



30ª SEMANA DE TECNOLOGIA METROFERROVIÁRIA 11º PRÊMIO TECNOLOGIA E DESENVOLVIMENTO METROFERROVIÁRIOS

CATEGORIA 3

ESTUDO E IMPLANTAÇÃO DE MEDIDAS DE CORREÇÃO DO EXCEDENTE

REATIVO CAPACITIVO NA LINHA 13 – JADE DA CPTM

1. OBJETIVO

Apresentar as soluções desenvolvidas internamente para a correção do excedente reativo capacitivo na Linha 13 – Jade da CPTM, de forma a reduzir consideravelmente os custos do excedente reativo capacitivo junto à concessionária, assim como os efeitos negativos causados por este problema nos demais equipamentos interligados, apresentando os estudos de medidas provisórias de mitigação, memorial de cálculo para parametrização dos relés de proteção e sua implantação propriamente dita, assim



como, a preparação da contratação de uma solução definitiva para a correção em sua totalidade.

2. INTRODUÇÃO

A linha 13 – Jade da CPTM é a mais recente linha adicionada ao sistema da CPTM, sendo inaugurada em 2018 [1]. É uma conquista significativa, pois é a primeira linha projetada, construída e operada diretamente pela CPTM. Na sua primeira fase, ela interliga o Aeroporto de Guarulhos à estação Engenheiro Goulart, conectada pela Linha 12 – Safira, possuindo, também, um serviço expresso permite a conexão entre o Aeroporto de Guarulhos e o centro de São Paulo em aproximadamente 35 minutos [2].

Por se tratar de implantação recente incorporada ao sistema de transporte da CPTM, ela continua a passar por melhorias e tem prevista sua expansão para atender ainda mais às necessidades dos passageiros [3] [4].

3. DIAGNÓSTICO

Para alimentação do sistema elétrico de tração, a Linha 13 – Jade conta com três subestações de Alta Tensão, totalizando 36MW de potência instalada (sistema de tração). A subestação primária-retificadora Ayrton Senna (AYS) é alimentada pela concessionária EDP São Paulo em 88kV e as subestações retificadoras Aeroporto de Guarulhos (AGU) e Engenheiro Goulart (EGO) são subalimentadas por meio de Linhas de Distribuição internas (LD) em 34,5kV de aproximadamente 6km para cada sentido. As

subestações são alimentadas por dois circuitos trifásicos em redundância, onde cada circuito é composto por 2 cabos isolados 185mm² com blindagem metálica por fase.

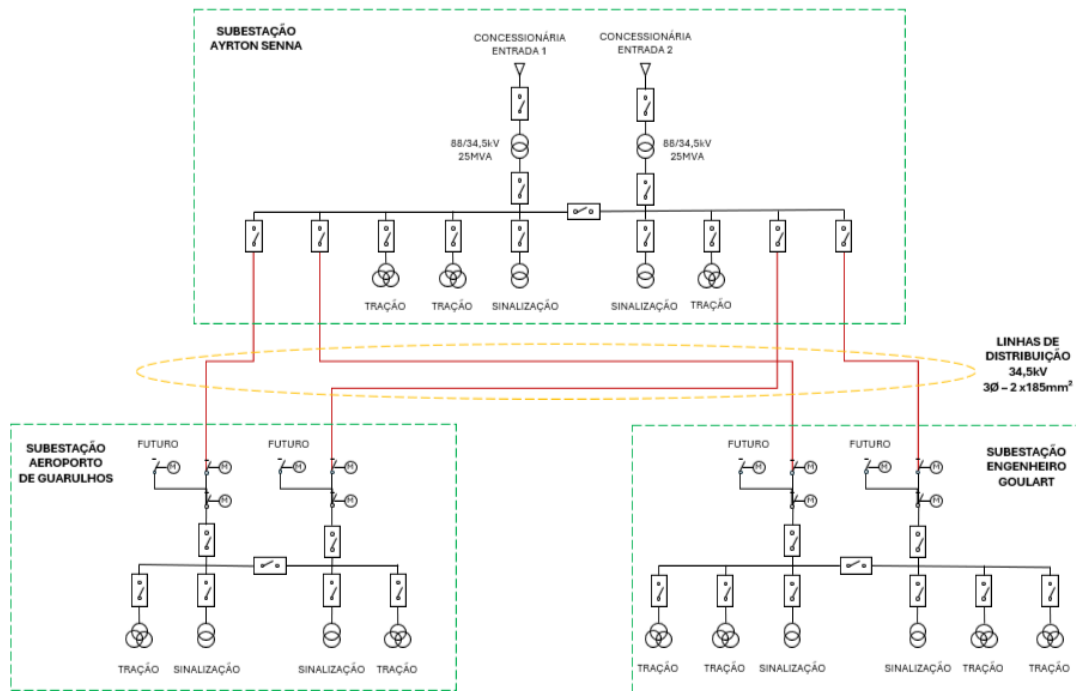


Figura 1 - Diagrama Unifilar Simplificado - Linha 13

Tal configuração foi dimensionada prevendo atendimento à futura expansão da linha e redução do intervalo entre trens [5] [6], porém, ao longo da operação da fase inicial, percebeu-se a existência de relevante energia reativa capacitiva. Com isso, ao se ultrapassar os limites de energia reativa capacitiva permitidos, conforme regulamentações vigentes, a Companhia passa a estar sujeita ao pagamento de excedente reativo à concessionária de energia local.



3.1. SISTEMAS

3.1.1. CABOS ISOLADOS MÉDIA TENSÃO

Há anos a cidade de São Paulo tenta enterrar as redes de energia, atualmente o programa SP sem Fios, que chegou a ter o nome "Cidade Linda - Redes Aéreas", mudou a meta anterior, de 52 km de fios enterrados, para 65 km em 2024. Até o momento, foram enterrados 42 km, e a previsão para o fim do ano aumentou para 84 km [7].

A decisão em se substituir a instalação de redes de distribuição aéreas por redes subterrâneas leva-se em consideração vantagens como estética mais agradável e maior segurança operativa [7] [8].

No entanto, na CPTM a decisão de utilizar cabos isolados nas Linhas de Distribuição, sejam elas subterrâneas ou em bandejamentos, levou-se em consideração a alta incidências de furtos, vez que os cabos não ficam visíveis, e o aumento na disponibilidade para a manutenção, pois os cabos ficam mais distantes da rede aérea de tração do que quando instalados da maneira convencional.

Além da alteração do modo de instalação, são necessários também a alteração dos componentes que envolvem a rede de distribuição. A principal alteração é no tipo de cabo utilizado. Para redes aéreas convencionais são utilizados cabos de cobre nu, nas redes compactas são utilizados os cabos protegidos, na multiplexada/isolada e nas subterrâneas ou em bandejamento são utilizados os cabos isolados [9] [10].

Segundo a fabricante (General Cable), os cabos do tipo Flexonax 20/35kV (utilizados na LD 34,5kV da Linha 13) são recomendados para uso em circuitos de alimentação e distribuição de subestações, instalações comerciais e industriais, ao ar livre ou subterrâneas, em locais secos ou úmidos e aplicações similares de qualquer espécie.

Os cabos isolados de transmissão de energia elétrica são constituídos, do centro para as extremidades por um condutor de alumínio ou fios de cobre, uma camada semicondutora, uma camada isolante (XLPE ou EPR), uma segunda camada semicondutora, uma blindagem metálica (geralmente fios de cobre) e recobrimento isolante [11].

Na Figura 2 é demonstrado um exemplo de composição de cabos isolados de média tensão.

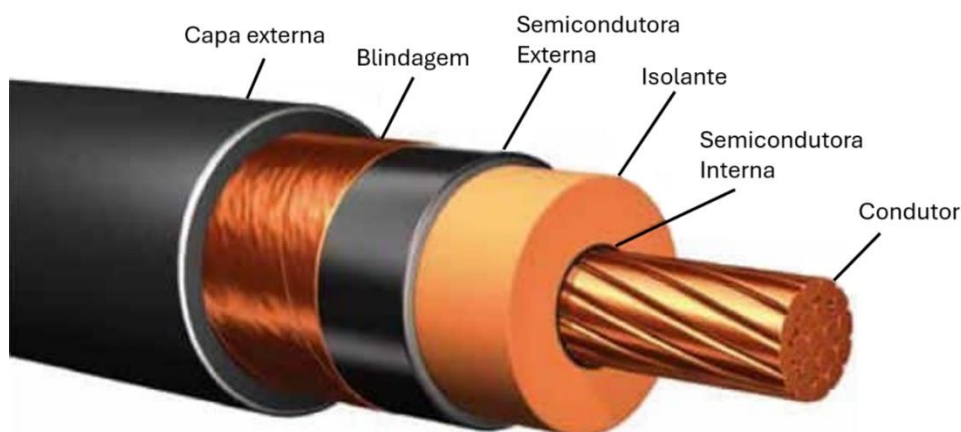


Figura 2 – Exemplo de composição do cabo isolado. Adaptado de [8].

