



FUNDAÇÃO HERMÍNIO OMETTO

**CENTRO UNIVERSITÁRIO DA FUNDAÇÃO HERMÍNIO OMETTO**

**NÚCLEO DE ENGENHARIA**

**ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Projetos de Sistemas Elétricos**

**Projeto Final P2**

Nome completo	RA
Edson Luiz Mass Junior	110418
Jemilly Baptista do Nascimento Lima	109601
Lucas da Silva Faustino	110485
Matheus Sheid dos Santos	109896

Araras

Junho 2025

## **1. INTRODUÇÃO**

O projeto de sistemas elétricos industriais desempenha um papel fundamental no planejamento e na operação segura, eficiente e economicamente viável de instalações de médio e grande porte. No contexto da indústria de papel, onde o consumo energético é elevado e distribuído entre diversas máquinas e setores, torna-se essencial um dimensionamento rigoroso e conforme as normas técnicas vigentes.

Este trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de um projeto elétrico industrial completo, englobando todas as etapas necessárias para garantir o correto funcionamento da instalação. A elaboração abrange desde o levantamento das cargas, dimensionamento do transformador, correção do fator de potência, escolha de condutores e disjuntores, até o projeto luminotécnico e a definição das chaves de partida para motores. Todo o processo foi fundamentado em dados técnicos reais e nas exigências da norma NT.00002.EQTL (Equatorial Energia, 2024), que regula os padrões para instalações de média tensão.

Além disso, com o intuito de validar a integridade do sistema projetado, foi utilizada a ferramenta PSP-UF para simulações elétricas, permitindo a análise de cenários de curto-circuito, verificação do comportamento da proteção e avaliação do diagrama unifilar. A integração dessas etapas visa proporcionar uma visão abrangente da engenharia envolvida na concepção de um sistema elétrico industrial robusto, funcional e normatizado.

## **2. A NORMA DA CONCESSIONÁRIA**

A norma NT.00002.EQTL – Revisão 9 (2024), elaborada pelo Grupo Equatorial Energia, estabelece os critérios técnicos e requisitos obrigatórios para o padrão de entrada de energia elétrica em média tensão, aplicável a unidades consumidoras com demanda superior a 75 kVA.

Esta norma tem como principal finalidade garantir a segurança, padronização e eficiência na conexão das instalações à rede da concessionária, abrangendo desde a medição até a proteção e o aterramento.

No contexto do presente trabalho, a norma foi utilizada como base para diversas etapas do projeto, com destaque para os seguintes pontos:

- Padrão de medição e tipo de subestação: Conforme o item 6.9 da norma, para cargas com demanda acima de 300 kVA, como é o caso do projeto, é obrigatório o uso de subestação em média tensão, podendo ser do tipo abrigada ou ao tempo no solo, com ponto de conexão conforme desenhos técnicos normativos.
- Transformadores particulares: A norma orienta sobre o dimensionamento de transformadores com margem de segurança, baseando-se na demanda calculada da instalação.
- Correção do fator de potência: O item 6.22 determina que o consumidor deve manter o fator de potência igual ou superior a 0,92 e que a instalação de bancos de capacitores deve ser prevista já na fase de projeto, especialmente em cargas indutivas como motores. A norma também fornece fatores multiplicadores para dimensionamento da potência reativa capacitiva.
- Chaves de manobra e proteção: A norma especifica critérios para seleção e instalação de disjuntores, seccionadoras, fusíveis e demais dispositivos de proteção, incluindo aspectos como impedância do transformador, perdas e requisitos de acessibilidade e demais requisitos de especificação sumária.
- Medição: Para consumidores com demanda acima de 300 kVA, o padrão de medição deve ser realizado em média tensão, com medição indireta conforme o modelo normalizado.

Assim, a NT.00002.EQTL – Revisão 9 foi essencial para garantir que o projeto elétrico atenda às exigências técnicas e legais impostas pela concessionária, promovendo a segurança operacional e a viabilidade da conexão da instalação à rede elétrica pública.

### 3. DESENVOLVIMENTO

#### 3.1. Tabela de Cargas

O levantamento das cargas foi realizado com base nos dados fornecidos para os setores produtivos da indústria de papel. A potência mecânica dos motores foi convertida para potência ativa, considerando o rendimento informado. A potência aparente foi calculada utilizando a fórmula (1):

$$S = \sqrt{3} \times V \times I \quad (1).$$

A potência reativa foi obtida a partir do triângulo de potências dada pela fórmula (2):

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (2).$$

Os dados dos motores e equipamentos foram obtidos a partir de catálogos técnicos da WEG (2024), com valores reais de rendimento e fator de potência, a tensão de operação utilizada foi 380V (trifásico), e a frequência 60 Hz.

Figura 1 - Parte 1 - Tabela de cargas da instalação.

Setor	Carga	Potência mecânica (cv)	Potência mecânica (kW)	Fator de potência
1	Motor 1	75	55,16	0,81
	Motor 2	100	73,55	0,79
	Motor 3	30	22,06	0,8
	Motor 4	150	110,32	0,82
2	Motor 5	30	22,06	0,8
	Motor 6	125	91,94	0,8
	Motor 7	30	22,06	0,8
3	AUX 1	-	90	0,92
	AUX 2	-	75	0,92
	Aquecimento 1	-	35	1
	Aquecimento 2	-	30	1
	Aquecimento 3	-	40	1

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos catálogos da WEG (2024).

Figura 2 - Parte 2 - Tabela de cargas da instalação.

Rendimento	In 380V (A)	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)	Potência aparente (kVA)
95,4	108,16	57,82	41,52	71,19
95,8	150,54	76,77	62,63	99,08
94,1	44,35	23,45	17,39	29,19
96,2	211,91	114,68	79,38	139,48
94,1	44,35	23,45	17,39	29,19
95,8	251,29	95,97	134,70	165,39
94,1	44,35	23,45	17,39	29,19
-	-	90	38,34	97,83
-	-	75	31,95	81,52
-	-	35	0,00	35
-	-	30	0,00	30
-	-	40	0,00	40

Fonte: Elaborado pelos autores com base nos catálogos da WEG (2024).

### 3.2. O Transformador

Para a definição do transformador, é necessário calcular a demanda máxima instalada, para isso foram calculadas as somatórias das potências e após isso a demanda máxima, considerando o funcionamento simultâneo de todas as cargas:

Potência ativa total ( $\Sigma P$ ):

$$\Sigma P = 57,82 + 76,77 + 23,45 + 114,68 + 23,45 + 95,97 + 23,45 \\ 90 + 75 + 35 + 30 + 40 = 685,59 \text{ kW}$$

Potência reativa total ( $\Sigma Q$ ):

$$\Sigma Q = 41,52 + 62,63 + 17,39 + 79,38 + 17,39 + 134,70 + 17,39 + \\ + 38,34 + 31,95 + 0 + 0 + 0 = 440,69 \text{ kVAr}$$

Potência aparente total ( $\Sigma S$ ):

$$\Sigma S = 71,19 + 99,08 + 29,19 + 139,48 + 29,19 + 165,39 + \\ + 29,19 + 97,83 + 81,52 + 35,00 + 30,00 + 40,00 = 847,06 \text{ kVA}$$

#### 3.2.1. Cálculo da Demanda Total e Considerações sobre Fator de Potência

Embora a soma das potências ativas forneça uma noção geral da carga total em quilowatts (kW), não é correto assumir que a potência aparente total (S) é simplesmente a soma direta das potências aparentes ou ativas, devido à diferença significativa entre os fatores de potência das cargas envolvidas.

Cargas com diferentes fatores de potência têm contribuições distintas de potência reativa, o que influencia diretamente na demanda real da instalação.

#### 3.2.2. Cálculo da demanda total correta

Para obter a demanda máxima do sistema, devemos calcular a potência aparente total (S) a partir das somas das potências ativas (P) e reativas (Q), utilizando a equação (3) do triângulo de potências:

$$S_{total} = \sqrt{P_{total}^2 + Q_{total}^2} \quad (3).$$

$$S_{total} = 815,012 \text{ kVA}$$

Diante disso a demanda máxima na instalação é de 815kVA, dentro da norma NT.00002.EQTL, revisão 9 (2024) do grupo equatorial energia, devemos considerar o item 6.9 Padrão de Medição para Subestações Acima de 300kVA que deve ser feita em média tensão, pela demanda podemos adotar um transformador de 1000 kVA, conforme a tabela 12 de dimensionamento de transformadores particulares.

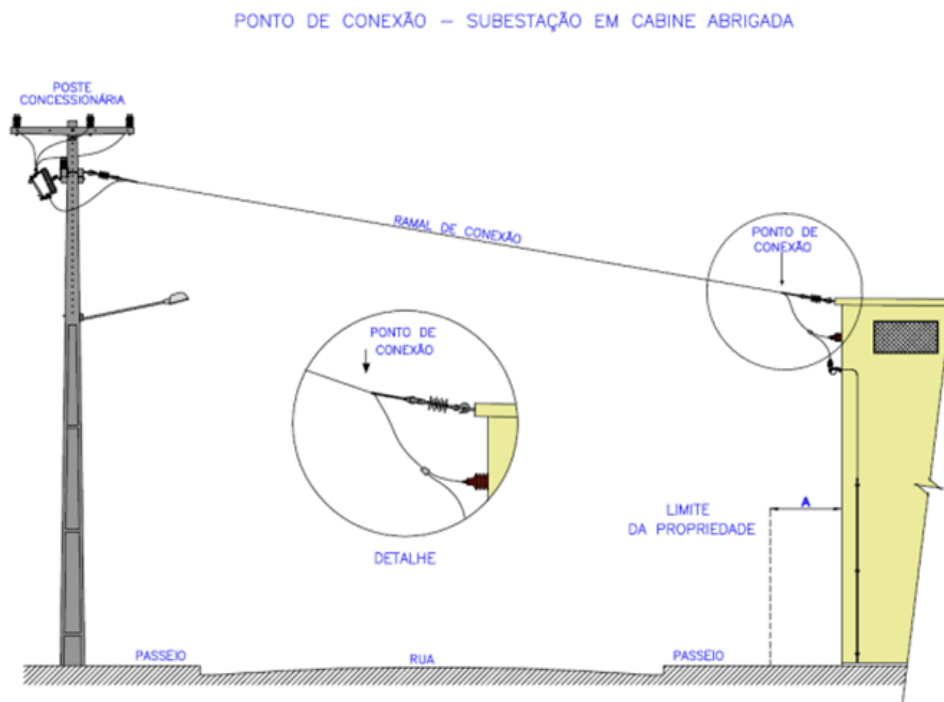
Figura 3 - Dimensionamento de transformadores particulares.

<b>Demanda Calculada (kVA)</b>	<b>Transformador Recomendado (kVA)</b>
60 a 82	75
83 a 124	112,5
125 a 165	150
166 a 248	225
249 a 330	300
331 a 550	500
551 a 825	750
826 a 1100	1000
1101 a 1375	1250
1376 a 1650	1500
1651 a 2200	2000
2201 a 2717	2500

Fonte: NT.00002.EQTL, revisão 9 (2024).

Para essa demanda devemos construir uma subestação do tipo ao tempo no solo ou subestação abrigada (alvenaria ou cabine), definimos seguir com a subestação abrigada em alvenaria. Tem seu ponto de conexão conforme a norma, veja abaixo:

Figura 4 - Ponto de Conexão - Subestação em cabine abrigada.



Fonte: NT.00002.EQTL, revisão 9 (2024).

