Este capítulo aborda medidas mitigadoras que podem ser inseridas tanto em subestações existente quanto em novas subestações. A utilização destas medidas mitigadoras em pontos específicos da instalação depende de uma análise do custo-benefício e da viabilidade da manutenção dos equipamentos e/ou barramentos destas regiões.

7.2 Medidas Mitigadoras

Em muitos casos as mudanças na disposição dos equipamentos no pátio da subestação e elevação dos barramentos da subestação não são suficientes ou viáveis para garantir que os níveis de campo elétrico permaneçam abaixo dos limites estabelecidos. Assim, diante da necessidade de controlar a intensidade de campo elétrico em determinadas regiões no interior de subestações surgiu a idéia da instalação de cabos de aço conectando bases de equipamentos. Este fato foi verificado em situações práticas já estudas e também conforme observado pela referência [18].

A solução empregada neste trabalho consiste em instalar cabos de aço flexíveis ligando as bases dos equipamentos e/ou barramentos a uma altura segura do solo, nas regiões identificadas com nível de campo elétrico acima do limite. Nas análises elaboradas neste trabalho foram utilizados cabos de aço com bitola de 3/8", aplicados ao CASO BASE, que é o mesmo cabo usado como para-raios.

Os casos de mitigação analisados e seus respectivos valores de campos elétricos calculados estão apresentados na **Tabela 9**, os quais devem ser comparados ao CASO BASE (**Figuras 11 e 12**).

Tabela 9 – Casos de mitigação analisados para o campo elétrico da subestação 440kV sob análise.

CASO DE MITIGAÇÃO	Descrição	Cortes	Campo Elétrico em curvas de nível
1	Instalação de cabos de aço aterrados interligando as bases dos equipamentos da Barra 1, posicionados a 4 m de altura, paralelamente a Barra 1 nas fases A, B e C.	Figura A3. 1	Figura 25
2	Instalação de cabos de aço aterrados na base dos equipamentos a 4 m de altura, nas regiões aonde se identificou níveis elevados de campo elétrico: 1) Desde o disjuntor do transformador TR2 até o ponto de subida para a Barra 1, nas fases A, B e C. 2) Fase A entre a seccionadora do bay da linha LT1 para a Barra 2 e, seccionadora do vão central. 3) Fase C entre a seccionadora do bay da linha LT2 para a Barra 2 e, seccionadora do vão central.	Figura A3. 2	Figura 26
3	Instalação de cabos de aço aterrados na base dos equipamentos a 4 m de altura, nas regiões aonde se identificou níveis elevados de campo elétrico: 1) Desde o disjuntor do transformador TR2 até o ponto de subida para a Barra 1, nas fases A, B e C. 2) Fase A entre a seccionadora do bay da linha LT1 para a Barra 2 e, seccionadora do vão central. 3) Fase C entre a seccionadora do bay da linha LT2 para a Barra 2 e, seccionadora do vão central. 4) Base dos 3 isoladores de pedestal da fase A da linha LT1, de $x = 13$ m até $x = 27$ m.	Figura A3. 3	Figura 27

A **Tabela 10** apresenta os valores máximos de campo elétrico calculado para cada um dos CASOS DE MITIGAÇÃO 1 a 3, bem como a localização deste ponto no plano (x,y) da subestação.

Tabela 10 – Resultados obtidos para cada caso de mitigação simulado.

CASO	Descrição	Campo Elétrico		
		E	X	Y
		[kV/m] RMS	[m]	[m]
1	Instalação de cabos de aço aterrados interligando as bases dos equipamentos da Barra 1, posicionados a 4 m de altura, paralelamente a Barra 1 nas fases A, B e C.	8,57	156	8
		8,79	98	48
2	Instalação de cabos de aço aterrados na base dos equipamentos a 4 m de altura, nas regiões aonde se identificou níveis elevados de campo elétrico: 1) Desde o disjuntor do transformador TR2 até o ponto de subida para a Barra 1, nas fases A, B e C. 2) Fase A entre a seccionadora do bay da linha LT1 para a Barra 2 e, seccionadora do vão central. 3) Fase C entre a seccionadora do bay da linha LT2 para a Barra 2 e, seccionadora do vão central.	8,16	156	8
		8,39	16	46
3	Instalação de cabos de aço aterrados na base dos equipamentos a 4 m de altura, nas regiões aonde se identificou níveis elevados de campo elétrico: 1) Desde o disjuntor do transformador TR2 até o ponto de subida para a Barra 1, nas fases A, B e C. 2) Fase A entre a seccionadora do bay da linha LT1 para a Barra 2 e, seccionadora do vão central. 3) Fase C entre a seccionadora do bay da linha LT2 para a Barra 2 e, seccionadora do vão central. 4) Base dos 3 isoladores de pedestal da fase A da linha LT1, de $x = 13$ m até $x = 27$ m.	8,16	156	8
		8,14	98	48
		6,74	16	46

A **Tabela 11** apresenta as diferenças percentuais, para os valores máximos encontrados, entre os 3 casos de mitigação simulados neste capítulo e o CASO BASE, simulado no Capítulo 5.

Tabela 11 – Diferença percentual entre os casos de mitigação simulados.

	CASO BASE	MITIGAÇÃO 1	MITIGAÇÃO 2	MITIGAÇÃO 3
CASO BASE	0,0 %			
MITIGAÇÃO 1	-0,8 %	0,0 %		
MITIGAÇÃO 2	-5,3 %	-4,6 %	0,0 %	
MITIGAÇÃO 3	-7,9 %	-7,2 %	-2,7 %	0,0 %

Ao observar o resultado obtido para o **CASO MITIGAÇÃO 1** constata-se que a instalação de cabos de aço paralelamente à Barra 1 não foi efetiva na redução do nível de campo elétrico. Praticamente não há redução do valor máximo encontrado de 8,79 kV/m em comparação com 8,81 kV/m no CASO BASE. Além disso, o local de ocorrência do valor máximo se deslocou para o ponto $(x,y) = (98,48)$, em metros. A redução do nível de campo elétrico para o ponto $(x,y) = (156,8)$ metros, onde ocorreu o valor máximo no CASO BASE, foi de 3,3%.

Para o **CASO MITIGAÇÃO 2**, identificadas as regiões com picos elevados de campo elétrico e realizada a instalação do cabo de aço nestas regiões específicas, a redução no valor máximo encontrado foi de 8,81 kV/m no CASO BASE para 8,39 kV/m, ou seja, decréscimo de 5,3%. Além disso, o local de ocorrência do valor máximo se deslocou para o ponto $(x,y) = (16,46)$, em metros. A redução do nível de campo elétrico para o ponto $(x,y) = (156,8)$ metros, onde ocorreu o valor máximo no CASO BASE, foi de 7,9%. Porém, estas medidas ainda não foram suficientes para trazer todas as regiões com campo elétrico acima de 8,33 kV/m para dentro dos limites aceitáveis.

O **CASO MITIGAÇÃO 3** consiste no caso anterior acrescido da instalação de cabo de aço na região em torno do ponto $(x,y) = (16,46)$, em metros, a fim de reduzir o nível de campo elétrico para os limites estabelecidos. A redução do valor máximo encontrado foi de 8,81 kV/m no CASO BASE para 8,16 kV/m, ou seja, decréscimo de 7,9%. Além disso, o local de ocorrência do valor máximo permaneceu em torno do ponto $(x,y) = (156,8)$ metros, assim como no CASO BASE. A redução do nível de campo elétrico para o ponto $x = 16$ m e $y = 46$ m (CASO 2) foi de 19,7%.

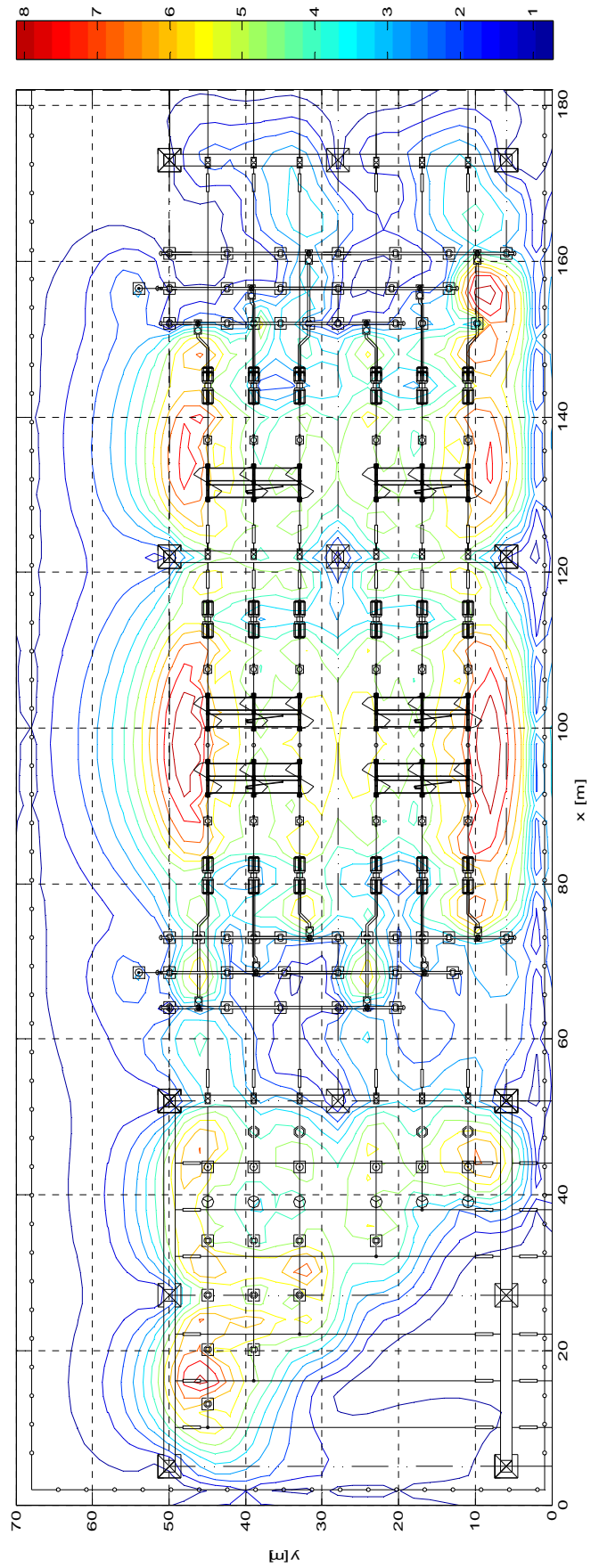


Figura 25 – CASO MITIGAÇÃO 1, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