A isolação elétrica é uma das mais importantes partes dos componentes de alta tensão e sua qualidade determina a confiabilidade dos diversos equipamentos elétricos. A isolação elétrica é projetada para suportar diversos estresses, aos quais é submetida durante sua vida, os quais são normalmente classificados em quatro tipos: elétrico



(tensão, frequência de operação e sobretensões), térmico (temperatura de operação e gradientes de temperatura), mecânico (vibração e torção) e ambiental (contaminação, corrosão) [12]. Será apresentado no item 4.1.1 os cálculos elétricos e as capacidades térmicas dos cabos.

A blindagem metálica tem a função de isolar o campo elétrico, uma vez que essa blindagem é aterrada, trazendo maior segurança na operação e manutenção do sistema.

No entanto, essa configuração isolante do cabo, acompanhada da presença de blindagem metálica, faz com que exista uma capacitância distribuída acentuada na Linha de Distribuição.

3.1.2. CAPACITÂNCIA DISTRIBUÍDA

Como demonstrado no item anterior, o cabo de média tensão é composto por um condutor central e uma blindagem metálica externa separada por isolamento, tal característica forma um capacitor (dois condutores separados por isolamento). Quando a tensão alternada é aplicada, esta capacitância distribuída do cabo consumirá corrente capacitiva do condutor de fase para a blindagem (terra). Dependendo do tipo de cabo, tensão e o comprimento, a corrente capacitiva do circuito pode ser de dezenas a centenas de amperes. A corrente capacitiva do cabo também é conhecida como corrente de carga do cabo [13].

A Figura 3 demonstra um cabo com condutor, blindagem e meio isolante. A capacitância do condutor para a blindagem é distribuída por todo o comprimento do cabo.

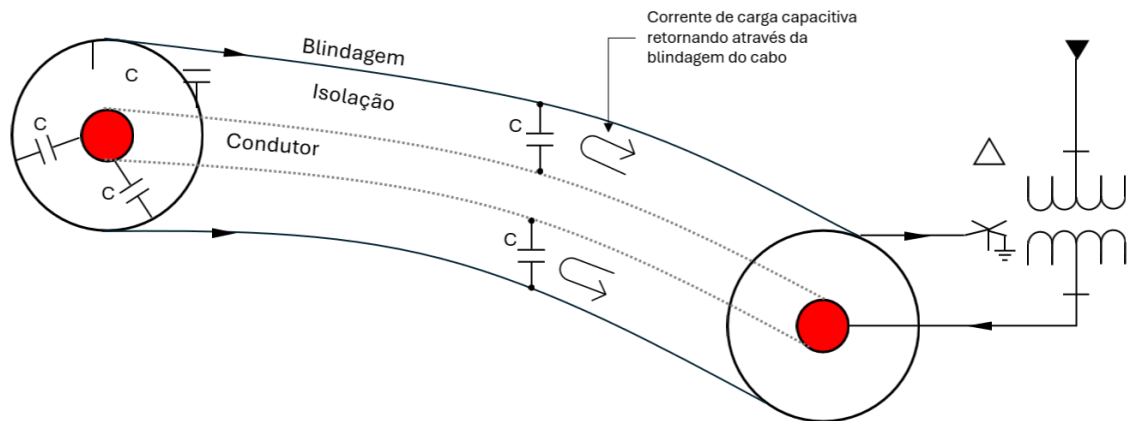


Figura 3 - Caminho da corrente de carga do cabo blindado. Adaptado de [13].

Linhas de transmissão aéreas também exibem o fenômeno de capacitância devido à capacitância fase-fase e fase-terra. Porém, sistemas alimentados por cabos isolados produzem uma capacitância muito mais elevada, uma vez que o espaçamento entre o condutor e a terra (blindagem) é muito menor e a permissividade do isolante do cabo (XLPE, EPR) é de 2 a 4 vezes maior que a do ar livre [13]. Por exemplo uma Linha de transmissão em 345kV com 5 milhas de cabos isolados possui capacitância semelhante a uma linha de transmissão aérea (de mesma tensão) com 100 milhas de extensão [14].

A capacitância surge devido às propriedades físicas do cabo, inerente à topologia adotada, sendo que seus efeitos negativos só podem ser compensados, mas não eliminados. E uma das formas de minimizar esses efeitos é através da instalação de reatores de linha para injetar potência reativa indutiva que irá cancelar a potência reativa capacitiva, passando o sistema a operar, mesmo na condição de baixa carga, dentro dos limites normativos estabelecidos pela ANEEL [13].

3.1.3. ENERGIA REATIVA

A potência aparente (S) é representada pela soma fatorial entre a potência reativa (Q) e a potência ativa (P), onde o resultado do conjunto denomina-se Triângulo de Potência [15], como demonstrado na Figura 4.

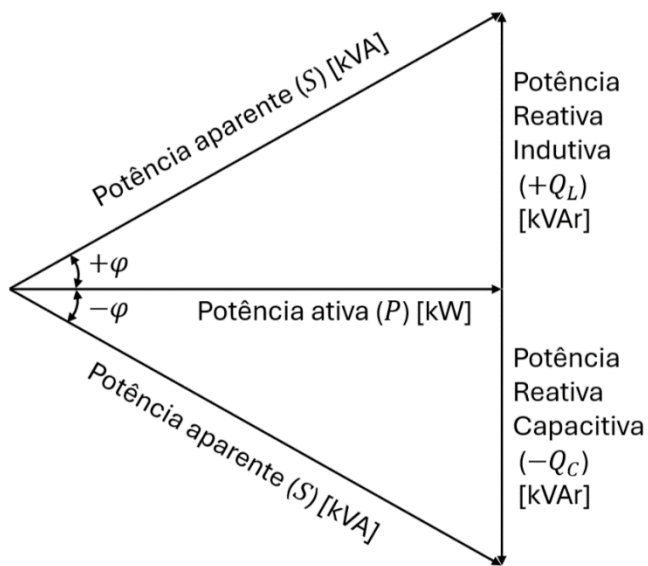


Figura 4 - Triângulo de Potência

A relação entre as potências ativa e aparente é conhecida como fator de potência, onde quando menor o ângulo φ da Figura 4, menor será a componente reativa do sistema. Quando a carga for indutiva, o φ e o Q_L serão positivos e quando a carga for capacitiva implica que o φ e o Q_C serão negativos [15].

A tensão elétrica é regulada através do controle de potência reativa. A potência reativa indutiva e capacitiva devem estar equilibradas no sistema elétrico de potência. Se houver excesso potência reativa indutiva, há subtensão. E ao contrário (capacitiva), provocará sobretensão no sistema elétrico [16].



As transmissoras e distribuidoras de energia elétrica são protegidas pela regulação do setor, impondo ao consumidor um fator de potência mínimo. Quando o consumidor apresenta um fator de potência abaixo do mínimo é cobrado o excedente de energia reativa. Portanto, a melhoria do fator de potência de uma instalação representa não apenas uma melhor utilização dos circuitos de energia como também uma forma de reduzir as despesas caso ele esteja abaixo do mínimo regulamentado [15].

3.1.4. REGULAMENTAÇÃO DO SETOR

A resolução normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, determina que o fator de potência de referência “ f_R ”, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido o valor de 0,92 para a unidade consumidora do grupo A [17], caso no qual se enquadra a subestação primária (Ayrton Senna) da Linha 13 – Jade da CPTM.

A distribuidora deve cobrar o montante de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes da unidade consumidora do grupo A, conforme as seguintes equações (1) e (2) [17]:

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n [EEAM_T \times \left(\frac{f_R}{f_T} - 1\right)] \times VR_{ERE} \quad (1)$$

$$D_{RE}(p) = \left[\sum_{T=1}^n \text{MAX} \left(DAM_T \times \frac{f_R}{f_T} \right) - DAF(p) \right] \times VE_{DRE} \quad (2)$$

Sendo:

E_{RE} = valor correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_R ”, no período de faturamento, em Reais (R\$);



$EEAM_T$ = montante de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “ T ” de uma hora, durante o período de faturamento, em megawatt-hora (MWh);

f_R = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_T = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “ T ” de uma hora, durante o período de faturamento;

VR_{ERE} = valor de referência equivalente à tarifa de energia “ TE ” da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh);

$D_{RE}(p)$ = valor, por posto tarifário “ p ”, correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência “ f_R ” no período de faturamento, em Reais (R\$);

DAM_T = demanda de potência ativa medida no intervalo de integralização de uma hora “ T ”, durante o período de faturamento, em quilowatt (kW);

$DAF(p)$ = demanda de potência ativa faturável, em cada posto tarifário “ p ” no período de faturamento, em quilowatt (kW);

VR_{ERE} = valor de referência, em Reais por quilowatt (R\$/kW), equivalente às tarifas de demanda de potência – para o posto tarifário fora de ponta – das tarifas aplicáveis aos subgrupos do grupo A para a modalidade tarifária horária azul;

MAX = função que identifica o valor máximo da equação, dentro dos parênteses correspondentes, em cada posto tarifário “ p ”;



T = intervalo de uma hora, no período de faturamento;

p = posto tarifário ponta ou fora de ponta para as modalidades tarifárias horárias;

n = número de intervalos de integralização " T ", por posto tarifário " p ", no período de faturamento.

