

**UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE GRADUAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

ÉMERSON SOARES

**PLANEJAMENTO DE MANOBRAS PARA ALÍVIOS DE CARGA MITIGANDO A
VIOLAÇÃO OU ULTRAPASSAGENS DE DEMANDA CONTRATADA NOS
MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

**São Leopoldo
2023**

ÉMERSON SOARES

**PLANEJAMENTO DE MANOBRAS PARA ALÍVIOS DE CARGA MITIGANDO A
VIOLAÇÃO OU ULTRAPASSAGENS DE DEMANDA CONTRATADA NOS
MONTANTES DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, pelo Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Vale do Rio dos Sinos (UNISINOS).

Orientador(a): Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira

São Leopoldo

2023

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, por me guiar até aqui, me proporcionando ter oportunidades na vida pessoal e profissional, além de me manter com foco e resiliência mesmo em momentos difíceis enfrentados até aqui.

Aos meus pais, Almir Soares e Mariza Terezinha Soares, que sempre acreditaram no meu potencial, garantindo todo o amor, carinho e apoio para que eu continuasse progredindo na vida acadêmica.

À minha esposa, Queite Schneider Castiglioni, pela compreensão e apoio em permanecer com a pretensão de concluir a formação acadêmica, me auxiliando a superar obstáculos ao longo da graduação e deste trabalho.

Ao meu irmão, Éricson Soares, que em todos os momentos me deu apoio incondicional para que eu acreditasse nos meus objetivos traçados.

Ao colega de trabalho Everson Remi Malysz pelas inspirações, formulação de conceitos, as dúvidas sanadas e a disposição de seu tempo para conversar e discutir sobre o tema deste trabalho.

Ao Prof Ms. Vinícius André Uberti como orientador deste trabalho no primeiro momento, me direcionando para a pesquisa do tema e a organização das ideias.

Ao Prof Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira, como orientador na segunda etapa deste trabalho, alinhando as expectativas com a execução, aprimorando a proposta para alcançar os objetivos deste trabalho.

À minha colega de trabalho, Júlia Linck por se disponibilizar em debater ideias e compartilhar minhas angústias e conquistas durante a elaboração desta pesquisa, além de colaborar na criação da etiqueta que é citada neste trabalho.

RESUMO

As distribuidoras de energia elétrica brasileiras necessitam realizar anualmente a contratação de demanda dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Cada distribuidora possui uma relação, que são considerados pontos de fronteira entre o seu sistema com o sistema elétrico das transmissoras. Historicamente, no Rio Grande do Sul existem períodos do ano em que as condições climáticas são extremas, impactando diretamente na carga de consumo, principalmente por equipamentos de conforto térmico. Caso a contratação de demanda destes pontos seja ineficiente, poderá haver violações de contratação que muitas vezes impactam em multas, onerando significativamente o orçamento da empresa para investimentos de melhoria na sua rede. Disposto a criar um planejamento de execução de manobras na rede de distribuição, visando mitigar as violações ou ultrapassagens de demanda contratada no MUST, este trabalho viabilizou estudos práticos de manobras de alívios de cargas, por meio de estudos de casos reais em uma distribuidora brasileira. Para a execução das manobras, foram criados alguns critérios que avaliaram as interligações disponíveis, sugerindo manobras viáveis a serem adotadas, com auxílio do sistema técnico ADMS – *Advanced Distribution Management System*. A metodologia adotada se mostrou satisfatória mitigando violações na contratação do MUST, evitando prejuízos financeiros para a distribuidora.

