



FUNDAÇÃO HERMÍNIO OMETTO

CENTRO UNIVERSITÁRIO DA FUNDAÇÃO HERMÍNIO OMETTO

NÚCLEO DE ENGENHARIA

ENGENHARIA ELÉTRICA

Projeto de sistemas elétricos

Projeto final

Nome completo	RA
Beatriz Dubbern Machado	109498
Diego Henrique Viegas Fogari	108971
William do Nascimento Pereira	108873

Araras

Maio 2025

1. INTRODUÇÃO

Com o processo tecnológico e o aumento da demanda por sistemas produtivos mais eficientes e seguros, o projeto de equipamentos elétricos industriais tem se convertido em atividade essencial para garantir o funcionamento sustentável e seguro das instalações. Este documento visa traçar o projeto elétrico completo da atividade de uma indústria de papel de pequeno porte, voltada desde o levantamento e dimensionamento das cargas até o estabelecimento dos sistemas de proteção e fornecimento, baseando-se em normas técnicas vigentes.

A realização do projeto levará em consideração que o complexo industrial está situado na cidade de São Paulo – SP, capital do principal polo industrial da América Latina. Tal opção afeta diretamente as variáveis técnicas do projeto, tais quais temperatura ambiente média é de 20 graus celsius, infraestrutura municipal, regulamentações concessionárias locais (ENEL-SP) e outros fatores que afetam o dimensionamento dos sistemas elétricos.

Com o propósito de desenvolver um sistema elétrico seguro, confiável e eficiente, capaz de atender plenamente às demandas operacionais dos equipamentos de uma pequena indústria de papel, o projeto tem início com a identificação e levantamento das cargas a serem instaladas. A partir dessas informações, procede-se à estimativa da demanda de energia elétrica, que servirá de base para o correto dimensionamento da capacidade do sistema.

O projeto contempla o desenvolvimento do sistema de distribuição de energia elétrica, incluindo a seleção adequada do transformador, definição do método de instalação, especificação dos condutores e a implementação de medidas de proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos. Tais medidas incluem a instalação de dispositivos como disjuntores, fusíveis, relés térmicos, transformadores de corrente e de potencial.

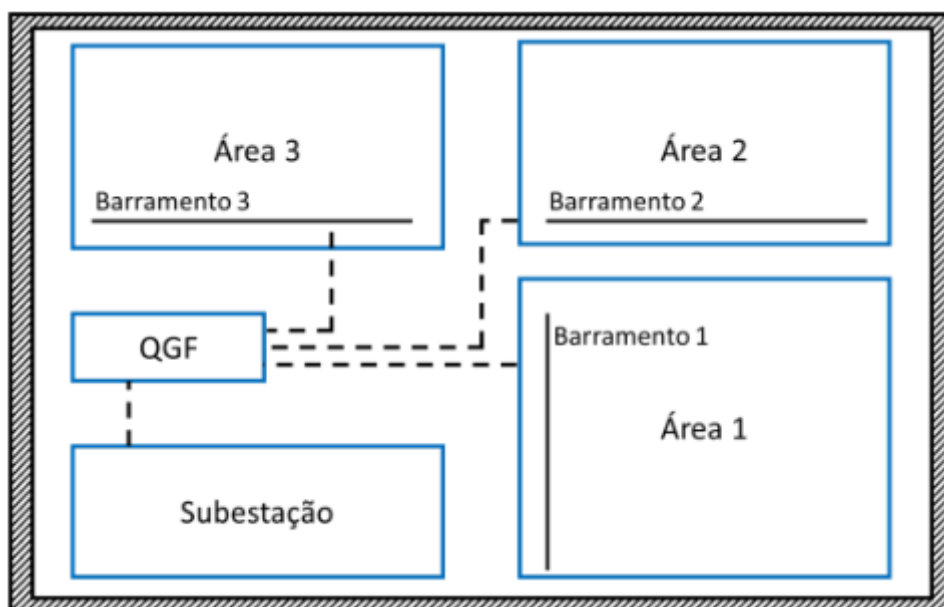
Todo o sistema proposto será elaborado em conformidade com as normas técnicas estabelecidas pela ENEL, bem como com as diretrizes da NBR 5410 e

NBR 14039, assegurando a segurança dos trabalhadores, a proteção do meio ambiente e o cumprimento dos requisitos legais aplicáveis.

2. METODOLOGIA

A planta com a distribuição dos setores da indústria está apresentada na Figura 1 a seguir.

Figura 01 – Distribuição de setores dentro da indústria.



Consideramos os seguintes dados:

- Tensão nominal primária: $V_{np} = 13,8 \text{ kV}$;
- Tensão nominal secundária: $V_{ns} = 380 \text{ V}$;
- Impedância de sequência positiva do sistema de suprimento: $Z_{ps} = (0,1 + j0,5) \text{ pu}$ (na base de 100 MVA);
- Impedância de sequência zero do sistema de suprimento: $Z_{zs} = (0,2 + j0,8) \text{ pu}$ (na base de 100 MVA);
- Comprimento do circuito TR-QGF = 10 m;
- Comprimento do circuito do QGF-Área 1 = 25 m;
- Comprimento do circuito do QGF-Área 2 = 35 m;
- Comprimento do circuito do QGF-Área 3 = 30 m;
- Todas as cargas de cada setor estão distantes de 5m do seu respectivo barramento;

- Importante: Desconsidere os comprimentos dos barramentos e Adote $P_{base} = 100 \text{ MVA}$.

3. DESENVOLVIMENTO

O trabalho corresponde ao desenvolvimento integral do projeto elétrico de pequena indústria de papel, composta por três áreas de produção. O projeto abrange o levantamento de cargas, o dimensionamento dos disjuntores e condutores de baixa tensão, queda de tensão e seção mínima e a escolha dos dispositivos de proteção e chaves de partida adequadas aos motores.

Além disso, foram realizadas análises de fator de potência e, quando apropriado, correção por bancos de capacitores. O transformador de potência que alimenta a instalação foi dimensionado de acordo com a demanda global, bem como foram calculados e verificados por simulação os níveis de curto-circuito em alguns pontos da rede.

3.1 Dados Iniciais

A figura 1 foi preenchida com base em dados obtidos de catálogos técnicos de fabricantes, como a WEG, ou por meio de valores médios praticados no mercado para motores elétricos trifásicos. Foram considerados parâmetros como potência mecânica, rendimento, fator de potência e corrente nominal.

Essas informações são essenciais para o dimensionamento elétrico da instalação, garantindo conformidade com as normas NBR 5410 e NBR 14039. O uso de fontes confiáveis assegura precisão nos cálculos, padronização do projeto e viabilidade técnica para operação e manutenção.

Figura 02 – Dados da Figura de motores da Weg

Dados da tabela de motores WEG								
Sector	Carga	Potência mecânica (cv)	Fator de potência	Rendimento (100% da capacidade)	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)	Potência aparente (kVA)	POLOS
1	Motor 1	60	0,89	0,95	45	23,05	50,56	II
	Motor 2	150	0,88	0,96	110	59,37	125,00	II
	Motor 3	20	0,87	0,92	15	8,50	17,24	II
	Motor 4	150	0,84	0,96	110	71,05	130,95	IV
2	Motor 5	20	0,8	0,93	15	11,25	18,75	IV
	Motor 6	20	0,78	0,92	15	12,03	19,23	VI
	Motor 7	30	0,81	0,92	22	15,93	27,16	VIII
3	Tomadas 1	-	0,92	-	80	34,08	86,96	-
	Tomadas 2	-	0,92	-	80	34,08	86,96	-
	Aquecimento 1	-	1	-	30	30	30	-
	Aquecimento 2	-	1	-	30	30	30	-
	Aquecimento 3	-	1	-	30	30	30	-

Fonte: os autores.

Figura 02.1 – W22 Super Premium

Potência		Carcaça	Conjugado Nominal (kgfm)	Corrente com Rotor Bloqueado Ip/In	Conjugado de Partida Cp/Cn	Conjugado Máximo Cmáx/Cn	Momento de Inércia J (kgm²)	Tempo máximo com rotor bloqueado (s)		Massa (kg)	Nível médio de pressão sonora dB(A)	Fator de Serviço	RPM	% de Carga						Tensão (V)	Corrente Nominal In (A)
kW	HP							Rendimento						Fator de Potência							
								50	75					100	50	75	100				
II Polos																					
45	60	225S/M	12,3	9,5	2,4	3,2	0,36268	25	55	420	79	1,25	3570	93	94,5	95	0,79	0,86	0,89	440	69,8
110	150	280S/M	29,9	7,9	2,6	3,2	1,62042	30	66	845	81	1,25	3560	94,5	95,8	96	0,77	0,85	0,88	440	171
15	20	160M	4,13	7,4	2,7	3	0,05526	14	31	115	72	1,25	3540	91,3	92,2	92,2	0,74	0,83	0,87	440	24,5
IV Polos																					
110	150	280S/M	60	8,9	2,5	3	3,30831	30	66	885	72	1,25	1787	95,4	96,2	96,5	0,68	0,79	0,84	440	178
15	20	160M	8,23	8,3	3,5	3,8	0,146	15	33	138	64	1,25	1775	92	92,9	93,6	0,62	0,74	0,8	440	26,3
VI Polos																					
Potência		Carcaça	Conjugado Nominal (kgfm)	Corrente com Rotor Bloqueado Ip/In	Conjugado de Partida Cp/Cn	Conjugado Máximo Cmáx/Cn	Momento de Inércia J (kgm²)	Tempo máximo com rotor bloqueado (s)		Massa (kg)	Nível médio de pressão sonora dB(A)	Fator de Serviço	RPM	% de Carga						Tensão (V)	Corrente Nominal In (A)
kW	HP							Rendimento						Fator de Potência							
								50	75					100	50	75	100				
VI Polos																					
15	20	160L	12,4	7,4	3,2	3,4	0,237	17	37	156	59	1,25	1178	91	91,9	92,9	0,58	0,71	0,78	440	27,2
VIII Polos																					
22	30	225S/M	24,2	6,5	1,8	2,5	0,72028	22	48	367	60	1,25	885	92	92,4	92,4	0,65	0,76	0,81	440	38,6

Para obter os valores da corrente nominal (In) em outras tensões, utilizar os seguintes fatores de multiplicação:

- In em 440 V para In em 380 V usar a expressão: $In_{(380V)} = In_{(440V)} \times 1,158$
- In em 440 V para In em 220 V usar a expressão: $In_{(220V)} = In_{(440V)} \times 2$
- In em 220 V para In em 380 V usar a expressão: $In_{(380V)} = In_{(220V)} \times 0,579$
- In em 220 V para In em 440 V usar a expressão: $In_{(440V)} = In_{(220V)} \times 0,5$

Fonte: WEG - W22-Super-Premium

3.2 Dimensionamento dos condutores e disjuntores por carga

Foram dimensionados os condutores de baixa tensão e os disjuntores para cada carga das áreas produtivas, com base nos critérios normativos de ampacidade, queda de tensão e seção mínima.

A menor seção resultante entre os três critérios foi adotada para cada circuito desde atenda os limites suportado pelo condutor. Com base nas correntes e nas seções dos cabos, os disjuntores foram selecionados de forma a garantir proteção eficaz e compatibilidade com os condutores. Os resultados estão apresentados nas Figuras a seguir.

Figura 03 – Dimensionamento dos condutores e disjuntores por carga

Setor	Carga	Potência mecânica (cv)	Potência aparente (kVA)	Cabo mm ² - queda de tensão	Cabo mm ² - seção mínima (NBR5410 -Tabela 47)	Cabo mm ² - Ampacidade	Cabo mm ² - escolhido	Disjuntor BT (A)
1	Motor 1	60	50,56	25 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	35 mm ²	35 mm ²	90 A (modelo MPW90)
	Motor 2	150	125,00	95 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	120 mm ²	120 mm ²	224 A (modelo FNH1-224U)
	Motor 3	20	17,24	4 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	6 mm ²	6 mm ²	32 A (modelo MPW40)
	Motor 4	150	130,95	95 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	150 mm ²	150 mm ²	224 A (modelo FNH1-224U)
2	Motor 5	20	18,75	4 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	6 mm ²	6 mm ²	32 A (modelo MPW40-3-U032)
	Motor 6	20	19,23	4 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	6 mm ²	6 mm ²	32 A (modelo MPW40-3-U032)
	Motor 7	30	27,16	10 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	10 mm ²	10 mm ²	50 A (modelo MPW80i-3-U050)
3	Tomadas 1	-	86,96	50 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	70 mm ²	70 mm ²	125 A (modelo MDW-B125-3)
	Tomadas 2	-	86,96	50 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	70 mm ²	70 mm ²	125 A (modelo MDW-B125-3)
	Aquecimento 1	-	30	10 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	10 mm ²	10 mm ²	50 A (modelo MDW-B50-3)
	Aquecimento 2	-	30	10 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	10 mm ²	10 mm ²	50 A (modelo MDW-B50-3)
	Aquecimento 3	-	30	10 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	10 mm ²	10 mm ²	50 A (modelo MDW-B50-3)

Fonte: os autores.

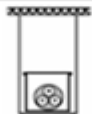
Esta figura 04 abaixo detalha a utilização da norma NBR5410, os valores utilizados para correção do fator de agrupamento e temperatura para corrente do cabo.

Figura 04 – Fatores de correção seguindo a norma para cálculo ampacidade

Fator de Agrupamento	1	Tabela 42 NBR5410
Fator de Temperatura (20 °C)	1,12	Tabela 40 NBR5410
Isolação do cabo	PVC 70 °C	Tabela 36 NBR5410

Fonte: os autores.

Figura 05 - Tipo de linha elétrica utilizada no cálculo da ampacidade

36		Cabo multipolar em eletrocalha ou perfilado suspenso(o)	B2
----	---	---	----

Fonte: NBR 5410, Figura 33.

Esta figura 05 abaixo exhibe os resultados do dimensionamento dos condutores com base no método da ampacidade.

Figura 05.1 - Fórmula utilizada para a corrente nominal (I_n):

- *In em 440 V para In em 380 V usar a expressão: $I_{n(380\text{ V})} = I_{n(440\text{ V})} \times 1,158$*

Fonte: NBR 5410

Onde:

- $I_n(380\text{v})$: Corrente elétrica (A)
- $I_n(440\text{v})$: Corrente elétrica (A) segundo Figura fabricante. (Fonte: WEG - W22-Super-Premium)
- 1,158: Constante (fator conversão)

Figura 06 – Método Ampacidade

Método Ampacidade (I = I tabela * FA * FT)				
Carga	Corrente tabela WEG em 440v (A)	Fator In em 440 V para In em 380 V usar a expressão: $I_n(380\text{ V}) = I_n(440\text{ V}) \times 1,158$ (A)	Método B2 - 3 condutores carregados	Correção da corrente (I cabo) (A)
Motor 1	69,80	80,83	I cabo 99 A - 35 mm ²	110,88
Motor 2	171,00	198,02	I cabo 206 A - 120 mm ²	230,72
Motor 3	24,50	28,37	I cabo 34 A - 6 mm ²	38,08
Motor 4	178,00	206,12	I cabo 236 A - 150 mm ²	264,32
Motor 5	26,30	30,46	I cabo 34 A - 6 mm ²	38,08
Motor 6	27,20	31,50	I cabo 34 A - 6 mm ²	38,08
Motor 7	38,60	44,70	I cabo 46 - 10 mm ²	46
Método B2 - 3 condutores carregados				
Iluminação 1	132,12	-	I cabo 149 A - 70 mm ²	166,88
Iluminação 2	132,12	-	I cabo 149 A - 70 mm ²	166,88
Aquecimento 1	45,58	-	I cabo 46 A - 10 mm ²	51,52
Aquecimento 2	45,58	-	I cabo 46 A - 10 mm ²	51,52
Aquecimento 3	45,58	-	I cabo 46 A - 10 mm ²	51,52

Fonte: o autor.

Esta Figura abaixo exibe os resultados do dimensionamento dos condutores com base no método da queda de tensão.

Figura 06.1 – Fórmula Queda de Tensão

$$\text{Queda de tensão} = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \cos \varphi}{56 \cdot S}$$

Fonte: o autor.

- I = Corrente elétrica da carga (A)
- L = Comprimento do circuito (m)

- $\cos \varphi$ = Fator de potência da carga
- S = Seção do condutor (mm²)

Figura 07 – Método queda de tensão

Método Queda de Tensão $(\text{raiz}(3) \cdot I \cdot L \cdot \cos \varphi) / (56 \cdot S)$ (Tabela fabricante Cobrecom)					
Carga	I (A)	FP	Seção do condutor (mm²)	Queda de Tensão (V)	Queda de Tensão < 4% $((\Delta \text{tensão} / \text{tensão}) \cdot 100)$ (%)
Motor 1	80,83	0,89	25	0,44	0,12
Motor 2	198,02	0,88	95	0,28	0,07
Motor 3	28,37	0,87	4	0,95	0,25
Motor 4	206,12	0,84	95	0,28	0,07
Motor 5	30,46	0,8	4	0,94	0,25
Motor 6	31,50	0,78	4	0,95	0,25
Motor 7	44,70	0,81	10	0,56	0,15
Tomadas 1	132,12	0,92	50	0,41	0,11
Tomadas 2	132,12	0,92	50	0,41	0,11
Aquecimento 1	45,58	1	10	0,70	0,19
Aquecimento 2	45,58	1	10	0,70	0,19
Aquecimento 3	45,58	1	10	0,70	0,19

Fonte: os autores.