O excedente reativo capacitivo somente é cobrado no período da madrugada, devido ao seu efeito nocivo ao sistema nesse horário. Durante um período de 6 horas consecutivas, definido pela distribuidora entre as 23h30min e 6h30min, apenas os fatores de potência " f_T " menores que 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de uma hora " T ", são tarifados. Para os demais períodos, apenas os fatores de potência " f_T " menores que 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de uma hora " T ", são cobrados [17].

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Como medida de mitigação, algumas ações foram propostas, estudadas e implementadas, sendo apresentadas no teor deste trabalho, onde também será apresentado a revisão do memorial de cálculo de forma a verificar se a nova configuração atende aos requisitos de condução de corrente, queda de tensão e curto-circuito; e simulação computacional por meio do software ETAP® do sistema de distribuição da Linha 13 – Jade de forma a analisar os impactos no fluxo de potência e grandezas elétricas nas barras das subestações adjacentes.



Em paralelo, as ações de contratação de solução definitiva (projeto e instalação de reatores shunt) foram desenvolvidas. Foram realizados estudos específicos, análise de medições, pesquisa de mercado, cálculos, dimensionamentos de equipamentos, definição do modelo de contratação e desenvolvimento de projeto básico.

4.1. ESTUDO DE MEDIDAS DE MITIGAÇÃO DOS GASTOS

4.1.1. REVISÃO DO MEMORIAL DE CÁLCULO CONSIDERANDO UM CABO POR FASE

4.1.1.1. Capacidade de condução corrente do condutor

O Memorial de Cálculo original [18] determina a capacidade de condução de corrente, levando-se em consideração a maneira de instalação e a temperatura ambiente do local. Essas considerações foram analisadas pelo software CYMCAP (específico para cálculo de ampacidade dos condutores) resultando na capacidade real de condução de corrente dos cabos conforme o tipo de instalação.

a) Saída do Cubículo de 34,5kV para Subestação Engenheiro Goulart

O Memorial de Cálculo original [18] considera para corrente de projeto (I_{proj}), todas as cargas de tração e auxiliares, portanto, os quatro transformadores retificadores e os dois transformadores auxiliares de 500kVA (P_{n-aux}), sendo dois transformadores retificadores com fluxo de carga de 150% da sua potência nominal (P_{n-ret}) (6330kVA), e os outros dois transformadores retificadores com fluxo de carga à 100% ($P_{n-ret} =$



4220kVA). Para a potência total da subestação ($P_{total-EGO}$) e corrente de projeto ($I_{proj-EGO}$), temos as equações (3) e (4) respectivamente.

$$P_{total-EGO} = 2 \cdot (1,5 \cdot P_{n-ret}) + (2 \cdot P_{n-ret}) + (2 \cdot P_{n-aux}) \quad (3)$$

$$P_{total-EGO} = (2 \times 6330) + (2 \times 4220) + (2 \times 500)$$

$$P_{total-EGO} = 22100\text{kVA}$$

$$I_{proj} = \frac{P_{total}}{V \times \sqrt{3}} \quad (4)$$

$$I_{proj-EGO} = \frac{22100\text{k}}{34,5\text{k} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{proj-EGO} \cong 370\text{A}$$

Com isso, os condutores devem conduzir 370 A.

Entretanto, considerando a situação carga da Linha 13 – Jade desde a sua energização o valor máximo de potência registrada foi de 7404,31kVA na subestação primária, ou seja, potência total das 3 subestações. De maneira conservadora vamos considerar essa potência máxima registrada ($P_{máx_r}$), o somatório das 3 subestações apenas para as linhas que alimentam a subestação Engenheiro Goulart. Assim temos:

$$P_{máx_r} = 7404,31\text{kVA}$$

$$I = \frac{P_{máx_r}}{V \times \sqrt{3}} = \frac{7404,31\text{k}}{34,5\text{k} \times \sqrt{3}}$$

$$I \cong 123,9\text{A}$$

O encaminhamento mais crítico para os cabos é na saída da subestação Ayrton Senna para o shaft de subida na via elevada. A Figura 5 representa o encaminhamento considerado:

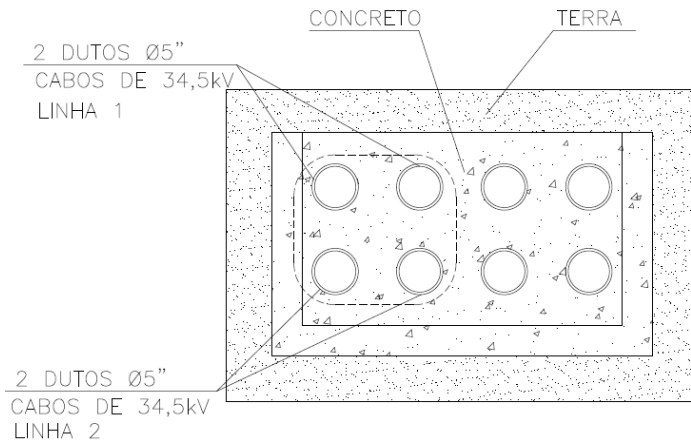


Figura 5 - Shaft subida SE Ayrton Senna. Fonte: [18]

Através do software CYMCAP, utilizando cabos de 185 mm², o documento [18] garante a condução, conforme Figura 6 abaixo:

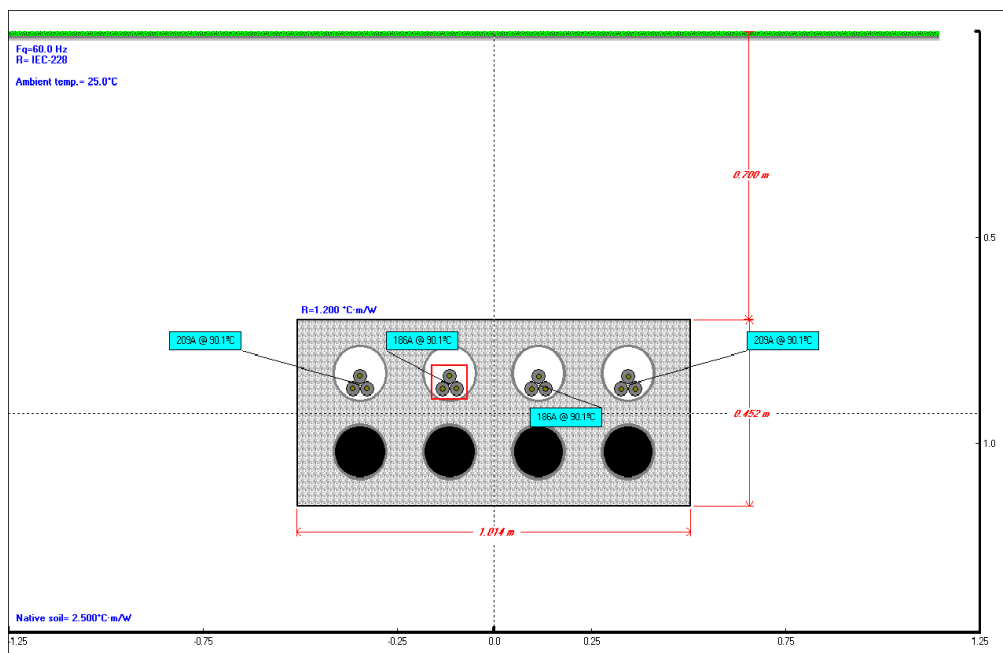


Figura 6 - Configuração dos cabos no software CYMCAP. Fonte: [18]

Conforme resultado obtido, os circuitos com apenas um cabo por fase têm uma capacidade de condução de corrente de 186A, ou seja, atendendo a solicitação de 123,9A da operação praticada na linha.



b) Saída do Cubículo de 34,5kV para Subestação Aeroporto

O encaminhamento mais crítico para os cabos é similar ao encaminhamento para subestação Engenheiro Goulart. Desta forma, faz-se as mesmas considerações do item 4.1.1.1 a), atendendo à solicitação da operação praticada na linha.