Palavras-chave: MUST, Contratação de Demanda, Alívio de Carga, Redes de Distribuição, Planejamento de Manobras.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura básica de um sistema elétrico.....	15
Figura 2 – Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência	16
Figura 3 – Arranjos típicos de linhas de sub transmissão	17
Figura 4 – Atual Estrutura do Centro de Operações Integrado RGE.....	19
Figura 5 – Faixa de Tolerância de Utilização do MUST	23
Figura 6 – Chave Fusível de Distribuição.....	27
Figura 7 – Chave Seccionadora Unipolar tipo Faca	28
Figura 8 – Religador Automático e Painel de Comando.....	29
Figura 9 – Religador Automático para Redes de Distribuição	30
Figura 10 – Disjuntor de Média Tensão em Subestação.....	31
Figura 11 – Unifilar de uma configuração antes da manobra em anel	33
Figura 12 – Unifilar da configuração em anel e todos os equipamentos ligados.....	34
Figura 13 – Unifilar de uma configuração após a manobra em anel	34
Figura 14 – Fluxograma do Planejamento de Etapas	36
Figura 15 – Ponto de Contratação KCN_23kV – CANOAS 1.....	38
Figura 16 – Extensão Territorial do Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	39
Figura 17 – Unifilar da Tronco Região Central KSF_69kV – SÃO VICENTE	39
Figura 18 – Ponto de Contratação KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1.....	40
Figura 19 – Extensão Territorial do Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	41
Figura 20 – Estágio 1 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	48
Figura 21 – Projeção de Carga Estágio 1 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	49
Figura 22 – Nível de Tensão Estágio 1 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	49
Figura 23 – Estágio 2 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	50
Figura 24 – Projeção de Carga Estágio 2 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	50
Figura 25 – Nível de Tensão Estágio 2 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	51
Figura 26 – Estágio 2 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	51
Figura 27 – Projeção de Carga Estágio 3 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	52
Figura 28 – Nível de Tensão Estágio 3 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	52
Figura 29 – Estágio 4 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	53
Figura 30 – Projeção de Carga Estágio 4 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	54
Figura 31 – Nível de Tensão Estágio 4 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	54
Figura 32 – Estágio 5 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	55

Figura 33 – Projeção de Carga Estágio 5 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	55
Figura 34 – Nível de Tensão Estágio 5 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	56
Figura 35 – Estágio 6 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	56
Figura 36 – Projeção de Carga Estágio 6 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	57
Figura 37 – Nível de Tensão Estágio 6 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	57
Figura 38 – Estágio 7 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	58
Figura 39 – Projeção de Carga Estágio 7 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	58
Figura 40 – Nível de Tensão Estágio 7 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1	59
Figura 41 – Estágio 1 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	59
Figura 42 – Projeção de Carga Estágio 1 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	60
Figura 43 – Nível de Tensão Estágio 1 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	60
Figura 44 – Estágio 2 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	61
Figura 45 – Projeção de Carga Estágio 2 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	61
Figura 46 – Nível de Tensão Estágio 2 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	62
Figura 47 – Estágio 3 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	62
Figura 48 – Projeção de Carga Estágio 3 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	63
Figura 49 – Nível de Tensão Estágio 3 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	63
Figura 50 – Estágio 4 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	64
Figura 51 – Projeção de Carga Estágio 4 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	64
Figura 52 – Nível de Tensão Estágio 4 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	65
Figura 53 – Estágio 5 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	65
Figura 54 – Projeção de Carga Estágio 5 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	66
Figura 55 – Nível de Tensão Estágio 5 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	66
Figura 56 – Estágio 1 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	67
Figura 57 – Projeção de Carga Estágio 1 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	67
Figura 58 – Nível de Tensão Estágio 1 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	68
Figura 59 – Estágio 2 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	68
Figura 60 – Projeção de Carga Estágio 2 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	69
Figura 61 – Nível de Tensão Estágio 2 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	69
Figura 62 – Estágio 3 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	70
Figura 63 – Projeção de Carga Estágio 3 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	70
Figura 64 – Nível de Tensão Estágio 3 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	71
Figura 65 – Estágio 4 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	71
Figura 66 – Projeção de Carga Estágio 4 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	72