3.3 Dimensionamento dos condutores e dispositivo de proteção do Trafo

Foram dimensionados os condutores de baixa tensão e os disjuntores responsáveis pela alimentação de cada área a partir do QGF. Utilizaram-se os critérios de ampacidade, queda de tensão e seção mínima.

Esta Figura abaixo exhibe os resultados do dimensionamento dos condutores do Trafo até o QGF, somando as correntes de todos os setores, chegando em uma corrente total.

Figura 08 – Dimensionamento dos condutores e dispositivo de proteção do Trafo

Setor	I (A)
1	513,34
2	106,65
3	400,97
Total Corrente Trafo até QGF	1020,97
Cabo mm²	2 x 500mm ² por fase

Fonte: os autores.

As correntes foram calculadas com base na potência demandada de cada área. A seção dos condutores foi definida pelo menor valor entre os três critérios, e os disjuntores foram selecionados conforme a corrente de projeto, garantindo proteção adequada. Os resultados estão apresentados nas Figuras a seguir.

Figura 09 – Correntes totais das Áreas

Setor	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)	Potência aparente (kVA)	Cabo mm ² - Ampacidade	Cabo mm ² - queda de tensão	Cabo mm ² - seção mínima (NBR5410 - Tabela 47)	Cabo mm ² - escolhido	Disjuntor BT (Caixa moldada)
1	280	161,98	323,48	630 mm ²	500 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	630 mm ²	520 A (modelo DWB650 com ajuste de 0,8)
2	52	39,21	65,13	50 mm ²	35 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	50 mm ²	128 A (modelo DWB160 com ajuste de 0,8)
3	250	68,16	259,12	400 mm ²	240 mm ²	1,5 mm ² iluminação 2,5 mm ² tomadas	400 mm ²	455 A (modelo DWB650 com ajuste de 0,7)
Total	582	269,35	647,73					

Fonte: os autores.

Esta Figura detalha o dimensionamento dos alimentadores principais utilizando o método da ampacidade, garantindo que a seção do condutor seja adequada para suportar a corrente total de cada área sem superaquecimento.

Figura 10 – Método Ampacidade

Método Ampacidade ($I = I_{\text{tabela}} * FA * FT$)			
Setor	Somatória corrente	Método B2 - 3 condutores carregados	Correção da corrente (I cabo) (A)
Trafo-QGF	1020,97	I cabo 1074 A - 3 x 300 mm ²	1202,88

Fonte: os autores.

Figura 10.1 – Método queda de tensão

Método Queda de Tensão $(\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \cos \varphi) / (56 \cdot S)$ (Tabela fabricante Cobrecom)						
Setor	I (A)	Comprimento do condutor (m)	FP total	cabo mm²	Queda de Tensão (V)	Queda de Tensão < 4% ((queda de tensão/tensão rede)*100) (%)
1	513,34	25	0,87	500	0,69	0,18
2	106,65	35	0,80	35	2,63	0,69
3	400,97	30	0,96	240	1,50	0,39

Fonte: os autores.

Esta Figura exibe os resultados do dimensionamento dos alimentadores principais com base no método da queda de tensão, considerando os comprimentos específicos dos circuitos entre o QGF e cada área (QGF-Área 1 = 25m, QGF-Área 2 = 35m, QGF-Área 3 = 30m). A mesma fórmula da queda de tensão apresentada anteriormente é utilizada:

Figura 10.2 – Fórmula Queda de Tensão

$$\text{Queda de tensão} = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot \cos \varphi}{56 \cdot S}$$

Fonte: o autor.

- I = Corrente elétrica da carga (A)
- L = Comprimento do circuito (m)
- $\cos \varphi$ = Fator de potência da carga
- S = Seção do condutor (mm²)

Foi necessário somar as potências ativas e reativas para encontrar uma nova potência aparente, consequentemente achar um novo fator de potência total por setor.

Figura 11 – Novo fator de potência

Novo Fator de Potência				
Setor	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVar)	Nova Potência Aparente (KVA)	FP total por setor
Setor 1	280,00	161,98	323,48	0,87
Setor 2	52	39,21	65,13	0,80
Setor 3	250	68,16	259,12	0,96

Fonte: os autores.

Figura 12 - Disjuntor modelo UBW1200H-ELSI1200-3A



A linha UBW varia de 15 A a 2500 A com especificação de 35-100 KAIC, para atender as mais exigentes aplicações. Ela oferece a qualidade, confiabilidade e alta proteção da marca WEG.

Resumo das características técnicas

Tamanho da carcaça	1.200	Capacidade de interrupção @480 Vca	65.0 kA
Tipo disparador	Eletrônico com ARC-FLASH	Número de polos	3
Corrente nominal	1200.0 A		

Fonte: Catálogo WEG.

3.4 Chave de partida

A escolha adequada da chave de partida reduz o impacto das correntes de partida sobre o sistema elétrico. A partida direta, utilizada em motores de pequena potência, gera correntes elevadas, mas dentro da capacidade da instalação. Já a partida estrela-triângulo, aplicada em motores maiores, reduz a corrente de partida em até 70%, minimizando o risco de sobrecorrente e atuação indevida de proteções, o que contribui para a prevenção de falhas e curtos-circuitos no momento da energização dos motores.

Esta Figura 13 apresenta os valores de corrente de curto-circuito em diferentes pontos da instalação, informações cruciais para a seleção das chaves de partida e dispositivos de proteção.

Figura 13 – Corrente de curto-circuito

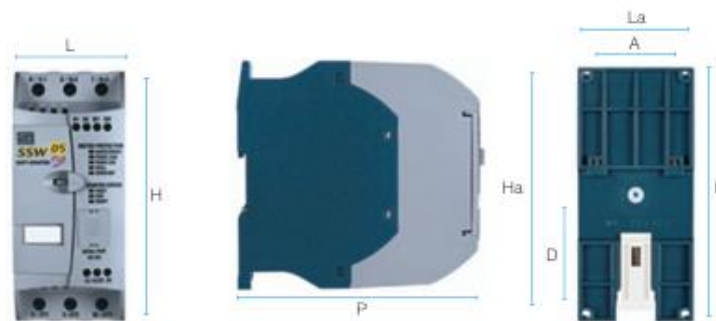
Setor	Corrente de curto-circuito			Corrente de curto assimétrica (Ica) - kA
	trifásico (Ics) - kA	monofásico franco (Icft) - kA	Fator de assimetria	
Ponto de entrega	Ics = 8,20 < -78,69° KA	Icft = 6,80 < -87,54° kA		
Secundário do transformador	Ics= 23,33 < -78,75° KA	Icft= 22,96 < -78,63 KA		
QGF	Ics=22,38 <-77,66°KA	Icft= 16,93 < -71,35°KA		
Barramento área 1	Ics= 17,54 < -76,94°KA	Icft =5,66 <-58,99°KA	1,4	24,56 kA
Barramento área 2	Ics= 9,86 < -37,42°KA	Icft =3,60 < -48,00°KA	1,02	10,05 kA
Barramento área 3	Ics= 16,44 < -72,91°KA	Icft= 4,86 <-57,86°KA	1,32	21,71 kA

Fonte: os autores.

Figura 14 – Especificação de partida do motor 5 - WEG - SOFT-STARTER

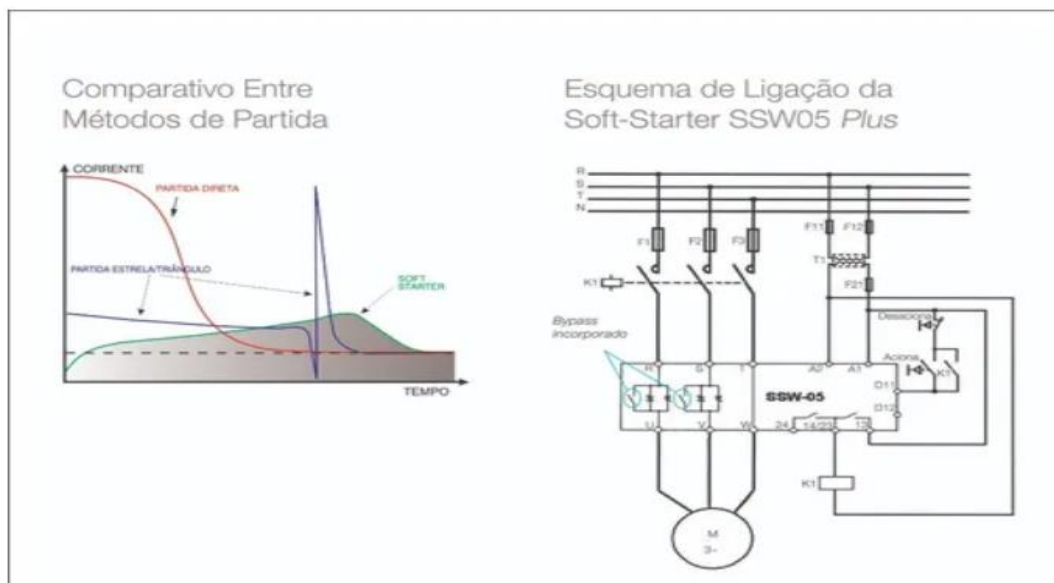
SSW050060T2246TPZ 60A 220-460V

Especificação sumária
Tipo de partida: Soft-Starter
SSW05
Modelo: SSW050060T2246TPZ
Potência motor: 20 CV
Tensão: 380V
Corrente nominal inversor: 60 A
Rendimento do motor: 93%
Fator de potência: 0,80
Disjuntor: 32 A (modelo MPW40)
Condutor: 4 mm ²
Corrente Nominal motor: 30,63 A
Quantidade de pólos: IV



Fonte: Catálogo WEG.

Figura 15 – Esquema de Ligação da SOFT-STARTER SSW050060T2246TPZ 60A
220-460V



Fonte: Catálogo WEG.

Figura 16 – Especificação de partida do motor 5

Especificação sumária
Tipo de partida: Inversor de frequência
CFW11
Modelo: CFW110477T4SZ
Potência motor: 150 CV
Tensão: 380V
Corrente nominal inversor: 370 A
Rendimento do motor: 96%
Fator de potência: 0,89
Fusível: 400 A (modelo FNH2-400U)
Condutor: 240 mm ²
Corrente Nominal motor: 355,65 A
Quantidade de polos: II

Fonte: Catálogo WEG.

Figura 17 – INVERSOR CFW110477T4SZ



Fonte: Catálogo WEG.

Figura 18 – Instalação e Conexão do INVERSOR CFW110477T4SZ

Instalação e Conexão

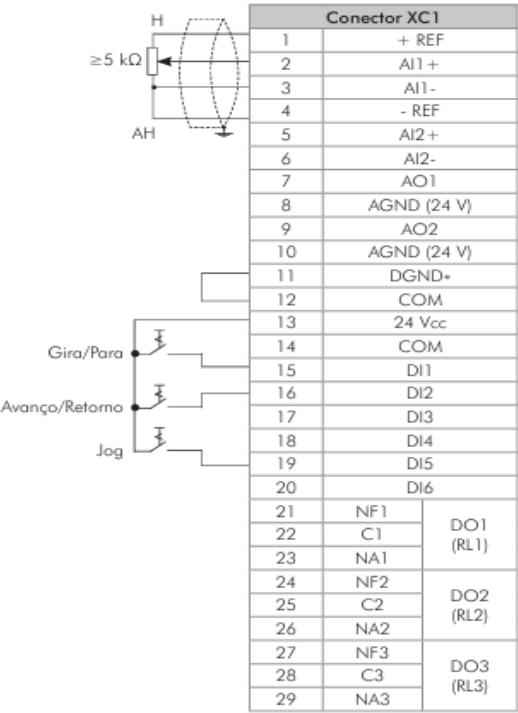
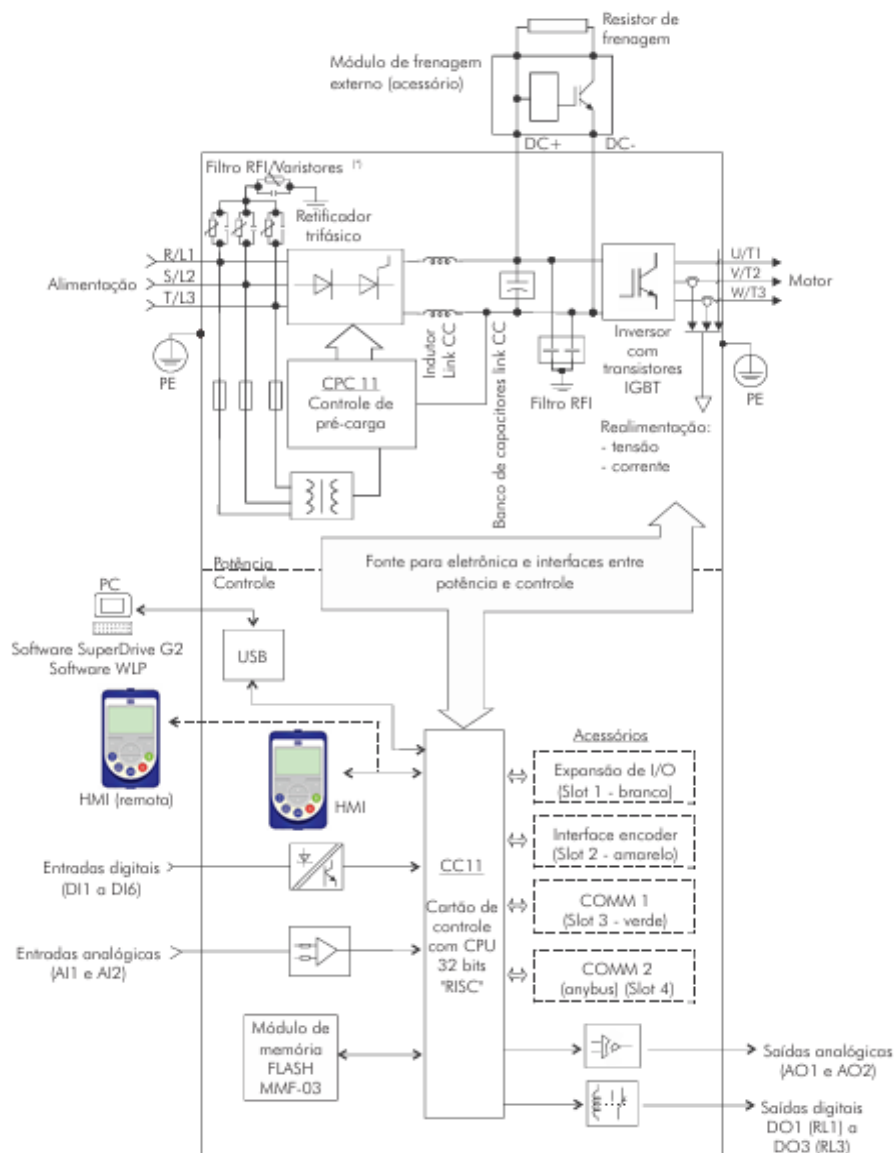


Figura 3.22 - Conexões em XC1 para acionamento 2

Fonte: Catálogo WEG.

Figura 19 – Esquema de Ligação do INVERSOR CFW110477T4SZ



Fonte: Catálogo WEG.

3.5 Correção do fator de potência

Foi verificado o fator de potência de cada área com base nas potências ativa e aparente. As áreas com FP inferior a 0,92 foram corrigidas com bancos de capacitores dimensionados pela fórmula:

$$Q_c = Q - Q'$$

Onde:

- Q_c : Potência reativa necessária para correção (em kVar)
- Q : Potência reativa sem o banco de capacitor (em kvar)
- Q' : Potência reativa com fator de potência 0,92

Foram selecionados modelos comerciais compatíveis. A correção reduziu a potência reativa e, conseqüentemente, a corrente nos condutores de alimentação, melhorando a eficiência e assegurando conformidade com as normas e exigências da concessionária.

Esta Figura mostra o fator de potência inicial de cada área antes da correção, evidenciando as áreas que necessitam de compensação de energia reativa.

Figura 20 – Fator de potência inicial

Setor	Carga	Potência mecânica (cv)	Potência aparente (kVA)	Fator de potência	Rendimento (100% da capacidade)	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kVAr)
1	Motor 1	60	50,56	0,89	0,95	45	23,05
	Motor 2	150	125,00	0,88	0,96	110	59,37
	Motor 3	20	17,24	0,87	0,92	15	8,50
	Motor 4	150	130,95	0,84	0,96	110	71,05
2	Motor 5	20	18,75	0,8	0,93	15	11,25
	Motor 6	20	19,23	0,78	0,92	15	12,03
	Motor 7	30	27,16	0,81	0,92	22	15,93
3	Iluminação 1	-	86,96	0,92	-	80	34,08
	Iluminação 2	-	86,96	0,92	-	80	34,08
	Aquecimento 1	-	30	1	-	30	30
	Aquecimento 2	-	30	1	-	30	30
	Aquecimento 3	-	30	1	-	30	30
Total			652,81				

Fonte: os autores.