4.1.1.2. Dimensionamento pela queda de tensão

A queda de tensão em qualquer ponto de utilização da instalação não deverá ser superior aos seguintes valores:

- A queda de tensão entre a origem de uma instalação de média tensão e qualquer ponto de utilização deve ser menor ou igual a 5% (conforme item 6.2.7.1 da NBR-14039);

Para circuitos trifásicos AC, considerar a equação (5) e para porcentagem de queda de tensão a equação (6):

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{proj} \cdot L(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (5)$$

Porcentagem de queda:

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V_{ref}} \cdot 100 \quad (6)$$

Sendo:

ΔV = queda de tensão no circuito (V)

$\Delta V_{\%}$ = queda de tensão em percentuais

V_{ref} = tensão de referência (V)

I_{proj} = corrente de projeto do circuito



L = comprimento do circuito (km)

R = resistência do condutor (Ohm/km)

X =reatância do circuito (Ohm/km)

φ =ângulo de defasagem, cujo $\cos \varphi$ é o fator de potência da carga

a) Saída do Cubículo de 34,5kV para Subestação Engenheiro Goulart

Para a verificação de queda de tensão foi considerado o cabo de secção nominal de 185mm² e a maior distância medida, entre secundário do Transformador de Força até Entrada do Cubículo de 34,5kV, com aproximadamente 6km. Nessa verificação os valores da resistência do condutor (R) e reatância do circuito (X) foram retirados do documento [18]. Substituindo-se os valores nas equações (5) e (6), temos:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times 370 \times \frac{6000}{1000} \times ((0,1278 \times 0,96) + (0,1509 \times 0,28)) = 634,22 \text{ V}$$

$$\Delta V_{\%} = \frac{634,22}{34500} \times 100 = 1,838\%$$

Atendendo os limites determinados pelo item 6.2.7.1 da NBR-14039.

b) Saída do Cubículo de 34,5kV para Subestação Aeroporto

Para a verificação de queda de tensão foi considerado o cabo de secção nominal de 185mm² e a maior distância medida, entre secundário do Transformador de Força até Entrada do Cubículo de 34,5kV, com aproximadamente 5,5km. Nessa verificação os valores da resistência do condutor (R) e reatância do circuito (X) foram retirados do documento [18], assim como a corrente de projeto de 229A.



$$\Delta V = \sqrt{3} \times 229 \times \frac{5500}{1000} \times ((0,1278 \times 0,96) + (0,1509 \times 0,28)) = 359,82 \text{ V}$$

$$\Delta V\% = \frac{359,82}{34500} \times 100 = 1,043\%$$

Atendendo os limites determinados pelo item 6.2.7.1 da NBR-14039.

4.1.1.3. Verificação da suportabilidade ao curto-circuito

Como a formação do cabo é igual para todos os circuitos das duas linhas (AYS – EGO e AYS – AGU), os cálculos abaixo dizem respeito a todos os circuitos das linhas de distribuição 34,5kV da Linha 13 – Jade.

A integral de Joule que o dispositivo deixa passar deve ser inferior ou igual à integral de Joule necessária para aquecer o condutor desde a temperatura máxima para serviço contínuo até a temperatura limite de curto-circuito, o que pode ser indicado pela equação (7):

$$\int_0^t i^2 dt \leq k^2 S^2 \quad (7)$$

onde:

$\int_0^t i^2 dt \leq k^2 S^2$ é a integral de Joule (energia) que o dispositivo de proteção deixa passar, em ampères quadrados-segundo [A^2s];

$k^2 S^2$ é a integral de Joule (energia) capaz de elevar a temperatura do condutor desde a temperatura máxima para serviço contínuo até a temperatura de curto-circuito, supondo-se aquecimento adiabático.



Para curtos-circuitos de qualquer duração em que a assimetria não seja significativa e o tempo de duração seja $0,1s \leq t \leq 5s$, vale a equação (8):

$$I^2t \leq k^2S^2 \quad (8)$$

Sendo:

I = valor eficaz da corrente de curto simétrica (A)

t = tempo de duração de curto-circuito (s)

k = Coeficiente ($k = 143$; para cabo EPR ou XLPE com temperatura inicial de 90°C e final de 250°C conforme tabela 30 da NBR 5410 [19])

S = Seção nominal do cabo

I = valor eficaz da corrente de curto simétrica (A) estimada conforme características do transformador de alta tensão (25MVA).

Será adotado 4952,2 A para nível de curto trifásico conforme [20]. Sabendo que o tempo de abertura instantânea das proteções, em situação de curto-circuito, é de no máximo 500ms, será adotado o $t = 1s$ sendo uma condição mais rígida. Com isso a partir da equação (8), temos:

$$\frac{\sqrt{I^2t}}{k} \leq S$$

$$\frac{\sqrt{4952,2^2 \times 1}}{143} \leq S$$

$$34,63 \leq S$$

Para cálculo da blindagem dos cabos, seguir a seguinte fórmula com referências nas normas IEC 949 e ICEA P-45-482:



$$I \times \sqrt{t} = 340,12 \times \sqrt{\log \frac{(T2 + \beta)}{(T1 + \beta)}} \times S \quad (9)$$

Onde:

340,12 = coeficiente conforme dados do fabricante, anexo 3 (figura 9)

I = corrente de curto monofásica (fase-terra) (A)

S = Seção nominal da blindagem

$T1$ = Temperatura da blindagem em regime permanente

$T2$ = Temperatura da blindagem durante o curto-circuito

t = Tempo máximo de abertura da proteção $F - T$

$\beta = 234,5$ - Temperatura deduzida para resistência ôhmica da blindagem nula ($^{\circ}\text{C}$ abaixo de zero)

Para o dimensionamento dos cabos foi considerado o aterramento da blindagem do tipo Cross-bonding.

Para o dimensionamento da blindagem será considerada uma corrente de curto-circuito monofásica de 5260,4 A, conforme [20], com o mesmo tempo de atuação dos dispositivos de proteção de fase-terra (considerado máximo de 0,6 segundos). A fórmula possui referências com as normas ICEA P-45-482 e IEC 949:

Dados:

Temperatura da blindagem em regime permanente: 85°C^1

¹ Cabo de referência General Cable CB FLEXONAX ECOPLUS SLIM BCC ATOX 1C x 185mm² 20/35kV



Temperatura da blindagem durante o curto-circuito: 150°C^1

Tempo máximo de abertura da proteção FT: 0,6 segundos

A partir da equação (9), temos:

$$5260,4 \times \sqrt{0,6} = 340,12 \times \sqrt{\log \frac{(150 + 234,5)}{(85 + 234,5)}} \times S$$

$$S = 42,30\text{mm}^2$$

Desta forma tanto o condutor que tem área de 185mm^2 quanto a blindagem que tem área de 43mm^2 atendem aos requisitos das normas técnicas.

4.1.2. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL POR MEIO DO SOFTWARE

ETAP®

As simulações apresentadas neste trabalho representam as subestações Ayrton Senna, Engenheiro Goulart e Aeroporto de Guarulhos da Linha 13 - Jade, além das linhas de distribuição 34,5 kV por meio das quais a subestação primária Ayrton Senna alimenta as subestações adjacentes Engenheiro Goulart e Aeroporto de Guarulhos. O Anexo 1 apresenta o diagrama da modelagem da Linha 13 – Jade.

A seguir são apresentados os 3 cenários simulados e seus diagramas de forma simplificada.

4.1.2.1. Cenários analisados

a) Cenário 1 – Subestações adjacentes sendo alimentadas por ambas as linhas (LD 34,5kV 1 e LD 34,5kV2) e 2 cabos por fase

Nesse cenário as subestações adjacentes são alimentadas por ambas as linhas (LD 34,5kV 1 e LD 34,5kV 2) e 2 cabos por fase, sendo essa a configuração utilizada originalmente.

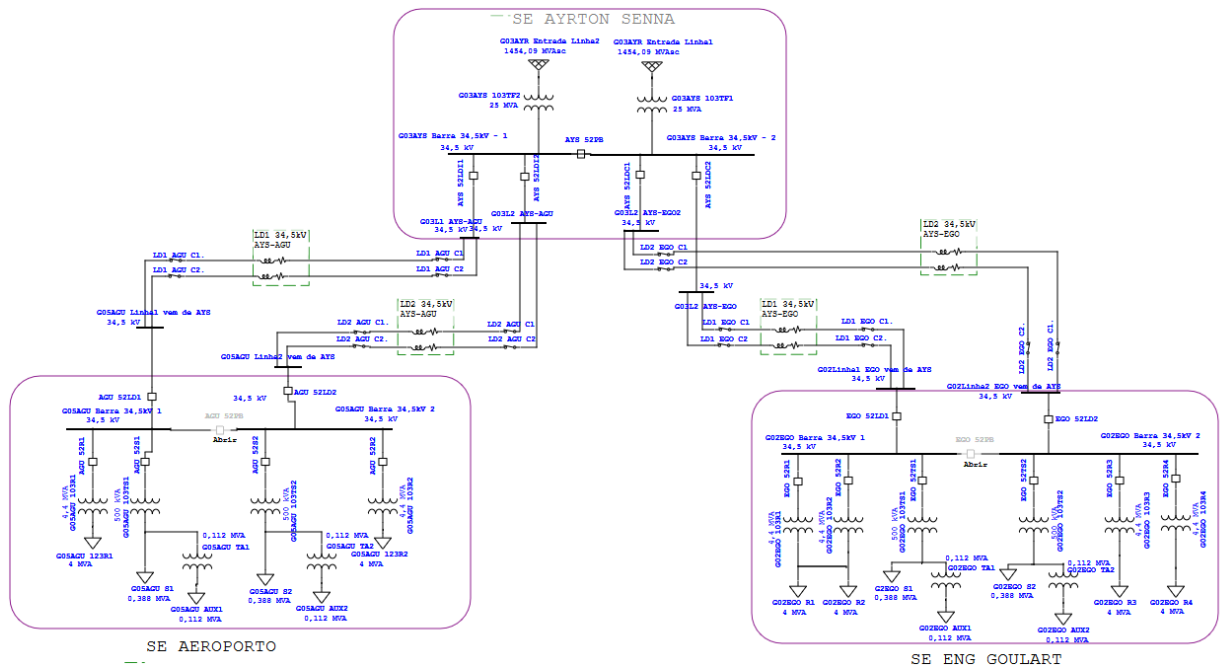


Figura 7 - Diagrama ETAP - configuração padrão

b) Cenário 2 – Subestações adjacentes sendo alimentadas por ambas as linhas (LD 34,5kV 1 e LD 34,5kV2) e 1 cabo por fase

Nesse cenário as subestações adjacentes são alimentadas por ambas as linhas (LD 34,5kV 1 e LD 34,5kV 2) e apenas 1 cabo por fase, sendo essa a solução proposta para redução da geração de excedentes reativos capacitivos. Considera desligamento de um cabo por fase durante as 24 horas do dia.