Figura 67 – Nível de Tensão Estágio 4 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	72
Figura 68 – Plano de Manobras disponível na Operação – KCN_23kV	77
Figura 69 – Plano de Manobras disponível na Operação – KSF_69kV	78
Figura 70 – Plano de Manobras disponível na Operação – KST_13,8kV	78
Figura 71 – Pontos de Contratação Vigentes para o Período	79
Figura 72 – Identificação de Consumo em Tempo Real	80
Figura 73 – Parametrização de Limites de Demanda	81
Figura 74 – Exemplo de Alívio Explicado	82
Figura 75 – Primeiro estágio Alívio KSF_69kV	83
Figura 76 – Segundo estágio Alívio KSF_69kV	83
Figura 77 – Terceiro estágio Alívio KSF_69kV	84
Figura 78 – Quarto estágio Alívio KSF_69kV	84
Figura 79 – Quinto estágio Alívio KSF_69kV	85
Figura 80 – Primeiro estágio Alívio KST_13,8kV	85
Figura 81 – Segundo estágio Alívio KST_13,8kV	86
Figura 82 – Modelo de Etiqueta confeccionado para Sinalização	93
Figura 83 – Aplicação da Etiqueta de Sinalização	94
Figura 84 – Relação de Cargas Levantadas – KCN_23kV	99
Figura 85 – Relação de Cargas Levantadas KSF_69kV	100
Figura 86 – Relação de Cargas Levantadas – KST_13,8kV	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Organização das Regras dos Serviços de Transmissão	21
Tabela 2 – Organização do PRODIST	22
Tabela 3 – Critérios para escolha de Interligações	42
Tabela 4 – Relação do ponto KCN_23kV – CANOAS 1.....	43
Tabela 5 – Relação do ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	44
Tabela 6 – Relação do ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1.....	44
Tabela 7 – Plano de Manobras Sugerido - KCN_23kV – CANOAS 1	45
Tabela 8 – Plano de manobras sugerido - KSF_69kV – SÃO VICENTE	46
Tabela 9 – Plano de manobras sugerido - KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1.....	46
Tabela 10 – Análise de Proteção para o ponto KCN_23kV – CANOAS 1.....	73
Tabela 11 – Análise de Proteção para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	74
Tabela 12 – Análise de Proteção para o ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1.....	74
Tabela 13 – Análise de Nível de Tensão ponto KCN_23kV – CANOAS 1	75
Tabela 14 – Análise de Nível de Tensão ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE.....	75
Tabela 15 – Análise de Nível de Tensão ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1	76
Tabela 16 – Cargas Fora Ponta no ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE	89
Tabela 17 – Cargas Fora Ponta no ponto KST_13,8kV SANTA CRUZ DO SUL	90
Tabela 18 – Cargas Ponta no ponto KST_13,8kV SANTA CRUZ DO SUL	90
Tabela 19 – Comparativo de Cargas no ponto KSF_69kV Fora Ponta.....	91
Tabela 20 – Comparativo de Cargas no ponto KST_13,8kV Ponta	91
Tabela 21 – Comparativo de Cargas no ponto KST_13,8kV Fora Ponta	92
Tabela 22 – Seção Transversal de Condutores e Corrente Admissível	102

LISTA DE SIGLAS

MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CO	Centro de Operação
COD	Centro de Operação da Distribuição
COS	Centro de Operação do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TR	Transformador
ONS	Operador Nacional do Sistema
SIN	Sistema Interligado Nacional
AL1	Circuito Alimentador de Distribuição com Número
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
NBR	Norma Brasileira
DIT	Demais Instalações de Transmissão
KCD11	Nome do AL com Respectiva Numeração
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
RGE	Rio Grande Energia
SCADA	Supervisão de Controle e Aquisição de Dados
SED	Subestação de Distribuição
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 Justificativa	12
1.2 Objetivos	13
1.2.1 Objetivo geral	13
1.2.2 Objetivos específicos.....	14
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1 Sistema Elétrico de Distribuição	15
2.1.1 Sistemas de Sub transmissão	16
2.1.2 Subestações de Distribuição	17
2.1.3 Sistemas de Distribuição Primária.....	18
2.1.4 Centro de Operação de Agente de Distribuição	19
2.2 Procedimentos Regulatórios	21
2.2.1 Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.....	21
2.2.2 Procedimentos de Distribuição (PRODIST).....	22
2.2.3 Penalização por Violação de MUST	22
2.2.4 Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão	23
2.3 Dispositivos de Proteção e Manobra em Sistemas de Distribuição	26
2.3.1 Chaves Fusíveis.....	27
2.3.2 Chaves de Manobra e Seccionamento.....	27
2.3.3 Religadores Automáticos.....	28
2.3.4 Disjuntores de Média Tensão	30
2.4 Fluxo de Potência e Manobras	32
2.4.1 Fluxo de Potência.....	32
2.4.2 Configuração em Anel.....	32
2.4.3 Vantagens da Execução de Manobras em Anel.....	32
2.4.4 Pontos de Atenção para Execução de Manobras em Anel	33
3 METODOLOGIA	35
4 ESTUDO DE CASO	37
4.1 Planejamento das Definições Técnicas	37
4.1.1 Procedimento Atual	37
4.1.2 Seleção de Pontos do MUST	38
4.1.3 Levantamento de Características dos Pontos	38