Figura 21 – Banco de Capacitores Trifásicos com Proteção BCWP



BCWP - Banco de Capacitores Trifásico Fixo com Proteção (Disjuntor)



Fonte: Catálogo WEG.

A Figura 22 apresenta os resultados obtidos após a correção do fator de potência no Setor 1, com a instalação de um banco de capacitores trifásico fixo de 50 kVAr. Foram comparadas as correntes de operação dos motores antes e depois da correção, além da corrente total do setor.

Observa-se que todos os motores do setor apresentaram redução na corrente elétrica após a compensação reativa:

- Motor 1 passou de 80,83 A para 74,32 A
- Motor 2 de 198,02 A para 181,66 A
- Motor 3 de 28,47 A para 24,77 A
- Motor 4 de 206,12 A para 181,66 A

A corrente total do setor caiu de 513,34 A para 462,41 A, resultando em uma redução de 50,93 A, o que representa um ganho significativo na eficiência do sistema elétrico, com menor carregamento dos condutores e alívio nos dispositivos de proteção.

A potência reativa total necessária para a correção do fator de potência foi calculada como 42,70 kVAr, e o capacitor comercial selecionado foi um Banco de Capacitores Trifásico Fixo de 50 kVAr, atendendo de forma adequada a demanda reativa estimada para o setor. Essa medida contribui diretamente para:

- Melhoria do fator de potência;
- Redução de perdas elétricas;
- Otimização do uso do transformador;
- Conformidade com exigências da concessionária quanto ao limite mínimo de FP ($\geq 0,92$).

Figura 22 – Novo carregamento

Novo carregamento					
Motor Setor 1	I antes (A)	I depois (A)	I total setor antes (A)	I total setor depois (A)	Redução
1	80,83	74,32	513,34	462,41	50,93
2	198,02	181,66			
3	28,37	24,77			
4	206,12	181,66			

Fonte: os autores.

Figura 23 – Banco de Capacitores Trifásicos com Proteção BCWP

Linha de Produtos

Potências BCWP c/ disjuntor de proteção - 60 Hz [®]									
Tensão (V)	Potência reativa (kvar)	Capacitância (µF)	Referência	Composição de capacitores [®]	Dimensional (C x L x A) (mm)	Disjuntor em caixa moldada [®]	Contator [®] Bob. 220 V ca/60 Hz	Código	Peso (kg)
50,0	306,3	BCWP50V40D-V25 T		1 x UCWT50V40 U28 HD	364 x 266 x 421	AGW100N-DX100-3	CWBC65-21-30D23	14806173	13,4

Fonte: Catálogo WEG.

A Figura 24 apresenta o cálculo da potência reativa a ser compensada nos motores do Setor 2, visando elevar o fator de potência para 0,92. Foram obtidos os valores de Qc individuais para os motores 5, 6 e 7, totalizando 17,06 kVAr. Para atender a essa demanda, foi selecionado um banco de capacitores trifásico fixo de 20 kVAr. A correção melhora o fator de potência, reduz perdas e evita penalidades da concessionária.

Figura 24 – Bancos de capacitores

Motor	FP desejado	S' (=P/FP desejado)	Q' (= raiz(S'^2-P^2)	Qc (=Q-Q')(KVar)
5	0,92	16,30	6,39	4,86
6	0,92	16,30	6,39	5,64
7	0,92	23,91	9,37	6,56

Fonte: os autores.

A Figura 25 mostra a comparação das correntes elétricas dos motores do Setor 2 antes e depois da correção do fator de potência por meio da instalação de um banco de capacitores trifásico fixo de 20 kVAr. A redução de corrente comprova a efetividade da correção.

Os valores demonstram que:

- Motor 5 reduziu de 30,46 A para 24,77 A
- Motor 6 de 31,50 A para 24,77 A
- Motor 7 de 44,70 A para 36,33 A

Com isso, a corrente total do setor caiu de 106,65 A para 85,88 A, resultando em uma redução de 20,78 A. Essa diminuição representa uma otimização no carregamento dos condutores e equipamentos, proporcionando maior eficiência energética, menor aquecimento dos cabos e aumento da vida útil do sistema elétrico.

Esse resultado confirma que a correção reativa aplicada ao Setor 2 foi tecnicamente eficaz, atendendo aos critérios normativos e contribuindo para o desempenho global da instalação.

Figura 25 – Especificações dos bancos de capacitores

Novo carregamento					
Motor Setor 2	I antes (A)	I depois (A)	I total setor antes (A)	I total setor depois (A)	Redução
5	30,46	24,77	106,65	85,88	20,78
6	31,50	24,77			
7	44,70	36,33			

Fonte: os autores.

Figura 26 – Banco de Capacitores Trifásicos com Proteção BCWP

Linha de Produtos

Potências BCWP c/ disjuntor de proteção - 60 Hz [®]									
Tensão (V)	Potência reativa (kvar)	Capacitância (µF)	Referência	Composição de capacitores [®]	Dimensional (C x L x A) (mm)	Disjuntor em caixa moldada [®]	Contator [®] Bob. 220 V ca/60 Hz	Código	Peso (kg)
20,0	122,5	BCWP20W40D-V25 T		1 x UCWT20V40 Q26 HD	364 x 266 x 421	AGW50N-DX50-3	CWBC25-21-30D23	14907646	10,2

Fonte: Catálogo WEG.

3.6 Escolha do transformador

Com base no levantamento de cargas da instalação industrial, obteve-se uma potência total de demanda de aproximadamente 684,43 kVA. Para garantir a operação segura, com margem para expansão futura e considerando fatores como perdas, variações de carga e confiabilidade, foi especificado um transformador com potência nominal de 1000 kVA, com capacidade de 68% sobre dimensionado.

O modelo selecionado é o Transformador Seco Trifásico WEG, com as seguintes características principais:

- Potência nominal: 1000 kVA
- Tensão nominal primária (AT): 13,8 kV
- Tensão nominal secundária (BT): 0,38 kV
- Grau de proteção: IP-00
- Forma construtiva: Seco, com classe térmica F (155 °C)
- Grupo de ligação: Dyn1
- Norma técnica: NBR 5356-11
- Frequência nominal: 60 Hz
- Instalação: Abrigado, até 1000 m de altitude
- Impedância: 6,0%
- NBI (nível básico de impulso): 95 kV

Além disso, os dados de desempenho confirmam a eficiência do equipamento, com rendimentos acima de 98% para todas as faixas de carga, tanto em fator de potência 0,8 quanto 1,0. As perdas totais foram de 14,6 kW, e as perdas em vazio de apenas 2,9 kW, valores compatíveis com aplicações industriais exigentes.

A opção por um transformador seco justifica-se pela maior segurança contra incêndios, ausência de fluido isolante, baixa manutenção e adequação a ambientes internos (subestações abrigadas). O grau de proteção IP-00 exige instalação em ambiente controlado, o que já está previsto no projeto da subestação.

A escolha desse equipamento está em conformidade com as normas da ABNT e com os requisitos da concessionária ENEL-SP, garantindo desempenho, confiabilidade e segurança ao sistema de alimentação elétrica da indústria.

Figura 27 – Transformador Seco 1000.0kVA 13.8/0.38kV CST IP-00 NA



Fonte: Catálogo WEG.

Figura 28 – Dados técnicos -Transformador Seco 1000.0kVA 13.8/0.38kV CST IP-00
NA

DETALHES DO PRODUTO

DADOS TÉCNICOS DESENHOS

GERAR DOCUMENTOS

Transformador

Potência	1000 kVA	Fator K	K1
Tensão nominal AT	13.8 kV	Tipo Comutação	CST
Tensão nominal BT	0.38 kV	Taps	-4x0.6 kV
Grau de Proteção	IP-00	Classe temperatura material isolante	F (155 °C)
Forma construtiva	Seco	Refrigeração	AN
NBI (AT)	95.0 kV	Material dos condutores AT/BT	Al/Al
Norma	NBR 5356-11	Elevação temperatura dos enrolamentos média	100.0 °C
Frequência	60.0 Hz	Elevação de temperatura dos enrolamentos no ponto mais quente	115.0 °C
Grupo ligação WT	Dyn1	Impedância	6.0 %
Fase	Trifásico	Perdas em vazio	2.9 kW
Instalação	Abrigado	Perdas totais	14.6 kW
Altitude máxima de instalação	1000.0 m	Corrente de excitação	1.5 %
Atmosfera	Não agressiva	Nível de ruído	64.0 dB
Temperatura ambiente máxima	40.0 °C	Descargas parciais	10.0 pC
Rendimento Cos Φ 0,8 (25% de carga) [%]	98.22	Rendimento Cos Φ 0,9 (75% de carga) [%]	98.61
Rendimento Cos Φ 0,8 (50% de carga) [%]	98.56	Rendimento Cos Φ 0,9 (100% de carga) [%]	98.4
Rendimento Cos Φ 0,8 (75% de carga) [%]	98.44	Rendimento Cos Φ 1,0 (25% de carga) [%]	98.57
Rendimento Cos Φ 0,8 (100% de carga) [%]	98.21	Rendimento Cos Φ 1,0 (50% de carga) [%]	98.85
Rendimento Cos Φ 0,9 (25% de carga) [%]	98.41	Rendimento Cos Φ 1,0 (75% de carga) [%]	98.75
Rendimento Cos Φ 0,9 (50% de carga) [%]	98.72	Rendimento Cos Φ 1,0 (100% de carga) [%]	98.56
Regulação Cos Φ 1,0 à (80% de carga) [%]	4.55	Regulação Cos Φ 1,0 à (100% de carga) [%]	1.34
Regulação Cos Φ 1,0 à (90% de carga) [%]	3.73		

Rendimento

Fator de Carga (%)	AN (Φ = 0,8)	AN (Φ = 0,9)	AN (Φ = 1)
25	98.22	98.41	98.57
50	98.56	98.72	98.85
75	98.44	98.61	98.75
100	98.21	98.4	98.56

Regulação

Fator de Carga (%)	AN (Φ = 0,8)	AN (Φ = 0,9)	AN (Φ = 1)
100	4.55	3.73	1.34

Fonte: Catálogo WEG.

3.7 Cálculo do curto-circuito

Foram calculados os níveis de curto-circuito nos seguintes pontos da instalação: ponto de entrega, secundário do transformador, QGF e barramentos das áreas 1, 2 e 3. Utilizaram-se as impedâncias de sequência positiva e zero do sistema. As correntes trifásicas e monofásicas/terra foram determinadas por meio de cálculo analítico e validadas por simulação no software PSP-UFU, no **Anexo 4** no final do relatório encontram-se o print de todas as simulações. Os resultados estão organizados, servindo de base para a correta especificação dos dispositivos de proteção.

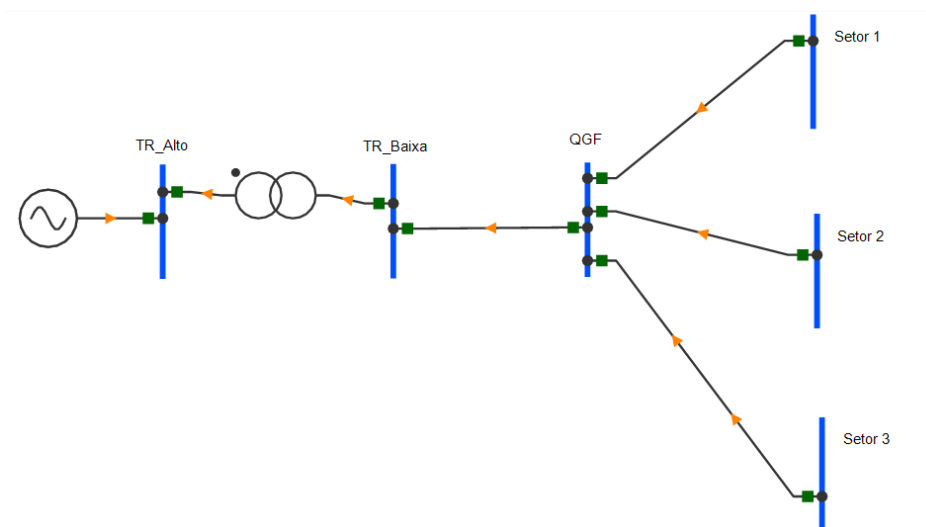
Esta Figura 29 apresenta os valores de potência base e tensão base utilizados para a conversão de impedâncias e correntes para o sistema por unidade (pu), facilitando os cálculos de curto-circuito.

Figura 29 – Dados dos valores bases

Etapas	Valor	Unidade	OBS
1) Escolha dos valores base	Valor	Unidade	OBS
Tensão base - MT - Vb	13800	V	13,8 KV
Potência base - Pb	100000000	VA	100MVA
Impedância base - Zb	1,9044	Ohms	
Corrente base - Ib - MT	4183,697603	A	
Tensão base - BT - Vbbt	380	V	
Corrente base - Ib - BT	151934,2814	A	

Fonte: os autores.

Figura 30 – Diagrama unifilar do PSP-UFU



Fonte: os autores.

Esta Figura 31 apresenta as impedâncias de sequência positiva e zero do sistema de suprimento, que são dados de entrada essenciais para a análise de curto-circuito.

- Impedância de sequência positiva do sistema de suprimento:
 $Z_{ps} = (0,1 + j0,5)$ pu (na base de 100 MVA)
- Impedância de sequência zero do sistema de suprimento:
 $Z_{zs} = (0,2 + j0,8)$ pu (na base de 100 MVA)

Figura 31 – Impedâncias do sistema de suprimento

2) Impedâncias do sistema de suprimento		
Seq positiva	0,1+j0,5j	pu na base de 100MVA
Rps	0,1	
Xps	0,5	
Seq zero -Z0s	0,2+j0,8j	pu na base de 100MVA
Rp0	0,2	
Xp0	0,8	

Fonte: os autores.

Esta Figura 33 apresenta a corrente de curto-circuito calculada no ponto de fornecimento de energia em média tensão (13,8 kV), que é o ponto de partida para a análise de curto-circuito na instalação.

Para um curto-circuito trifásico no ponto de fornecimento:

Figura 32 – Cálculo curto-circuito trifásico

$$I_{cc3\phi} = \frac{V_{base}}{Z_s}$$

Fonte: os autores.

Onde Z_s é a impedância de sequência positiva do sistema de suprimento.

Figura 33 – Corrente de curto-circuito no ponto de fornecimento de energia (média tensão)

3) Corrente de curto-circuito no ponto de fornecimento de energia (Média tensão)			
I _{cs}	1609,11446262437-8045,57231312187j	A - forma cartesiana	I _{cs} = 8,20 < -78,69° KA
Módulo de I _{cs}	8204,906045		
Fase de I _{cs}	78,69006753		

Fonte: os autores.

Esta Figura 35 detalha os valores da corrente de curto-circuito fase-terra, que é fundamental para o dimensionamento de dispositivos de proteção e sistemas de aterramento. Para um curto-circuito fase-terra:

Figura 34 – Cálculo curto-circuito fase-terra

$$I_{cc1\phi} = \frac{3 \cdot V_{base}}{Z_{s1} + Z_{s2} + Z_{s0}}$$

Fonte: os autores.

Onde Z_{s1}, Z_{s2} e Z_{s0} são as impedâncias de sequência positiva, negativa e zero do sistema, respectivamente. Assumindo Z_{s1}=Z_{s2}=Z_{ps}.

Figura 35 – Corrente de curto-circuito fase-terra

4) Corrente de curto-circuito fase-terra			
Z _{eq} deste ponto - lado de alta do transformador	0,4+1,8j		Ponto chave da análise!
I _{cft}	1476,59915393766-6644,69619271948j	A - Forma cartesiana	I _{cft} = 6,80 < -87,54° kA
Módulo de I _{cft}	6806,785773	A	
Fase de I _{cft}	-87,54376898	graus	
Potência de curto-circuito no ponto de entrega			
P _{cc}	196116135,1	VA	196,11 MVA

Fonte: os autores.

Esta Figura 36 apresenta as impedâncias do transformador, as quais são cruciais para o cálculo do curto-circuito no secundário do transformador e em pontos subsequentes da instalação.

Figura 36 – Impedância do transformador

5) Impedância do transformador			
Pot nominal trafo	1000	VA	1000kva
Perdas do Cobre	11700	W	11,7Kw
Resistência percentual Rpt	1,17	%	0,0117pu
Resistência pu Rut	0,0117	pu	na base de 1000Kva
Resistência pu Rut	1,17	pu	na base de 100MVA
Impedância percentual Zpt	0,06	pu	6% - dado de placa na base de 1000Kva
Impedância p.u. Zut	6	pu	Na base de 100MVA
reatância pu Xut	5,884819453	pu	na base de Pb
Impedância pu do trafo Zut	$1,17 + j5,88481945347519$	pu	$1,17 + j5,884$ pu

Fonte: os autores.

Esta Figura 39 exibe a corrente de curto-circuito calculada no lado de baixa tensão (380 V) do transformador, indicando a magnitude das correntes de falta que os equipamentos a jusante deverão suportar.