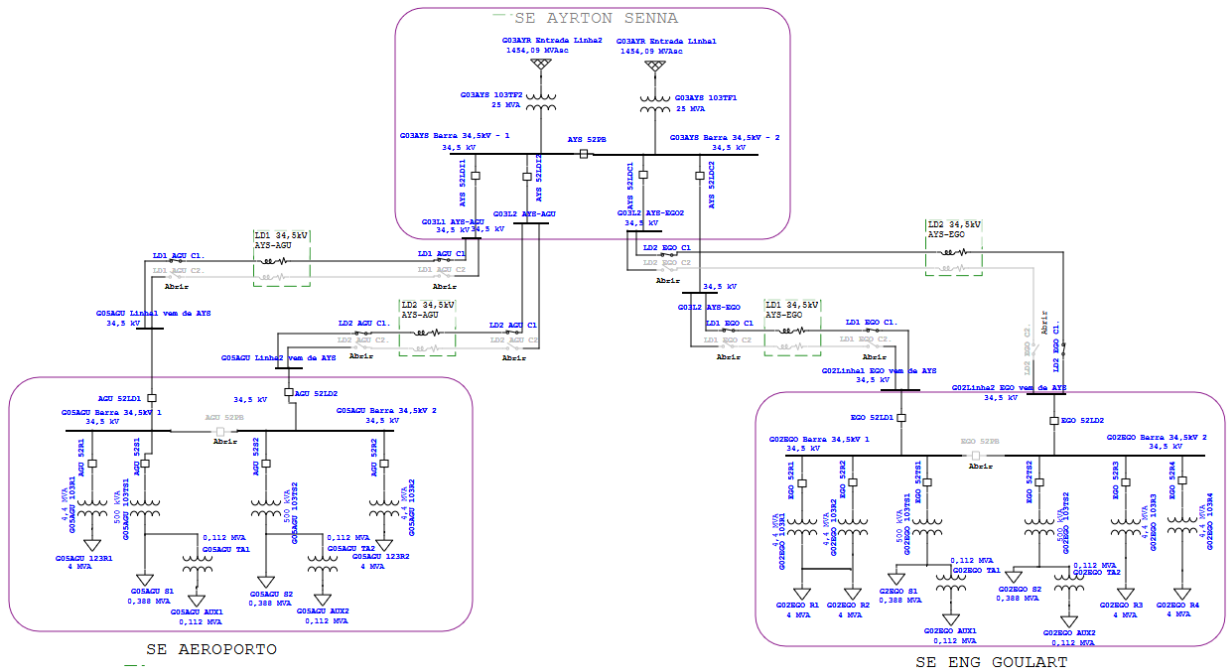


Figura 8 - Diagrama ETAP – Configuração dois circuitos e um cabo por fase

c) Cenário 3 – Subestações adjacentes sendo alimentadas por apenas uma linha (LD 34,5kV 1) e 1 cabo por fase

Nesse cenário as subestações adjacentes são alimentadas por apenas uma linha (LD 34,5kV 1) e 1 cabo por fase, sendo essa uma solução proposta complementar à proposta de 5.1.2. Considera desligamento total de uma das linhas durante o período de cobrança de reativo capacitivo (23h30min às 05h30min). No entanto a solução foi simulada considerando a maior carga durante qualquer horário do dia visando eventual alimentação das subestações nessas condições durante a operação comercial.

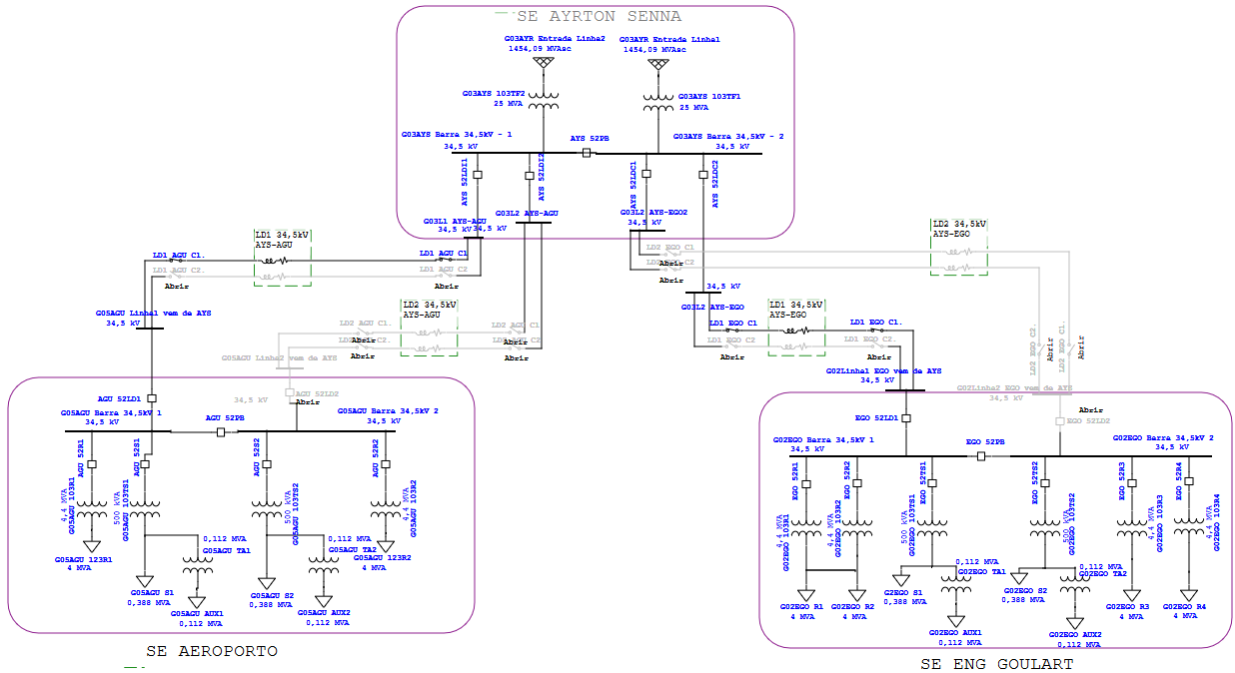


Figura 9 - Diagrama ETAP - Configuração um circuito e um cabo por fase

4.1.2.2. Resultados da simulação computacional

Para análise dos níveis de tensão na linha e nas cargas terminais das subestações adjacentes foram consideradas as potências nominais dos transformadores, a fim de se simular uma alta exigência acima do praticado atualmente.

Tendo isso em vista, abaixo são apresentados os resultados, por meio de tabelas.

Tabela 1 - Tensão nas barras

| ID da Barra | Nominal | CENÁRIO 1 | CENÁRIO 2 | CENÁRIO 3 |
|--------------------|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | Tensão [kV] | Tensão [kV] (%) | Tensão [kV] (%) | Tensão [kV] (%) |
| EGO Entrada 1 | 34,5 | 34,104 (98,85%) | 34,006 (98,57%) | 33,847 (98,11%) |
| EGO Entrada 2 | 34,5 | 34,105 (98,86%) | 34,009 (98,58%) | - |
| EGO Barra 34,5kV 1 | 34,5 | 34,104 (98,85%) | 34,006 (98,57%) | 33,847 (98,11%) |
| EGO Barra 34,5kV 2 | 34,5 | 34,105 (98,86%) | 34,009 (98,58%) | 33,847 (98,11%) |
| EGO BR1 | 1245 | 1226 (98,47%) | 1223 (98,23%) | 1217 (97,75%) |
| EGO BR2 | 1245 | 1226 (98,47%) | 1223 (98,23%) | 1217 (97,75%) |
| EGO BR3 | 1245 | 1226 (98,47%) | 1223 (98,23%) | 1217 (97,75%) |
| EGO BR4 | 1245 | 1226 (98,47%) | 1223 (98,23%) | 1217 (97,75%) |
| EGO BS1 | 13,8 | 13,087 (94,83%) | 13,049 (94,56%) | 12,988 (94,12%) |
| EGO BS2 | 13,8 | 13,087 (94,83%) | 13,05 (94,57%) | 12,988 (94,12%) |
| EGO BAUX1 | 0,22 | 0,205 (93,18%) | 0,204 (92,73%) | 0,203 (92,27%) |
| EGO BAUX2 | 0,22 | 0,205 (93,18%) | 0,204 (92,73%) | 0,203 (92,27%) |
| AGU Entrada 1 | 34,5 | 34,137 (98,95%) | 34,071 (98,76%) | 33,977 (98,48%) |
| AGU Entrada 2 | 34,5 | 34,133 (98,94%) | 34,066 (98,74%) | - |
| AGU Barra 34,5kV 1 | 34,5 | 34,137 (98,95%) | 34,071 (98,76%) | 33,977 (98,48%) |
| AGU Barra 34,5kV 2 | 34,5 | 34,133 (98,94%) | 34,066 (98,74%) | 33,977 (98,48%) |
| AGU B123R1 | 1245 | 1227 (98,55%) | 1225 (98,39%) | 1222 (98,15%) |
| AGU B123R2 | 1245 | 1227 (98,55%) | 1225 (98,39%) | 1222 (98,15%) |
| AGU BS1 | 13,8 | 13,349 (96,73%) | 13,323 (96,54%) | 13,286 (96,28%) |
| AGU BS2 | 13,8 | 13,347 (96,72%) | 13,321 (96,53%) | 13,286 (96,28%) |
| AGU BAUX1 | 0,22 | 0,209 (95,00%) | 0,208 (94,55%) | 0,208 (94,55%) |
| AGU BAUX2 | 0,22 | 0,209 (95,00%) | 0,208 (94,55%) | 0,208 (94,55%) |