4.1.4 Critérios para Escolha de Interligações.....	41
4.1.5 Seleção das Interligação entre Alimentadores	43
4.1.6 Definição dos Equipamentos Normalmente Fechados - NF.....	45
4.1.7 Construção do Plano de Manobras	45
4.1.8 Levantamento de Dados Históricos de Carga	47
4.1.9 Simulação do Fluxo de Potência	47
4.1.10 Avaliação de Sobrecorrente e Nível de Tensão	73
4.1.11 Avaliação da Proteção e Regulação	76
4.2 Roteiro para Execução de Manobras.....	77
4.2.1 Acompanhamento em Tempo Real.....	79
4.2.2 Identificação e Sinalização do ponto de MUST	80
4.2.3 Premissas para a Execução do Plano de Manobras.....	81
4.2.4 Execução da Manobra em Tempo Real	82
4.3 Verificação dos Resultados Obtidos	86
4.3.1 Registrar os Dados Executados após Nova Configuração de Rede	86
4.3.2 Avaliação de Penalizações.....	87
4.3.3 Resumo de Penalizações Minimizadas.....	89
4.3.3 Comparação de Dados Projetados e Executados.....	91
4.4 Sinalização Gráfica	92
4.4.1 Idealização da Etiqueta de MUST	92
4.4.2 Confeção da Etiqueta de MUST	92
4.4.2 Aplicação da Etiqueta de MUST.....	93
5 CONCLUSÃO	95
5.1 Sugestões para trabalhos futuros	96
REFERÊNCIAS.....	97
ANEXO A – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KCN_23KV – CANOAS 1.....	99
ANEXO B – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KSF_69KV – SÃO VICENTE.....	100
ANEXO C – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KST_13,8KV – SANTA CRUZ 1....	101
ANEXO D – TABELA DE CONDUTORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	102

1 INTRODUÇÃO

Constantemente, o setor elétrico brasileiro se submete a mudanças que impactam diretamente às empresas que compõem esse setor, estimulando-as a obter cada vez mais a otimização e a melhoria contínua, de maneira a se adaptarem as novas normas regulamentadoras. Em 1999, foi criado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) pela Resolução Normativa ANEEL nº 281 e modificada pela Resolução Normativa ANEEL nº 399 de 13 de abril de 2010. Recebeu atualização recentemente por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 1001 de 18 de janeiro de 2022, que regulamenta a contratação e apuração do MUST. (ANEEL, 2022).

O MUST trata-se de valores de demanda anualmente contratados pelas distribuidoras de energia elétrica em cada um dos pontos de conexão que fazem fronteira entre o seu sistema e o sistema elétrico da transmissora. Estes contratos são utilizados para remuneração dos investimentos realizados na Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão (DIT's). (ANEEL, 2022).

De acordo com a Resolução nº 1001, as Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil realizam periodicamente a contratação de demanda para o uso do Sistema de Transmissão, de modo que o valor máximo de potência que um determinado ponto de conexão irá demandar da Rede Básica é equivalente ao valor de contratação do MUST – Montante de Uso da Transmissão. Este é definido pelas distribuidoras, para cada um dos seus pontos de conexão e estratificados pelos postos tarifários Ponta e Fora de Ponta. Conforme legislação vigente, o horizonte de contratação é de 4 anos, sendo o último ano de contratação livre. (ANEEL, 2022).