Para o cálculo das impedâncias em pu no secundário do transformador, a impedância do transformador (ZTR) em pu pode ser adicionada à impedância do sistema:

Figura 37 – Cálculo das impedâncias em pu no secundário do transformador

$$Z_{total,pu} = Z_{s,pu} + Z_{TR,pu}$$

Fonte: os autores.

E a corrente de curto-circuito no secundário do transformador:

Figura 38 – Cálculo curto-circuito no secundário do transformador

$$I_{cc} = \frac{V_{base,BT}}{Z_{total,pu} \cdot Z_{base,BT}}$$

Fonte: os autores.

Figura 39 – Corrente de curto-circuito secundário do transformador (lado BT)

Impedância equivalente até o ponto - Apenas sequência positiva!	1,27+6,38481945347519 j		1,27 + j6,3848 pu
Corrente de curto-circuito trifásica			
Ics	4553,13620867285- 22890,513889336j		
Módulo de Ics	23338,95189	A	Ics= 23,33 < -78,75° KA
Fase de Ics	-78,75016878	graus	
Impedância equivalente até o ponto	3,91+19,4544583604256 j		
Icft	4526,03309006527- 22519,5709177962j		
Modulo Icft	22969,89442		Icft= 22,96 < -78,63 KA
Fase de Icft	-78,63596585		

Fonte: os autores.

Esta Figura 41 apresenta a impedância do cabo que conecta o transformador ao QGF (Quadro Geral de Força), um elemento importante para calcular a contribuição do cabo para a impedância total do circuito. O comprimento deste circuito é de 10 metros.

A impedância do cabo (Z_{cabo}) é dada por:

Figura 40 – Cálculo impedância do cabo

$$Z_{cabo} = (R_{cabo} + jX_{cabo}) \cdot L$$

Fonte: os autores.

Onde R_{cabo} e X_{cabo} são a resistência e reatância por unidade de comprimento do cabo, e L é o comprimento do cabo.

Figura 41 – Impedância do curto-circuito que liga o transformador ao QGF

5) Impedância do circuito que liga o transformador ao QGF			
Lc	10	m	Comprimento do circuito
Nc	2		Condutores por fase
Sc	500	mm ²	
Sequência positiva			
R_cabo	0,0507	mohms/m	Tabelado
R_caboPos_ohm	0,0002535	ohms	
R_caboPos_pu	0,175554017	pu	Zbase = Vbase ² /Pbase
X_cabo	0,1051	mOhms/m	Tabelado
X_caboPos_ohm	0,0005255	ohms	
X_caboPos_pu	0,363919668	pu	
Z_caboPos_pu	0,175554016620499+0,363919667590028j		
Sequência zero			
R_cabo	1,855	mohms/m	Tabelado
R_caboZero_ohm	0,009275	ohms	
R_caboZero_pu	6,423130194	pu	
X_cabo	2,3491	mohms/m	Tabelado
X_caboZero_ohm	0,0117455	ohms	
X_caboZero_pu	8,13400277	pu	
Z_caboZero_pu	6,42313019390582+8,1340027700831j	pu	

Fonte: os autores.

Esta Figura 42 exibe a corrente de curto-circuito calculada no barramento do QGF, que é um ponto crítico para a coordenação da proteção e a seleção de dispositivos de manobra.

Figura 42 – Corrente de curto-circuito do barramento do QGF

7) Corrente de curto-circuito do barramento do QGF			
Impedância equivalente até o ponto - Apenas sequência positiva!	1,4455540166205+6,74873912106522j		1,445+j6,748pu
Corrente de curto-circuito trifásica			
Ics	4610,65857707731-21525,4024098952j		
Módulo de Ics	22013,65761	A	Ics=22,01 <-77,91°KA
Fase de Ics	-77,91014873	graus	

Fonte: os autores.

Esta Figura 43 apresenta os valores de corrente de curto-circuito fase-terra calculados no barramento do QGF.

Figura 43 – Corrente de curto-circuito fase-terra

Corrente de curto-circuito fase-terra			
Zeq até este ponto	10,6842382271468+28,3163004656887j		
Icft	5316,68985051543-14090,7553809081j	A - forma cartesiana	Icft= 15,06 <-69,32°KA
Módulo de Icft	15060,43088	A	
Fase de Icft	-69,32762663	graus	

Fonte: os autores.

Esta Figura 44 apresenta a impedância do cabo que interliga o QGF ao barramento do Setor 3. O comprimento do circuito QGF-Área 3 é de 30 metros.

Figura 44 – Impedância do cabo entre QGF e o Setor 3

8) Impedância do cabo entre QGF e o Setor 3			
Lc	30	m	Comprimento do circuito
Nc	1		Condutores por fase
Sc	240	mm ²	
Sequência positiva			
R_cabo	0,0958	mOhms/m	Tabelado
R_caboPos_ohm	0,002874	ohms	
R_caboPos_pu	1,990304709	pu	Zbase = Vbase ² /Pbase
X_cabo	0,107	mOhms/m	Tabelado
X_caboPos_ohm	0,00321	ohms	
X_caboPos_pu	2,22299169	pu	
Z_caboPos_pu	1,99030470914127+2,22299168975069j	pu	1,99 + j2,22 pu
Sequência zero			
R_cabo	1,8958	mOhms/m	Tabelado
R_caboZero_ohm	0,056874	ohms	
R_caboZero_pu	39,38642659	pu	
X_cabo	2,4312	mOhms/m	Tabelado
X_caboZero_ohm	0,072936	ohms	
X_caboZero_pu	50,50969529	pu	
Z_caboZero_pu	39,3864265927978+50,5096952908587j	pu	39,38 + j50,50 pu

Fonte: os autores.

Esta Figura 45 exibe a corrente de curto-circuito calculada no barramento do Setor 3.

Figura 45 – Corrente de curto-circuito no Setor 3

9) Corrente de curto-circuito no Setor 3			
Impedância equivalente até o ponto - Apenas sequência positiva!	3,43585872576177+8,97173081081591j		3,43 + j8,97 pu
Corrente de curto-circuito trifásica			
Ics	5655,91817695632-14768,7607150967j	A	
Módulo de Ics	15814,73059	A	Ics= 15,81 < -69,04°KA
Fase de Ics	-69,0449099	graus	
Corrente de curto-circuito fase-terra			
Zeq até o Setor 3	54,0512742382272+83,2719791360488j		54,05 + j83,27 pu
Icft	2499,72783789159-3851,10781006328j	A - forma cartesiana	Icft= 4,59 < -57,01°KA
Módulo de Icft	4591,260244	A	
Fase de Icft	-57,01267244	graus	

Fonte: os autores.

Esta Figura 46 apresenta a corrente de curto-circuito assimétrica calculada no barramento do Setor 3, que é a corrente de pico e deve ser considerada na seleção de dispositivos de proteção.

Figura 46 – Corrente assimetria de curto-circuito no Setor 3

10) Corrente assimetria de curto-circuito no Setor 3			
relação X/R no CCM	2,61516035		
Fator de assimetria	1,26		
Corrente de curto-circuito assimétrica - I _{ca}	19926,56054		19,92 kA
Impulso de corrente de curto-circuito	28180,41216		28,18 kA
Cálculo do fator de assimetria	1	Valor real	
tau	0,006936928278		
Corrente de curto-circuito assimétrico - I _{ca}	20021,4936		20,02 kA
Impulso da corrente de curto-circuito	28314,66779		28,31 kA

Fonte: os autores.

Esta Figura 47 apresenta a impedância do cabo que interliga o QGF ao barramento do Setor 1. O comprimento do circuito QGF-Área 1 é de 25 metros.

Figura 47 – Impedância do cabo entre QGF e o Setor 1

8) Impedância do cabo entre QGF e o Setor 1			
Lc	25	m	Comprimento do circuito
Nc	1		Condutores por fase
Sc	500	mm²	
Sequência positiva			
R_cabo	0,0507	mOhms/m	Tabelado
R_caboPos_ohm	0,0012675	ohms	
R_caboPos_pu	0,877770083	pu	Z _{base} = V _{base} ²/P _{base}
X_cabo	0,1051	mOhms/m	Tabelado
X_caboPos_ohm	0,0026275	ohms	
X_caboPos_pu	1,819598338	pu	
Z_caboPos_pu	0,877770083102493+1,81959833795014j	pu	0,87 + j1,81 pu
Sequência zero			
R_cabo	1,855	mOhms/m	Tabelado
R_caboZero_ohm	0,046375	ohms	
R_caboZero_pu	32,11565097	pu	
X_cabo	2,3491	mOhms/m	Tabelado
X_caboZero_ohm	0,0587275	ohms	
X_caboZero_pu	40,67001385	pu	
Z_caboZero_pu	32,1156509695291+40,6700138504155j	pu	32,11 + j40,67 pu

Fonte: os autores.

Esta Figura 48 exibe a corrente de curto-circuito calculada no barramento do Setor 1.

Figura 48 – Corrente de curto-circuito no Setor 1

9) Corrente de curto-circuito no Setor 1			
Impedância equivalente até o ponto - Apenas sequência positiva!	2,32332409972299+8,56833745901536j		2,32 + j8,56pu
Corrente de curto-circuito trifásica			
lcs	4478,79177581461-16517,6263390966j	A	
Módulo de lcs	17114,07478	A	lcs= 17,11 < -74,82°KA
Fase de lcs	-74,82890871	graus	
Corrente de curto-circuito fase-terra			
Zeq até o Setor 1	44,5554293628809+72,6255109920045j		44,55 + j72,62pu
lcft	2797,44729501963-4559,84920758633j	A - forma cartesiana	lcft =5,34 <-58,47°KA
Módulo de lcft	5349,573456	A	
Fase de lcft	-58,47106862	graus	

Fonte: os autores.

Esta Figura 49 apresenta a corrente de curto-circuito assimétrica calculada no barramento do Setor 1.

Figura 49 – Corrente assimetria de curto-circuito no Setor 1

10) Corrente assimetria de curto-circuito no Setor 1			
relação X/R no CCM	3,689655172		
Fator de assimetria	1,35		
Corrente de curto-circuito assimétrica - lca	23104,00096		23,10 kA
Impulso de corrente de curto-circuito	32673,9915		32,67 kA
Cálculo do fator de assimetria	1	Valor real	
tau	0,009787114317		
Corrente de cuto-circuito assimétrico - lca	23307,50159		23,30 kA
Impulso da corrente de curto-circuito	32961,78485		32,96 kA

Fonte: os autores.

Esta Figura 50 apresenta a impedância do cabo que interliga o QGF ao barramento do Setor 2. O comprimento do circuito QGF-Área 2 é de 35 metros.

Figura 50 – Impedância do cabo entre QGF e o Setor 2

8) Impedância do cabo entre QGF e o Setor 2			
Lc	35	m	Comprimento do circuito
Nc	1		Condutores por fase
Sc	50	mm ²	
Sequência positiva			
R_cabo	0,445	mOhms/m	Tabelado
R_caboPos_ohm	0,015575	ohms	
R_caboPos_pu	10,78601108	pu	Zbase = Vbase ² /Pbase
X_cabo	0,1127	mOhms/m	Tabelado
X_caboPos_ohm	0,0039445	ohms	
X_caboPos_pu	2,731648199	pu	
Z_caboPos_pu	10,7860110803324+2,73164819944598j	pu	10,78 + j2,73pu
Sequência zero			
R_cabo	2,245	mOhms/m	Tabelado
R_caboZero_ohm	0,078575	ohms	
R_caboZero_pu	54,41481994	pu	
X_cabo	2,5991	mOhms/m	Tabelado
X_caboZero_ohm	0,0909685	ohms	
X_caboZero_pu	62,99757618	pu	
Z_caboZero_pu	54,4148199445983+62,9975761772853j	pu	54,41 + j62,99 pu

Fonte: os autores.

Esta Figura 51 exibe a corrente de curto-circuito calculada no barramento do Setor 2.

Figura 51 – Corrente de curto-circuito no Setor 2

9) Corrente de curto-circuito no Setor 2			
Impedância equivalente até o ponto - Apenas sequência positiva!	12,2315650969529+9,4803873205112j		12,23 + j9,48 pu
Corrente de curto-circuito trifásica			
Ics	7759,83284434901-6014,45688460419j	A	
Módulo de Ics	9817,774564	A	Ics= 9,81 < -37,77°KA
Fase de Ics	-37,77838939	graus	
Corrente de curto-circuito fase-terra			
Zeq até o Setor 2	86,6710803324099+96,777173041866j		86,67 + j96,77 pu
Icft	2340,6584445965-2613,58582881209j	- forma cartesiar	Icft =3,50 < -48,15°KA
Módulo de Icft	3508,491533	A	
Fase de Icft	-48,15321486	graus	

Fonte: os autores.

Esta Figura 52 apresenta a corrente de curto-circuito assimétrica calculada no barramento do Setor 2.

Figura 52 – Corrente assimetria de curto-circuito no Setor 2

10) Corrente assimetria de curto-circuito no Setor 2			
relação X/R no CCM	0,775143091		
Fator de assimetria	1,02		
Corrente de curto-circuito assimétrica - Ica	10014,13006		10,01 kA
Impulso de corrente de curto-circuito	14162,11854		14,16 kA
Cálculo do fator de assimetria	1	Valor real	
tau	0,002056130908		
Corrente de cuto-circuito assimétrico - Ica	9987,959372		9,98 kA
Impulso da corrente de curto-circuito	14125,1076		14,12 kA

Fonte: os autores.

Esta Figura 53 apresenta a corrente de curto-circuito calculada dos barramentos

Figura 53 – Corrente do curto-circuito

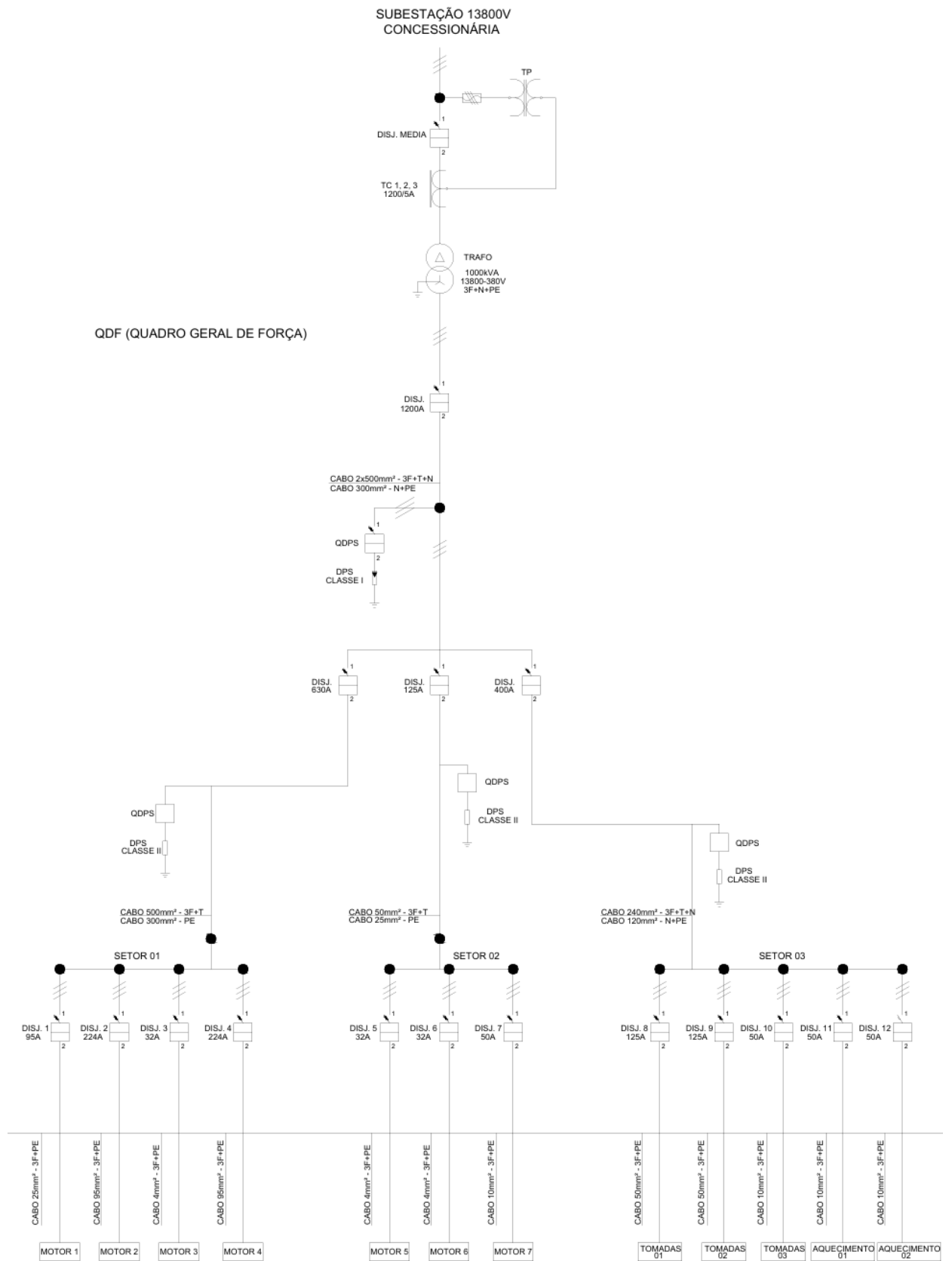
Setor	Corrente de curto-circuito			
	trifásico (Ics) - kA	monofásico franco (Icft) - kA	Fator de assimetria	Corrente de curto assimétrica (Ica) - kA
Ponto de entrega	Ics = 8,20 < -78,69° KA	Icft = 6,80 < -87,54° kA		
Secundário do transformador	Ics = 23,33 < -78,75° KA	Icft = 22,96 < -78,63 KA		
QGF	Ics = 22,01 < -77,91° KA	Icft = 15,06 < -69,32° KA		
Barramento área 1	Ics = 17,11 < -74,82° KA	Icft = 5,34 < -58,47° KA	1,35	23,10 kA
Barramento área 2	Ics = 9,81 < -37,77° KA	Icft = 3,50 < -48,15° KA	1,02	10,01 kA
Barramento área 3	Ics = 15,81 < -69,04° KA	Icft = 4,59 < -57,01° KA	1,26	19,92 kA

Fonte: os autores.