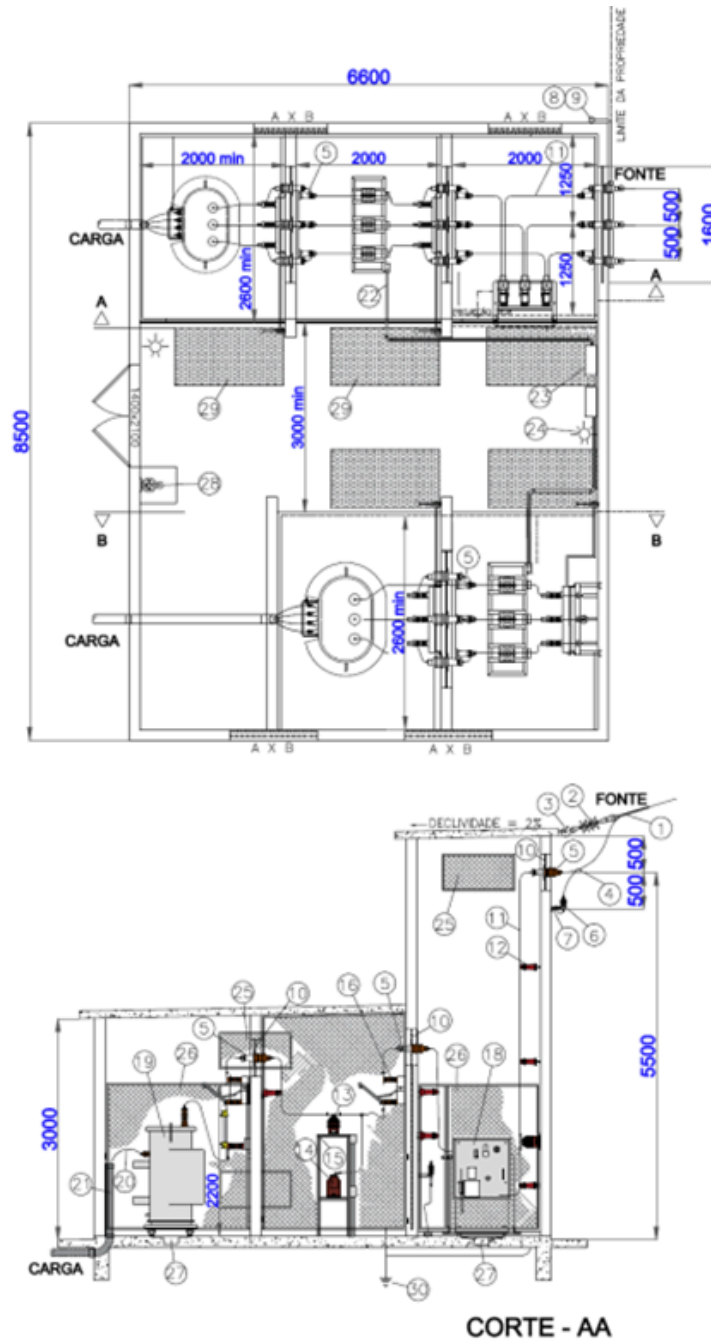
Foi escolhido um transformador considerando cerca de 20% a mais de potência instalada, visando instalações futuras, garantindo assim que possa ter um ganho para futuras ampliações e também é um bom transformador para se encontrar no mercado.

### 3.2.3. Especificação sumária do transformador de 1000 kVA

- Equipamento: Transformador Trifásico (A Óleo) – Novo;
- Potência: 1000 kVA;
- Impedância percentual: 4%;
- Perdas no cobre: 12kW
- Opções de classe de Tensão Primária 15KV;
- Classe de Tensão Secundária 0,6/1,2KV;
- Opções de Tensão do Primário 15KV:13800/13200/12600/12000/11400;
- Opções de Tensão do Secundário 220/127 V, 380/220 V e 440/254 V;
- Frequência: 60 Hz;
- Ligação do Primário: Delta;
- Ligação do Secundário: Estrela com Neutro acessível;
- Método de resfriamento: ONAN;

Optamos por seguir como parâmetro o normativo da companhia que tem desenhos em vistas da construção da subestação abrigada em alvenaria, no desenho 29 tem como alternativa um modelo de subestação compartilhada, o que é ideal pensando em ampliações futuras.

Figura 5 - Cortes Subestação Compartilhada Abrigada - Alternativa 1 (Entrada Aérea).



Fonte: NT.00002.EQTL, revisão 9 (2024).



Figura 6 - Legenda do desenho 29A (especificação sumária dos equipamentos).

Item	Material	Especificação Técnica
01	Alça Pré-formada Para Cabo de Alumínio (*)	ET.00102
02	Isoladores de Ancoragem 15kV, 24,2kV ou 36,2kV(*)	ET.00176
03	Gancho Olhal; Porca-Olhal ; Parafuso Cabeça Quadrada Ø 16 x 250mm	ET.00125, ET.00120 e ET.00104
04	Conector Cunha (*)	ET.00147
05	Bucha de Passagem – 15 kV, 24,2kV ou 36,2kV	-
06	Para-raios Óxido de Zinco 12 kV, 10 kA para 13,8 kV (*) Para-raios Óxido de Zinco 30 kV, 10 kA para 34,5 kV (*) Para-raios Óxido de Zinco 21kV, 10 kA para 24,2 kV (*)	ET.00002
07	Suporte Para Para-raios/Isoladores Suporte em Cantoneira de Aço Galvanizado 1.1/2" x 1.1/2" x 3/16" com 1.200 mm de Comprimento	-
08	Cabo de Cobre Nu Ø 50mm² (mínimo) – Aterramento	ET.00133
09	Eletroduto Rígido PVC Diâmetro 25mm	ET.00166
10	Chapa Galvanizada 1600 x 600mm com 3/16" de espessura (Aterrada)	-
11	Barramento de Cobre Tipo Vergalhão, Tubo ou Barra	-
12	Isolador Suporte, 15 kV, 24,2kV ou 36,2kV Uso Interno	-
13	Transformador de Corrente 15kV, 24,2kV ou 36,2kV Medição (Fornecimento CONCESSIONÁRIA)	ET.00006
14	Transformador de Potencial Medição 15kV, 24,2kV ou 36,2kV (Fornecimento CONCESSIONÁRIA)	ET.00303
15	Cavelete para Instrumentos de Medição	-
16	Chave Faca Tripolar Seca, 15KV, 24,2kV ou 36,2kV-630A acionamento simultâneo com fusível limitador de corrente tipo HH	-
17	Transformador de Corrente 15kV Proteção	-
18	Disjuntor Tripolar Automático, 630 A, 350 MVA, Isolamento Para 15 KV ,24,2 KV e 36,2 kV	-
19	Transformador Distribuição	ET.00001, ET.00008 ou ET.00014
20	Cabo de Cobre Isolado XLPE 90°, EPR 90° ou HEPR 90° – Isolamento 0,6/1kV	-
21	Eletroduto 4" Aço Galvanizado	ET.00122
22	Eletroduto de Aço Galvanizado 1.1/2" pesado, zincado por imersão a quente	ET.00122
23	Caixa Padrão Para Instalação de Medidores (*)	NT.00030
24	Iluminação Artificial	-
25	Veneziana Para Ventilação Permanente com Grade de Proteção com Armação de Cantoneira e Tela de Arame Galvanizado nº 18 BWG com Malha Máxima de 13mm Sistema de Palhetas Metálicas	-
26	Grade de Proteção Removível com Armação de Cantoneira e Tela de Arame Galvanizado nº 12BWG, com Malha Mínima de 13mm e Máxima de 20mm	-
27	Bacia de Contenção de Óleo	-
28	Extintor de Incêndio – CO <sub>2</sub> 6 kg Mínimo	-
29	Tapete Isolante	-
30	Malha de Terra	-
31	Tubo de PVC 1/2" com tampa externa	-

**Nota 135:** Os materiais marcados com (\*) devem obrigatoriamente ser de fornecedores homologados pela CONCESSIONÁRIA.

Fonte: NT.00002.EQTL, revisão 9 (2024).

### 3.3. Correção do fator de potência

Segundo a norma técnica da Equatorial Maranhão (2023):

“O consumidor deve instalar banco de capacitores para correção do fator de potência, mantendo-o igual ou superior a 0,92. A instalação de banco de capacitores deve ser prevista na etapa de projeto das instalações, ou quando houver aumento ou inserção de cargas que provoquem consumo excedente de reativo indutivo no sistema.” (EQUATORIAL MARANHÃO, 2024, p. 74, item 6.22.3).

#### 3.3.1. Cálculo do fator de potência global

Este fator de potência global é essencial para verificar se o sistema atende aos requisitos das concessionárias (tipicamente  $FP \geq 0,92$ ) e para dimensionar corretamente o banco de capacitores em caso de necessidade de correção do fator de potência.

$$FP_{Global} = \frac{P_{total}}{S_{total}} = \frac{685,59 \text{ kW}}{815,012 \text{ kVA}} \approx 0,842$$

Visto que é necessário corrigir o fator de potência, consultamos a norma da concessionária mais uma vez e verificamos que:

“Do ponto de vista técnico a melhor solução é instalar capacitores de baixa tensão junto a motores e outras cargas de fator de potência baixo. Instalados neste ponto os capacitores proporcionarão um melhor nível de tensão para as cargas e reduzirão as perdas de energia no sistema de distribuição interno do consumidor, melhorando o funcionamento das cargas e reduzindo o custo de energia.” (EQUATORIAL MARANHÃO, 2024, p. 74, item 6.22.6)

Portanto é preferível que o fator de potência seja corrigido nos setores, portanto segue os cálculos dos setores separadamente:

A potência reativa do banco de capacitores em kVAr, é dada por:

$$QC \text{ (kVAr)} = CI \text{ (kW)} \times F \text{ ( )}$$

**Qc** = Potência reativa do (s) banco (s) de capacitor (es) necessária para a correção do fator de potência;

**CI** = Carga Instalada ou utilizada em kW;

**F** = Fator multiplicador (ver TABELA 22).

Para calcularmos o Qc primeiro é necessário calcularmos o fator de potência de cada setor separadamente, portanto temos:

**Setor 1:**

$$S_{Setor1} = \sqrt{P_{Setor1}^2 + Q_{Setor1}^2} = S_{Setor1} = \sqrt{272,73^2 + 200,93^2} = 338,94 \text{ VA}$$

$$FP_{Setor1} = \frac{P_{Setor1}}{S_{Setor1}} = \frac{272,73 \text{ kW}}{338,94 \text{ kVA}} \approx 0,81$$

Fator multiplicador para o FP segundo a tabela 22 da norma:

Figura 7 – Fator Multiplicador para Determinação da Potência Reativa Capacitiva.