Tabela 2 - Queda de tensão

| Queda de Tensão % | CENÁRIO 1 | CENÁRIO 2 | CENÁRIO 3 |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|
| AYS-AGU LD1 A | 0,12 | 0,24 | 0,47 |
| AYS-AGU LD1 B | 0,12 | | |
| AYS-AGU LD2 A | 0,13 | 0,25 | |
| AYS-AGU LD2 B | 0,13 | | |
| AYS-EGO LD1 A | 0,21 | 0,43 | 0,85 |
| AYS-EGO LD1 B | 0,21 | | |
| AYS-EGO LD2 A | 0,21 | 0,42 | |
| AYS-EGO LD2 B | 0,21 | | |



Tanto as barras de carga das subestações quanto as linhas de distribuição não ultrapassaram os limites de subtensão ou queda de tensão considerando os mesmos critérios dos documentos [18] e [21], apontando viabilidade técnica para a solução estudada.

4.1.3. AJUSTES DE PROTEÇÃO

No que se refere a proteção e seletividade, foi ajustado o valor da função temporizada de fase – 51 para a saída do cubículo de 34,5kV para as subestações Aeroporto de Guarulhos e Engenheiro Goulart.

No cálculo das proteções dos alimentadores foi ajustado abaixo da corrente máxima admitida no cabo de alimentação que é de 186A conforme item 4.1.1.1 a).

Atualizando os cálculos do documento [21] chegou-se ao seguinte ajuste:

- Função temporizada de fase - 51

O disparo desta função foi ajustado para a corrente nominal na condição de operação citada acima

$$I = \frac{186}{\frac{600}{5}} = 1,55[A] \rightarrow I = \frac{1,55}{5} = 0,31[pu]$$

Curva IEC VERY INV com dial de tempo igual a 0,10

Para todas as demais proteções permanecem conforme documento de referência [21]

4.1.4. ECONOMIA OBTIDA DAS AÇÕES DE MITIGAÇÃO

As ações de mitigação de custos, baseadas no estudo apresentado, se iniciaram em fevereiro de 2023 e os resultados são apresentados a seguir.

A Tabela 3 apresenta, entre janeiro de 2023 e maio de 2024, o custo do excedente reativo, o valor estimado sem as ações desenvolvidas e o valor estimado de economia. Nesse período, o valor acumulado de economia estimada é de R\$ 1.158.535,52.

Tabela 3 – Valor estimado de economia

| Mês | Custo do excedente reativo | Valor estimando sem ações | Valor estimado de economia |
|--------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|
| janeiro-23 | R\$ 149.643,62 | R\$ 149.643,62 | R\$ 0,00 |
| fevereiro-23 | R\$ 69.813,22 | R\$ 131.413,12 | R\$ 61.599,90 |
| março-23 | R\$ 26.216,08 | R\$ 104.864,32 | R\$ 78.648,24 |
| abril-23 | R\$ 59.560,86 | R\$ 119.121,72 | R\$ 59.560,86 |
| maio-23 | R\$ 42.884,17 | R\$ 114.357,79 | R\$ 71.473,62 |
| junho-23 | R\$ 29.156,61 | R\$ 116.626,44 | R\$ 87.469,83 |
| julho-23 | R\$ 30.431,37 | R\$ 121.725,48 | R\$ 91.294,11 |
| agosto-23 | R\$ 63.442,56 | R\$ 126.885,12 | R\$ 63.442,56 |
| setembro-23 | R\$ 68.570,02 | R\$ 149.607,32 | R\$ 81.037,30 |
| outubro-23 | R\$ 57.999,69 | R\$ 159.821,37 | R\$ 101.821,68 |
| novembro-23 | R\$ 38.573,19 | R\$ 132.863,21 | R\$ 94.290,02 |
| dezembro-23 | R\$ 45.301,53 | R\$ 140.434,74 | R\$ 95.133,21 |
| janeiro-24 | R\$ 50.607,04 | R\$ 101.214,08 | R\$ 50.607,04 |
| fevereiro-24 | R\$ 46.075,08 | R\$ 92.150,16 | R\$ 46.075,08 |
| março-24 | R\$ 53.863,46 | R\$ 107.726,92 | R\$ 53.863,46 |
| abril-24 | R\$ 24.989,33 | R\$ 99.957,32 | R\$ 74.967,99 |
| maio-24 | R\$ 47.250,63 | R\$ 94.501,26 | R\$ 47.250,63 |
| TOTAL | R\$ 904.378,46 | R\$ 2.062.913,98 | R\$ 1.158.535,52 |

Em janeiro de 2013 as linhas de distribuição ainda operavam com 24 cabos conectados. Ao longo de fevereiro de 2023 as ações de desconexão de um cabo por fase e desligamento de uma das linhas durante madrugada foram implantadas gradativamente, incluindo testes. Em março de 2023 a desconexão de um cabo por fase

estava concluída e ocorreu desligamento de uma das linhas em todas as datas. Assim, a Figura 10 demonstra a evolução do excedente reativo capacitivo conforme adoção das ações de mitigação, com dados retirados das medições horárias registradas pela concessionária. É possível verificar a queda no do excedente reativo capacitivo conforme as ações foram implantadas.

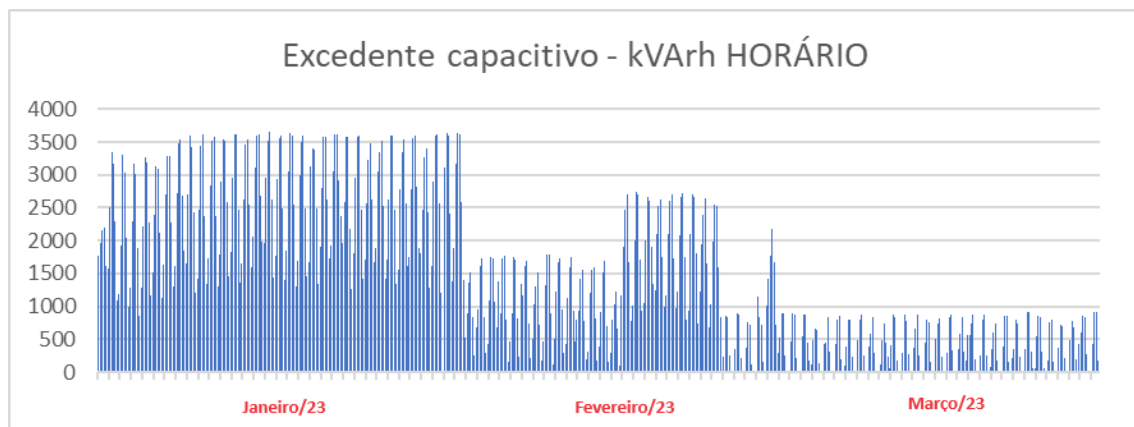


Figura 10 - Evolução do excedente reativo capacitivo conforme adoção das ações de mitigação

4.2. PROJETO DA SOLUÇÃO DEFINITIVA

4.2.1. BANCOS DE REATORES SHUNT

Reatores shunts são os equipamentos mais econômicos para manter a estabilidade da tensão nas linhas de transmissão [22], são projetados para conexão às extremidades dos circuitos de alta tensão, absorvendo energia reativa, ou seja, compensando a carga capacitiva de linhas e cabos com corrente alterna em alta tensão, que são os principais geradores de energia reativa [23].

Existem dois tipos de reatores shunt, o reator shunt do tipo seco (limitados até a tensão de 34,5kV) e o reator shunt imerso em óleo. Além disso, podem ser permanentemente

conectados ou comutados através de um disjuntor (Reator Shunt fixo) ou para melhorar o ajuste do consumo de potência reativa, o reator pode também ser variável (Reator Shunt variável) [22] [23].