3.8 Diagrama Unifilar da Instalação

Foi elaborado o diagrama unifilar representando o percurso elétrico desde o ponto de entrega em média tensão (13,8 kV) até as cargas das áreas A1, A2 e A3. O esquema inclui o transformador, QGF, alimentadores principais e circuitos terminais, com indicação das seções dos condutores e dispositivos de proteção dimensionados. O diagrama foi desenvolvido conforme as normas, garantindo padronização e fácil interpretação para execução e manutenção da instalação.

Figura 54 – Diagrama Unifilar da Instalação feito no AutoCad online



Fonte: os autores.

3.9 Projeto luminotécnico

Foi desenvolvido o projeto luminotécnico para a área A1 (20 × 15 m), destinada a escritório comum, com iluminância mínima, conforme norma. O ambiente exige aproximadamente 30 luminárias, distribuídas uniformemente para garantir conforto visual, uniformidade e eficiência energética.

Esta Figura 56 apresenta os parâmetros e resultados do dimensionamento luminotécnico para a Área A1, que tem uma área de 300 m². Inclui informações como o número de luminárias, fluxo luminoso total necessário, tipo de lâmpada e luminária, e os níveis de iluminância alcançados.

A fórmula para o cálculo do fluxo luminoso total (Φ_{total}) e do número de luminárias (N_{lum}) em um projeto luminotécnico pode ser baseada no método dos lumens:

Figura 55 – Cálculo do fluxo luminoso total e do número de luminárias

$$\Phi_{total} = \frac{E \cdot A}{UM \cdot FD}$$
$$N_{lum} = \frac{\Phi_{total}}{\Phi_{lum}}$$

Fonte: os autores.

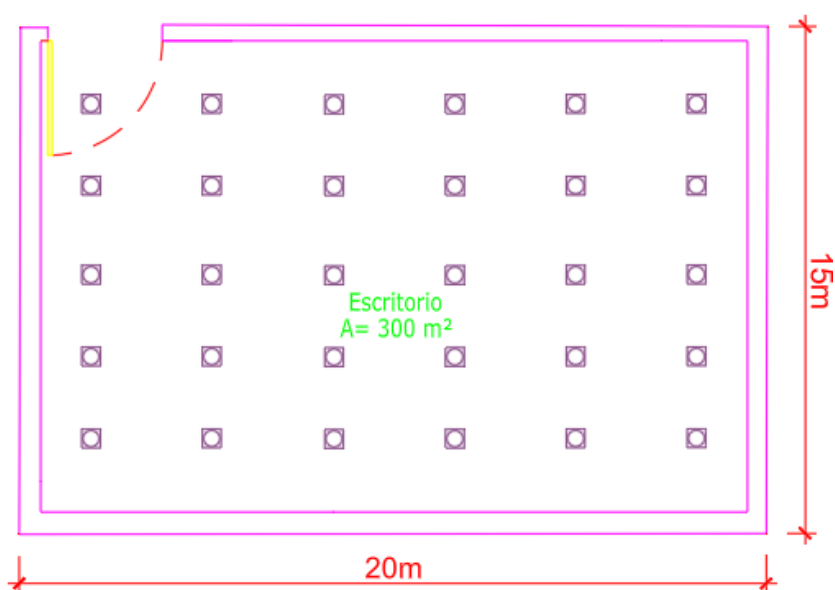
- E: iluminância média desejada (em lux)
- A: área do ambiente (em m²)
- UM: utilização do fluxo (fator de utilização)
- FD: fator de depreciação
- Φ_{lum} : fluxo luminoso de cada luminária (em lumens)

Figura 56 – Dimensionamento luminotécnico

Dados do Projeto Luminotécnico	
Comprimento (m)	20
Largura (m)	15
Área (m²)	300
Nível de iluminância mantida (Em) para algumas atividades – NBR ISO/CIE 89951:2013 (Tabela 13.5)	Local (Lux)
Altura plano de trabalho (m)	1
Altura pé direito (m)	4,6
Altura luminária instalada	0,8
Altura da montagem luminária (hm)	2,8
Índice do local (k)	3,06
Índice de reflexão (Tabela 13.8)	751
teto - branco	7
parede - clara	5
piso - escuro	1
Coeficiente de utilização	
modelo da lampada Catalogo Philips	TLDRS32W-CO-25
u tabelado (índice reflexão 751 por índice do local 3)	0,81
Fator de depreciação (d) tabela 13.10	0,67
Calculo quantidade de Lúmens	
S área em m²	300
Em - nível de iluminância mantida	500
Fator de utilização u	0,81
Fator de depreciação (d)	0,67
Fluxo total em lúmens	276395,80
Total de lâmpadas de 32 w	4
Fluxo luminoso Phillips	
modelo TLDRS32W-CO-25 (lúmens)	2350,00
Fluxo total por luminária	9400,00
Quantidade de luminárias	29,40
	30 luminárias

Fonte: os autores.

Figura 57 – Planta baixa



Fonte: os autores.

3.10 Especificação da Subestação Abrigada - Projeto de Subestação Abrigada com Entrada Subterrânea – ENEL São Paulo

A tabela 58 apresenta o dimensionamento dos condutores e disjuntores de baixa tensão utilizados no Centro de Controle de Motores (CCM) da instalação, organizados por setor e carga.

Esse dimensionamento foi feito com base na corrente de cada carga, garantindo que os condutores suportem o regime de operação e que os disjuntores ofereçam proteção adequada, conforme as normas técnicas vigentes.

Figura 58 – CCM - Carga

CCM-carga			
Setor	Carga	Cabo mm ² - escolhido	Disjuntor BT (A)
1	Motor 1	35 mm ²	90 A (modelo MPW90)
	Motor 2	120 mm ²	224 A (modelo FNH1-224U)
	Motor 3	6 mm ²	32 A (modelo MPW40)
	Motor 4	150 mm ²	224 A (modelo FNH1-224U)
2	Motor 5	6 mm ²	32 A (modelo MPW40-3-U032)
	Motor 6	6 mm ²	32 A (modelo MPW40-3-U032)
	Motor 7	10 mm ²	50 A (modelo MPW80i-3-U050)
3	Tomadas 1	70 mm ²	125 A (modelo MDW-B125-3 curva B)
	Tomadas 2	70 mm ²	125 A (modelo MDW-B125-3 curva B)
	Aquecimento 1	10 mm ²	50 A (modelo MDW-B50-3)
	Aquecimento 2	10 mm ²	50 A (modelo MDW-B50-3)
	Aquecimento 3	10 mm ²	50 A (modelo MDW-B50-3)

Fonte: os autores.

A tabela 59 apresenta o dimensionamento dos condutores e disjuntores de baixa tensão do trecho entre o Quadro Geral de Força (QGF) e o Centro de Controle de Motores (CCM), separados por setor.

Figura 59 – QGF - CCM

QGF-CCM		
Setor	Cabo mm² - escolhido	Disjuntor BT (Caixa moldada)
1	630 mm²	520 A (modelo DWB650 com ajuste de 0,8)
2	50 mm²	128 A (modelo DWB160 com ajuste de 0,8)
3	400 mm²	455 A (modelo DWB650 com ajuste de 0,7)

Fonte: os autores.

A tabela apresenta o dimensionamento do circuito entre o transformador e o Quadro Geral de Força (QGF), utilizando o método da ampacidade com base no critério B2 (três condutores carregados).

Figura 60 – Método Ampacidade

Método Ampacidade ($I = I_{\text{tabela}} * FA * FT$)			
Setor	Somatória corrente	Método B2 - 3 condutores carregados	Correção da corrente (I cabo) (A)
Trafo-QGF	1020,97	1 cabo 1074 A - 3 x 300 mm²	1202,88

Fonte: os autores.

3.10.1 Subestação – Requisitos Técnicos

Conforme diretrizes da concessionária ENEL, a subestação deve obedecer a uma série de prescrições técnicas para garantir acessibilidade, segurança operacional, proteção e confiabilidade da instalação elétrica.

A subestação deve ser construída em local exclusivo, acessível e ventilado, com estrutura em material incombustível (como concreto ou aço). É obrigatória a instalação de sinalizações de segurança, incluindo placas de “Perigo: Alta Tensão” em áreas de acesso e junto às partes energizadas.

Os equipamentos devem ser organizados respeitando distâncias mínimas de segurança, com atenção à operação e manutenção. O uso de barramentos de cobre é recomendado especialmente em regiões litorâneas.

A casa de comando deve ser próxima ao pátio de manobra, e o projeto do sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) deve ser apresentado à concessionária para aprovação.

Os cabos do ramal de entrada subterrâneo devem ser de cobre, com isolamento XLPE ou EPR, tensão nominal de 8,7/15 kV, e seção mínima de 25 mm², dimensionados conforme a demanda da instalação e os critérios de queda de tensão. O condutor PEN deve ser isolado para 750 V, na cor azul claro, com seção mínima de 25 mm².

Todas as exigências descritas têm como referência o texto técnico normativo apresentado no Anexo 1.

Figura 61 – ENEL - Fornecimento de energia elétrica em alta tensão – 138 e 69kV.



Fonte: ENEL

Figura 62 – ENEL - Fornecimento de energia elétrica em tensão primária de distribuição até 34,5 kV.



Fonte: ENEL

Diagrama de uma rede de distribuição aérea (EHEL) com duas opções de configuração.

Opção à esquerda:

- Conforme pedrão construtivo a ser aprovado com as dimensões mínimas de segurança.
- De 4.000 a 4.500 mm
- Ramais de entrada
- Cabo reserva (opcional)
- Cruzeta para o ramal de entrada
- Ramal de entrada Seção min. 25 mm²
- Segue para a SEE

Opção à direita:

- Rede de Distribuição Aérea - EHEL
- Ramal de ligação
- Proteção/Seccionamento
- Ponto de entrega
- Multiterminal Consumidor
- Neutro - Rede
- Neutro azul-claro Consumidor
- Tamponamento do eletroduto
- Eletroduto de aço galvanizado
- Cinta galvanizada

Detalhes de instalação:

- Via pública
- Passeio
- Distância mínima 800 mm

NOTA: O pedrão construtivo das estruturas da rede primária de distribuição são orientativas. Poderão haver outros tipos construtivos.

3.10.2 Sistema de Medição – Requisitos Técnicos

A medição deve ser realizada em média tensão, logo após o ponto de entrega, conforme diagramas padronizados da concessionária. Os medidores utilizados devem possuir certificação do INMETRO e, no caso de consumidores

livres, também da CCEE e ONS, com classe de exatidão 0,2 ou 0,2S. Para consumidores cativos, admite-se classe 0,5 ou superior.

O painel de medição deve ser construído em aço laminado, instalado preferencialmente na sala de comando ou em abrigo apropriado, contendo dispositivos de curto-circuito e aterramento dos secundários dos TCs e TPs para aferições e ensaios. A custódia dos equipamentos é de responsabilidade do consumidor, conforme a Resolução ANEEL nº 414/2010, sendo vedada qualquer interferência nos equipamentos da concessionária.

A infraestrutura de controle e medição deve ser executada pelo consumidor, com cabos blindados de 4,00 mm², eletrodutos galvanizados de 50 mm e terminais adequados. Os cabos devem estar rigidamente aterrados do lado da caixa de medidores.

A caixa de medição tipo A4, construída em aço nº16 USG (1,5 mm), deve conter o medidor eletrônico, bloco de aferição e demais dispositivos de leitura, sendo instalada a 900 mm do piso acabado. Todo o sistema deve permitir manutenção, inspeção e substituição pela concessionária sempre que necessário.

Todas as especificações descritas acima estão fundamentadas nas diretrizes normativas da ENEL apresentadas no Anexo 2.

3.10.3 Aterramento e Transformadores – Requisitos Técnicos

De acordo com as diretrizes técnicas da ENEL e as normas da ABNT, o sistema de aterramento da subestação deve ser projetado de forma a garantir a segurança elétrica, controle de tensões de passo e de toque, e a adequada equipotencialização de todas as partes metálicas, conforme estabelece a NBR 14039.

A malha de aterramento deve abranger toda a área da subestação, com extensão mínima de 1 metro além do seu perímetro, e deve ser composta por cabos de cobre nu (mínimo 50 mm²) e hastes verticais de no mínimo 2 metros, conforme NBR 13571. As conexões devem ser feitas preferencialmente por solda exotérmica, garantindo baixa resistência de contato e durabilidade.

As blindagens de cabos subterrâneos devem ser corretamente aterradas e os para-raios conectados diretamente à malha, com condutores curtos, retilíneos e sem emendas. Toda a malha deve permitir medições periódicas de resistência de aterramento, em conformidade com a NBR 15749.

Quanto aos transformadores, estes devem ser trifásicos, com ligação primária em delta e instalação em recinto próprio. A conexão do terminal X0 do secundário deve ser feita ao sistema de aterramento da subestação. Todos os requisitos de instalação e operação devem estar de acordo com a NBR 5356 e NBR 14039.

As exigências completas para o sistema de aterramento e transformadores estão detalhadas no Anexo 3 deste trabalho.

Figura 65 – Tensão para Transformadores (ENEL)

Tensão nominal (kV)	TAP's do enrolamento primário (kV)
3,8	3,985 - 3,785 - 3,585 - 13,8 - 13,2/12,6
13,8	13,8 - 13,2 - 12,6
21	22,1 - 21 - 19,9
23	24,0 - 23,0 - 21,9/20,9
34,5	36 - 34,5 - 33

Fonte: ENEL

3.10.4 Proteção Contra Surtos – Para-Raios

A proteção das instalações elétricas contra sobretensões transitórias deve ser realizada por meio da instalação de para-raios de classe de distribuição, conforme especificações da concessionária e os requisitos da ABNT NBR 14039.

Devem ser instalados três para-raios (um por fase) no interior do cubículo de entrada, imediatamente após o terminal interno dos cabos subterrâneos. Esses dispositivos devem possuir corpo polimérico, capacidade mínima de 10 kA, ser isentos de centelhador e conter dispositivo de desligamento automático.

A ligação dos para-raios à malha de aterramento deve ser feita com cabo de cobre de no mínimo 25 mm², na cor verde ou nu, e dispostos de forma retilínea, curta e sem emendas, em eletroduto de PVC, garantindo baixa impedância e segurança operacional. A conexão deve ser exclusiva e direta à haste da malha, sem compartilhamento com outros condutores de aterramento.

As características técnicas completas e orientações de instalação encontram-se descritas no Anexo 3.