FP	Fator de Potência Corrigido																
Original	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00	
0,90	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,732	
0,91	1,087	1,093	1,120	1,147	1,174	1,202	1,231	1,261	1,291	1,324	1,358	1,395	1,436	1,484	1,544	1,687	
0,92	1,023	1,049	1,076	1,103	1,130	1,158	1,187	1,217	1,247	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,643	
0,93	0,980	1,007	1,033	1,060	1,088	1,116	1,144	1,174	1,205	1,237	1,271	1,308	1,349	1,397	1,458	1,600	
0,94	0,939	0,965	0,992	1,019	1,046	1,074	1,103	1,133	1,163	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,416	1,559	
0,95	0,899	0,925	0,952	0,979	1,006	1,034	1,063	1,092	1,123	1,156	1,190	1,227	1,268	1,315	1,376	1,518	
0,96	0,860	0,886	0,913	0,940	0,967	0,995	1,024	1,053	1,084	1,116	1,151	1,188	1,229	1,278	1,337	1,479	
0,97	0,822	0,848	0,875	0,902	0,929	0,957	0,986	1,015	1,046	1,079	1,113	1,150	1,191	1,238	1,296	1,441	
0,98	0,785	0,811	0,838	0,865	0,892	0,920	0,949	0,979	1,009	1,042	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,405	
0,99	0,749	0,775	0,802	0,829	0,856	0,884	0,913	0,942	0,973	1,006	1,040	1,077	1,118	1,165	1,226	1,368	
0,99	0,714	0,740	0,767	0,794	0,821	0,849	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083	1,130	1,191	1,333	
0,91	0,679	0,706	0,732	0,759	0,787	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048	1,095	1,157	1,299	
0,92	0,646	0,672	0,699	0,726	0,753	0,781	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015	1,062	1,123	1,265	
0,93	0,613	0,639	0,666	0,693	0,720	0,748	0,777	0,807	0,837	0,870	0,904	0,941	0,982	1,030	1,090	1,233	
0,94	0,581	0,607	0,634	0,661	0,688	0,716	0,745	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201	
0,95	0,549	0,575	0,602	0,629	0,657	0,685	0,714	0,743	0,774	0,806	0,840	0,877	0,919	0,966	1,027	1,169	
0,96	0,519	0,545	0,572	0,599	0,626	0,654	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888	0,935	0,996	1,138	
0,97	0,488	0,515	0,541	0,568	0,595	0,624	0,652	0,682	0,713	0,745	0,779	0,816	0,857	0,905	0,966	1,108	
0,98	0,459	0,485	0,512	0,539	0,566	0,594	0,623	0,652	0,683	0,715	0,750	0,787	0,828	0,875	0,936	1,078	
0,99	0,429	0,456	0,482	0,509	0,537	0,565	0,593	0,623	0,654	0,686	0,720	0,757	0,798	0,845	0,907	1,049	
0,90	0,400	0,427	0,453	0,480	0,508	0,536	0,565	0,594	0,625	0,657	0,692	0,729	0,770	0,817	0,878	1,020	
0,91	0,372	0,398	0,425	0,452	0,480	0,508	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,849	0,992	
0,92	0,344	0,370	0,397	0,424	0,452	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821	0,964	
0,93	0,316	0,343	0,370	0,396	0,424	0,452	0,481	0,510	0,541	0,573	0,606	0,645	0,686	0,733	0,794	0,936	
0,94	0,289	0,316	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766	0,909	
0,95	0,262	0,289	0,315	0,342	0,370	0,398	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,739	0,882	
0,96	0,235	0,262	0,288	0,315	0,343	0,371	0,400	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,605	0,652	0,713	0,855	
0,97	0,209	0,235	0,262	0,289	0,316	0,344	0,373	0,403	0,433	0,466	0,500	0,537	0,578	0,628	0,686	0,829	
0,98	0,183	0,209	0,236	0,263	0,290	0,318	0,347	0,376	0,407	0,439	0,474	0,511	0,552	0,599	0,660	0,802	
0,99	0,156	0,183	0,209	0,236	0,264	0,292	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,776	
0,90	0,130	0,157	0,183	0,210	0,238	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,750	
0,91	0,104	0,131	0,157	0,184	0,212	0,240	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,724	
0,92	0,078	0,105	0,131	0,158	0,186	0,214	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,556	0,698	
0,93	0,052	0,079	0,105	0,132	0,160	0,188	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421	0,469	0,530	0,672	
0,94	0,026	0,053	0,079	0,106	0,134	0,162	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,645	
0,95	0	0,026	0,053	0,080	0,107	0,135	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,620	
0,96	0	0,027	0,054	0,081	0,109	0,138	0,167	0,198	0,230	0,265	0,302	0,343	0,390	0,451	0,513	0,655	
0,97	0	0,027	0,054	0,082	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,316	0,364	0,424	0,486	0,549	0,691	
0,98	0	0,027	0,055	0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,459	0,522	0,585	0,727	

Fonte: EQUATORIAL MARANHÃO. NT.00002.EQTL.Revisão 09. São Luís: Equatorial Maranhão, 2024, p. 79.

Calculando a potência do banco de capacitores necessária para o setor 1:

$$QC = 272,73 \times 0,298 = 81,27 \text{ kVar}$$

Verificando o FP corrigido:

$$Q_{anterior} - Q_{corrigido} = 200,93 - 81,27 = 119,66 \text{ Var}$$

$$S_{Corrigido} = \sqrt{272,73^2 + 119,66^2} = 297,82 \text{ VA}$$

$$FP_{NovoSetor1} = \frac{272,73 \text{ kW}}{297,82 \text{ VA}} = 0,9157$$

**Setor 2:**

$$S_{Setor2} = \sqrt{P_{Setor2}^2 + Q_{Setor2}^2} = S_{Setor2} = \sqrt{142,86^2 + 169,47^2} = 221,66 \text{ VA}$$

$$FP_{Setor2} = \frac{P_{Setor2}}{S_{Setor2}} = \frac{142,86 \text{ kW}}{221,66 \text{ kVA}} \approx 0,64$$

Fator multiplicador para o FP segundo a tabela 22 da norma:

Figura 8 – Fator Multiplicador para Determinação da Potência Reativa Capacitiva.

FP	Fator de Potência Corrigido															
Original	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00
0,50	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,732
0,51	1,067	1,093	1,120	1,147	1,174	1,202	1,231	1,261	1,291	1,324	1,358	1,395	1,438	1,484	1,544	1,687
0,52	1,023	1,049	1,076	1,103	1,130	1,158	1,187	1,217	1,247	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,643
0,53	0,980	1,007	1,033	1,060	1,088	1,116	1,144	1,174	1,205	1,237	1,271	1,308	1,349	1,397	1,458	1,600
0,54	0,939	0,965	0,992	1,019	1,046	1,074	1,103	1,133	1,163	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,416	1,559
0,55	0,899	0,925	0,952	0,979	1,006	1,034	1,063	1,092	1,123	1,156	1,190	1,227	1,268	1,315	1,376	1,518
0,56	0,860	0,886	0,913	0,940	0,967	0,995	1,024	1,053	1,084	1,116	1,151	1,188	1,229	1,276	1,337	1,479
0,57	0,822	0,848	0,875	0,902	0,929	0,957	0,986	1,015	1,046	1,079	1,113	1,150	1,191	1,238	1,299	1,441
0,58	0,785	0,811	0,838	0,865	0,892	0,920	0,949	0,979	1,009	1,042	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,405
0,59	0,749	0,775	0,802	0,829	0,856	0,884	0,913	0,942	0,973	1,006	1,040	1,077	1,118	1,165	1,226	1,368
0,60	0,714	0,740	0,767	0,794	0,821	0,849	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083	1,130	1,191	1,333
0,61	0,679	0,706	0,732	0,759	0,787	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048	1,096	1,157	1,299
0,62	0,646	0,672	0,699	0,726	0,753	0,781	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015	1,062	1,123	1,265
0,63	0,613	0,639	0,666	0,693	0,720	0,748	0,777	0,807	0,837	0,870	0,904	0,941	0,982	1,030	1,090	1,233
0,64	0,581	0,607	0,634	0,661	0,688	0,716	0,746	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201
0,65	0,549	0,576	0,602	0,629	0,657	0,685	0,714	0,743	0,774	0,806	0,840	0,877	0,919	0,966	1,027	1,169
0,66	0,519	0,545	0,572	0,599	0,626	0,654	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888	0,935	0,996	1,138

Fonte: EQUATORIAL MARANHÃO. NT.00002.EQTL.Revisão 09. São Luís: Equatorial Maranhão, 2024, p. 79.

Calculando a potência do banco de capacitores necessária para o setor 2:

$$QC = 142,86 \times 0,775 = 110,72 \text{ kVar}$$

Verificando o FP corrigido:

$$Q_{anterior} - Q_{corrigido} = 169,47 - 110,72 = 58,75 \text{ Var}$$

$$S_{Corrigido} = \sqrt{142,86^2 + 58,75^2} = 154,47 \text{ VA}$$

$$FP_{NovoSetor2} = \frac{142,86 \text{ kW}}{154,47 \text{ kVA}} = 0,9248$$

### Setor 3:

Não necessário realizar correção devido ao fator de potência já atender as especificações da norma da concessionária

**P:** 270kW

**Q:** 70,3kVar

**S:** 284,35kVA

Calculando o fator de potência global com os setores reajustados:

$$\text{Soma das potências reativas: } 297,82 + 154,47 + 70,29 = 522,59$$

$$\text{Nova potência aparente } S = \sqrt{685,59^2 + 522,59^2} = 862,05 \text{ VA}$$

$$\text{Novo FP Global} = \frac{685,59 \text{ kW}}{862,05 \text{ kVA}} = 0,7953$$

Após estes resultados, podemos perceber que o fator de potência do setor 1 não atingiu o esperado pela concessionária mesmo depois de corrigido e o fator de potência global diminuir depois de ter os setores reajustados, portanto será necessário redimensionar o fator de potência do **Setor 1** de forma a balancear os setores no pior caso, todas as cargas atuando, ou seja, iremos considerar um fator de potência acima, como 0,93 e alterar o fator de multiplicação.

Recalculando o fator de potência do Setor 1: Novo fator multiplicador = 0,329

Figura 9 – Fator Multiplicador Potência Reativa Capacitiva.

FP	Fator de Potência Corrigido															
Original	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00
0,50	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,732
0,51	1,087	1,093	1,120	1,147	1,174	1,202	1,231	1,261	1,291	1,324	1,358	1,395	1,436	1,484	1,544	1,687
0,52	1,023	1,049	1,076	1,103	1,130	1,158	1,187	1,217	1,247	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,643
0,53	0,980	1,007	1,033	1,060	1,088	1,116	1,144	1,174	1,205	1,237	1,271	1,308	1,349	1,397	1,458	1,600
0,54	0,939	0,985	0,992	1,019	1,046	1,074	1,103	1,133	1,163	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,418	1,559
0,55	0,899	0,925	0,952	0,979	1,006	1,034	1,063	1,092	1,123	1,156	1,190	1,227	1,268	1,315	1,376	1,518
0,56	0,860	0,886	0,913	0,940	0,967	0,995	1,024	1,053	1,084	1,116	1,151	1,188	1,229	1,276	1,337	1,479
0,57	0,822	0,848	0,875	0,902	0,929	0,957	0,986	1,015	1,046	1,079	1,113	1,150	1,191	1,238	1,299	1,441
0,58	0,785	0,811	0,838	0,865	0,892	0,920	0,949	0,979	1,009	1,042	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,405
0,59	0,749	0,775	0,802	0,829	0,856	0,884	0,913	0,942	0,973	1,006	1,040	1,077	1,118	1,165	1,226	1,368
0,60	0,714	0,740	0,767	0,794	0,821	0,849	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083	1,130	1,191	1,333
0,61	0,679	0,706	0,732	0,759	0,787	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048	1,096	1,157	1,299
0,62	0,646	0,672	0,699	0,726	0,753	0,781	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015	1,062	1,123	1,265
0,63	0,613	0,639	0,666	0,693	0,720	0,748	0,777	0,807	0,837	0,870	0,904	0,941	0,982	1,030	1,090	1,233
0,64	0,581	0,607	0,634	0,661	0,688	0,716	0,745	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201
0,65	0,549	0,576	0,602	0,629	0,657	0,685	0,714	0,743	0,774	0,806	0,840	0,877	0,919	0,968	1,027	1,169
0,66	0,519	0,545	0,572	0,599	0,626	0,654	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888	0,935	0,996	1,138
0,67	0,488	0,515	0,541	0,568	0,596	0,624	0,652	0,682	0,713	0,745	0,779	0,816	0,857	0,905	0,966	1,108
0,68	0,459	0,485	0,512	0,539	0,566	0,594	0,623	0,652	0,683	0,715	0,750	0,787	0,828	0,875	0,936	1,078
0,69	0,429	0,456	0,482	0,509	0,537	0,565	0,593	0,623	0,654	0,686	0,720	0,757	0,798	0,846	0,907	1,049
0,70	0,400	0,427	0,453	0,480	0,508	0,536	0,565	0,594	0,625	0,657	0,692	0,729	0,770	0,817	0,878	1,020
0,71	0,372	0,398	0,425	0,452	0,480	0,508	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,849	0,992
0,72	0,344	0,370	0,397	0,424	0,452	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821	0,964
0,73	0,316	0,343	0,370	0,396	0,424	0,452	0,481	0,510	0,541	0,573	0,608	0,645	0,686	0,733	0,794	0,936
0,74	0,289	0,316	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766	0,909
0,75	0,262	0,289	0,315	0,342	0,370	0,398	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,739	0,882
0,76	0,235	0,262	0,288	0,315	0,343	0,371	0,400	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,605	0,652	0,713	0,855
0,77	0,209	0,235	0,262	0,289	0,316	0,344	0,373	0,403	0,433	0,466	0,500	0,537	0,578	0,626	0,686	0,829
0,78	0,183	0,209	0,236	0,263	0,290	0,318	0,347	0,376	0,407	0,439	0,474	0,511	0,552	0,599	0,660	0,802
0,79	0,156	0,183	0,209	0,236	0,264	0,292	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,776
0,80	0,130	0,157	0,183	0,210	0,238	0,266	0,294	0,324	0,356	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,750
0,81	0,104	0,131	0,157	0,184	0,212	0,240	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,724
0,82	0,078	0,105	0,131	0,158	0,186	0,214	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,556	0,698
0,83	0,052	0,079	0,105	0,132	0,160	0,188	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421	0,469	0,530	0,672
0,84	0,026	0,053	0,079	0,106	0,134	0,162	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,646
0,85	0	0,026	0,053	0,080	0,107	0,135	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,620
0,86	0	0	0,027	0,054	0,081	0,109	0,138	0,167	0,198	0,230	0,265	0,302	0,343	0,390	0,451	0,593
0,87	0	0	0	0,027	0,054	0,082	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,316	0,364	0,424	0,567
0,88	0	0	0	0	0,027	0,055	0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,540
0,89	0	0	0	0	0	0,028	0,057	0,086	0,117	0,149	0,184	0,221	0,262	0,309	0,370	0,512
0,90	0	0	0	0	0	0	0,029	0,058	0,089	0,121	0,156	0,193	0,234	0,281	0,342	0,484