A apuração é realizada de forma mensal, onde se observa ambos os postos tarifários, Ponta e Fora de Ponta, considerando um limite tolerável de 10% destes contratos. Havendo qualquer ultrapassagem superior à 10%, as distribuidoras serão passíveis de penalizações, como multas equivalentes a 3 (três) vezes a tarifa do ponto de conexão multiplicado pelo montante ultrapassado acima de 10%. Esta penalização é classificada como subcontratação. (ANEEL, 2022).

Além da penalização citada anteriormente, há a classificação de sobre contratação, a qual evidencia a ineficiência da contratação da distribuidora. Esta que é apurada anualmente sobre cada um dos pontos de conexão contratados, também contabilizados pelos postos tarifários de Ponta e Fora de Ponta. Neste caso, em cada

ponto, a distribuidora é obrigada a utilizar, ao menos uma vez ao ano, o mínimo de 90% do valor contratado, sob o risco de sofrer uma penalização equivalente a 12 (doze) vezes a diferença entre o máximo observado no ano e 90% do valor contratado. (ANEEL, 2022).

1.1 Justificativa

Em períodos de maior consumo de carga do sistema elétrico, principalmente quando influenciados por razões climáticas, as distribuidoras de energia elétrica necessitam executar algumas ações que possam amenizar a carga de linhas de sub transmissão, assim como em alimentadores da rede de distribuição, garantindo que os alívios de carga sejam ágeis e eficientes, sem comprometer o restante das instalações do Sistema Elétrico de Potência.

No estado do Rio Grande do Sul, se observa uma elevada sazonalidade. Em períodos do ano, a influência desta sazonalidade é determinativa na carga demandada pelo Sistema Elétrico de Potência, sobretudo nos dias com condições climáticas extremas (Verão/Inverno) e de regiões agrícolas que necessitam, como exemplo, de levante hidráulico. Embora o crescimento industrial atual não apresente uma taxa elevada que justifique o incremento no consumo elétrico, um fator com grande contribuição deste e conseqüentemente da demanda, são os aparelhos para conforto térmico (Ex.: Ar-Condicionado) que estão cada vez mais presentes na indústria, no comércio e em cargas residenciais.

Essa elevação no consumo do Sistema de Distribuição reflete diretamente no Sistema de Transmissão, provocando um significativo aumento no carregamento das Linhas e equipamentos de transformação da Transmissão. Este fato pode contribuir para ultrapassagem e violação na contratação da demanda por ponto de conexão (MUST) das Distribuidoras de Energia Elétrica junto as Transmissoras. Estas violações na demanda contratada são convertidas em penalizações financeiras, leia-se multas, que em alguns casos são onerosas para as distribuidoras. Para mitigar esses casos, são necessárias manobras de alívio de cargas nas redes de Distribuição com o intuito de atenuar essa alta demanda, subdividindo a carga com outros alimentadores pertencentes às subestações adjacentes, onde a fonte se dá através

de outros pontos de conexão evitando-se uma possível ultrapassagem do Montante de Uso da Transmissão e que seria convertida em penalização financeira.

No ano de 2022, a RGE sofreu penalizações por subcontratação em apenas um ponto de contratação, com valores financeiros chegando a R\$ 260.000,00. Através de um estudo de engenharia, provou-se ser possível executar uma Obra provisória para energização da nova Subestação Cruz Alta 3, a qual possibilitou um alívio de cargas do MUST na casa de 4MW. Segundo a tendência de consumo avaliada para o ponto de contratação Cruz Alta 23kV, caso fosse mantida a fonte original, a projeção do acumulado mensal de carga e conseqüentemente de multas por violação do MUST até o final do período, chegaria em um acréscimo de aproximadamente R\$ 220.000,00 além do valor já pago para o período, em razão da sazonalidade dos meses finais do ano.