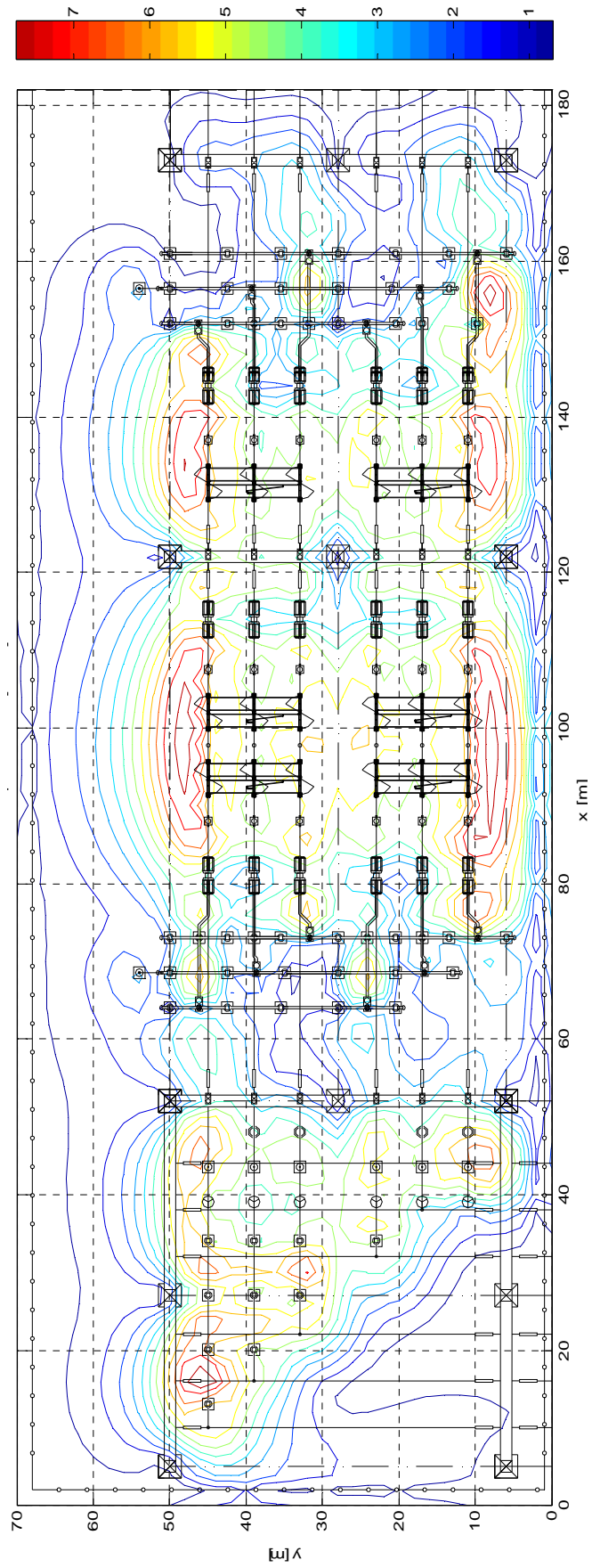


Figura 26 – CASO MITIGAÇÃO 2, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

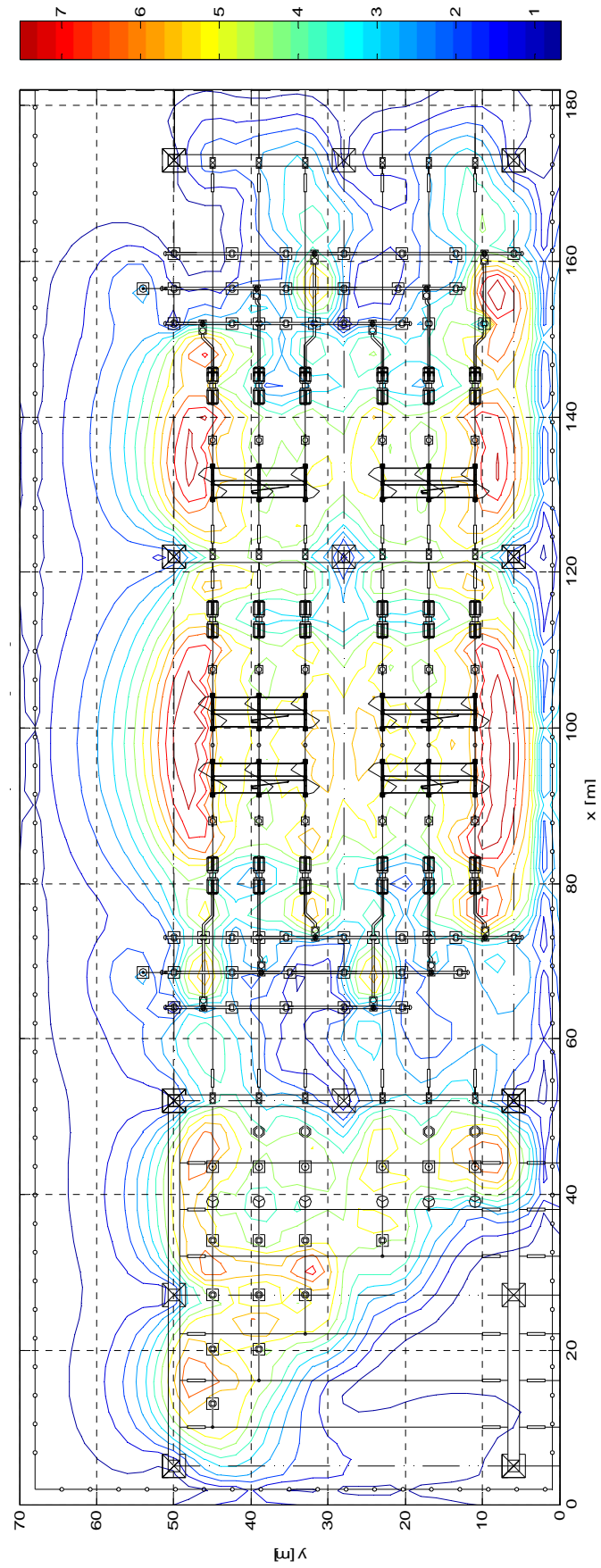


Figura 27 – CASO MITIGAÇÃO 3, Intensidade de campo elétrico E em kV/m RMS – Curvas de Nível.

7.3 Conclusão

A alternativa de instalação de cabos de aço conectando as bases de equipamentos e/ou barramentos em regiões específicas no interior da subestação, aonde o campo elétrico calculado ultrapassou os limites estabelecidos pela Resolução ANEEL n° 398/2010 [15], mostrou-se eficaz no controle dos níveis de campo elétrico. Isto também foi observado nos resultados obtidos pela referência [18].

Há a possibilidade do aproveitamento dos próprios suportes metálicos dos barramentos inferiores para fixação dos cabos. Segundo [18], considerando um cabo de blindagem sob cada fase desses barramentos, constatou-se pelos cálculos uma possibilidade de diminuição de aproximadamente 20% nos níveis máximos de campo elétrico.

Ao se projetar os suportes metálicos destes barramentos inferiores deve ser previstas a fixação dos cabos de blindagem. De acordo com [18], a instalação destes cabos pode ser realizada com a subestação energizada, nos casos onde os valores de campo elétrico excedam os limites estabelecidos. Além do uso de cabos de blindagem, cercas protetoras podem ser instaladas próximas a grandes massas metálicas energizadas como bancos de capacitores série.

8. Conclusão

O procedimento atual para elaboração do projeto eletromecânico de subestações de energia elétrica não leva em consideração a análise dos níveis de campo elétrico e magnético no interior da subestação. Assim, apresentou-se uma análise de fatores que influenciam os níveis de campo tais como espaçamento entre fases, sequência de fases e altura dos barramentos e equipamentos, através do estudo de caso da subestação típica de 440 kV do sistema elétrico brasileiro.

Dessa forma, constatou-se que a altura dos barramentos e equipamentos é a grandeza com maior eficácia na redução dos valores máximos de campo elétrico, uma vez que o campo magnético geralmente encontra-se abaixo dos limites estabelecidos. Vale ressaltar que os demais fatores analisados acarretam mudanças na distribuição dos níveis de campo elétrico, porém não significativas a ponto de assegurar o cumprimento dos limites estabelecidos.

Além disso, verificaram-se alternativas de mitigação dos níveis de campo elétrico a partir da instalação de cabos de aço aterrados, interligando as bases de equipamentos e barramentos. Esta solução apresenta resultados significativos na redução do campo elétrico em regiões específicas, controlando os níveis de campo elétrico e garantido que estes permaneçam dentro dos limites estabelecidos.