Fonte: EQUATORIAL MARANHÃO. NT.00002.EQTL.Revisão 09. São Luís: Equatorial Maranhão, 2024, p. 79.

Calculando novamente a potência do banco de capacitores necessária para o setor 1:

$$QC = 272,73 \times 0,329 = 89,72 \text{ kVAr}$$

Verificando o FP corrigido:

$$Q_{anterior} - Q_{corrigido} = 200,93 - 89,72 = 110,20 \text{ Var}$$

$$S_{Corrigido} = \sqrt{272,73^2 + 110,20^2} = 294,52 \text{ VA}$$

$$FP_{NovoSetor1} = \frac{272,73 \text{ kW}}{294,52 \text{ kVA}} = 0,9259$$

Com essa correção podemos verificar que o fator de potência global também irá sofrer alterações:

*Soma das potências reativas:* 111,21 (Setor 1) + 58,75 (Setor 2) + 70,29 (Setor 3)

$$Q_{Corrigido} = 240,25 \text{ kVAr}$$

$$\text{Nova potência aparente } S = \sqrt{685,59^2 + 240,25^2} = 727,23 \text{ kVA}$$

$$\text{Novo FP Global} = \frac{685,59 \text{ kW}}{727,23 \text{ KVA}} = 0,9427$$

Escolhendo banco de capacitores conforme valores comerciais:

**Setor 1 (89,72 kVAr):** Uma combinação de dois capacitores trifásicos de 40 kVAr e um de 10 kVAr totalizam 90 kVAr, atendendo à necessidade com uma margem mínima. Alternativamente, utilizar três capacitores de 30 kVAr pode ser uma opção, dependendo da disponibilidade e do espaço físico.

**Setor 2 (58,75 kVAr):** Uma combinação de um capacitor de 40 kVAr e um de 20 kVAr totalizam 60 kVAr, atendendo à demanda com uma pequena margem de segurança. Outra opção seria utilizar três capacitores de 20 kVAr.

### 3.3.2 Cálculo do carregamento dos circuitos

Após dimensionar os bancos de capacitores para o Setor 1 e 2 é necessário calcular o carregamento dos circuitos, uma vez que eles fornecem potência reativa localmente, reduzindo a necessidade de que essa potência reativa seja suprida pela fonte (transformador, concessionária, etc.) o que ocasiona em: redução da corrente total no circuito e por consequência dessa redução de corrente, a queda de tensão, portanto verificamos a elevação percentual do circuito pela fórmula:

$$\Delta V = \frac{P_c X_{cir}}{10 V_{cir}^2} (\%)$$

$\Delta V$  = elevação percentual da tensão no circuito,

$P_c$  = potência reativa compensada (a potência dos capacitores instalados)

$X_{cir}$  = reatância do circuito,

$V_{cir}$  = tensão do circuito.

Para o Setor 1:

$$\Delta V = \frac{89,72 \times 0,07}{10 \times 380^2} = \frac{6,2804}{10 \times 144400} = \frac{6,2804}{1.444.000} \approx 0,00000435\%$$

Para o Setor 2:

$$\Delta V = \frac{58,75 \times 0,07}{10 \times 380^2} = \frac{4,1125}{1.444.000} = \approx 0,000285\%$$

Assim como no Setor 1, o ganho de tensão no Setor 2 é extremamente pequeno e praticamente desprezível. o que reforça que o benefício da correção do fator de potência neste projeto se dá na redução da corrente circulante, na liberação de capacidade dos transformadores e condutores e na evitação de penalidades da concessionária devido ao fator de potência.

### 3.4 Dimensionamento dos Condutores - Planilha dos Motores

O dimensionamento dos condutores dos motores foi feito com base em três critérios principais: capacidade de condução de corrente (ampacidade), queda de tensão e seção mínima. A referência técnica utilizada foi o Guia de Dimensionamento de Cabos da Prysmian – Rev. 9, de acordo com a NBR 5410:2004.



### 3.4.1. Dimensionamento pelo método da seção mínima

Foi realizado o dimensionamento pela seção mínima de acordo com o guia de dimensionamento e também a NBR 5410 e traz dados tabelados de acordo com a utilização do circuito. Conforme a tabela 2 do guia de dimensionamento da Prysmian, vamos adotar a utilização para circuitos de força, com isso foi determinado um condutor com seção mínima de 2,5mm<sup>2</sup> para qualquer um dos motores, e para o setor 3 que contém circuitos de aquecimento e auxiliares adotamos a utilização para circuito de controle, foi determinado um condutor com seção mínima de 2,5mm<sup>2</sup>.

### 3.4.2. Dimensionamento pelo método da ampacidade

A corrente dos motores foi calculada a partir fórmula abaixo:

$$I_{\text{motores}} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos\phi \times \eta}$$

Figura 10 - Parte 1 - Tabela de Dimensionamento pelo método da ampacidade para motores.

Ampacidade	Corrente (A)	Rendimento	Metodo de instalação	Corrente tabelada
Motor 1	113,684	95,4	B1	117
Motor 2	154,118	95,80	B1	175
Motor 3	46,744	94,10	B1	48
Motor 4	229,267	96,20	B1	269
Motor 5	46,744	94,10	B1	48
Motor 6	192,663	95,80	B1	222
Motor 7	46,744	94,1	B1	48
Auxiliar 1	148,631	-	B1	175
Auxiliar 2	123,859	-	B1	144
Aquecimento 1	53,177	-	B1	66
Aquecimento 2	45,580	-	B1	48
Aquecimento 3	60,774	-	B1	66

Fonte: Autoria do grupo.

Figura 11 - Parte 2 - Tabela de Dimensionamento pelo método da ampacidade para motores.

Secção Anterior	Fator de Temperatura	Corrente Corrigida	Secção	Corrente corrigida
25	0,96	112,32	35	138,24
50	0,96	168	50	-
6	0,96	46,08	10	63,36
95	0,96	258,24	95	-
6	0,96	46,08	10	63,36
70	0,96	213,12	70	-
6	0,96	46,08	10	63,36
50	0,96	168	50	-
35	0,96	138,24	35	-
10	0,96	63,36	10	63,36
6	0,96	46,08	10	63,36
10	0,96	63,36	10	63,36



Fonte: Autoria do grupo.

### **Exemplo – Motor 1:**

Para a corrente do motor que é de 113,68 A, temos pelo método da ampacidade tabelada um carregamento suportável pelos cabos, com isso o valor mais próximo é de 117A para o cabo de 25mm<sup>2</sup>, porém temos que considerar também o fator de correção por temperatura:

$$I_{\text{corrigida}} = I_{\text{Tabelada}} \times FCT \quad ()$$

Neste caso para o motor 1, o resultado foi de 112,32A, ou seja, o cabo de 25mm<sup>2</sup> não suportaria, portanto dimensionamos o cabo de 35mm<sup>2</sup>, visto que este atende a demanda até 138,24A já considerando o fator de correção por temperatura. Este processo foi repetido para cada motor, utilizando os dados reais, método de instalação, aplicando os fatores de correção conforme a Tabela 11 do guia (temperatura ambiente) e a Tabela 8 (método B1, para 3 condutores carregados ),

#### **3.4.3. Dimensionamento pelo método da queda de tensão.**

Com base nos cálculos feitos para o método da ampacidade, dimensionamos o cabo e usamos esta seção para calcular o método da queda de tensão, pois seria necessário a resistência e impedância dos cabos, encontramos na tabela 33 seguimos o recomendado no guia de dimensionamento da Prysmian.

O exigido pela norma NBR 5410 (máximo 4% para circuitos terminais), onde foi possível calcular o fator da tabela para sistemas trifásicos, dado pela fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times (R \times \cos\varphi + X_L \times \sin\varphi) \times I \times l \quad ()$$

- $\Delta V$  – Queda de tensão (V)
- R - Resistência elétrica do condutor em CA e na T° máxima de operação
- $X_L$  – Reatância indutiva da linha ( $\Omega/\text{km}$ )
- $\cos\varphi$  – FP da carga ;  $\sin\varphi = \sqrt{1 - \cos^2\varphi}$
- I - corrente a ser transportada ; l - comprimento do circuito

Em posse do resultado da queda de tensão em volts, consideramos o seguinte cálculo:

$$\Delta V [V] = \text{Fator da tabela [V/A.km]} \times \text{comprimento do circuito [km]} \times \text{corrente do circuito [A]}$$

Com isso podemos calcular o fator da tabela dada em [V/A.km] comparamos com os valores da tabela 24 do guia de cabos da Prysmian e foi possível determinar a seção nominal dos cabos, a partir da fórmula a seguir podemos determinar a queda de tensão em porcentagem:

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{V} \times 100 (\%)$$

V - tensão nominal da instalação no ponto de alimentação (V)

Com isso foi possível verificar que a queda de tensão é desprezível devido a curta distância entre o CCM e os motores, o grupo optou por seguir o método da Ampacidade para o dimensionamento dos condutores, pois pelo método da queda de tensão os cabos ficaram superdimensionados, o que é desnecessário para um circuito tão curto, sabendo que a norma tolera o percentual de 4%.

Figura 12 Parte 1 - Dimensionamento pelo método da queda de tensão para os motores.

	tabela 33 guia	tabela 24 guia
Queda de tensão permitida (V)	Delta V = Raiz(3)*(Rca*cos(f.p)+Xca*sen(f.p))	Fator da Tabela
Motor 1	1,008	1,859
Motor 2	0,742	1,005
Motor 3	3,306	15,033
Motor 4	0,414	0,375
Motor 5	3,306	15,033
Motor 6	0,541	0,586
Motor 7	3,306	15,033
Auxiliar 1	0,612	0,824
Auxiliar 2	1,112	1,795
Aquecimento 1	4,036	15,178
Aquecimento 2	4,036	17,708
Aquecimento 3	4,036	13,281

Fonte: Autoria do grupo.