As penalizações desta natureza acabam reduzindo futuros investimentos no sistema elétrico para as distribuidoras de energia. A partir dos alívios de carga, é possível evitar o pagamento de multas, podendo-se assim, garantir uma parcela maior de receitas para oportunizar novos investimentos na rede, tornando o sistema ainda mais robusto evitando novas penalizações.

1.2 Objetivos

Para este item, serão apresentadas duas etapas, sendo elas o Objetivo Geral, trazendo uma visão mais abrangente, e Objetivos específicos trazendo um detalhamento maior da proposta deste trabalho.

1.2.1 Objetivo geral

Desenvolver um planejamento para a tomada de decisões de uma distribuidora de energia elétrica, em possíveis situações de iminência na violação da demanda contratada.

1.2.2 Objetivos específicos

Através deste planejamento para tomada de decisões, este trabalho pretende também abordar alguns aspectos que ofereçam um embasamento maior para implementarmos as ações conforme dispostas a seguir:

- a) Realizar um estudo sobre as características e atuais métodos utilizados em uma distribuidora de energia elétrica brasileira, e a partir disso implementar sugestões de manobras, baseadas em critérios, quando uma interligação é viável ou não de ser utilizada em um possível alívio de cargas, com auxílio de uma equação em que o resultado mostre que a interligação atende ou não atende o propósito do alívio.
- b) Analisar e projetar um estudo de simulação com auxílio de ferramentas computacionais, para se projetar alívios de carga roteirizados, trazendo uma análise de planejamento em forma de planos de manobras, e que estejam disponíveis para os técnicos de operação, quando houver a necessidade de uso, buscando uma melhor alternativa para a tomada de decisão.
- c) Comparar o comportamento pós manobras do sistema elétrico, analisando características como ajustes de sobrecorrente em equipamentos de proteção, bem como equipamentos responsáveis pela regulação de tensão, além de avaliar o carregamento de condutores, e possíveis afundamentos de tensão nas extremidades de circuitos alimentadores manobrados.
- d) Para os casos em que se observar iminência de violação e efetivamente se executar os alívios de carga sugeridos, fazer uma análise financeira de multas que foram evitadas ou mitigadas, além de analisar um comparativo dos valores projetados com os valores observados na prática, com o intuito de validar o estudo de simulação.
- e) Analisar uma sugestão de sinalização simples e objetiva, que seja capaz de informar aos técnicos de operação quando um equipamento estiver fora da sua configuração original, motivado por uma eventual manobra de alívio de cargas, para o atendimento do MUST e que possa servir futuramente como insumos para planejamentos da operação, como indicadores relacionados a quantidades, pendências, históricos de casos que foram sinalizados com esta finalidade.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

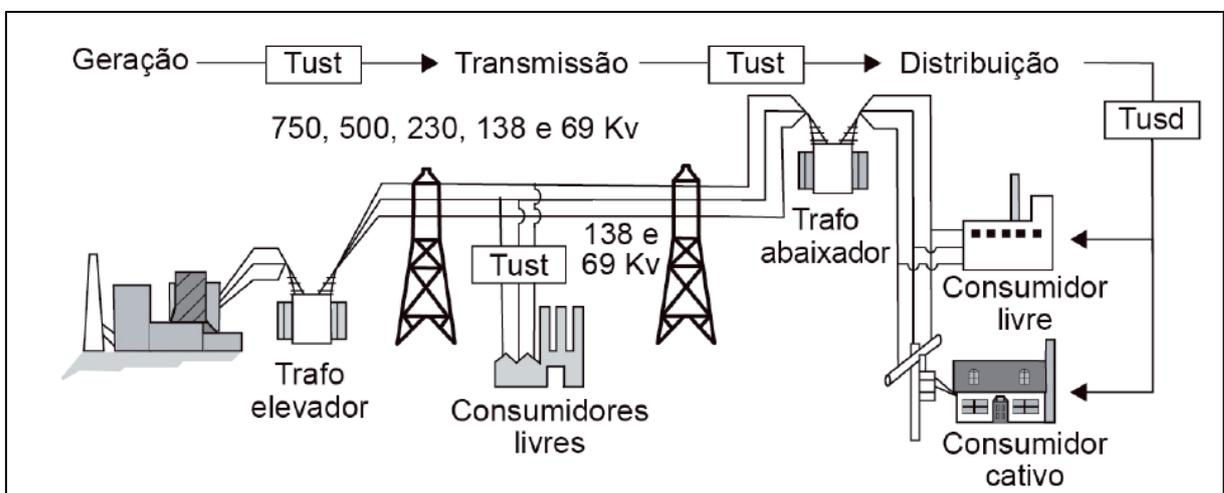
O tópico fundamentação teórica irá apresentar os conceitos básicos e necessários para a compreensão e contextualização do assunto que será estudado neste trabalho.