Todas as alternativas efetuadas (CASOS 1 a 7 e CASOS de MITIGAÇÃO 1 a 3) para a redução do nível de campo elétrico devem ser avaliadas quanto a sua viabilidade técnico-econômica. Por exemplo, a redução do nível de campo elétrico através da elevação dos equipamentos e barramento pode se tornar inviável ao se fazer o levantamento dos custos envolvidos. E neste aspecto a instalação de cabos de aço interligando as bases de equipamentos e barramentos pode se mostrar atrativa.

A área analisada da subestação em estudo pode ser considerada pequena e, em subestações de maiores dimensões de pátio e/ou arranjos complexos e específicos, os níveis de campo elétrico podem se tornar extremamente elevados. Assim, as alternativas apresentadas neste trabalho, aplicadas separadamente ou simultaneamente, podem não ser suficientes para reduzir a intensidade de campo elétrico para os limites estabelecidos. Dessa forma, cada projeto eletromecânico deve ser verificado e, se necessárias, novas alternativas de mitigação devem ser desenvolvidas, avaliando sempre o custo-benefício de cada uma delas.

Portanto, o projeto eletromecânico de cada subestação deve também ser analisado sob o aspecto dos níveis de campos elétricos e magnéticos, a fim do dimensionamento adequado do layout da subestação, e também, porque o layout deve estar preparado para a implementação de medidas de mitigação, caso estas sejam necessárias.

Trabalhos futuros, realizados a partir das análises efetuadas nesta dissertação, devem ser desenvolvidos no âmbito do estabelecimento das novas diretrizes para o projeto eletromecânico, tais como, especificação da altura mínima dos barramentos e/ou equipamentos do pátio de acordo com cada nível de tensão e tipo de arranjo.

Além disso, optando-se pela aplicação de formas de mitigação dos níveis de campo elétrico e magnético, estudos futuros devem contemplar a adequação no projeto das bases dos equipamentos para inserção da fixação dos cabos de aço, mudanças nos procedimentos de manutenção dos equipamentos da subestação e, verificação da altura de segurança para os casos de passagem de carros, caminhões, etc.. Um ponto relevante é a análise da possibilidade de remoção dos cabos de aço para a manutenção dos elementos próximos a estes.

9. Referências Bibliográficas

- [1] CIGRÉ “General Guidelines for the Design of Outdoor AC Substations”, Working Group 23.03, August 2000.
- [2] Grigsby, L. L., “Electric Power Substations Engineering”, CRC Press, 2003.
- [3] S. RAO, “Electrical Substation – Engineering & Practice – EHV-AC, HVDC & SF₆ GIS”, Khanna Publishers, Third Edition, 1999.
- [4] Submódulo 2.3 – Requisitos mínimos para transformadores e para subestações e seus equipamentos, ONS, Revisão 2.0, Vigência 11/11/2011.
- [5] ELLITHY, K., SHAFAI, A.A., ASSIRY, F.A., “Measurement of Magnetic Fields in a Outdoor High Voltage Power Substation”, IEEE, Qatar University, Doha/Qatar.
- [6] ELLITHY, K., “Measurement of Magnetic Fields in a 220kV Gas Insulated Substation”, IEEE, Qatar University, Doha/Qatar.
- [7] “Transmission Line Reference Book, 345kV and Above”, Electric Power Research Institute, Second Edition, 1982.
- [8] MARUVADA, P. S., “Calculation of Ground-level Electric and Magnetic Fields”, IREQ, Quebec – Canadá.
- [9] SINGER, H., STEINBIGLER, H., WEISS, P. “A charge Simulation Method for the Calculation of High Voltage Fields”, IEEE Trans on PAS, Vol 93, pp 1660-1668, 1974;
- [10] LEE, B.Y. et al, ‘An effective modelling method to analyze the electric field around transmission lines and substations using a generalized finite line charge’ IEEE Trans Power Delivery 12(3): 1143-1150, July 1997.
- [11] CASACA, J. F. G., “Cálculo do Campo Eletromagnético originado por Linhas Aéreas de Transmissão de Energia”, Universidade Federal de Lisboa, Instituto Superior Técnico, Dissertação de Mestrado, 2007.
- [12] “Establishing a Dialogue on Risks from Electromagnetic Fields”, World Health Organization, 2002,
- [13] ICNIRP, International Commission of Non Ionizing Radiation Protection, “Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (up to 300Ghz)”, Health Phys., vol.74, no.4, pp. 494-522, Apr. 1998.
- [14] ICNIRP, International Commission of Non Ionizing Radiation Protection, “Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic fields (1Hz – 100kHz)”, Health Physics, vol.99, no.6, pp. 818-836, 2010.
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. “Resolução Normativa ANEEL n° 398, de 23 de março de 2010”.

- [16] Dimbylow P.J. “Development of the female voxel phantom, NAOMI and its application to calculations of induced current densities and electric fields from applied low frequency magnetic and electric fields”. *Phys Med Biol* 50:1047–1070; 2005.
- [17] Dimbylow P.J. “Development of pregnant female, hybrid voxel mathematical models and their application to the dosimetry of applied magnetic and electric fields at 50 Hz”. *Phys Med Biol* 51:2383–2394; 2006.
- [18] THEMAG/MONASA, Relatório final - Sistema de Transmissão de ITAIPÚ – Critérios de Projeto das Subestações, Volume 8, Relatório 501.0.1, Rio de Janeiro, 1977.
- [19] ICNIRP, International Commission of Non Ionizing Radiation Protection, “ICNIRP Guidelines for limiting exposure to time-varying electric, magnetic and electromagnetic fields (up to 300 GHz)”, *Health Physics*, vol.74, no.4, pp. 494-522, 1998.

**ANEXO 1 – Planta e Cortes da Subestação de 440kV
sob Estudo**

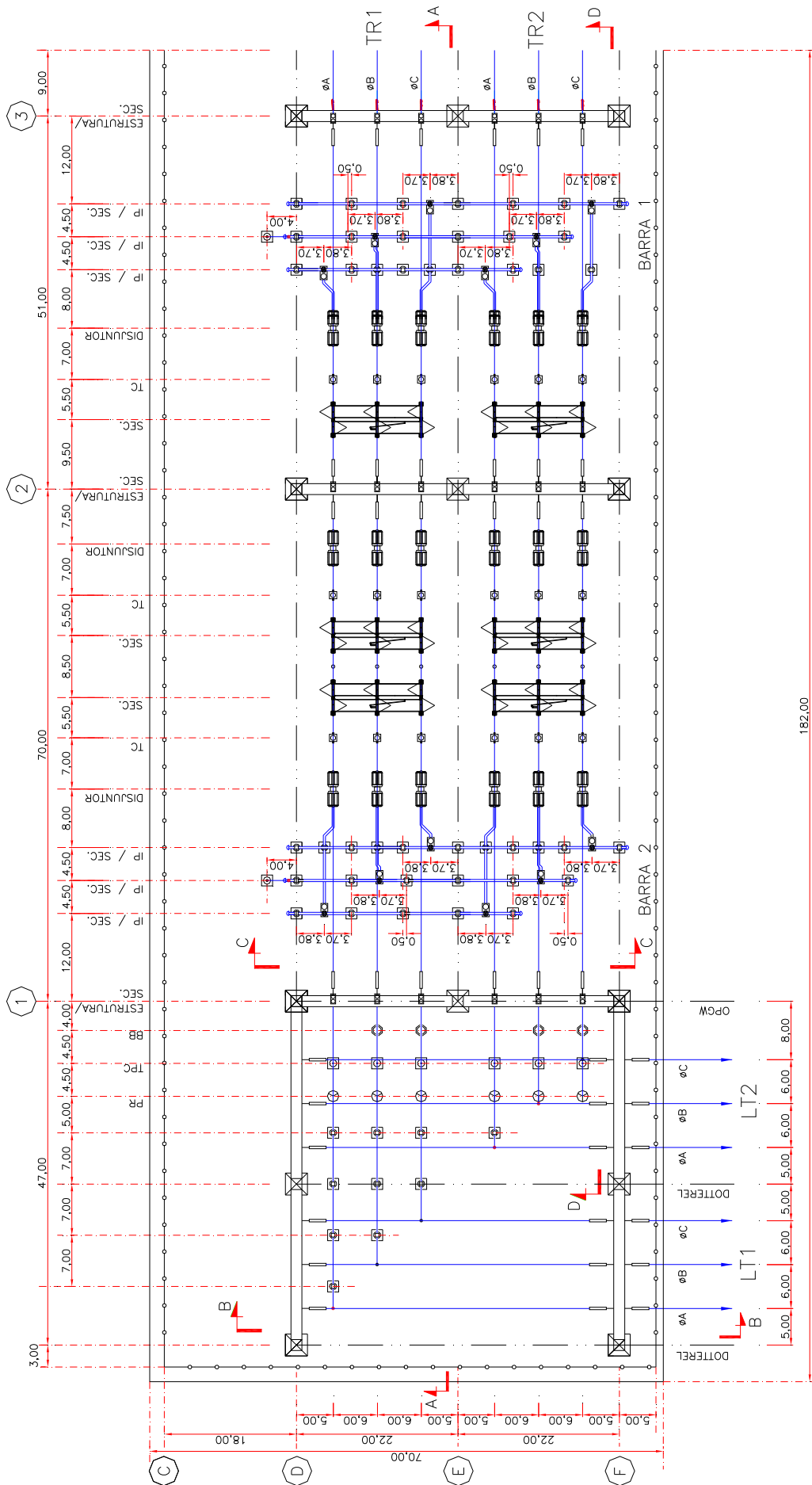


Figura A1.1 – Planta da subestação sob análise (dimensões em metros).