Figura 13 - Parte 2 - Dimensionamento pelo método da queda de tensão para os motores.

VOLTENAX	Cabo mm <sup>2</sup> - queda de tensão	Delta%
1,57	25	0,27
0,86	50	0,20
9,72	4	0,87
0,31	150	0,11
9,72	4	0,87
0,45	95	0,14
9,72	4	0,87
0,61	70	0,16
1,57	25	0,29
9,72	4	1,06
15,59	2,5	1,06
9,72	4	1,06

Fonte: Autoria do grupo.

Por fim definimos os cabos para os três métodos recomendados na norma da ABNT, foi decidido pelo grupo considerar a ampacidade como escolha de definição do cabo, sabendo que seção mínima não suportaria o carregamento dos circuitos e pela queda de tensão obtivemos um percentual aceitável pela norma, e também pelo comprimento do circuito a queda de tensão torna-se desprezível.

Figura 14 - Dimensionamento pelos métodos recomendado na norma para motores.

Fonte: Autoria do grupo.

### 3.5 Dimensionamento dos Condutores - QGF ao CCM

Para o dimensionamento dos condutores do quadro geral de força para os barramentos foi adotado os mesmos critérios anteriores: capacidade de condução de corrente (ampacidade), queda de tensão e seção mínima. Utilizamos a mesma referência técnica utilizada anteriormente.

#### 3.5.1. Dimensionamento pelo método da seção mínima.

Conforme a tabela 2 do guia de dimensionamento da Prysmian, vamos adotar a utilização para circuitos de força, com isso foi determinado um condutor com seção mínima de 10 mm<sup>2</sup> para todos os setores.

#### 3.5.2. Dimensionamento pelo método da ampacidade.

Foi calculado a corrente do setores pela somatória das correntes de cada um dos motores ou carga instalada no setor, com isso foi obtido o carregamento do circuito, que assim como na seção anterior temos que considerar o fator de correção por temperatura de 0,89, nesse caso devemos considerar a temperatura do solo já que temos a instalação na canaleta ventilada no piso ou solo. Com isso foi montado a seguinte tabela:

Figura 14 - Parte 1 - Dimensionamento pelo método da ampacidade para o QGF

Ampacidade	I (A)	Met. Instalação	I tabelada	Seção Anterior
Setor 1	543,81	B1	553	300
Setor 2	286,15	B1	269	95
Setor 3	432,02	B1	481	240

Fonte: Autoria do grupo.

Figura 15 - Parte 2 - Dimensionamento pelo método da ampacidade para o QGF

Fonte: Autoria do grupo.

FCT	Corrente Corrigida	Seção	Corrente tabelada	Corrente corrigida
0,89	492,17	400	661	588,29
0,89	239,41	150	358	318,62
0,89	428,09	300	553	492,17

Concluimos então que os condutores dos setores 1, 2 e 3 deveriam conter as seguintes seções 400, 150 e 300 mm<sup>2</sup> pelo método da ampacidade.

### 3.5.3. Dimensionamento pelo método da queda de tensão.

Assim como foi construído anteriormente pelo mesmo método para os motores, vamos considerar o mesmo modelo para realizar o cálculo, seguindo as premissas do guia de dimensionamento da prysmian obtemos o  $\Delta V$  através da fórmula onde é preciso coletar os valores de resistência e reatância dos cabos que foi calculado pelo métodos da ampacidade. Com isso podemos chegar no fator da tabela e encontrar a bitola para o modelo do cabo que estamos adotando.

Abaixo veremos a tabela que foi construída para verificar o cabo e a queda de tensão em percentual.

Figura 16 - Dimensionamento pelo método da queda de tensão para o QGF

Área	$\Delta V$	Fator da Tabela	VOLTENAX	Cabo mm <sup>2</sup>	Queda V(%)
Setor 1	0,209314683	0,015396078	0,19	500	0,0551
Setor 2	0,455367913	0,045467295	0,19	500	0,1198
Setor 3	0,237373906	0,018314997	0,19	500	0,0625

Fonte: Autoria do grupo.

Após definir os cabos pelos três métodos e comparar os resultados, foi concluído que o método da queda de tensão foi o de pior caso, portanto optamos por ele para determinar os cabos do projeto.

Figura 17 - Resumo dos métodos utilizados

Setor	Potência aparente (kVA)	Cabo mm <sup>2</sup> - escolhido	Disjuntor BT	Tipo
1	296,94	500	800	Curva D
2	292,41	500	800	Curva D
3	186,52	500	800	Curva C

Fonte: Autoria do grupo

### 3.6. Dimensionamento dos Disjuntores

A proteção dos circuitos elétricos é realizada por dispositivos de seccionamento automático, sendo os disjuntores os componentes responsáveis por interromper a corrente elétrica em caso de sobrecarga ou curto-circuito. Segundo a NBR 5410, a corrente nominal do disjuntor não deve ser superior à capacidade de condução do cabo que ele protege. Além disso, deve-se considerar a corrente de projeto do circuito, a natureza da carga e o método de instalação dos cabos.

#### 3.6.1. Cálculo dos disjuntores para os Motores

Foi determinada a corrente nominal de cada circuito com base na potência total da carga conectada e na tensão de alimentação, utilizando a expressão:

$$I = \frac{P}{V \times FP}$$

Com base na bitola e na isolação dos condutores especificados anteriormente, foram adotados os valores de corrente máxima admissível e corrente corrigida pelo fator de correção por temperatura, comparamos com valores comerciais dos disjuntores do catálogo da Siemens, adotando um valor entre a corrente máxima do cabo e a corrente mínima que o circuito requer:

$$I_{circuito} < Disjuntor < I_{Cabo}$$

Figura 18 - Dimensionamento dos disjuntores para os motores

Disjuntor	Ib(A)	In (A)	Iz' (A)	Tipo
Motor 1	108,459	125	138,24	D
Motor 2	147,654	160	168	D
Motor 3	43,983	50	63,36	D
Motor 4	220,560	250	258,24	D
Motor 5	43,983	50	63,36	D
Motor 6	184,568	200	213,12	D
Motor 7	43,983	50	63,36	D
Auxiliar 1	148,6313622	160	168	C
Auxiliar 2	123,8594685	125	138,24	C
Aquecimento 1	53,17699848	63	63,36	B
Aquecimento 2	45,58028441	50	63,36	B
Aquecimento 3	60,77371255	63	63,36	B

Fonte: Autoria do grupo

Para os motores listados nos setores 1 e 2, foram utilizados disjuntores com curva D, que são recomendados para cargas com altas correntes de partida, como motores elétricos, este tipo de curva permite maior tolerância a picos de corrente sem disparar

indevidamente o disjuntor, protegendo o equipamento de forma eficiente durante o acionamento

Já no setor 3 foram utilizados disjuntores com curva C, apropriados para cargas que não exigem tolerância a grandes picos de corrente, como equipamentos de escritório, para os circuitos de aquecimento foram escolhidos com base na natureza da carga o disjuntor com curva B, pois proporcionam maior sensibilidade a sobrecargas e curtos-circuitos de baixa intensidade.

### 3.6.2. Cálculo dos disjuntores para o QGF

Da mesma forma que fizemos o dimensionamento dos disjuntores para os motores, foi feito também o dimensionamento dos disjuntores dos QFG's, ou seja, os circuitos alimentadores, mantendo como base a mesma limitação entre a corrente máxima do cabo e a corrente mínima que o circuito requer, abaixo segue a tabela dos disjuntores dimensionados.

Figura 19 - Dimensionamento dos disjuntores para QGF's

Setor	Cabo - escolhido	Corrente do cabo corrigida	Disjuntor BT	Tipo
1	500	649,7	800	Curva D
2	500	649,7	800	Curva D
3	500	649,7	800	Curva C

Fonte: Autoria do grupo

### 3.6.3. Cálculo do disjuntor Geral da QGF.

Assim como o dimensionamento dos disjuntores para os motores e para cada setor, devemos dimensionar um disjuntor geral que deve ser instalado na baixa tensão do transformador. Assim obtemos através da somatória das correntes de cada setor de 1262 A e foi definido que seria usado 3 cabos de 300mm para atender o carregamento, então escolhemos um disjuntor que seja maior que 1262 e menor que 1473 (carregamento do cabo considerando o fator de correção por temperatura. Escolhemos um disjuntor que possui ajuste entre 640 a 1600 A.

### 3.7. Chaves de partida dos motores.

Dentre as alternativas das chaves de partida dos motores, o inversor de frequência se destacou como a opção mais completa e tecnicamente vantajosa para aplicações que demandam controle preciso de velocidade, eficiência e confiabilidade na indústria de papel e celulose. Levamos em consideração o Inversor PowerFlex 750 da RockWell Automation e realizamos a seleção referente aos motores 3, 4 como referência de mínima e máxima potência, respectivamente.

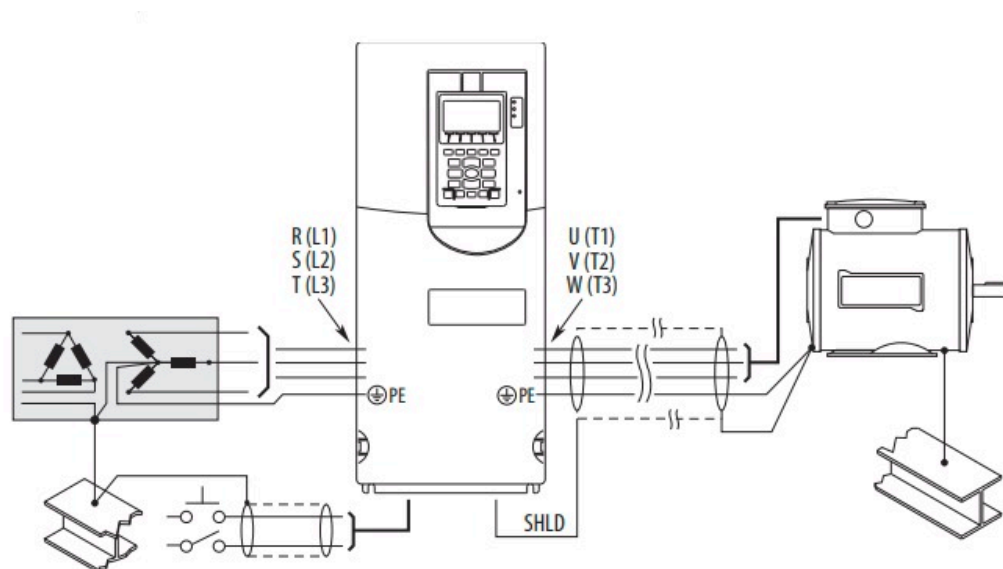
Motor 3 - 30cv/380V/44,35 In. Escolhemos o inversor PowerFlex 750, - modelo 20x a C043

Motor 4 - 150cv/380V/211,91 In. Escolhemos o inversor PowerFlex 750 - modelo 20x a C260

O PowerFlex série 750 é uma família robusta de inversores que propicia facilidade de uso, flexibilidade e desempenho para uma variedade de aplicações industriais.

#### 3.7.1 Diagrama de ligação da partida:

Figura 20 - Esquema de instalação do inversor



Fonte: Catálogo da RockWell



### 3.8. Projeto Luminotécnico.

#### 3.8.1. Cálculo Luminotécnico

Dados do problema:

- Medidas: 20x15x4,6;
- Atividade: Escritório;
- Índice de refletância: 571 (Teto claro, parede branca, piso escuro);

Foi adotado uma refletância de **551** pois não existe na tabela o índice de 571.