Os conceitos serão subdivididos em sistema elétrico de distribuição, procedimentos regulatórios, dispositivos de proteção e manobra em sistemas de distribuição e fluxo de potência e manobras.

2.1 Sistema Elétrico de Distribuição

O sistema elétrico de distribuição está inserido como um bloco pertencente ao sistema elétrico de potência, com intuito do rebaixamento da tensão assim como a distribuição da energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

Figura 1 – Estrutura básica de um sistema elétrico



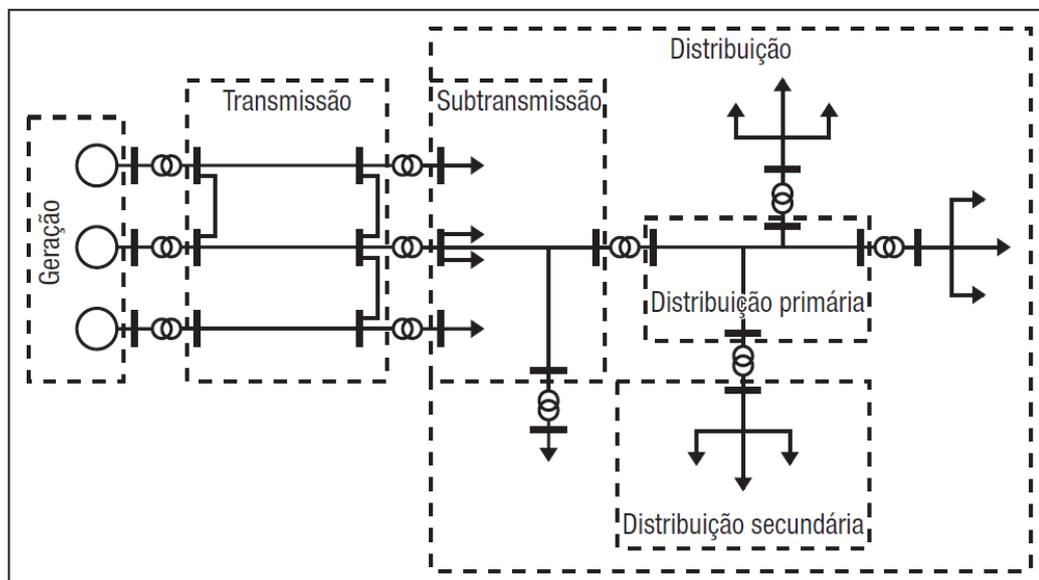
Fonte: Vasconcelos (2017, p. 15).

A Figura 1 ilustra de forma resumida um sistema elétrico de potência, representando os principais segmentos que o compõem, partindo da Geração de energia, passando pela Transmissão, até o segmento de Distribuição de energia elétrica. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

2.1.1 Sistemas de Sub transmissão

Este segmento do sistema elétrico de potência tem o papel de ser o elo entre a energia mais densa de subestações de sub transmissão, transferindo-as à subestações de distribuição assim como aos consumidores em tensão de nível de sub transmissão, por meio de linhas trifásicas capazes de operar em tensões usualmente na faixa entre 138kV ou 69kV, e em alguns pontos específicos no Brasil, em 34,5kV, transportando até algumas dezenas de MW por circuito, sendo comuns na faixa entre 20 e 150MW. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