Figura 66 – Características dos Para-raios (Figuras 4, 5 e 6)

Tensão Nominal U_r (kV)	Tensão de Operação Contínua U_c (kV)	Sobretensão	Tensões residuais máximas		
		Tempo mínimo por 1000s – t_{ov} 1000s (kV)	Impulso Ingremente	Impulso Atmosférico	Impulso de Manobra
3,0	2,55	3,1	11,1	10	7,8
6,0	5,1	6,1	22,2	20	15,6
12,0	10,2	12,3	44,4	40	31,2
21,0	17,0	21,5	77,7	70	54,6
27,0	22,0	28,2	100,0	90	70,2

Material	Bitola do Terminal (NBR 8018)	Torque de Instalação (daN.m)
Liga de cobre com acabamento estanhado ou aço inoxidável	M10x1,5	2,7

Tensão Nominal U_r (kV)	Invólucro		Braço de Montagem
	Impulso Normalizado: 1,2/50 (kV _{pico}) (15+/15-)	Em 60Hz, sob Chuva/1min (kV _{ef})	Em 60Hz, sob Chuva/1min (kV _{ef})
3,0	40	10	4,5
6,0	60	20	9,0
12,0	95	34	18,0
21,0	125	50	31,5
27,0	150	70	40,5

Fonte: ENEL

3.10.5 Ajuste do Relé de Sobretensão (Relé 59)

Para sistemas de distribuição em rede subterrânea radial com tensões de 13,8 kV, 21 kV, 23 kV e 34,5 kV, a concessionária recomenda que o relé 59 (sobretensão) seja ajustado conforme os seguintes critérios técnicos:

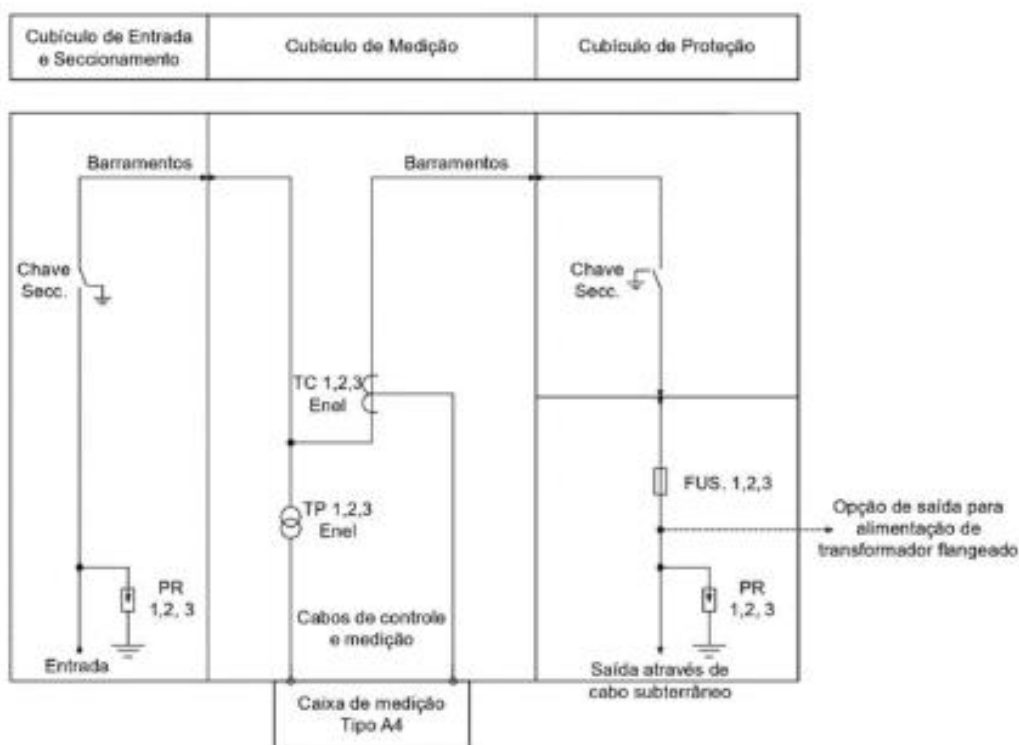
Tensão de atuação: 1,1 vezes a tensão de operação (TO) no ponto de conexão informado pela concessionária;

Tempo de atuação mínimo: ≥ 4 segundos.

Esses parâmetros visam garantir a proteção adequada da instalação contra sobretensões prolongadas, evitando desligamentos indevidos sem comprometer a segurança do sistema.

As recomendações completas para ajuste do relé 59 estão detalhadas no Anexo 3.

Figura 67 – Critérios para o Ajuste do Relé 59 (Sobretensão)



Fonte: ENEL

3.10.6 Ajustes de Relés de Proteção e Equipamentos de Manobra

De acordo com as recomendações da ENEL para sistemas de rede subterrânea radial com tensões de 13,8 kV a 34,5 kV, os ajustes dos relés de proteção devem seguir critérios específicos para garantir a segurança e estabilidade da instalação.

Para o relé 27 (subtensão), recomenda-se:

- Tensão de atuação: $0,9 \times TO$ (tensão de operação informada pela concessionária);
- Tempo de atuação mínimo: ≥ 4 segundos.

Caso o tempo de atuação seja inferior a 4 segundos, o sistema deve incluir relé 79 (religamento automático) ajustado para 1 religamento com 3 segundos e disjuntor com acionamento motorizado.

Para o relé 59 (sobretensão), o ajuste deve ser:

- Tensão de atuação: $1,1 \times TO$;
- Tempo de atuação mínimo: ≥ 4 segundos.

Quanto aos disjuntores, devem ser tripolares, com capacidade mínima de interrupção de 250 MVA para tensões até 13,8 kV, conforme os critérios de velocidade e segurança exigidos.

As chaves seccionadoras devem ser também tripolares, com comando simultâneo das fases e sistema de travamento que impeça abertura acidental.

Todos os parâmetros descritos estão baseados nas exigências normativas apresentadas no Anexo 3 deste trabalho.

:

Figura 68 – Chaves Seccionadoras

Tensão Nominal (kV)	NBI (kV)	Capacidade de corrente nominal (A)	
		Da base fusível	Da chave seccionadora
Até 13,8	95	100/200	200/400/630
21/23	125		
34,5	170		

Fonte: ENEL

3.10.7 Fusíveis – Requisitos Técnicos

Para a proteção geral das instalações, a ENEL estabelece o uso de fusíveis do tipo limitador de corrente, cuja corrente nominal deve ser compatível com a potência do transformador de serviço. A seleção deve ser feita conforme os valores indicados na Figura 8 das especificações técnicas da concessionária.

Esses fusíveis são aplicados para limitar correntes de curto-circuito e garantir a seletividade e proteção adequada do sistema.

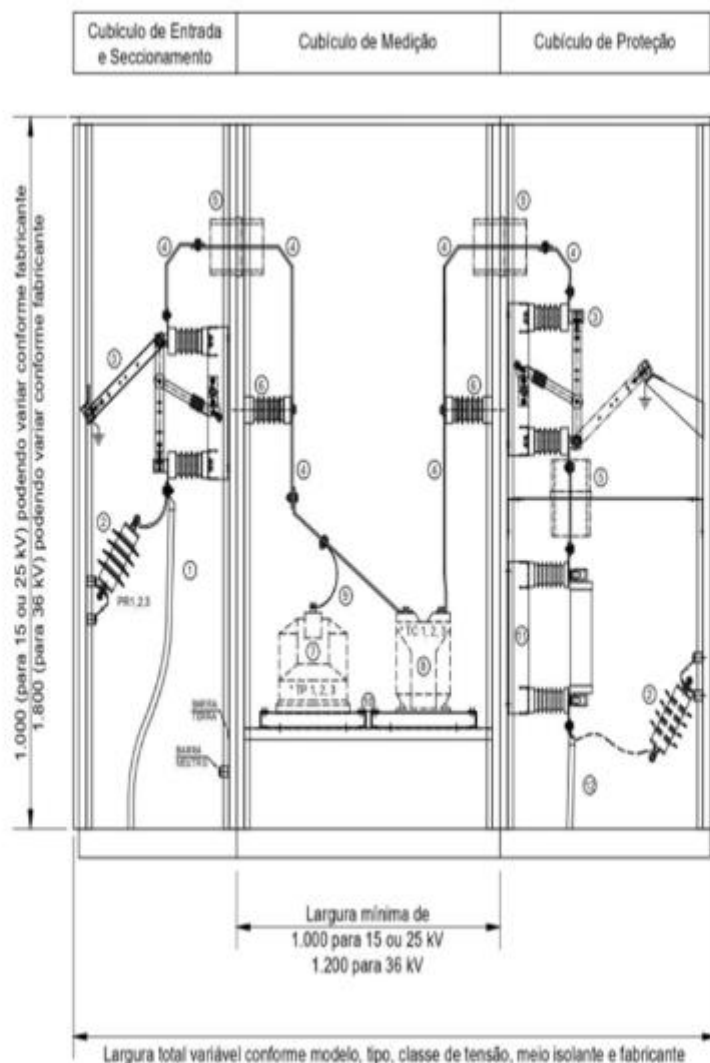
As especificações completas estão descritas no Anexo 3 deste trabalho.

Figura 69 – Fusíveis

Potência Nominal do Transformador (kVA)	Tensão Nominal		
	3,8kV	13,8kV	21/23kV
45	16	6	2,5
75	20	6	4
112,5	32	10	6
150	40	16	5
225	63	20	10
300	63	25	16

Fonte: ENEL

Figura 70 – Conjunto Blindado Simplificado – Vista Lateral

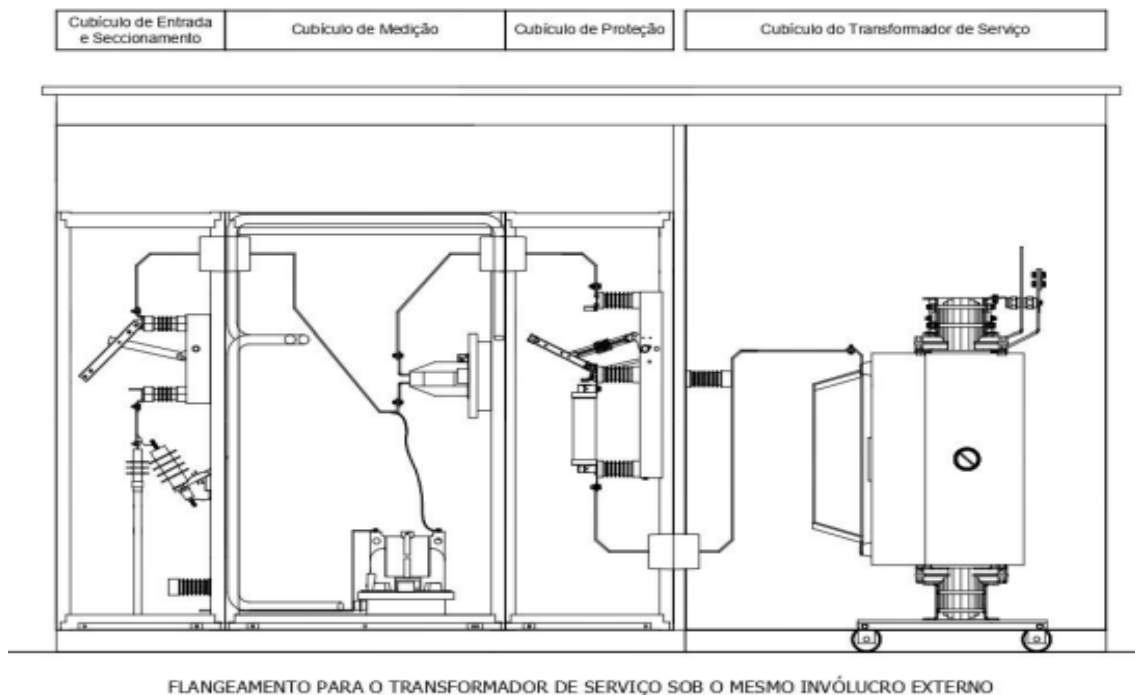


LEGENDA

- 1 - CABO E MUFLA DE ENTRADA
- 2 - PÁRA RAIOS
- 3 - CHAVE SECCIONADORA AUTO-ATERRÁVEL (COM POSIÇÃO TERRA)
- 4 - BARRAMENTOS
- 5 - PASSAGEM DOS BARRAMENTOS
- 6 - ISOLADOR SUPORTE
- 7 - TRANSFORMADOR DE POTENCIAL FORNECIDO PELA DISTRIBUIDORA
- 8 - TRANSFORMADOR DE CORRENTE FORNECIDO PELA DISTRIBUIDORA
- 9 - BARRAMENTO FLEXÍVEL OU CORDOALHA CHATA FLEXÍVEL
- 10 - GAVETA REMOVÍVEL PARA OS TP's E TC's
- 11 - FUSÍVEIS HH
- 12 - CABO E MUFLA DE SAÍDA

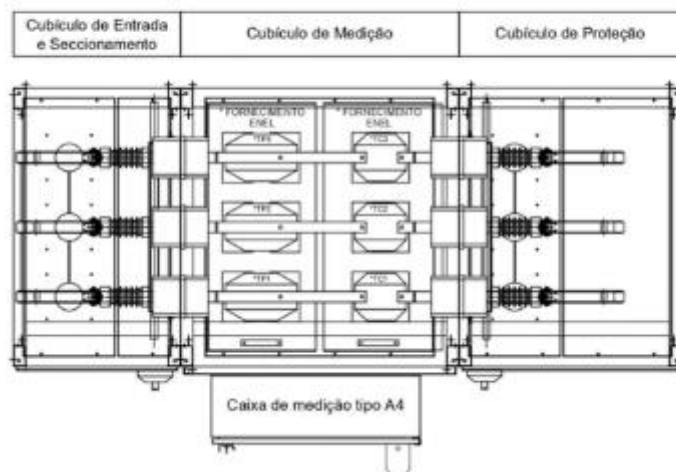
Fonte: ENEL

Figura 71 – Cubículos

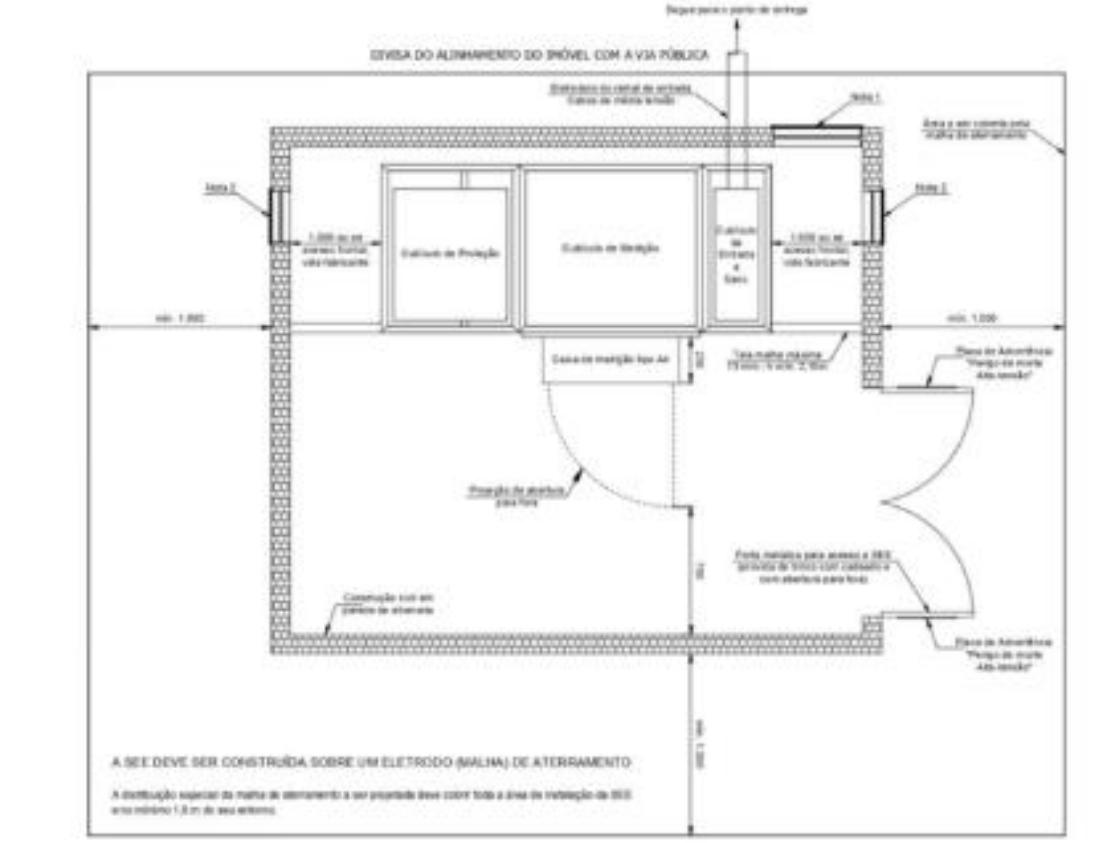


Fonte: ENEL

Figura 72 – Conjunto Blindado Simplificado



Fonte: ENEL



Fonte: ENEL

3.10.8 Especificação Sumária – Subestação Abrigada 13,8kV / 0,38kV – 1000 kVA – Entrada Subterrânea

1. Características Gerais

- Tipo de Subestação: Abrigada
- Localização: Em área acessível, com ventilação e acesso restrito.
- Finalidade: Alimentação de carga industrial (1000 kVA)
- Tipo de entrada: Subterrânea, em média tensão (13,8 kV)
- Barramentos: Preferencialmente de cobre (ambiente marítimo ou corrosivo)

2. Transformador

- Potência: 1000 kVA
- Tensão Primária: 13,8 kV (Delta)

- Tensão Secundária: 380/220 V (Estrela com neutro aterrado)
- Frequência: 60 Hz
- Conexão: Dyn5 ou Dyn11
- Normas aplicáveis: ABNT NBR 5356, NBR 14039

3. Medição

- Tipo: Média tensão, logo após o ponto de entrega
- Medidor Principal: Fornecido pela ENEL – classe de exatidão 0,5 (cativo)
- Transformadores de Medição:
 - TCs: 3 un. – classe 15 kV, razão conforme demanda (Ex: 50/5 A), exatidão 0,5
 - TPs: 3 un. – classe 15 kV, razão 13,8kV/115V ou 110V, exatidão 0,5
- Bloco de Aferição: Com chaves para curto dos TCs, abertura dos TPs e ensaio dos medidores
- Cabos de Controle: 4x4 mm² blindado, tensão 1 kV – ABNT NBR 7289
- Caixa de Medição: Tipo A4 – aço USG #16 (1,5 mm), 750x900x250 mm, com visor e lacre

4. Proteção

- Disjuntor de Média Tensão:
 - Tipo: A vácuo
 - Corrente nominal: ≥ 125 A
 - Capacidade de interrupção: $\geq 12,5$ kA (simétrica)
 - Comando: Motor de acionamento e mola
- Relé de Proteção Digital (SEL ou similar):
 - Funções mínimas: 50/51 (sobrecorrente instantânea e temporizada), 51N (neutro)
 - Comunicação: Ethernet / VPN para sistema da ENEL
- Para-Raios: 3 un., classe 15 kV, instalados antes do cubículo de medição
- Seccionadoras: Simples, antes do disjuntor, para manutenção

5. Cabos de Entrada

- Tipo: Unipolar, isolamento XLPE, 15/25 kV
- Condutor: Cobre, seção determinada por cálculo – mínimo 25 mm²
- PEN: Cobre isolado 750 V, cor azul claro, seção mínima 25 mm²
- Instalação: Em eletroduto rígido PVC roscável ou aço galvanizado

6. Malha de Aterramento

- Tipo: Malha sob toda área da SEE e 1 m ao redor
- Condutor: Cobre nu 50 mm² (mínimo), enterrado a 0,6 m
- Hastes: Cobreado, ≥ 2 m, espessura ≥ 254 μ m – NBR 13571
- Conexões: Solda exotérmica preferencialmente
- BEP: Ligação equipotencial de todos os componentes metálicos

7. Casa de Comando

- Construção: Concreto ou alvenaria resistente ao fogo
- Localização: Próxima ao pátio de manobra, com fácil acesso
- Componentes: Painéis de controle, medição e proteção
- Aterramento: Interligado à malha geral

8. Sinalização e Segurança

- Placas de “Perigo – Alta Tensão” em locais visíveis
- Iluminação de emergência, extintores e rota de fuga
- Acesso controlado, com chave ou sistema de segurança

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O projeto elétrico desenvolvido para uma pequena indústria de papel seguiu as normas técnicas da ABNT (NBR 5410 e NBR 14039) e as exigências da concessionária ENEL-SP, garantindo segurança, eficiência e confiabilidade. O levantamento das cargas incluiu motores, sistemas de aquecimento e pontos de uso, com base em catálogos da WEG e valores praticados no mercado.