A Figura 11 demonstra um exemplo de um reator shunt trifásico do tipo seco.



Figura 11 - Exemplo de reator shunt do tipo seco. Fonte [22].

Para o caso da Linha 13 – Jade da CPTM, conforme dimensionamentos iniciais, foram projetados 4 sistemas compostos por reatores shunt fixos com núcleo de ar e adequações necessárias, sendo:

- Sistema 1: $3 \times 333,33\text{kVAr} = 1000\text{kVAr}$;
- Sistema 2: $3 \times 333,33\text{kVAr} = 1000\text{kVAr}$;
- Sistema 3: $3 \times 333,33\text{kVAr} = 1000\text{kVAr}$;

- Sistema 4: $3 \times 333,33\text{kVAr} = 1000\text{kVAr}$.

Desta forma cada grupo estaria intertravado a uma das linhas e no caso de desligamento de uma delas o sistema de compensação correspondente também seria desconectado, não gerando desequilíbrio de energia reativa indutiva ou capacitiva. O diagrama unifilar simplificado com essa solução é apresentado na Figura 12.

A além dos reatores shunt para compensação do excedente reativo capacitivo, o projeto prevê a alimentação deles, todos equipamentos necessários, arranjo civil e adequações da subestação existente e proteções.

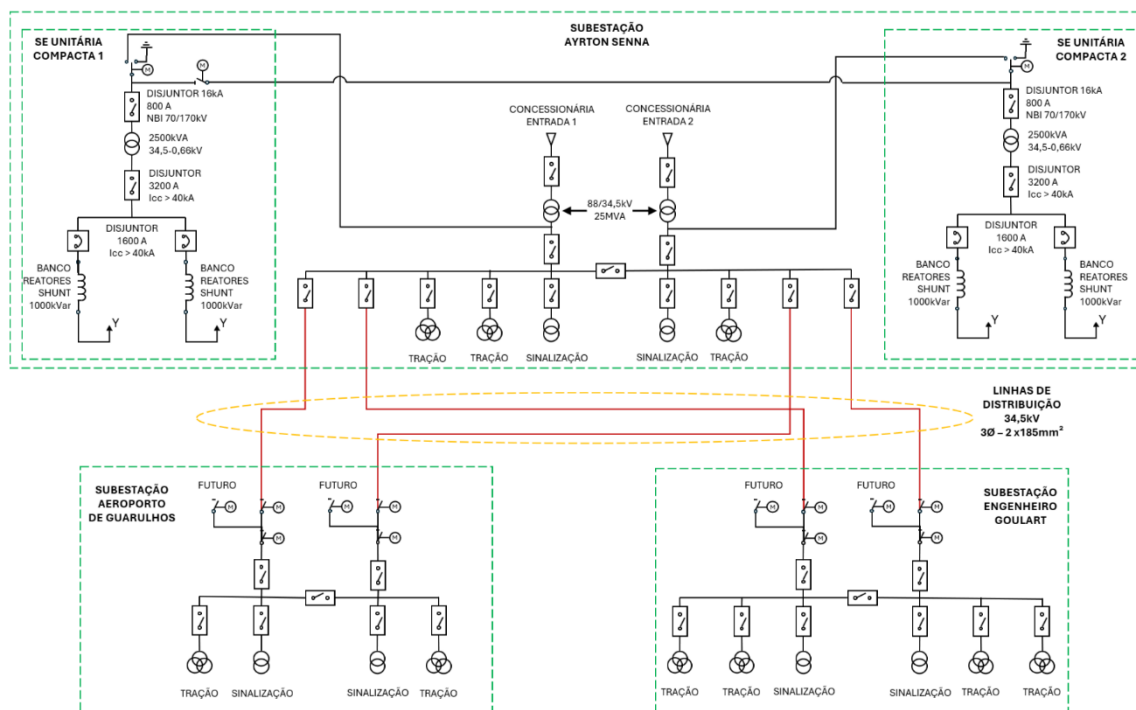


Figura 12 - Diagrama unifilar simplificado do sistema de energia da Linha 13 com reatores shunt



4.2.2. EQUIPAMENTOS, INSTALAÇÕES E ADEQUAÇÕES

Os equipamentos e sistemas do fornecimento são listados a seguir.

4.2.2.1. EQUIPAMENTOS

Foi previsto o fornecimento de 4 (quatro) Bancos de Reatores *Shunt* trifásicos, 1,00 MVAR, 660 V, núcleo de ar com tensão de 1,0 kV, NBI 10/30 kV, classe F, sem TAP's, conforme norma NBR 5356. Definiu-se em contrato que a potência dos reatores *shunt* poderá ser ajustada desde que não comprometa o resultado final do sistema de correção de excedente reativo capacitivo, desde que haja a eliminação total dos gastos com excedente reativo capacitivo, assim como o não surgimento de custos por excedente reativo indutivo.

Cada grupo será relacionado a um dos circuitos e no caso de desligamento de uma delas o sistema de compensação correspondente também seria desconectado, não gerando desequilíbrio de energia reativa indutiva ou capacitiva.

Foi previsto o fornecido de um Banco de Reatores *Shunt* trifásico sobressalente, de potência e demais características iguais aos demais 4 (quatro) Bancos de Reatores *Shunt* trifásicos fornecidos.

Para alimentação dos Bancos de Reatores *Shunt* foi previsto o fornecimento de duas Subestações Unitárias Compactas, sendo que cada uma alimenta 2 (dois) Bancos de Reatores *Shunt* trifásicos e uma delas possui chave de transferência:



- Uma Subestação Unitária Compacta, 2,50 MVar, 36kV, instalação externa, IP-54, conforme NBR IEC 62271-200 e NBR 5356, contendo: cabine de média tensão incluindo chave de transferência, transformador a óleo 34500/660V com blindagem eletrostática, conexões do transformador realizadas com barramentos protegidos por flanges AT e BT, reservatório de contenção de óleo com filtro separador (água/óleo), quadro geral de baixa tensão e sistema interno de aterramento.
- Uma Subestação Unitária Compacta, 2,50 MVar, 36kV, instalação externa, IP-54, conforme NBR IEC 62271-200 e NBR 5356, contendo: cabine de média tensão, transformador a óleo 34500/660V com blindagem eletrostática, conexões do transformador realizadas com barramentos protegidos por flanges AT e BT, reservatório de contenção de óleo com filtro separador (água/óleo), quadro geral de baixa tensão e sistema interno de aterramento.

4.2.2.2. INSTALAÇÕES E ADEQUAÇÕES

- . Os serviços deverão ser executados de forma que não haja danos ao sistema existente:
- Derivação dos circuitos de 34,5kV;
 - Infraestrutura e compatibilização para a alimentação dos circuitos de 220Vca e 125Vcc;
 - Adequação da proteção e seletividade, supervisão e comando da Subestação Ayrton Senna para compatibilização com a instalação de novos equipamentos do sistema de compensação de energia reativa capacitiva;



- Intertravamento/automatismos entre os disjuntores de alimentação dos Bancos de Reatores *Shunt* com os disjuntores existentes;
- Compatibilização e interligação à malha de terra e aterramentos existentes;
- Compatibilização do sistema de proteção contra descargas atmosféricas.

4.2.3. IMPLANTAÇÕES

Demais serviços, acompanhados de fornecimentos necessários, são descritos a seguir.

4.2.3.1. Encaminhamentos entre Porão de cabos a Subestações

Unitárias Compactas

Encaminhamento de cabos de média tensão, baixa tensão e fibra ótica entre os painéis de origem e as Subestações Unitárias Compactas, incluindo toda a infraestrutura necessária, tanto no porão de cabos como na área externa. Assim como, o encaminhamento de cabos de média tensão, baixa tensão e fibra ótica entre as duas Subestações Unitárias Compactas.

Para alimentação em 34,5kV deverão ser instalados um circuito para cada Subestação Unitária Compacta com cabos unipolares de cobre, isolados e todas as terminações e acessórios. Os circuitos partem da linha de cubículos existentes da Figura 13.



Figura 13 - Linha de Cubículos 34,5kV existentes

A alimentação em baixa tensão em corrente alternada deverá ser derivada do painel PDCA e a alimentação em baixa tensão em corrente contínua deverá ser derivada do painel PDCC (Figura 14).



Figura 14 -Painéis PDCA e PDCC existentes

Para o comando, controle e supervisão do sistema, deverá ser implantada conexão por fibras ópticas e toda sua infraestrutura, entre o painel PCC (Figura 15) e as Subestações Unitárias Compactas. Deverá também ser implantada conexão por cabos de controle

entre as Subestações Unitárias Compactas e os disjuntores existentes da Linha de 34,5kV.



Figura 15 - Painel PCC

Toda a infraestrutura com leitos para cabos e seus acessórios a serem instalados no porão de cabos da SE Ayrton Senna, deverão ser compatíveis e do mesmo modelo dos leitos já instalados no local. A Figura 16 apresenta uma imagem do local como referência.