- Lâmpadas de 4x32W Fluorescente;

Resolução:

Iluminância mantida: 500 Lux (escritório) Tabela NBR 5995

Luminária escolhida: 4 lâmpadas de 32 watts, TMS 500 C/RA 500

Determinar o índice do local pela equação:

$$\begin{aligned}K &= (C \times L) \div (Hm \times (C + L)) \\Hm &= 4,6 - (0,8 + 1,0) = 2,8 \\K &= (20 \times 15) \div (2,8 \times (20 + 15)) = 3,06 \simeq 3,00\end{aligned}$$

De acordo com a tabela 13.7 do livro do Hélio Creder de instalações elétricas temos definido o coeficiente de utilização pelo índice do local (3,00) e refletância(551) sendo equivalente à 0,79, o fator de manutenção (depreciação) foi definido de acordo com a tabela 13.9 igual a 0,67.

Sendo assim calculamos o fluxo luminoso:

$$\Phi = ((20 \times 15) \times 500) \div (0,79 \times 0,67) = 283,393 \text{ lumens}$$

Usando lâmpadas de 32W fluorescente o fluxo luminoso é 2700 de acordo com a tabela 13.4, portanto:

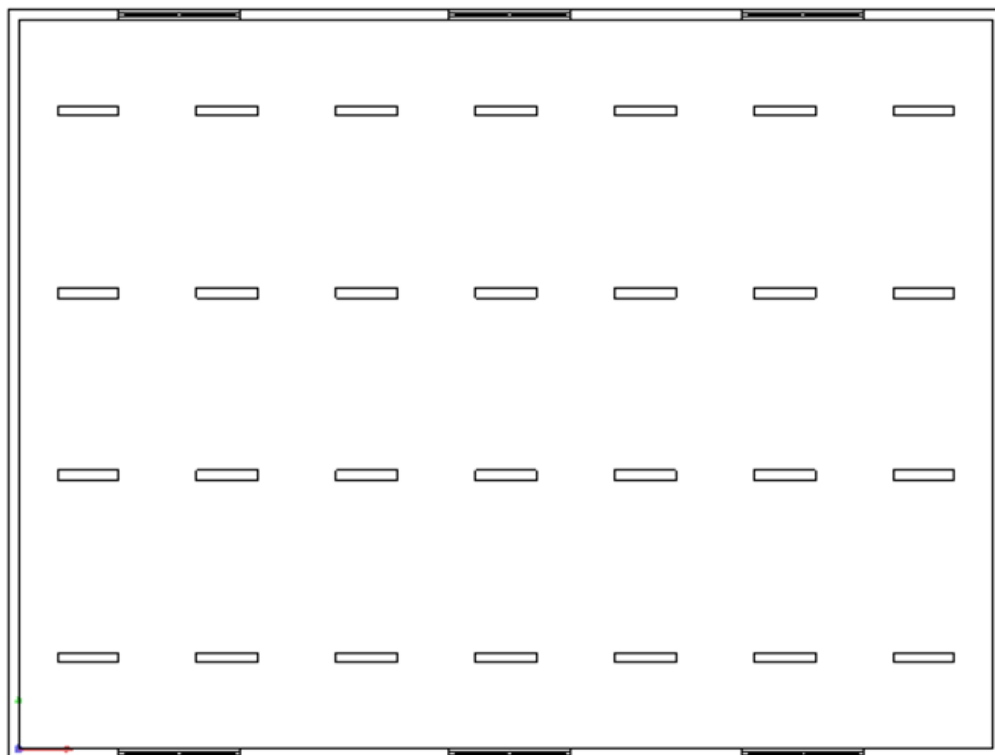
$$\varphi = 4 \times 2700 = 10.800 \text{ lúmens/luminária}$$

O número de luminárias é definido pela seguinte equação:

$$\begin{aligned}N &= \Phi \div \varphi \\N &= 283,393 \div 10.800 = 26,24 \simeq 28 \text{ luminárias}\end{aligned}$$

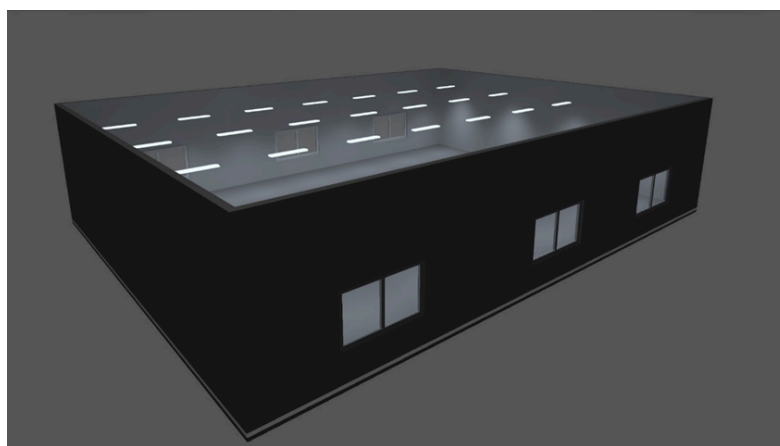
#### 3.8.2. Distribuição das luminárias

Figura 21 - Distribuição das luminárias em 2D



Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software DiaLux

Figura 22 - Distribuição das luminárias em 3D



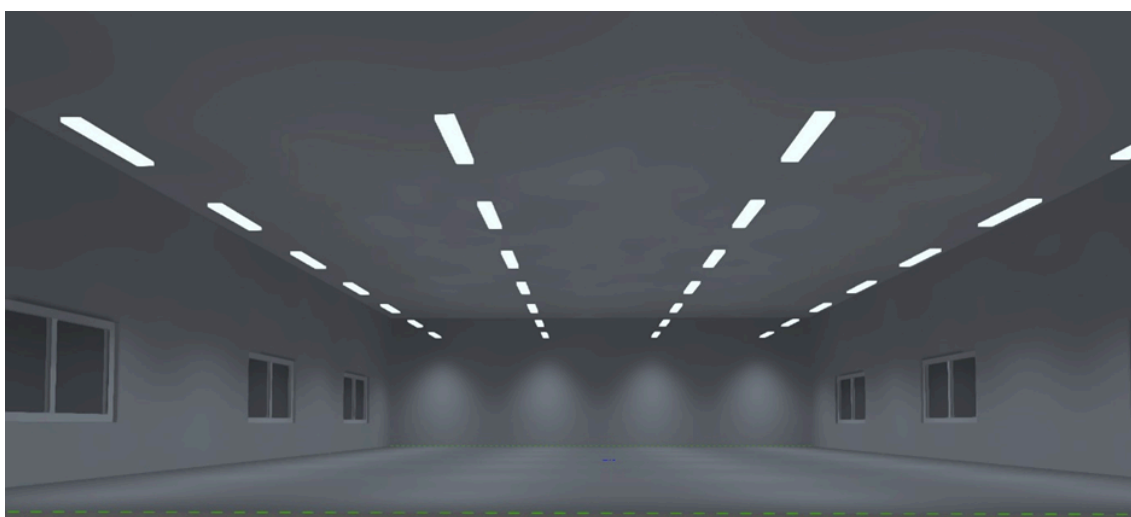
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software DiaLux

Figura 23 - Distribuição das luminárias no interior do prédio em 3D



Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software DiaLux

Figura 24 - Distribuição das luminárias no interior do prédio em 3D



Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software DiaLux

### 3.9. Curto Circuito e Simulação PSP-UFU

Foi desenvolvido uma planilha a fim de facilitar o desenvolvimento dos cálculos de curto circuito para os diversos pontos da instalação, sendo assim é possível verificar os resultado na tabela abaixo:

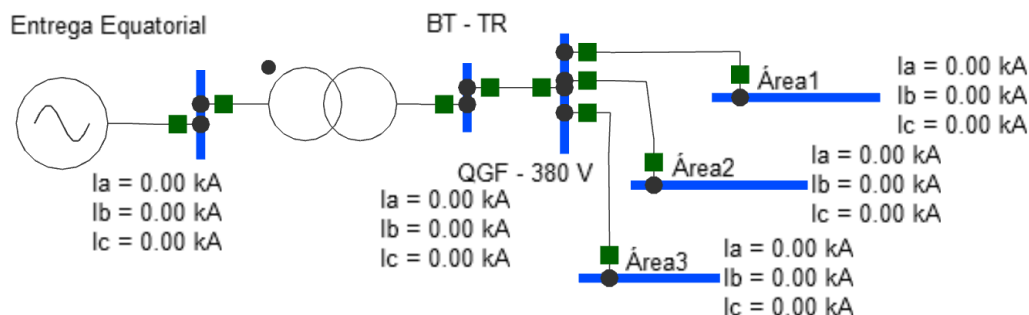
Quadro 25 - Resultados dos cálculos de curto circuito.

Setor	Corrente de curto-circuito			
	trifásico (Ics) - kA	monofásico franco (Icff) - kA	Fator de assimetria	Corrente de curto assimétrica (Ica) - kA
Ponto de entrega	8,36 < -88,85°	6,971 < -88,72°	-	-
Secundário do transformador	33,89 < -74,33°	33,17 < -74,63°	-	-
Barramento área 1	23,19 < -66,99°	22,86 < -67,30°	1,24	28,75
Barramento área 2	17,55 < -52,83°	17,39 < -53,21°	1,1	19,31
Barramento área 3	21,64 < -64,6°	26,22 < -63,17°	1,19	25,75

Fonte: Autoria do grupo

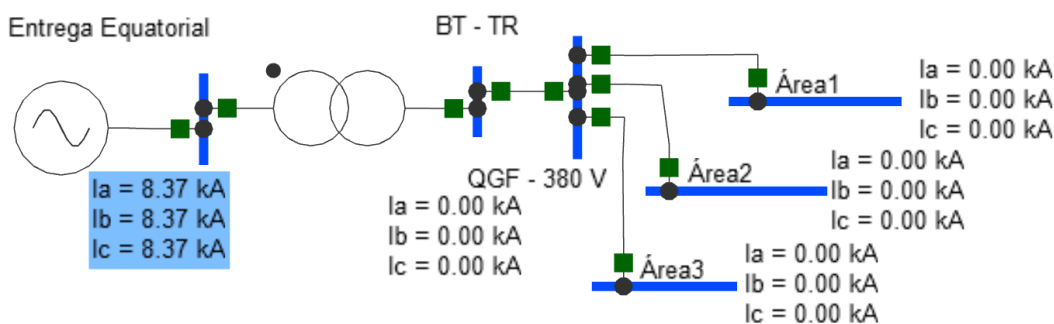
Para a validação dos cálculos foi desenvolvido uma modelagem no software PSP-UFU, é possível observar que ficou dentro de valores consideráveis, veja abaixo as simulações:

Figura 26 - Modelagem da instalação elétrica



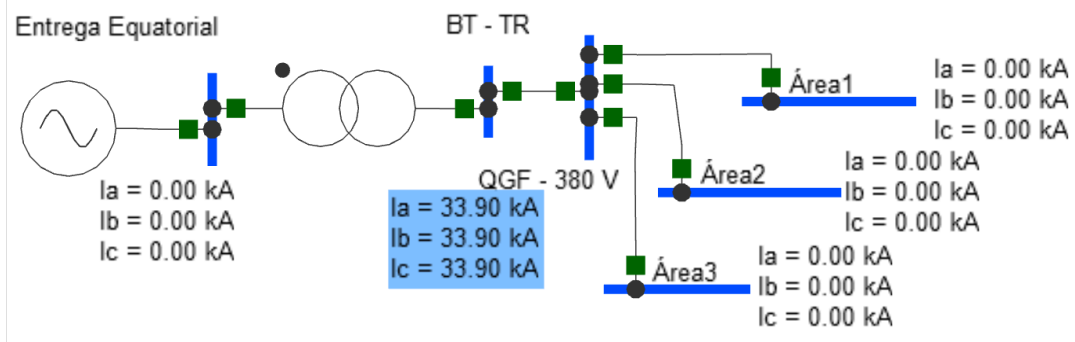
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 27 - Simulação do curto trifásico no ponto de entrega