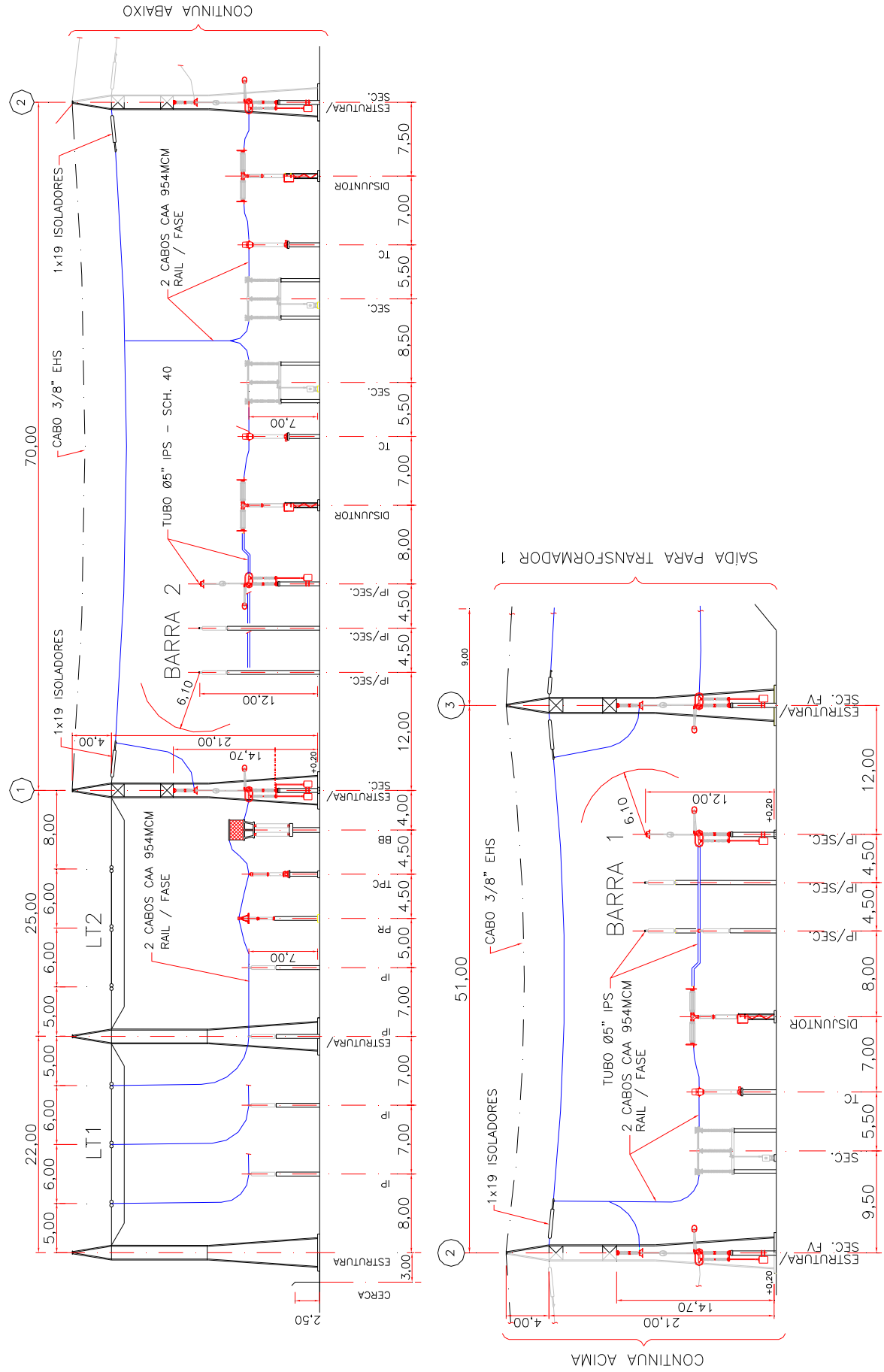


Figura A1. 2 – Corte A-A da subestação sob análise (dimensões em metros).

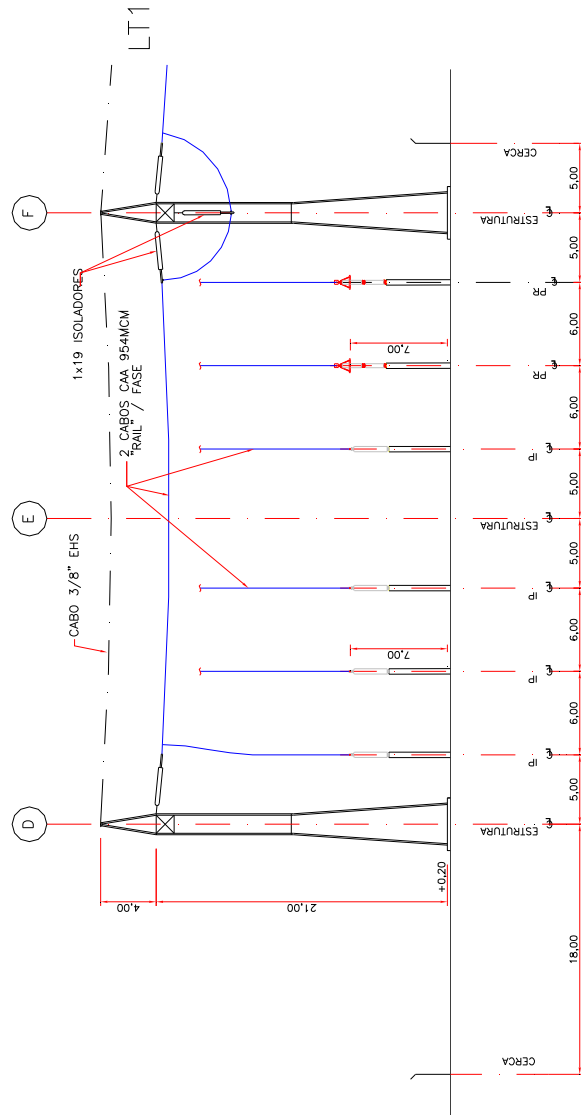


Figura A1.3 – Corte B-B da subestação sob análise (dimensões em metros).

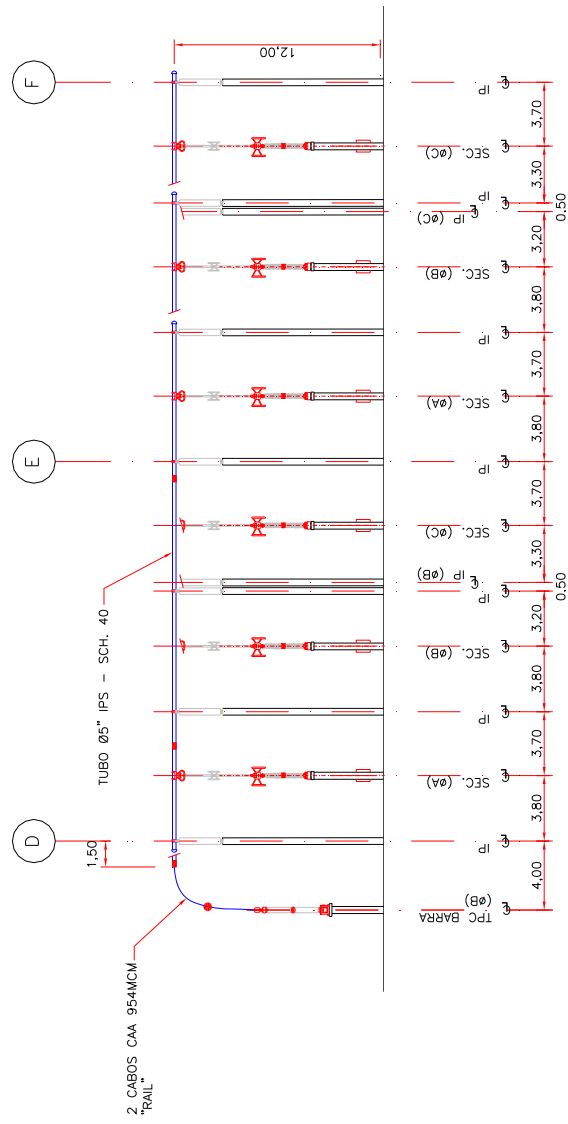


Figura A1. 4 – Corte C-C da subestação sob análise (dimensões em metros).