O dimensionamento dos condutores e disjuntores considerou a capacidade de condução de corrente, limite de queda de tensão (até 4%) e seções mínimas exigidas por norma. Para ligar o transformador ao quadro geral (QGF), foram escolhidos cabos de 400 mm² e disjuntor de 1200 A, adequados para uma corrente de 1020,97 A. As ligações do QGF para as áreas produtivas também foram cuidadosamente dimensionadas, com cabos e disjuntores específicos para cada setor.

Foi realizada ainda a análise do fator de potência, que revelou a necessidade de correção nas Áreas 1 e 2. Foram instalados bancos de capacitores de 50 kVAr e 20 kVAr, reduzindo significativamente a corrente elétrica nas alimentações. A Área 3 já operava dentro dos limites adequados.

Com uma demanda total de 684,43 kVA, foi selecionado um transformador seco da WEG com potência de 1000 kVA, oferecendo margem de segurança para futuras expansões. Também foram feitos estudos de curto-circuito nos principais pontos da instalação, assegurando a correta escolha dos dispositivos de proteção.

A partida dos motores foi feita com Soft-Starters e Inversores de Frequência, conforme a necessidade de cada equipamento. Um exemplo é o Motor 5, com Soft-Starter SSW05, e outro com Inversor CFW11 para um motor de 150 CV.

No setor administrativo (Área 1), o projeto luminotécnico foi desenvolvido para garantir conforto visual, com iluminância de 500 lux e 30 luminárias distribuídas adequadamente no ambiente.

Por fim, a subestação foi projetada com entrada subterrânea, atendendo às exigências da ENEL-SP. O projeto incluiu a instalação completa dos sistemas de proteção, medição e aterramento, com malha em cobre nu e interligação com todos os elementos metálicos, garantindo a segurança da operação e manutenção.

5. CONCLUSÃO

O projeto elétrico desenvolvido para a indústria de papel de pequeno porte localizada no estado de São Paulo demonstrou plena aderência aos critérios normativos estabelecidos pelas normas técnicas brasileiras, bem como às exigências operacionais da concessionária ENEL-SP. O trabalho contemplou o dimensionamento completo e normatizado de todos os sistemas elétricos, desde o levantamento de cargas até a especificação da subestação.

A análise das cargas permitiu a correta seleção dos condutores e disjuntores, contribuindo para a proteção adequada dos circuitos e minimização das perdas elétricas. A compensação reativa, viabilizada por meio de bancos de capacitores nos setores com fator de potência inadequado, mostrou-se eficaz na redução das correntes circulantes, otimizando o desempenho energético e alinhando-se às normas da concessionária.

O transformador de 1000 kVA, devidamente dimensionado, assegura uma alimentação elétrica robusta, com margem para expansões futuras. Os estudos de curto-circuito subsidiaram a escolha criteriosa dos dispositivos de proteção e das chaves de partida, reforçando a segurança operacional da instalação. O projeto luminotécnico atende às exigências normativas de conforto visual e eficiência energética, enquanto a subestação projetada reforça os princípios de qualidade, segurança e continuidade no fornecimento de energia.

Conclui-se, portanto, que o projeto apresentado constitui uma solução técnica abrangente e coerente, abordando de forma integrada os diversos aspectos que compõem um sistema elétrico industrial. A proposta evidencia a busca por um sistema seguro, eficiente e em conformidade com as boas práticas da engenharia elétrica, com atenção especial à legislação vigente e às demandas operacionais da planta.

REFERÊNCIAS

[1] WEG. *Motor elétrico trifásico W22 – 50023622: brochure*. Disponível em: <WEG-w22-motor-eletrico-trifasico-50023622-brochure-portuguese-web.pdf>. Acesso em: 11 maio 2025.

[2] COBRECOM. *Condutores elétricos: manual técnico*. Disponível em: <https://cobrecom.com.br/arquivos/11_arquivo.pdf>. Acesso em: 11 maio 2025.

[3] WEG. *Disjuntores motores linha MPW – 50009822: catálogo técnico*. Disponível em: <WEG-disjuntores-motores-linha-mpw-50009822-catalogo-portugues-br-dc.pdf>. Acesso em: 11 maio 2025.

[4] WEG. *Capacitores para correção do fator de potência – 50009818*. Disponível em: <WEG-capacitores-para-correcao-do-fator-de-potencia-50009818-pt.pdf>. Acesso em: 11 maio 2025.

[5] WEG. *Transformador seco 1000 kVA 13,8/0,38 kV CST IP-00 AN*. Disponível em: <Transformador Seco 1000.0kVA 13.8/0.38kV CST IP-00 AN | Médio (Até 3.000 kVA) | Transformadores a Seco | Geração, Transmissão e Distribuição | WEG - Produtos>. Acesso em: 11 maio 2025.

[6] ENEL. *Especificação Técnica no. 266: Fornecimento de Energia Elétrica em Alta Tensão – 138 e 69kV*. Disponível em: <CNC-OMBR-MAT-18-0266-INBR.pdf>. Acesso em: 11 maio 2025.

[7] WEG. *Soft-Starter SSW050060T2246TPZ – 60A 220-460V*. Disponível em: <SOFT-STARTER-SSW050060T2246TPZ-60A 220-460V>. Acesso em: 28 maio 2025.

[8] WEG. *Inversor de Frequência CFW110477T4SZ – 477A 380-480V*. Disponível em: <WEG-INVERSORC-FW110477T4SZ>. Acesso em: 28 maio 2025.

[9] WEG. *Banco de Capacitores Trifásicos com Proteção BCWP*. Disponível em: <Banco-de-Capacitores-Trifásicos-com-Proteção-BCWP>. Acesso em: 28 maio 2025.

[10] WEG. *Capacitores para Correção do Fator de Potência – Catálogo 50009818*. Disponível em: <WEG-capacitores-para-correcao-do-fator-de-potencia-50009818-pt.pdf>. Acesso em: 28 maio 2025.

[11] WEG. *Disjuntor UBW1200H ELSI1200-3A*. Disponível em: <DISJUNTOR-UBW1200H-ELSI1200-3A>. Acesso em: 4 jun. 2025.

[12] [S.N.]. *Figura de dimensionamento da seção nominal dos condutores*. Disponível em: <Figura-de-dimensionamento-da-seção-nominal-dos-condutores.pdf>. Acesso em: 4 jun. 2025.

[13] ENEL. *CNC-OMBR-MAT-20-0976-EDSP – Materiais e equipamentos – padrão de entrada – revisão 5*. Disponível em: <CNC-OMBR-MAT-20-0976-EDSP.pdf>. Acesso em: 4 jun. 2025.

[14] ENEL. *CNC-OMBR-MAT-18-0266-INBR – Materiais e equipamentos – padrão de entrada – instruções*. Disponível em: <CNC-OMBR-MAT-18-0266-INBR.pdf>. Acesso em: 4 jun. 2025.

[15] <https://web.autocad.com/acad/me/drawings/888270944/editor>

[16] <https://github.com/DiegoFogari/PROJETO-DE-SISTEMAS-ELETRICOS/blob/main/README.md>

ANEXO 1

Subestação – Diretrizes Técnicas da Concessionária

6.6 SUBESTAÇÃO

O consumidor deve obedecer às prescrições a seguir; na impossibilidade do não cumprimento de qualquer destes itens, deve ser consultada a Área responsável pela Análise de Projetos da Enel Distribuição Rio.

6.6.1 Prescrições Gerais

6.6.1.1 As subestações devem ser localizadas em local acessível e em condições adequadas de segurança.

6.6.1.2 Toda área ou compartimentos da subestação devem ser destinados exclusivamente à instalação de equipamentos de transformação, proteção, medição e outros necessários ao atendimento da unidade consumidora.

6.6.1.3 As estruturas devem atender as seguintes características: a) Ser construída de material incombustível (aço, concreto etc.);

b) Ter as vigas de amarração dos cabos condutores dos circuitos e dos cabos para-raios calculadas para resistir tração mínima de 500 kgf por ponto de amarração;

c) campo de proteção proporcionado por haste e/ou cabos para-raios, contra descargas atmosféricas, deve ser apresentado em projeto específico, baseado em normas e recomendações técnicas, cuja aprovação será submetida a Enel Distribuição Rio.

6.6.1.4 O arranjo dos equipamentos da subestação deve ser feito levando em consideração as distâncias mínimas de segurança normalizadas, facilidade de operação, manutenção e remoção de equipamentos.

6.6.1.5 Os barramentos das subestações localizadas próximos à orla marítima devem ser preferencialmente de cobre.

6.6.1.6 A casa de comando deve ser construída próximo ao pátio de manobra, para minimizar a extensão dos circuitos de controle, proteção e

medição. 6.6.1.7 Devem ser sinalizadas de forma a orientar e facilitar a observância das providências necessárias relacionadas com a proteção de suas dependências contra os riscos de ocorrência e propagação de incêndio.

6.6.1.8 Devem ser fixadas externamente, nos locais de possíveis acesso a subestação e internamente nos locais de possíveis acessos as partes energizadas, placas com os dizeres “Perigo: Alta Tensão” e o respectivo símbolo.

6.6.2 Tipos de Subestações

As subestações podem ser de dois tipos distintos: Subestação ao Tempo e Subestação Abrigada conforme definido no item 6.1 desta norma.

7.12.1. Cabos Subterrâneos do ramal de entrada

Deve ser próprio para instalação em locais sujeitos à umidade, podendo ser unipolares (singelos) ou tripolar, com isolamento de XLPE ou EPR, tensão nominal 8,7/15kV para instalações em regiões atendidas nas tensões de até 13,8kV e tensão nominal 15/25kV para as regiões atendidas até a tensão de 23kV. Os condutores devem ser de cobre e sua seção nominal deve ser determinada em função da demanda final prevista para instalação e da queda de tensão calculada, observando-se ainda, que a seção mínima permitida é de 25mm². O condutor PEN deve possuir isolamento para 750V na cor azul claro, de cobre, com seção mínima de 25mm² e conforme demanda de projeto; e deve ser instalado junto ao cabo principal dentro do mesmo eletroduto.

ANEXO 2

Requisitos Técnicos e Estrutura do Sistema de Medição – Padrões ENEL-SP

6.7.1 Generalidades as prescrições definidas a seguir devem ser observadas por consumidores cativos e livres:

a) sistema de medição de faturamento é composto por medidor principal, transformadores de corrente, transformadores de potencial e, quando cabível, pelo medidor de retaguarda e o sistema de comunicação de dados;

b) O medidor de retaguarda e o sistema de comunicação de dados, através de link ethernet e túnel de VPN, é obrigatório para os clientes livres. Para os clientes cativos sua utilização fica a critério da Enel Distribuição Rio;

c) a medição de energia e demanda deve estar de acordo com o diagrama unifilar.

d) a energia fornecida a cada unidade consumidora deve ser medida num só ponto, não sendo permitida medição única a mais de uma unidade consumidora;

e) para os efeitos desta norma o consumidor é responsável, na qualidade de depositário a título gratuito pela custódia dos equipamentos de medição conforme previsto na Resolução 414/2010 da ANEEL e nos Procedimentos de Distribuição - PRODIST;

f) a Enel Distribuição Rio inspeciona, periodicamente, todos os equipamentos que lhe pertença e se encontrem na unidade consumidora, devendo o consumidor assegurar livre acesso aos funcionários da Enel Distribuição Rio ou pessoa autorizada pela mesma aos locais em que se encontram instalados os referidos equipamentos;

g) consumidor pode solicitar em qualquer tempo o exame dos aparelhos de medição, cujas variações não devem exceder as margens de tolerância de erro fixadas pelas normas correspondentes, ficando, todavia, entendido que, no caso de não ser encontrada anormalidade alguma, deve ser cobrado do solicitante o ônus dessa aferição extra;

h) os painéis ou cubículos de medição devem ser aterrados diretamente na malha de terra da subestação;

i) sistema de medição deve possuir dispositivos (chaves de aferição e blocos com terminais apropriados), que possibilitem curto-circuitar e aterrar os secundários dos TC, possibilitem conectar instrumentos para ensaios individuais por circuito e permitam manutenção, calibração dos medidores, e ensaios no cabeamento interno dos painéis, sem necessidade de desligamento dos circuitos. Estes dispositivos devem ainda permitir a abertura do secundário dos TP;

j) qualquer serviço de manutenção no sistema de medição é de competência exclusiva da Enel Distribuição Rio, sendo vetada ao consumidor qualquer interferência neste sistema;

k) os medidores e demais equipamentos destinados à medição são do ativo da Enel Distribuição Rio, ficando a seu critério a instalação adequada e necessária ao cumprimento do contrato;

l) a Enel Distribuição Rio não se responsabiliza pelos danos ocasionados nos equipamentos de medição decorrentes de causas que atestem o mau uso dos mesmos, dentre os quais: – dimensionamento inadequado das instalações internas; – corrosão por agentes químicos, infiltração de água e umidade; – abalroamento nas estruturas ou outras avarias de origem mecânica.

m) a Enel Distribuição Rio deve substituir toda ou qualquer parte do equipamento de medição, sem ônus para o usuário, caso apresente defeitos ou falhas não decorrentes de mau uso do mesmo;

n) o quadro de medição deve ser adquirido e instalado pelo consumidor e ser feito em chapas de aço laminado;

o) o quadro de medição deve ser localizado na sala de comando da subestação do cliente, ou em abrigos apropriados próximos aos transformadores para instrumentos, nos quais deve ser instalado o medidor principal e, quando necessário, o medidor de retaguarda;

p) A medição deve ser imediatamente após o ponto de entrega e, normalmente, antes de qualquer equipamento de seccionamento para isolação, transferência e by-pass do disjuntor, conforme desenhos 004.02, 004.03 e

004.04. É permitido para efeito de simplificação da manutenção a utilização de seccionamento simples antes dos TI's.

6.7.3 Medidores de Energia Observar as prescrições definidas a seguir:

a) os medidores de energia destinados a consumidores cativos devem possuir classe de exatidão 0,5 ou melhor e aqueles destinados a consumidores livres classe de exatidão 0,2 ou 0,2S, para todos os sentidos de fluxo de energia;

b) os medidores de energia destinados ao faturamento de energia elétrica de consumidores potencialmente livres devem possuir a mesma classe de exatidão dos consumidores livres, 0,2 ou 0,2S, para todos os sentidos de fluxo de energia;

c) os medidores a serem utilizados devem estar homologados pela Enel Distribuição Rio e possuir certificado de conformidade emitido pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – INMETRO. Para consumidores livres os medidores também devem estar homologados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e Operador Nacional do Sistema - ONS;

d) a medição de retaguarda é de caráter obrigatório aos consumidores livres e deve ser composta de um medidor igual ao medidor principal, instalado no mesmo painel, com as mesmas referências de corrente e tensão;

e) esta medição deve ser instalada e comissionada conforme os critérios que foram estabelecidos para a medição principal;

f) O medidor de retaguarda deve ser instalado no mesmo enrolamento secundário dos TCs e TPs do medidor principal.