Figura 16 - Porão de Cabos da SE Ayrton Senna



4.2.3.2. Implantação civil da área externa da SE Ayrton Senna

Na área externa dever ser implantada base para todos os equipamentos, incluindo Subestação Unitária Compacta, Bancos de Reatores *Shunt* e demais equipamentos previstos.

Os Bancos de Reatores *Shunt* devem ser protegidos por gradil de fechamento tipo "PMSP" (aço galvanizado pintado), com altura de 250 cm.

Foi prevista a execução do projeto e implantação das canaletas área externa, incluindo bandejamento ou perfis metálicos para a acomodação e segregação de circuitos e tampas, para cabos de média tensão, baixa tensão e fibra ótica entre os painéis de origem e as Subestações Unitárias Compactas; e entre as duas Subestações Unitárias Compactas.

Na Figura 17 é apresentado local de instalação de uma Subestação Unitária Compacta e dois Bancos de Reatores *Shunt*, enquanto na Figura 18 é apresentado o local de instalação para outro conjunto, também com uma Subestação Unitária Compacta e dois Bancos de Reatores *Shunt*.



Figura 17 - Área externa - local de instalação 1



Figura 18 - Área externa - local de instalação 2

4.2.4. ANÁLISE DE VIABILIDADE

Todos os estudos iniciais, prospecção de mercado, dimensionamentos e projeto básico foram desenvolvidos internamente.



O estudo da viabilidade técnica e financeira da contratação da solução mostram que existe um potencial de retorno do investimento em 4 anos, considerando-se os custos de excedente reativo capacitivo que seriam economizados e os valores para implantação da solução proposta.

5. CONCLUSÕES

A Linha 13 – Jade da CPTM que teve projeto e implantação sob responsabilidade da companhia, apresentou excelentes resultados na ampliação do sistema de transporte da região metropolitana de São Paulo, além de ter prevista sua expansão. Entretanto, os seus sistemas seguem sendo constantemente monitorados e passando por melhorias que propiciem ganho técnico, operacional e financeiro.

Nesse contexto, as soluções desenvolvidas internamente para a correção do excedente reativo capacitivo, adequadas à demanda atual da linha, se demonstraram eficazes gerando grande economia financeira à companhia com ações de mitigação. Os subsídios a contratação de solução definitiva que também foram desenvolvidos internamente, com especificação e projeto básico de reatores shunt e todo sistema de adequação, resultaram em uma solução consolidada no setor e viável tecnicamente, além de apresentar um tempo de retorno atrativo do investimento.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CPTM, “Sala de Imprensa,” Governo do Estado de São Paulo, 31 Março 2018. [Online]. Available: <https://www.saopaulo.sp.gov.br/sala-de->



imprensa/release/governador-geral-do-estado-inaugura-linha-13-jade-da-cptm-2/. [Acesso em Julho 2024].

- [2] F. Pescarini, “Trem para aeroporto de Guarulhos (SP) passa a sair da Barra Funda,” Folha de São Paulo, 30 Agosto 2023. [Online]. Available: [https://www1.folha.uol.com.br/cotidiano/2023/08/trem-para-aeroporto-de-guarulhos-sp-passa-a-sair-da-barra-funda.shtml#:~:text=Os%20hor%C3%A1rios%20continuam%20os%20mesmos,Guarulhos%20ocorre%20em%2032%20minutos\)..](https://www1.folha.uol.com.br/cotidiano/2023/08/trem-para-aeroporto-de-guarulhos-sp-passa-a-sair-da-barra-funda.shtml#:~:text=Os%20hor%C3%A1rios%20continuam%20os%20mesmos,Guarulhos%20ocorre%20em%2032%20minutos)..) [Acesso em 02 08 2024].
- [3] CPTM, “Estação Barra Funda da CPTM se prepara para a chegada de duas novas linhas,” CPTM, 06 Fevereiro 2023. [Online]. Available: <https://www.cptm.sp.gov.br/noticias/Pages/Estacao-Palmeiras-Barra-Funda-da-CPTM-se-prepara-para-a-chegada-de-duas-novas-linhas.aspx>. [Acesso em 29 Julho 2024].
- [4] Governo do Estado, “Expansão da Linha 13-Jade vai ligar Guarulhos ao centro de São Paulo,” Portal do Governo, 26 Junho 2024. [Online]. Available: <https://www.saopaulo.sp.gov.br/spnoticias/ultimas-noticias/expansao-da-linha-13-jade-vai-ligar-guarulhos-ao-centro-de-sao-paulo/>. [Acesso em 29 Julho 2024].
- [5] ABIFER, “ANPTrilhos,” 04 Janeiro 2019. [Online]. Available: <https://anptrilhos.org.br/extensao-da-linha-13-ate-chacara-klabin-deve-equiparar-demanda-de-passageiros-com-a-11-coral/>. [Acesso em 18 Julho 2024].
- [6] J. A. R. Bissacot, “LINHA 13 - JADE,” 2017. [Online]. Available: <https://www.aeamesp.org.br/wp-content/uploads/2017/09/bissacot.pdf>. [Acesso em 10 Julho 2024].
- [7] A. Freitas, “Rede elétrica subterrânea tem eficácia questionada devido a problemas como alto custo e dificuldade de manutenção,” G1, 17 Abril 2024. [Online]. Available: <https://g1.globo.com/sp/sao-paulo/noticia/2024/04/17/rede->



eletrica-subterranea-tem-eficacia-questionada-devido-a-problemas-como-alto-custo-e-dificuldade-de-manutencao.shtml. [Acesso em 24 Julho 2024].

- [8] J. Gonçalves e R. Morgado, “Instalações em redes subterrâneas,” *O Setor Elétrico*, 18 Junho 2018. [Online]. Available: <https://www.osetoelettrico.com.br/instalacoes-em-redes-subterraneas/>. [Acesso em 24 Julho 2024].
- [9] M. D. B. RIGONI, “ESTUDO COMPARATIVO DE CONFIGURAÇÕES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA,” *PROJETO DE DIPLOMAÇÃO - UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL*, pp. 15-24, 2016.
- [10] INBRAEP - INSTITUTO BRASILEIRO DE ENSINO PROFISSIONALIZANTE (Brasil), “Tipos de Redes de Distribuição,” Equipe INBRAEP, 18 Fevereiro 2022. [Online]. Available: <https://inbraep.com.br/publicacoes/tipos-de-redes-de-distribuicao/>. [Acesso em 24 Julho 2024].
- [11] J. V. Gulmine e L. Akcelrud, “SÍNTESE E CARACTERIZAÇÃO DE XLPE COM DIFERENTES TEORES DE RETICULAÇÃO,” em *7º CONGRESSO BRASILEIRO DE POLÍMEROS*, BELO HORIZONTE, 2003.
- [12] G. C. d. Silva, ““DESCARGAS PARCIAIS ESTIMULADAS POR RAIOS-X CONTÍNUO E PULSADO EM MATERIAIS DIELÉTRICOS: SIMILARIDADES E DIFERENÇAS.”,” *Tese de Doutorado - Universidade Federal do Paraná*, 2005.
- [13] Voltage Disturbance Power Engineering Experts, “CHARGING CURRENT IN HIGH VOLTAGE CABLE,” Voltage Disturbance Power Engineering Experts, 05 Setembro 2022. [Online]. Available: <https://voltage-disturbance.com/power-engineering/charging-current-in-high-voltage-cable/>. [Acesso em 24 julho 2024].
- [14] Y. Xue, D. Finney e B. Le, “Charging Current in Long Lines and High-Voltage Cables – Protection Application Considerations,” *67th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, 8 Outubro 2013.



- [15] E. da Silva Christo, “Previsão de Potência Reativa,” *Tese de Doutorado PUC-Rio*, pp. 25-31, 26 Julho 2005.
- [16] J. B. d. S. d. Nascimento, “Controle de tensão por potência reativa,” em *Engenharias: qualidade, produtividade e inovação tecnológica 2*, Atena, 2023, pp. 66-73.
- [17] ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000,” DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021.
- [18] CPTM, “BB2286-1,” *Memorial de Cálculo de cabos de média tensão – Rede de distribuição de 34,5kV*, 2019.
- [19] ABNT, “NBR 5410,” 2004.
- [20] CPTM, “BB2415-5,” *Cálculo de Curto Circuito em Corrente Alternada - Preliminar - S/E Ayrton Senna*, 2018.
- [21] CPTM, “BB1367-6,” *CÁLCULO DE CURTO-CIRCUITO, ESTUDO DE SELTIVIDADE E PARAMETRIZAÇÃO DAS PROTEÇÕES AT E MT - S/E AYTON SENNA - S/E AEROPORTO - S/E ENG. GOULART*, 2018.
- [22] M. Khorami, “Application Fields and Control Principles of Variable Shunt Reactors with Tap-C,” *Master of Science Thesis - Chalmers University of Technology*, 2011.
- [23] Z. Gajić, B. Hillström e F. Mekić, “HV SHUNT REACTOR SECRETS FOR PROTECTION ENGINEERS,” *30th Western Protective Relaying Conference*, 21-23 Outubro 2003.