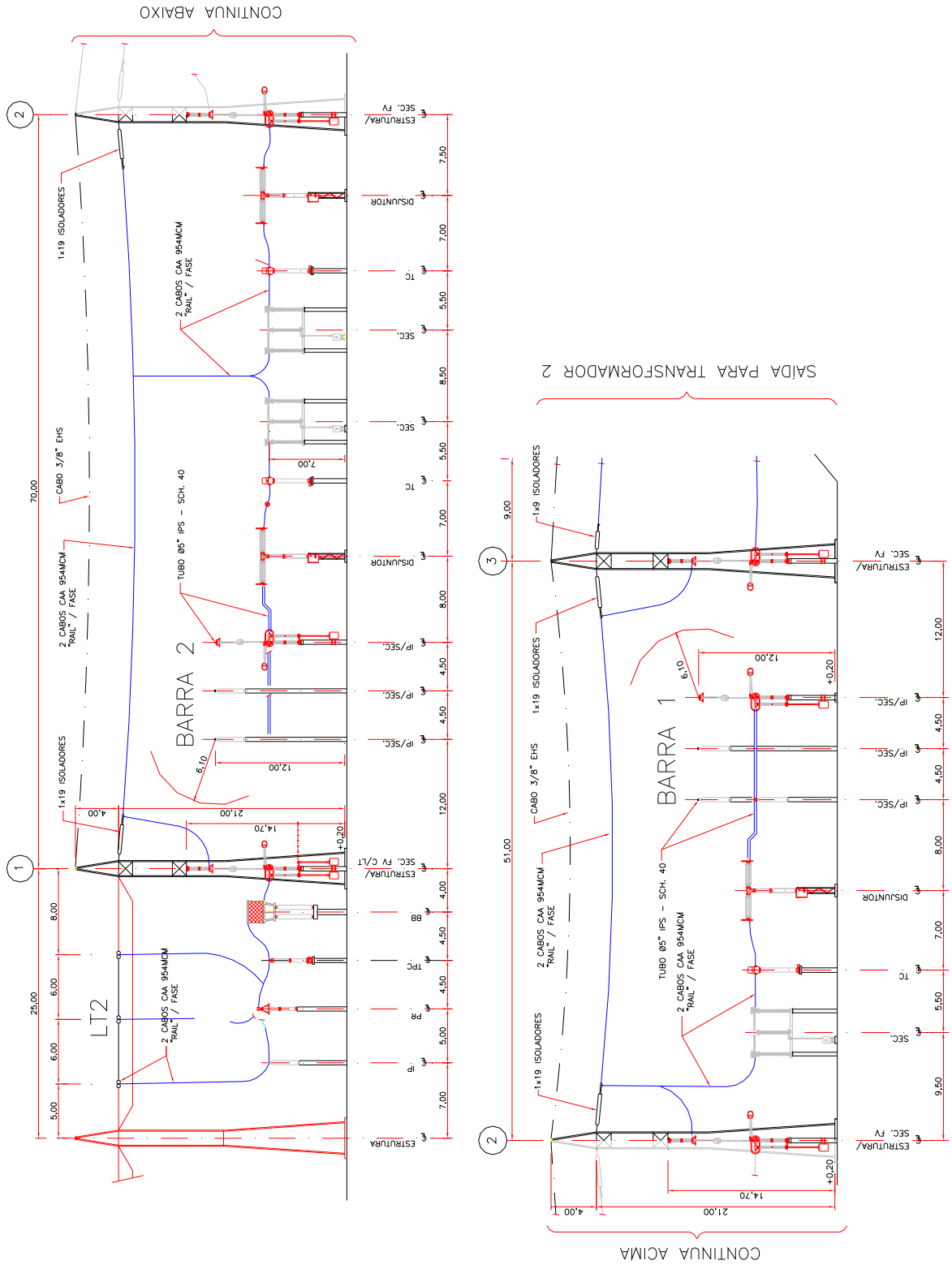


Figura A1. 5 – Corte D-D da subestação sob análise (dimensões em metros).

**ANEXO 2 – Modificações realizadas nos CASOS 2 a
7**

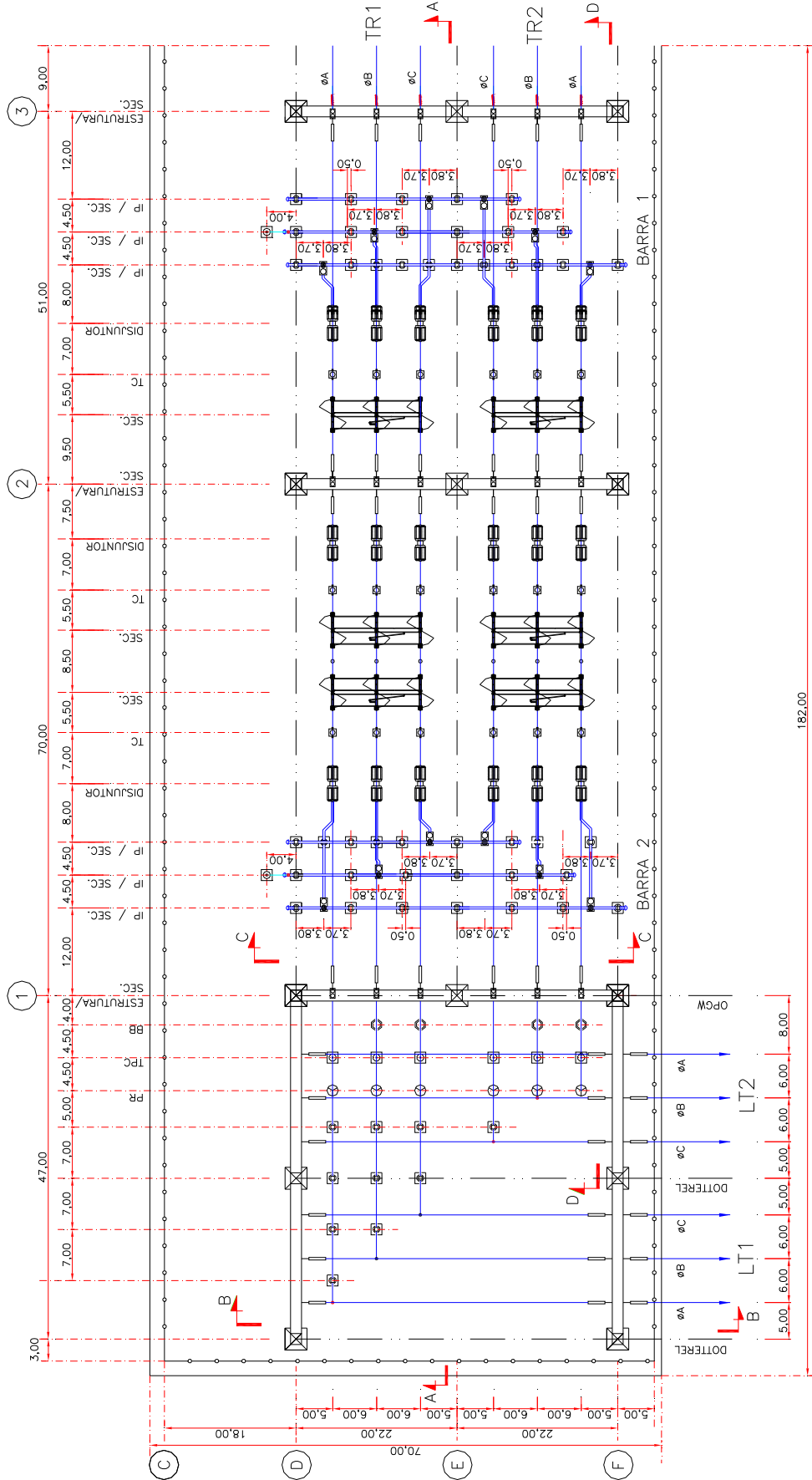


Figura A2.1 – CASO 2: Alteração da sequência de fases dos condutores flexíveis referentes aos bays da linha de transmissão LT2 e transformador TR2 de ABC para CBA (dimensões em metros).

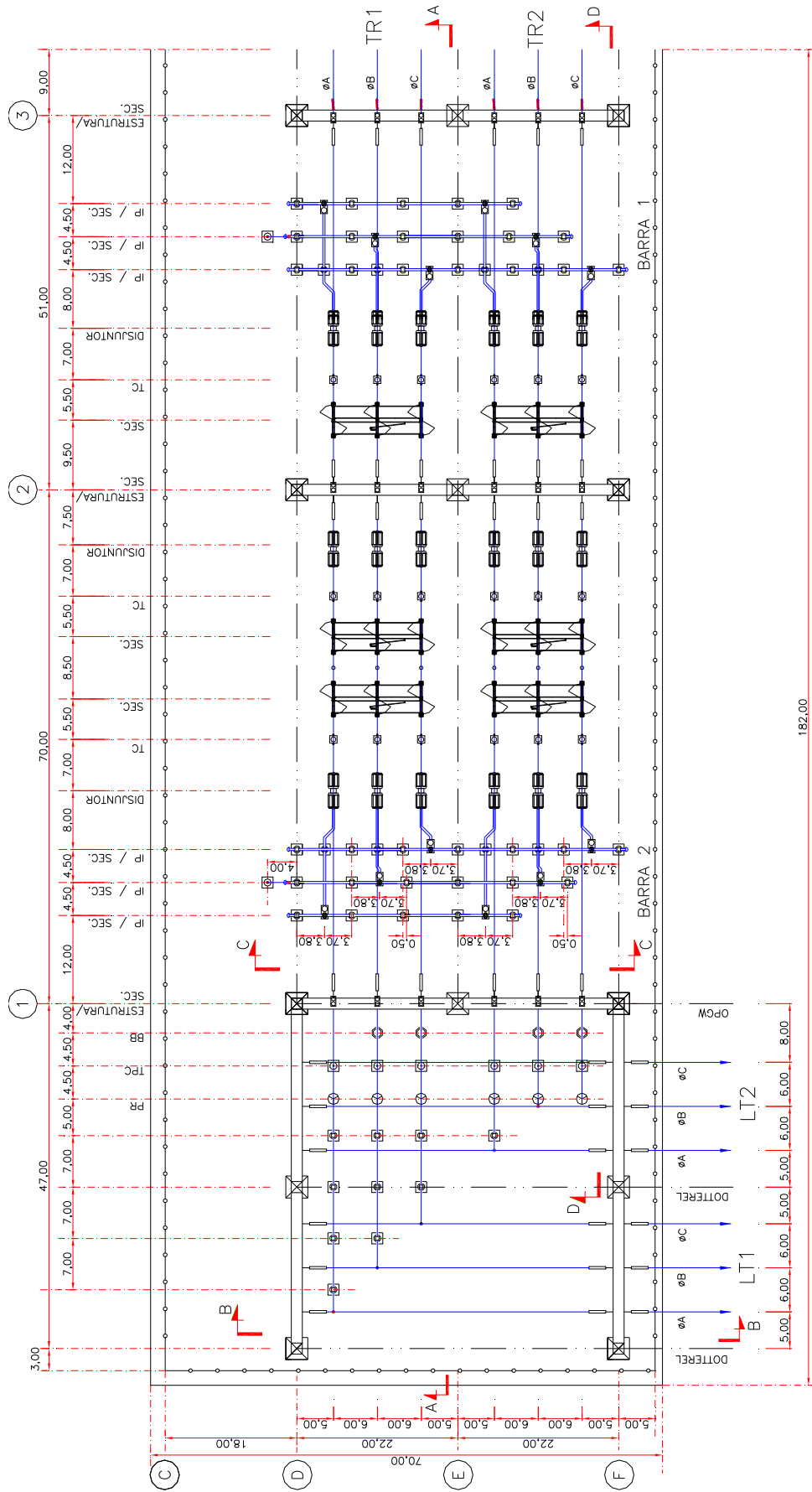


Figura A2. 2 – CASO 3: Alteração da sequência de fases da Barra 1 de ABC para CBA (dimensões em metros).