7.12.8. Cabos de Controle e Medição

Os cabos de controle e medição devem ser fornecidos, instalados e identificados pelo consumidor ou seu responsável técnico legal, ligando os TCs e TPs de medição à caixa de instalação dos medidores. Para cada circuito de potencial ou de corrente, deve ser empregado um cabo blindado, de 4 (quatro) vias identificadas pelas cores vermelho, azul, branco e marrom (ou amarelo) e

seção nominal de 4,00mm² de acordo com especificação da Distribuidora. Nas extremidades dos condutores que ligam ao medidor e bloco de aferição devem ser instalados terminais tipo ilhós (pino tubular). Nas outras extremidades que fazem a conexão aos terminais de saída dos transformadores de corrente e potencial devem ser instalados terminais do tipo forquilha ou olhal. Todos estes terminais devem ser instalados pelo consumidor.

A blindagem dos cabos de controle deve ser rigidamente aterrada somente do lado da caixa de medidores, conforme Desenho 3. Os cabos devem ser instalados em eletrodutos de aço galvanizado ou PVC rígido roscável, diâmetro mínimo de 50mm, desde o cubículo de medição até a caixa de medidores. Os eletrodutos devem ser instalados embutidos no piso da SEE desde o cubículo de medição até a base inferior da caixa de medidor tipo A4 ou em uma das laterais desta nas proximidades da base da caixa de medidores. Nas instalações em que os eletrodutos tenham trechos instalados externamente estes devem ser obrigatoriamente de aço galvanizado. Os cabos de controle e medição devem ser blindados e ter as seguintes características técnicas:

- Seção nominal de 4,00mm², constituída por 4 veias;
- Tensão de Isolamento: 1kV;
- Flexibilidade mínima correspondente à classe de encordoamento 5;
- Isolação constituída por composto extrudado à base de polietileno no termoplástico (PE) ou cloreto de polivinila (PVC);
- Identificação dos condutores: veias coloridas sendo; vermelha, branca e marrom (ou amarelo) para as fases e azul clara para o neutro.
- Conforme norma ABNT NBR 7289

7.12.7. Caixas de Medição – tipo A4

Caixa de chapa de aço nº 16 USG (1,5 mm), 750x900x250 mm (largura x altura x profundidade), dotada de portas com viseiras, trincos e dispositivos para selagem, destinada a alojar o medidor eletrônico, o bloco de aferição e demais equipamentos destinados a medição a ser feita no local ou por meio de

telemetria. A caixa de medição tipo A-4 ilustrada no Desenho 1, Desenho 2 e Desenho 3, destina-se à instalação de equipamentos de medição, tanto para sistema de tarifação convencional como para o horo-sazonal, e instalada a uma altura de 900mm considerando o piso acabado. O suporte para a fixação da antena pode ser previsto na lateral da caixa de medição no tipo de conjunto blindado de instalação ao tempo ou externo. As caixas devem ter seus protótipos previamente aprovados pela Distribuidora.

7.8 Medição

Fica a critério da Distribuidora escolher os medidores e demais equipamentos de medição que julgar necessário, bem como sua substituição, quando considerada conveniente ou necessária, observados os critérios estabelecidos em legislação metrológica aplicável a cada equipamento. Os equipamentos de medição (transformadores de potencial, transformadores de corrente, bloco de aferição e medidor) são dimensionados e fornecidos pela Distribuidora e sua instalação é feita no cubículo de medição do conjunto blindado na SEE. A medição sempre será realizada pela média tensão e em todas as situações, os equipamentos de medição, fornecidos e instalados pela Distribuidora, não podem ser acessados pelo consumidor. São empregados na medição, 3 transformadores de potencial (TP) e 3 de corrente (TC), cuja instalação deve ser feita em bases de sustentação (gavetas metálicas para os TC's e TP's), os quais devem ser firmemente fixados com parafusos, observando-se as disposições corretas de instalação. O consumidor é responsável pela infraestrutura de controle e medição do medidor, conforme itens 7.12.7 e 7.12.8, entre os equipamentos de medição e a caixa tipo A4. Quando a caixa estiver instalada em separada ao cubículo de medição devem ser instalados 2 (dois) eletrodutos embutidos no piso, de aço galvanizado ou PVC rígido roscável, diâmetro interno de 50mm, desde o cubículo de medição do conjunto blindado até a respectiva caixa de medição. Em instalações em que os eletrodutos tenham trechos instalados externamente ou aparente, estes devem ser obrigatoriamente de aço galvanizado. Nota: 1) Caso o interessado solicite equipamentos de medição adicionais e/ou que não sejam homologados na Enel, os custos envolvidos para adequações físicas das instalações devem ocorrer por conta do consumidor. Estes equipamentos.

ANEXO 3

Requisitos Técnicos – Aterramento, Proteção e Equipamentos de Média Tensão

7.13 Aterramento

A eficiência do eletrodo de aterramento da subestação depende da sua distribuição espacial e das condições locais do solo, na qual o projetista deve selecionar um método de aterramento adequado à tensão de passo e de contato máxima admissível, conforme ABNT NBR 14039. A adequação do eletrodo de aterramento com a tensão de contato máxima deve ser comprovada por meio de cálculo ou medição. Se for por cálculo, este deve estar em conformidade com a ABNT NBR 15751. A distribuição especial da malha de aterramento a ser projetada deve cobrir toda a área de instalação da SEE e no mínimo 1,0 m do seu entorno. A ligação dos para-raios à malha de aterramento deve ser feita tão curta e retilíneo quanto possível e sem emendas ou quaisquer dispositivos que possam causar sua interrupção, observando-se que na haste da malha, utilizada para essa ligação, não devem ser conectados quaisquer outros condutores de aterramento. As blindagens metálicas dos cabos subterrâneos devem ser devidamente aterradas, obedecendo ao prescrito na norma ABNT NBR 14039 e às recomendações do fabricante, sendo que ambas as extremidades dos cabos do ramal de entrada sejam ligadas ao PEN da Distribuidora. Não é permitido o aterramento nos condutores de saída dos para-raios. Todas as partes metálicas devem ser rigidamente ligadas ao sistema de aterramento através do Barramento de Equipotencialização Principal – BEP.

7.13.1. Eletrodo de aterramento

Para que o eletrodo de aterramento esteja em conformidade com a tensão de contato estabelecido máxima admissível, ele deve constituir uma malha sob o piso da SEE, no mínimo um anel circundando o perímetro da edificação. Esta malha deve ser composta de cabo e hastes verticais. As hastes verticais devem observar a norma ABNT NBR 13571, ser de alta camada, isto é, com uma camada de cobre com espessura mínima de 254µm, e um comprimento mínimo de 2 metros. O número, comprimento e o distanciamento das hastes influenciam na tensão de contato e devem ser definidas no projeto da malha, no entanto é recomendado que o distanciamento entre as hastes não seja inferior ao valor do comprimento das hastes. O cabo deve ser de cobre nu com seção nominal definida pelo cálculo e não deve ser inferior à seção mínima de 50mm²

estabelecida pela norma NBR 14039. Os cabos devem ser enterrados a uma profundidade mínima de 0,60m. Para a conexão entre cabos e entre cabos e hastes deve ser usada a solda exotérmica, quando não for possível o seu uso, pode ser usado conector e, neste caso, toda conexão deve ser feita em caixa que permita a sua inspeção, a qualquer tempo. A malha deve ser construída de forma permitir a sua desconexão do sistema elétrico para medição, sendo que as medições devem ser feitas em conformidade com a norma ABNT NBR 15749.

7.10 Transformadores

Os transformadores a serem utilizados devem atender às exigências das normas da ABNT (NBR 5356 e outras), e apresentar as seguintes características:

a) Devem ser trifásicos e possuir os enrolamentos do primário ligados em delta; b) A instalação dos transformadores deve atender às prescrições da norma ABNT NBR 14039;

c) A bucha X0 deve ser conectada ao aterramento geral. Os transformadores devem ser instalados em recinto próprio, independente dos equipamentos da Distribuidora. As tensões dos TAP's primários para os transformadores estão indicadas na Figura 2 a seguir:

7.9.4. Para-raios

A proteção de componentes das instalações elétricas contra sobre tensões transitórias (surtos) deve ser feita com a utilização de para-raios, cujas características estão indicadas no item 7.12.2, observando-se o prescrito na ABNT NBR 14039 e o seguinte:

a) Devem ser instalados três para-raios (um por fase) diretamente ligados aos condutores no interior cubículo de entrada, logo após o terminal interno do cabo subterrâneo;

b) A ligação dos para-raios à malha de aterramento deve ser feita com cabo de cobre, seção mínima de 25mm², com isolação na cor verde ou nu, se for instalado em eletroduto este deve ser de PVC, independente dos demais condutores de aterramento, tão curto e retilíneo quanto possível e sem emendas ou quaisquer dispositivos que possam causar sua interrupção, observando-se

que na haste da malha, utilizada para essa ligação, não devem ser conectados quaisquer outros condutores de aterramento.

7.12.2. Para-raios

Devem ser utilizados para-raios da classe de distribuição, de corpo polimérico, com 10kA de capacidade, sem centelhador com desligador automático, conforme especificação da Distribuidora, cujas características mínimas, para as diversas tensões nominais são apresentadas na Figura 4, Figura 5 e Figura 6:

7.9.2.2. Critérios para o Ajuste do Relé 59 (Sobretensão)

b) Rede Subterrânea – Sistema Radial 13,8 KV, 21KV, 23 KV e 34,5 KV
A Distribuidora recomenda que o relé 59 (sobretensão) seja ajustado com os seguintes valores: • Tensão de ajuste = $1,1 \cdot TO$. Onde TO: Tensão de operação no ponto de conexão onde será instalada a entrada primária (informação fornecida pela Distribuidora). • Tempo de ajuste ≥ 4 segundos.

7.9.2.1. Critérios para Ajuste do Relé (Subtensão)

b) Rede Subterrânea – Sistema Radial 13,8 KV, 21KV, 23 KV e 34,5 KV
A Distribuidora recomenda que o relé 27 (subtensão) seja ajustado com os seguintes valores: • Tensão de ajuste = $0,9 \cdot TO$. Onde TO: Tensão de operação no ponto de conexão onde será instalada a entrada primária (informação fornecida pela Distribuidora). • Tempo de ajuste ≥ 4 segundos.

Caso o consumidor opte em ajustar o relé 27 com temporização inferior a 4 (quatro) segundos, o disjuntor da entrada primária deve possuir motor e o relé de religamento automático (relé 79), ajustado com 1 (um) religamento com temporização de 3 (três) segundos.

Devem estar de acordo com todas as normas previstas na Distribuidora.

Proteção

7.12.3. Disjuntores Disjuntor tripolar (trifásico) com dispositivos mecânicos de acionamento que permitam obter, independentemente do operador, as necessárias velocidades de fechamento e abertura. Para as características funcionais e de operação devem ser observados os itens 7.9.1 e

7.9.2. A capacidade de interrupção simétrica mínima do disjuntor, de acordo com a tensão nominal, deve ser:

- a) 250MVA – para tensões até 13,8kV;

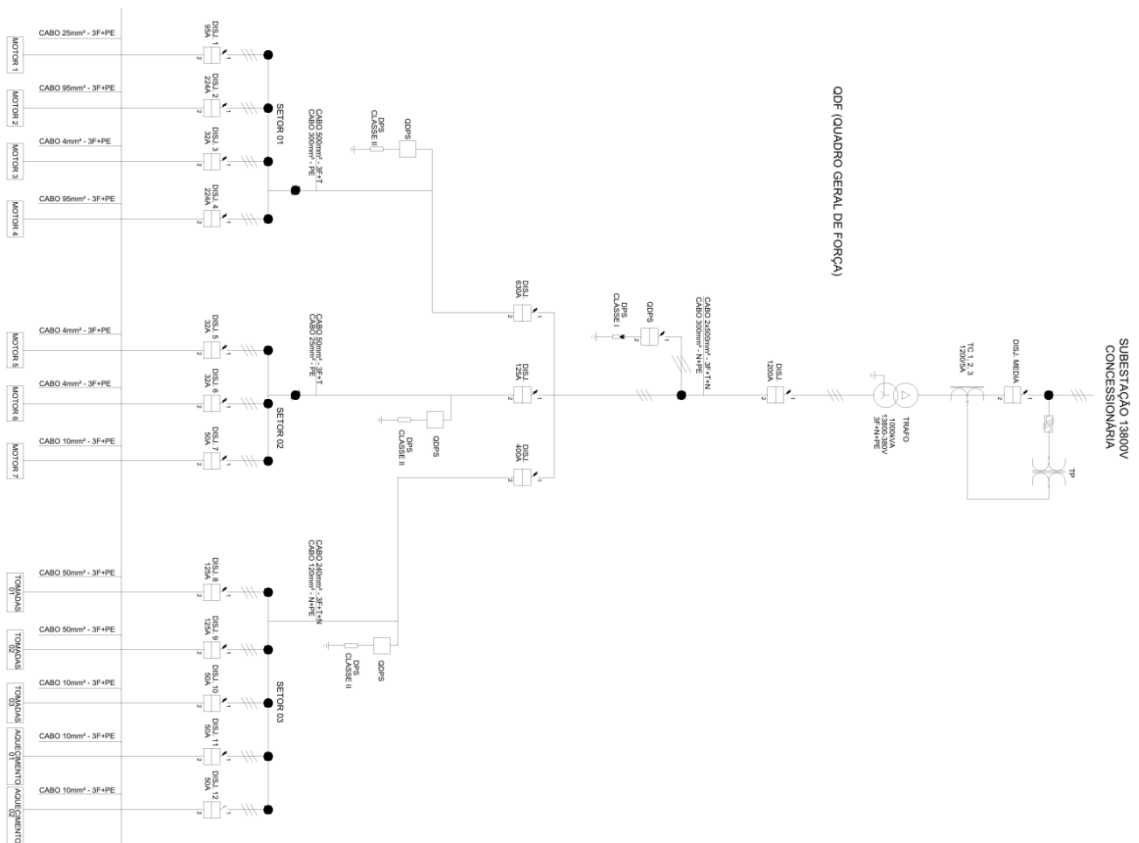
7.12.4. Chaves Seccionadoras

As chaves devem ser tripolares, e dotadas de dispositivo para comando simultâneo das três fases por meio de punho. Devem dispor de engate seguro que impeça sua abertura acidental. Na Figura 7 são apresentadas as características das chaves a serem utilizadas, de acordo com a tensão nominal

7.12.5. Fusíveis

Os fusíveis, a serem utilizados para proteção geral das instalações, devem ser do tipo limitador de corrente e de corrente nominal compatível com a potência do transformador de serviço, conforme Figura 8.

APÊNDICE 1



Curto-circuito Trafo-QGF

ICS

Relatório de dados

Dados de fluxo de cargaDados da faltaDados de harmônicos

Falta	Nome da barra com falta	Fase A		Fase B		Fase C	
		Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo
	QGF	23092,2418156628955	-77,3086355650568	23092,2418156541244	162,6913644349306	23092,2418156541244	42,69136443495

FaltaBarrasRamosGeradores

ICFT

Relatório de dados

Dados de fluxo de cargaDados da faltaDados de harmônicos

Falta	Nome da barra com falta	Fase A		Fase B		Fase C	
		Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo
	QGF	15373,713768206153	-68,8775341697933	0,0	0,0	0,0	0,0

FaltaBarrasRamosGeradores

Curto-circuito Setor 3

ICS

Relatório de dados

Dados de fluxo de cargaDados da faltaDados de harmônicos

Falta	Nome da barra com falta	Fase A		Fase B		Fase C	
		Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo
	Setor 3	16337,7777364869489	-68,3178049564499	16337,7777364807425	171,6821950435375	16337,7777364807444	51,68219504356

FaltaBarrasRamosGeradores

ICFT

Relatório de dados

Dados de fluxo de cargaDados da faltaDados de harmônicos

Falta	Nome da barra com falta	Fase A		Fase B		Fase C	
		Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo
	Setor 3	4616,9951536908766	-56,8040872045007	0,00000000000001	0,0	0,00000000000001	90,0

FaltaBarrasRamosGeradores

Curto-circuito Setor 1

ICS

Relatório de dados							
Dados de fluxo de carga Dados da falta Dados de harmônicos							
Falta	Nome da barra com falta	Fase A		Fase B		Fase C	
		Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo
Barras	Setor 1	17750,3497093436417	-74,2513702827013	17750,3497093368969	165,7486297172862	17750,3497093368969	45,74862971731
Ramos							
Geradores							

ICFT

Relatório de dados							
Dados de fluxo de carga Dados da falta Dados de harmônicos							
Falta	Nome da barra com falta	Fase A		Fase B		Fase C	
		Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo
Barras	Setor 1	5385,112593742806	-58,2375187521315	0,00000000000001	180,0	0,0	0,0
Ramos							
Geradores							

Curto-circuito Setor 2

ICS

Relatório de dados							
Dados de fluxo de carga Dados da falta Dados de harmônicos							
Falta	Nome da barra com falta	Fase A		Fase B		Fase C	
		Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo
Barras	Setor 2	9946,3429390605379	-36,799906672532	9946,3429390567599	-156,7999066725446	9946,3429390567599	83,2000933274805
Ramos							
Geradores							

ICFT

Relatório de dados							
Dados de fluxo de carga							
Dados da falta							
Falta	Nome da barra com falta	Fase A		Fase B		Fase C	
		Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo	Corrente (A)	Ângulo
Barras	Setor 2	3521,8081339642331	-47,9582659320964	0,0	0,0	0,0	0,0
Ramos							
Geradores							