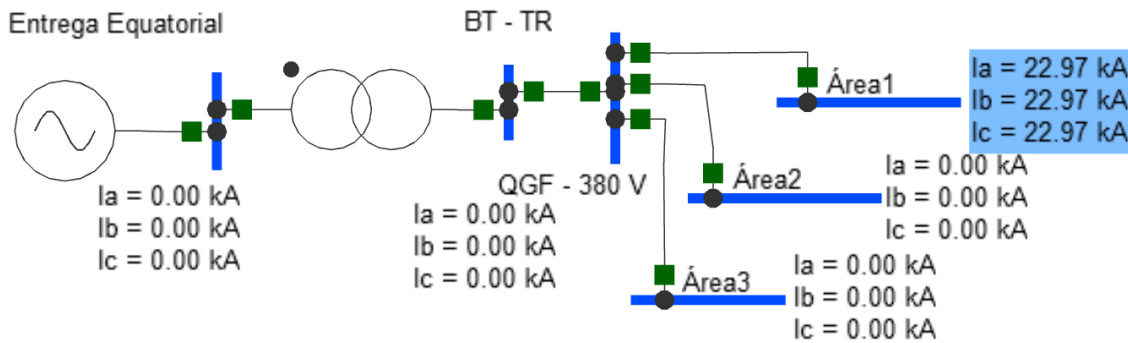
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 28 - Simulação do curto trifásico no secundário do transformador



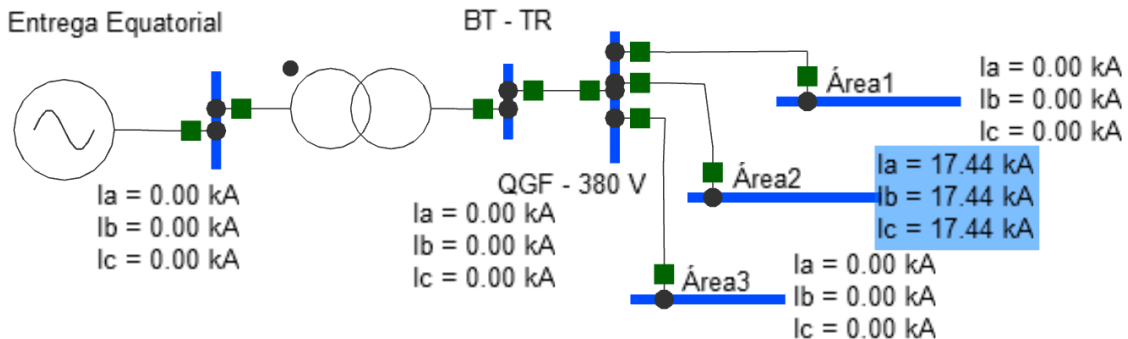
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 29 - Simulação do curto trifásico na área 1



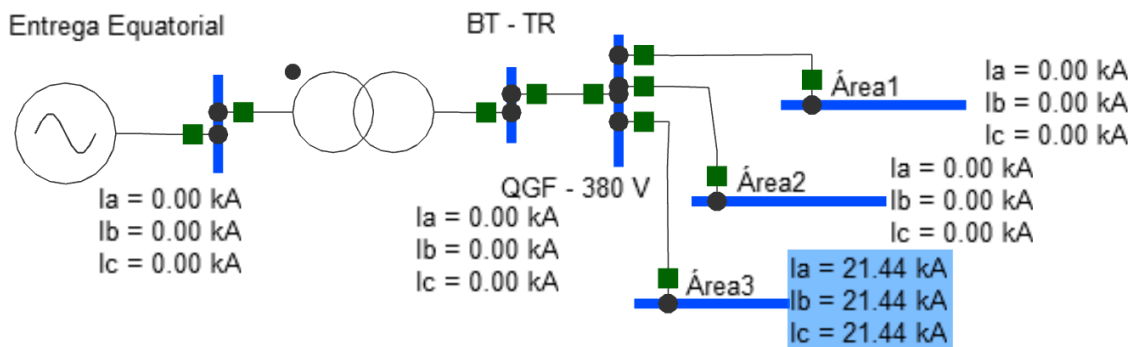
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 30 - Simulação do curto trifásico na área 2



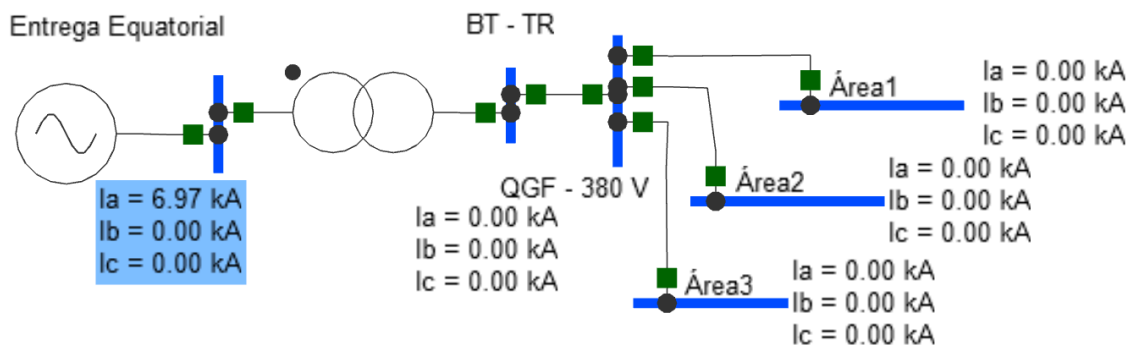
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 31 - Simulação do curto trifásico na área 3



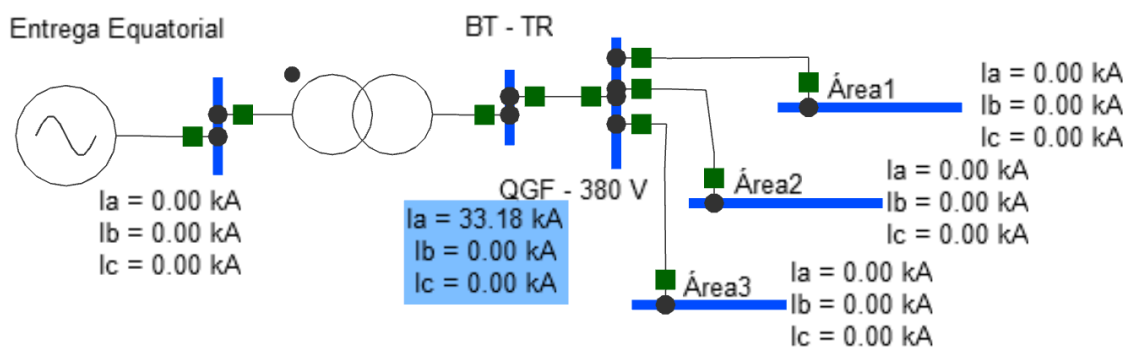
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 32 - Simulação do curto fase-terra no ponto de entrega



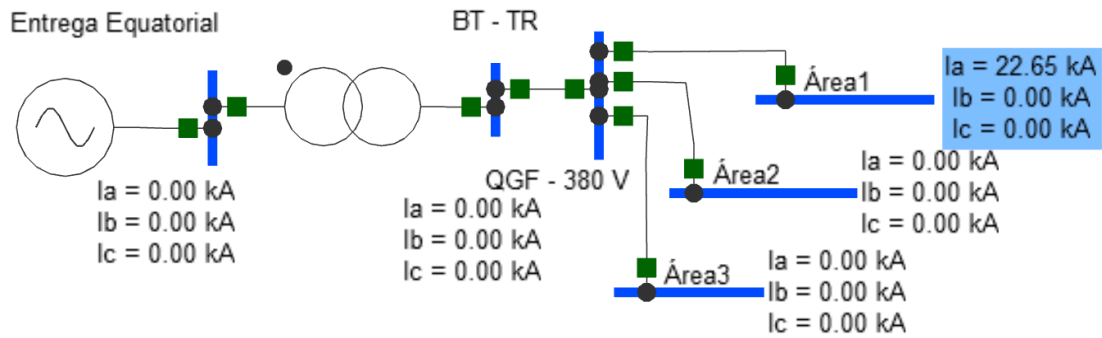
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 33 - Simulação do curto fase-terra no secundário do transformador



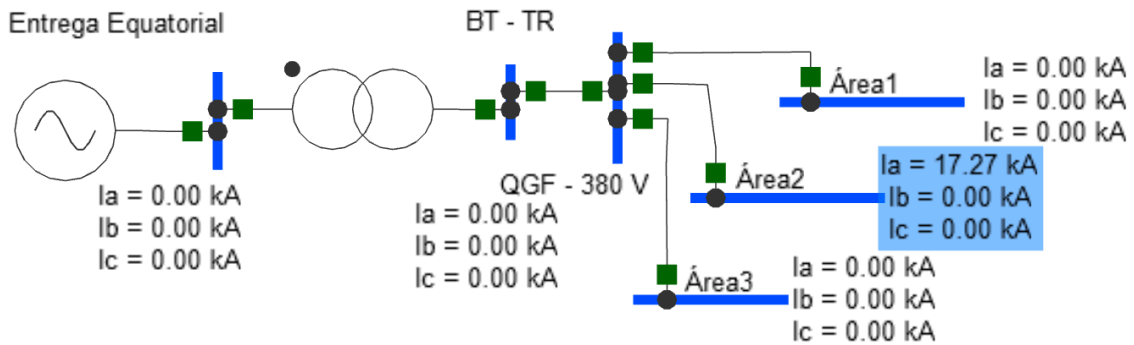
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 34 - Simulação do curto fase-terra na área 1



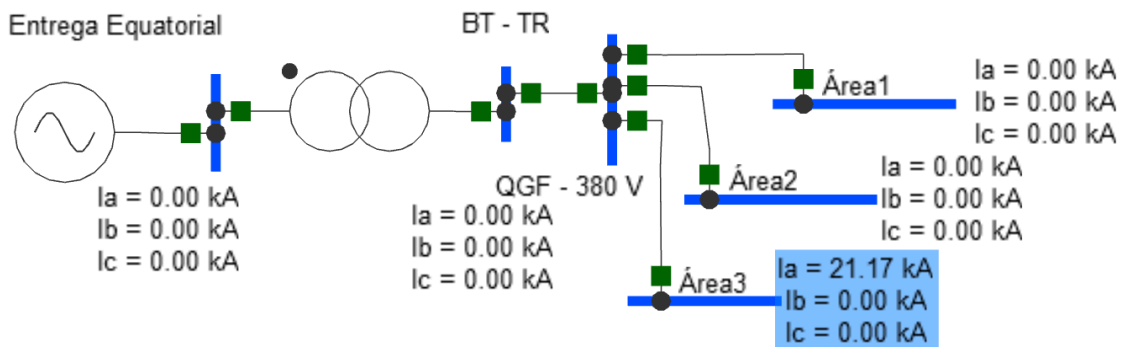
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 35 - Simulação do curto fase-terra na área 2



Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

Figura 36 - Simulação do curto fase-terra na área 3



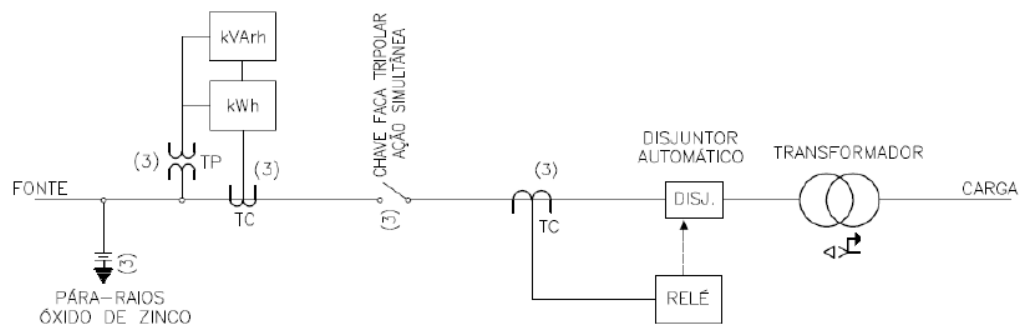
Fonte: Imagem gerada pelo grupo a partir do software PSP-UFU

### 3.10. Diagrama Unifilar

#### 3.10.1 Diagrama Unifilar da Concessionária:

Abaixo estão os diagramas unifilares da concessionária Equatorial, sendo o primeiro uma construção geral dos componentes e na segunda uma especificação do modelo de subestação escolhida pelo grupo

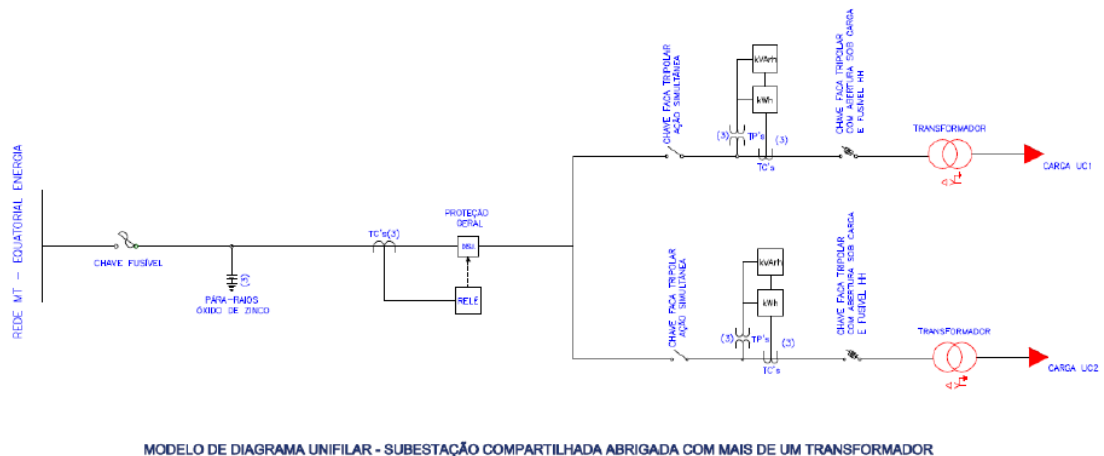
Figura 37- Diagrama Unifilar Geral Concessionária



#### DIAGRAMA UNIFILAR

Fonte: Imagem retirada da norma da concessionária

Figura 38 - Diagrama Unifilar Subestação Compartilhada Abrigada

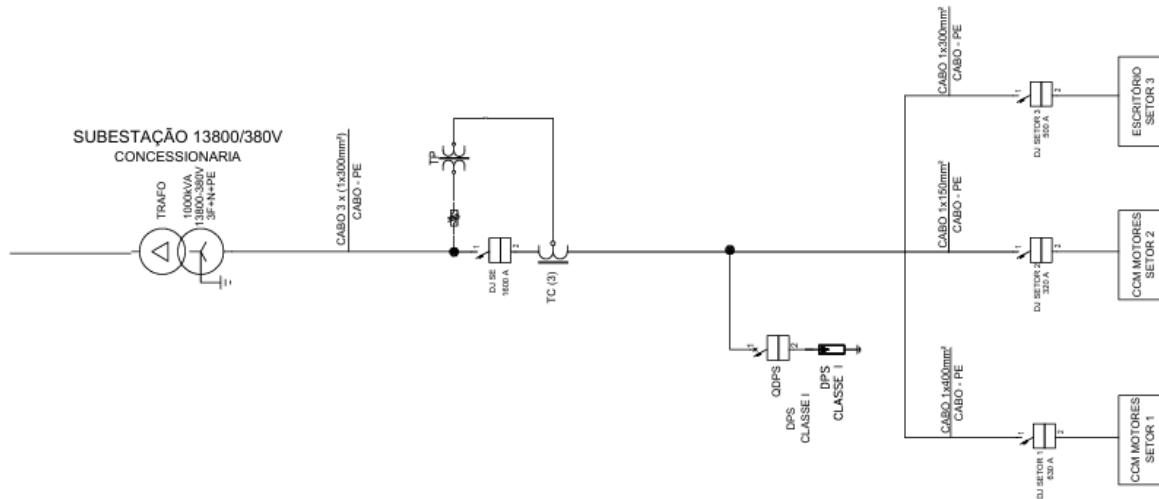


Fonte: Imagem retirada da norma da concessionária



### 3.10.2. Diagrama Unifilar da Empresa:

Figura 39 - Diagrama Unifilar Subestação da Empresa



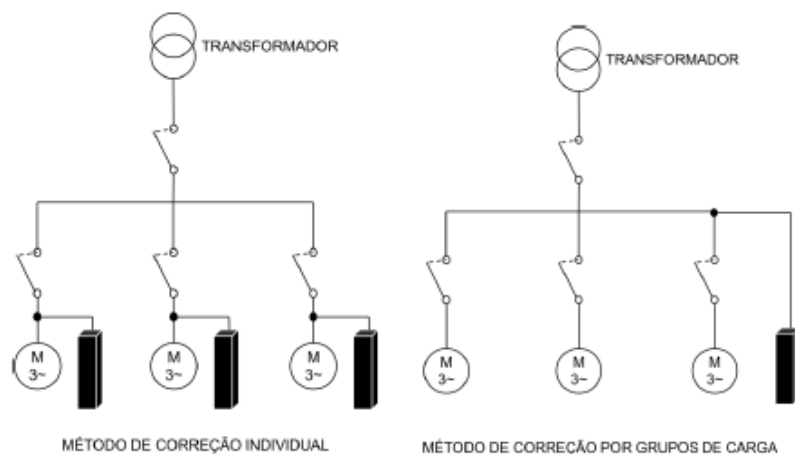
Fonte: Imagem elaborada pelo grupo via software de desenho 2D

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Durante a elaboração deste projeto, foi possível vivenciar dificuldades comuns enfrentadas em projetos elétricos industriais, especialmente no que diz respeito à correção do fator de potência. Inicialmente, mesmo com a instalação de bancos de capacitores nos setores 1 e 2, o fator de potência global permaneceu abaixo do mínimo exigido pela concessionária (0,92). Essa situação é comum em instalações industriais com cargas predominantemente indutivas, como motores.

Assim como ocorre na prática, foi necessário revisar os cálculos e redimensionar os capacitores, especialmente no setor 1, adotando um novo fator multiplicador para atingir o fator de potência de 0,9259. Com isso, o sistema passou a operar com um FP global de 0,9427, o que garante não só a conformidade normativa, mas também a otimização do consumo energético e redução de penalidades tarifárias, uma preocupação constante em ambientes industriais. Seguindo a forma definida pela norma pode se encontrar um bom resultado.

Figura 40 - Formas de conexão de bancos de capacitores em uma instalação para correção de fator de potência



Fonte: NT.00002.EQTL, revisão 9 (2024)

Outro aspecto que reflete a realidade de campo foi o cálculo luminotécnico. Ao buscar os parâmetros ideais de iluminância para ambientes administrativos, nos deparamos com a inexistência de valores exatos na tabela de refletância do livro base. Essa situação é recorrente na prática, exigindo adaptações técnicas bem fundamentadas. Neste caso, adotamos o índice de refletância 551, por ser o mais próximo da condição real (571). O cálculo foi conduzido segundo a NBR 8995, utilizando 28 luminárias fluorescentes de 4x32W, com validação por meio do software DiaLux. Essa etapa destacou a importância de considerar a disponibilidade de materiais comerciais e as limitações dos catálogos técnicos durante a execução do projeto, algo rotineiramente enfrentado por engenheiros em campo.

A escolha dos inversores de frequência para a partida de motores também reflete uma decisão típica de projetos industriais modernos, especialmente em setores como o de papel e celulose, onde há demanda por controle preciso de torque e velocidade. Optar por esse tipo de chave de partida garante maior eficiência energética e proteção dos equipamentos.

Além disso, os cálculos de curto-circuito desenvolvidos manualmente foram comparados com simulações no software PSP-UFU, confirmando a precisão dos resultados e mostrando como ferramentas computacionais são essenciais para validar projetos complexos. A elaboração dos diagramas unifilares, tanto da concessionária

quanto da instalação interna, mostrou-se fundamental para garantir clareza no projeto executivo, permitindo sua correta interpretação, mostrando-se etapa crucial na execução de qualquer obra industrial.

## **5. CONCLUSÃO**

O presente projeto buscou desenvolver uma instalação elétrica industrial completa e conforme as exigências normativas para uma indústria de papel, considerando critérios técnicos, operacionais e de segurança. Por meio de análises detalhadas, foram dimensionados transformadores, condutores, disjuntores, bancos de capacitores e chaves de partida, com base em dados reais e respeitando as diretrizes da norma NT.00002.EQTL – Revisão 9 (2024), garantindo um sistema robusto e adequado à demanda da planta.

Destaca-se a importância da correção do fator de potência, essencial para evitar penalidades da concessionária e melhorar o desempenho do sistema. Com a instalação de bancos de capacitores nos setores 1 e 2, foi possível elevar o fator de potência global para 0,9427, superando o mínimo exigido de 0,92. Esse ajuste contribuiu diretamente para a redução da corrente elétrica circulante e para o aumento da eficiência energética da instalação.

O projeto também considerou aspectos fundamentais como a queda de tensão e a proteção contra curto-circuito, com simulações no software PSP-UFU que validaram os cálculos e o dimensionamento proposto. A escolha da ampacidade como critério principal para definição dos condutores mostrou-se eficaz, considerando a curta distância entre os painéis e as cargas, além disso, o projeto luminotécnico e os diagramas unifilares complementam a proposta, fornecendo uma visão sistêmica da instalação.

Em suma, o trabalho proporcionou aos alunos uma experiência prática e aplicada de engenharia elétrica industrial, reforçando a importância do planejamento técnico detalhado, da observância às normas e da utilização de ferramentas de simulação. O resultado é uma proposta de instalação eficiente, segura e preparada para possíveis ampliações futuras, refletindo os desafios e as exigências reais da engenharia no setor produtivo.

## REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

CREDER, Hélio. **Instalações Elétricas**. 16. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2023.

EQUATORIAL MARANHÃO. **NT.00002.EQTL – Revisão 09: Padrão de entrada em média tensão**. São Luís: Equatorial Energia, 2024.

PRYSMIAN. **Guia de dimensionamento de cabos**. Rev. 9. São Paulo: Pysmian, 2023.

SIEMETRAFO. **Transformador a óleo trifásico 1000kVA**. Disponível em: <https://siemetrafo.com.br/produto/transformador-a-oleo-trifasico-1000kva/>. Acesso em: 12 maio. 2025.

INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia**. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/>. Acesso em: 8 abril. 2025.

ORIGINAIS, T. DAS I. **Inversores PowerFlex® série 750**. Disponível em: [https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/td/750-td001\\_-pt-p.pdf](https://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/td/750-td001_-pt-p.pdf).

<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:80670812-d74b-451f-a233-2ad58f1c4c1c/Fichas-tecnicas-Marco-atualizado.pdf>.