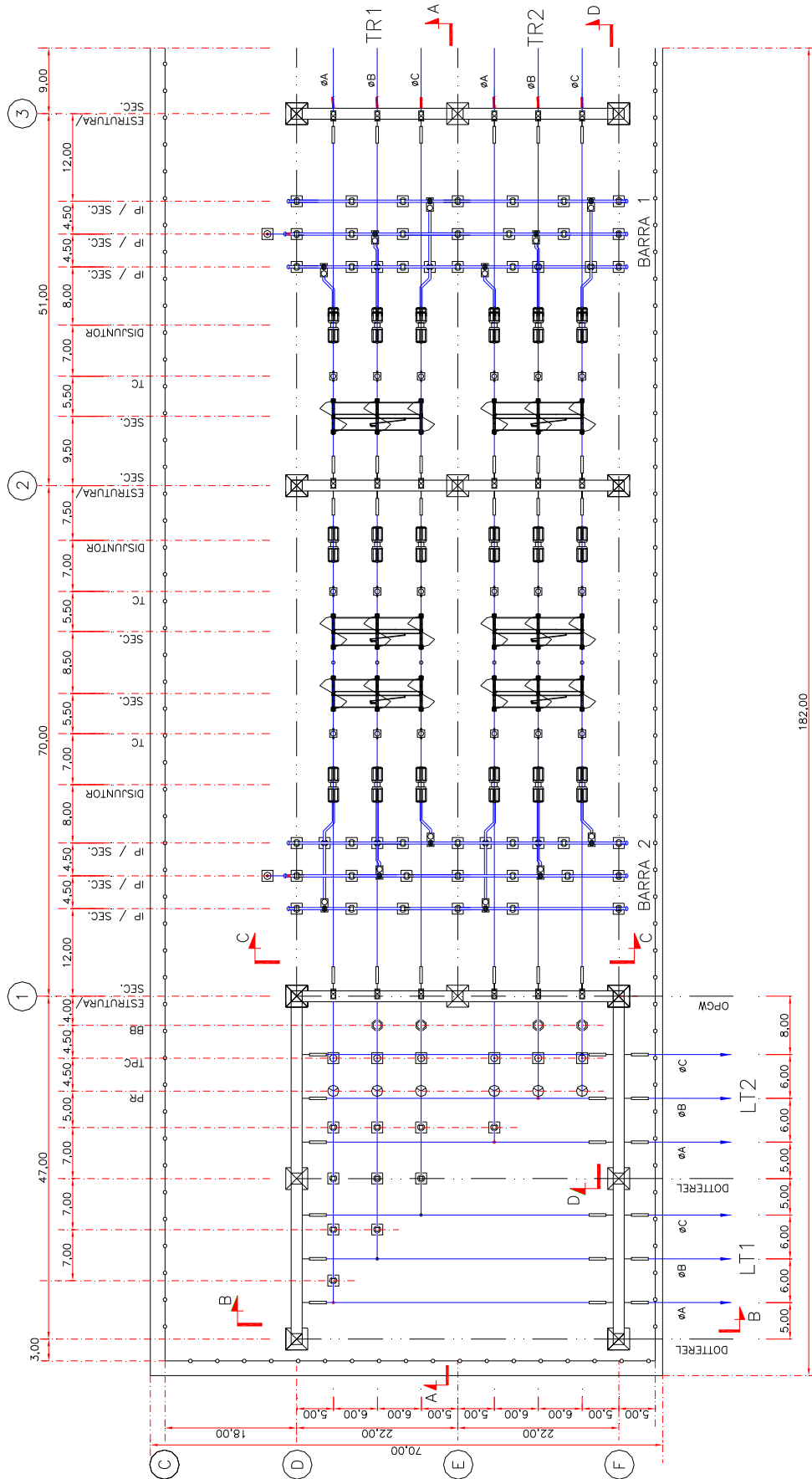


Figura A2. 3 – CASO 4: Barras rígidas 1 e 2 prolongadas da cota F (y = 6 m) até cota D (y = 50 m) (dimensões em metros).

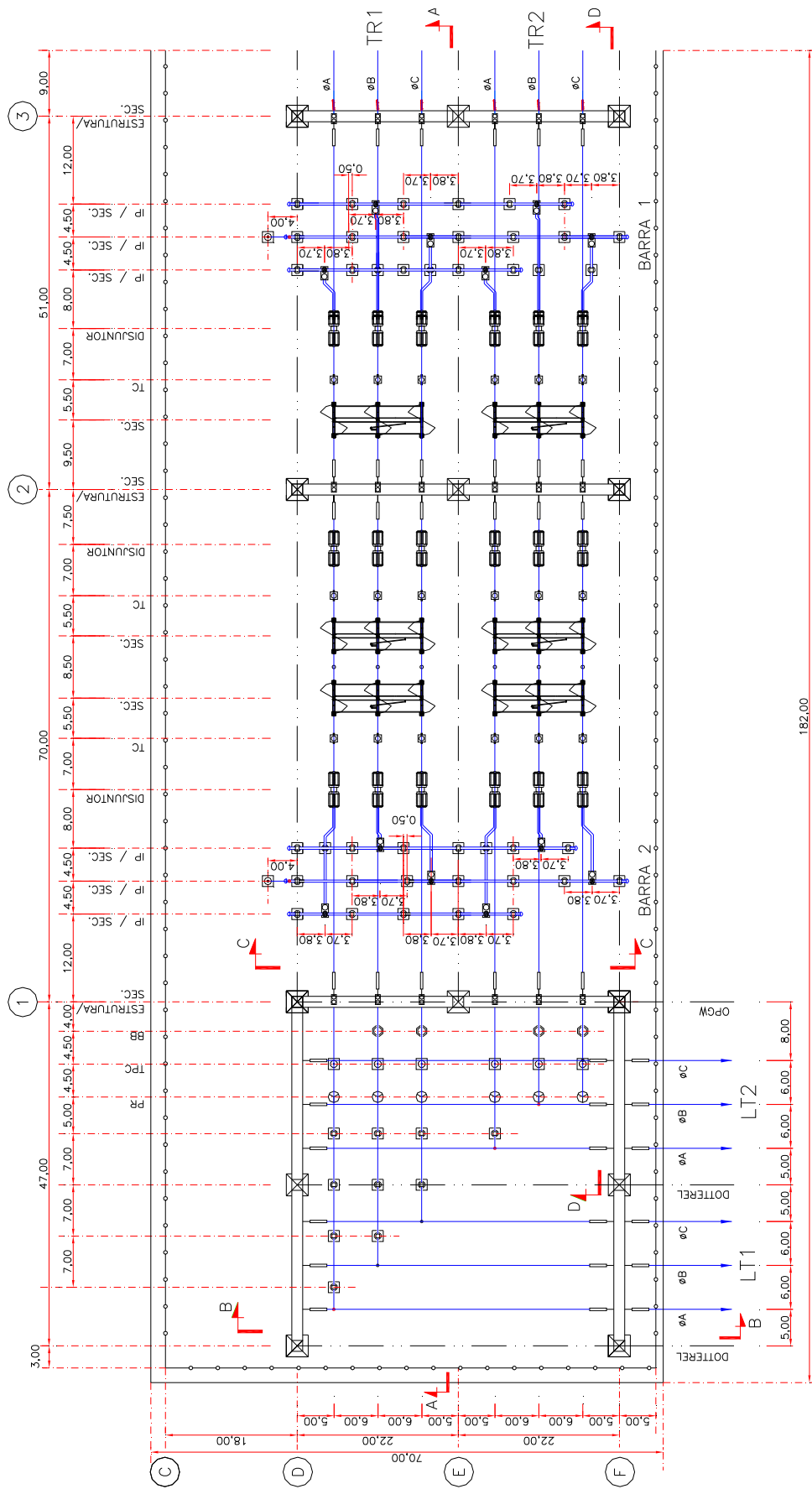


Figura A2. 4 – CASO 5: Alteração da sequência de fases das Barras 1 e 2 de ABC para ACB (dimensões em metros).

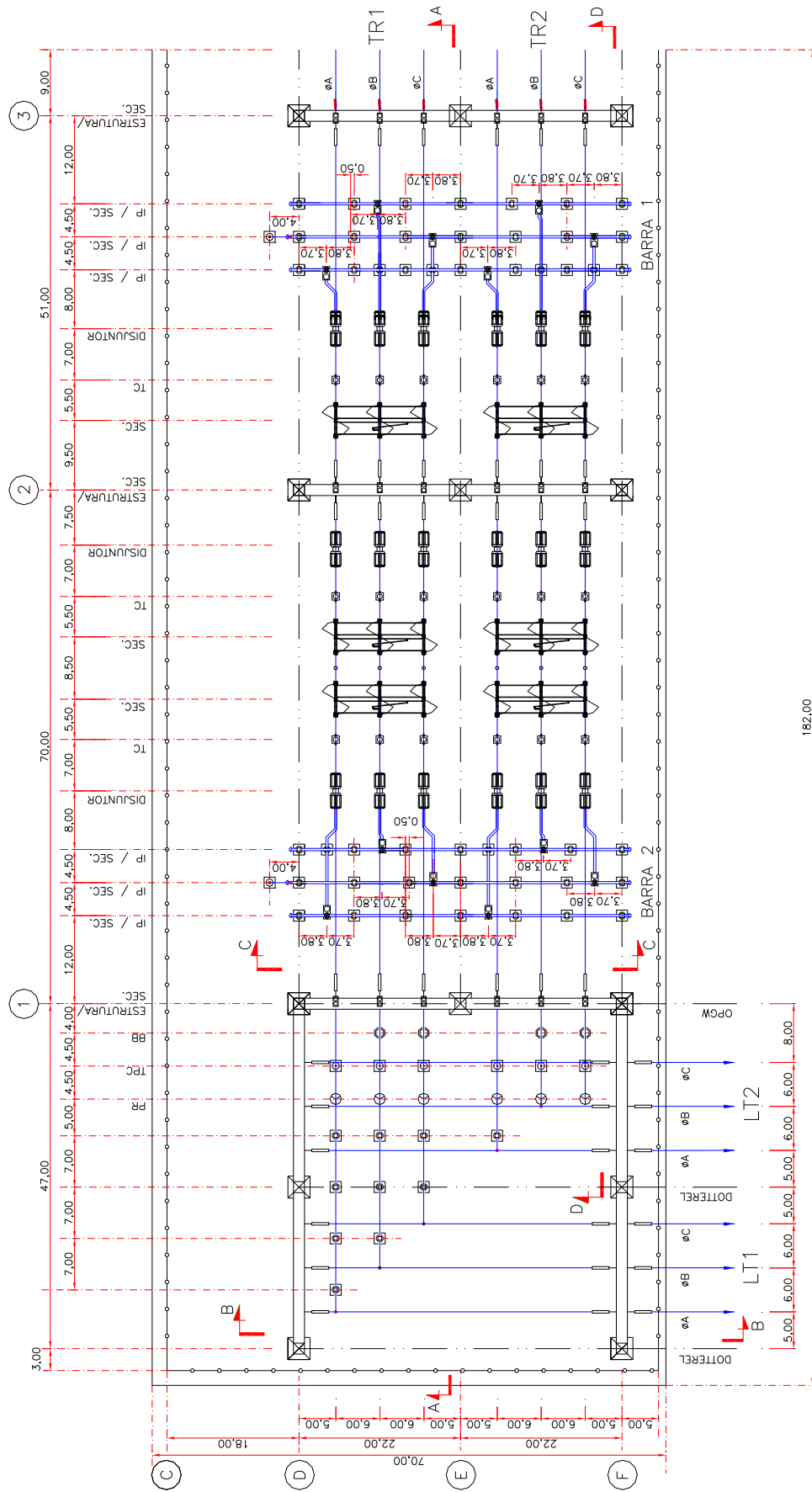


Figura A2. 5 – CASO 6: Alteração da sequência de fases das Barras 1 e 2 de ABC para ACB e prolongamento da cota F (y = 6 m) até cota D (y = 50 m), (dimensões em metros).

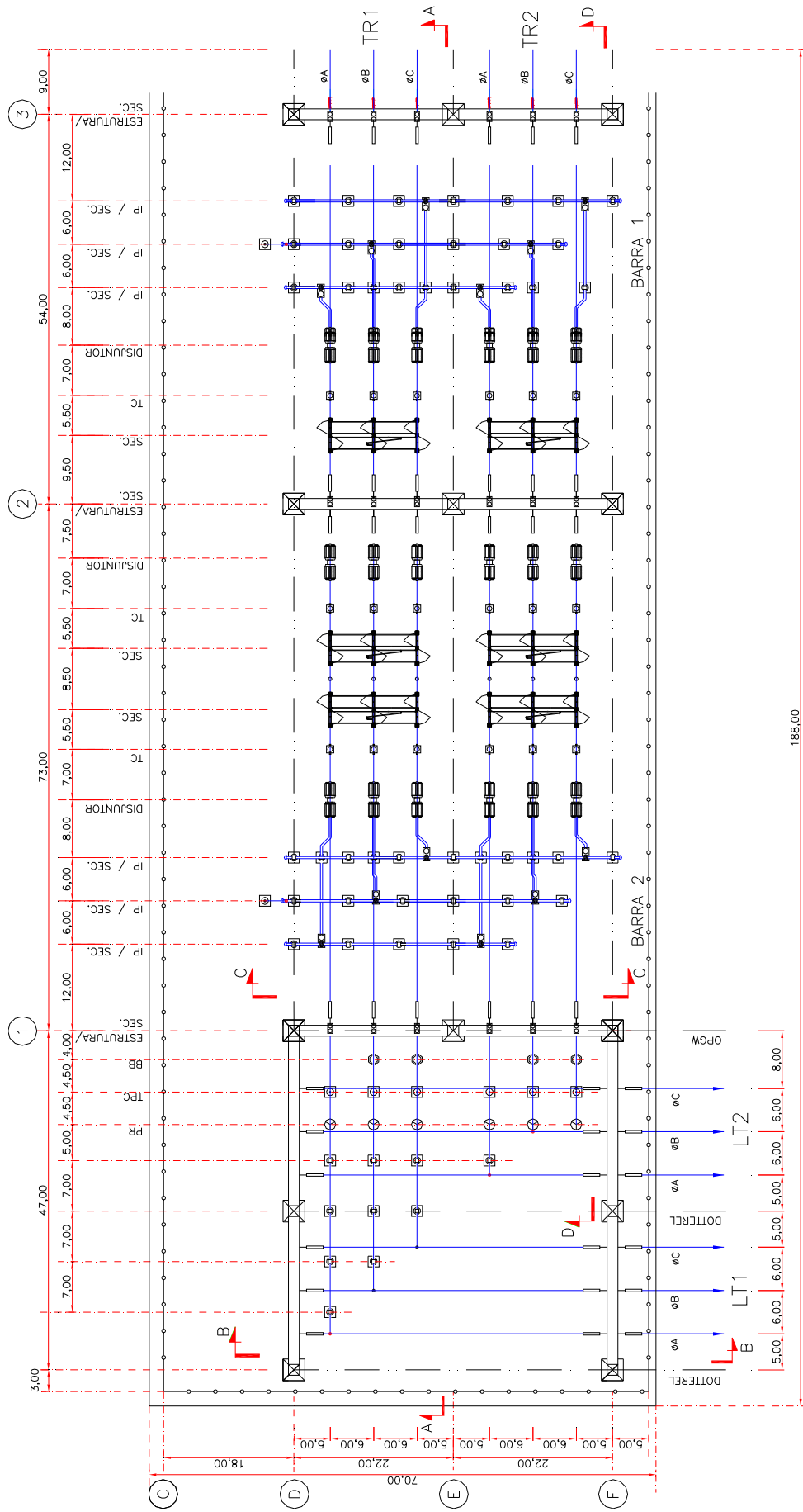


Figura A2.6 – CASO 7: Espaçamento entre as fases nas Barras rígidas 1 e 2 de 4,5 m para 6 m.

ANEXO 3 – Modificações realizada nos Casos de Mitigação

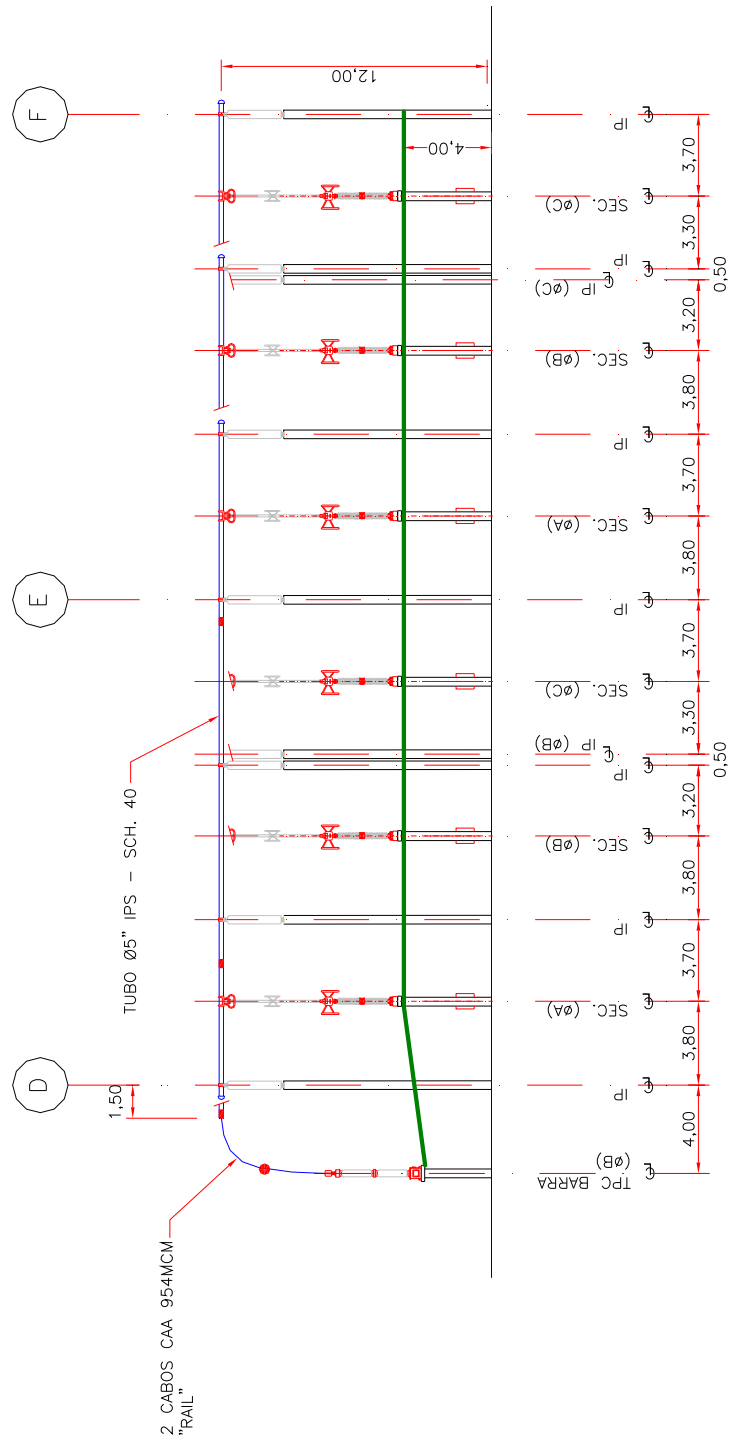


Figura A3. 1 – CASO MITIGAÇÃO 1, Corte C-C para Barra 1: Colocação de cabos de aço aterrados interligando as bases dos equipamentos da Barra 1 posicionados a 4 m de altura, paralelamente a Barra 1 nas fases A, B e C.

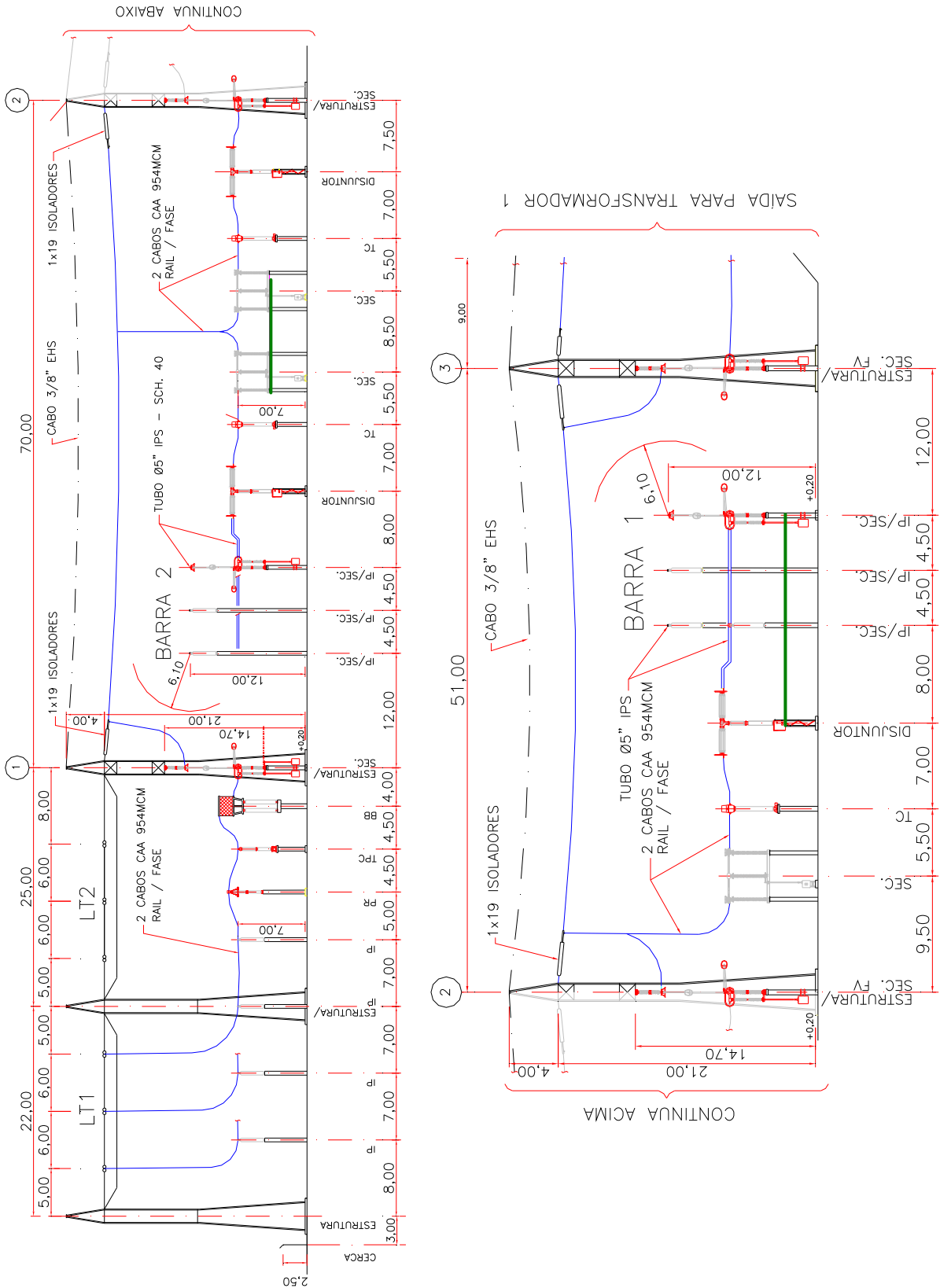


Figura A3. 2 – CASO MITIGAÇÃO 2, Corte A-A: Colocação de cabos de aço aterrados na base dos equipamentos a 4 m de altura, nas 3 regiões aonde se identificou picos elevados de campo elétrico.

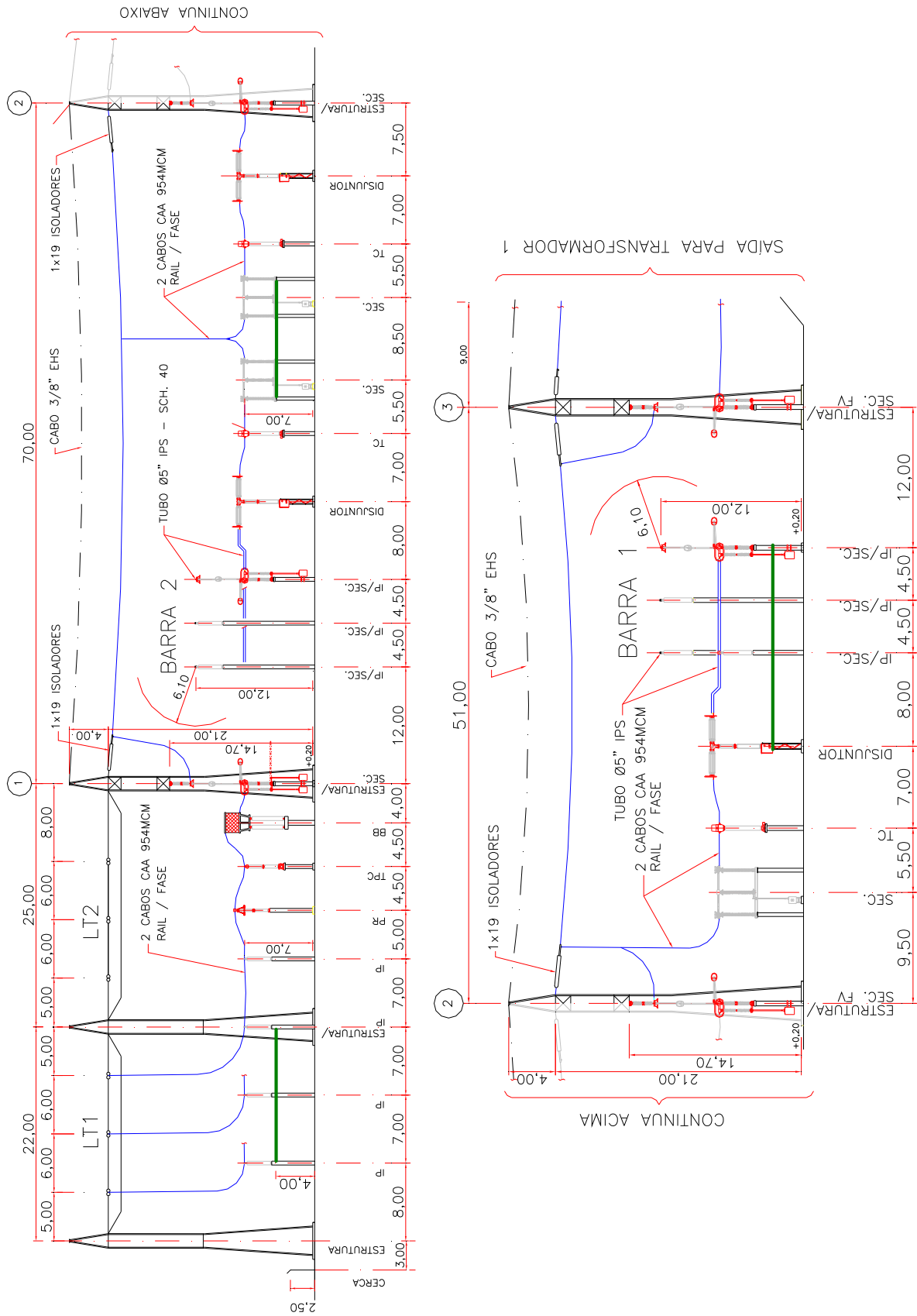


Figura A3. 3 – CASO MITIGAÇÃO 3, Corte A-A: Colocação de cabos de aço aterrados na base dos equipamentos a 4 m de altura, nas 4 regiões aonde se identificou picos elevados de campo elétrico.