Figura 2 – Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência

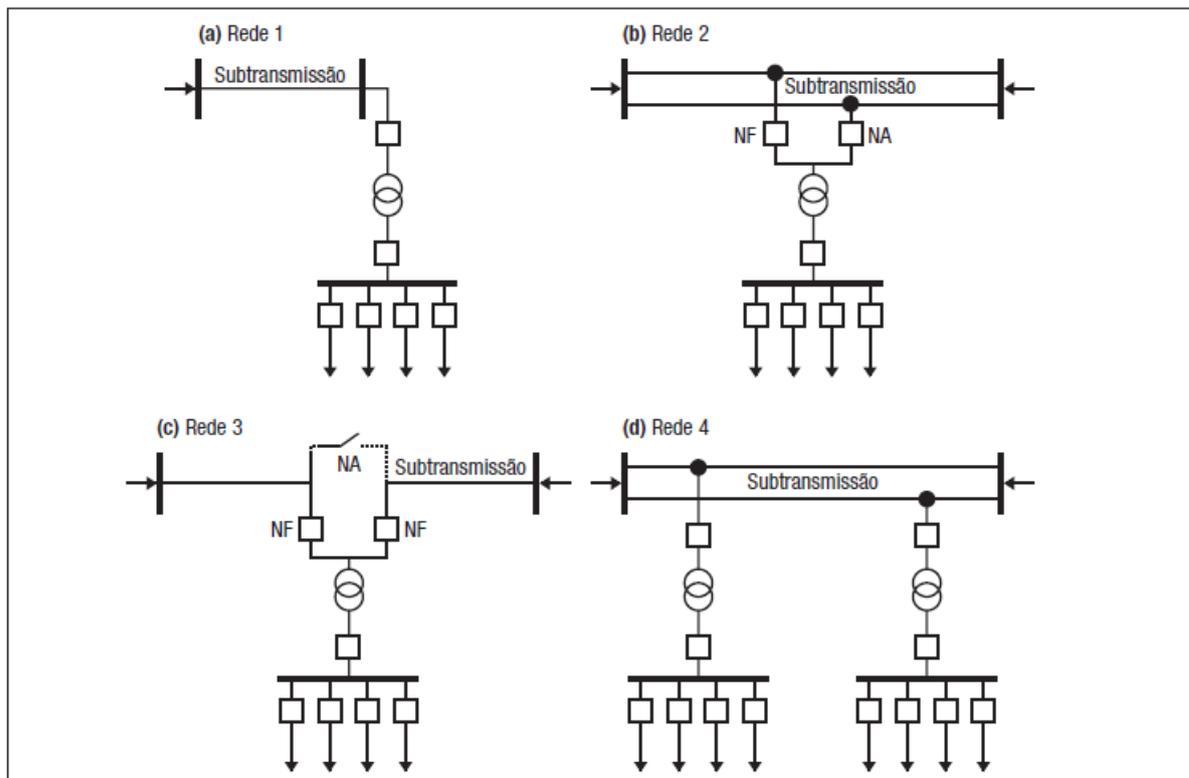


Fonte: Kagan; Oliveira; Robba (2012, p. 3).

A Figura 2 ilustra a conexão entre todos os segmentos do sistema elétrico de potência destacados e representados por um diagrama unifilar. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

De maneira geral, as redes de sub transmissão possuem um arranjo de modo a deixar a configuração em anel, ou seja, circuitos em paralelo capazes de aumentar a segurança na operação do sistema, em caso de um eventual desarme de um dos circuitos. (LEÃO, 2009).

Figura 3 – Arranjos típicos de linhas de sub transmissão



Fonte: Kagan; Oliveira; Robba (2012, p. 9).

A Figura 3 apresenta alguns arranjos típicos de linhas de sub transmissão, e suas características como trechos radiais, de dupla fonte, em paralelo ou arranjo do tipo “sangria”. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

2.1.2 Subestações de Distribuição

As subestações de distribuição, também chamadas de SEs, estas que são supridas pela rede de sub transmissão, são responsáveis pela transformação da tensão de sub transmissão para a de distribuição primária. Existem diversos arranjos de SEs possíveis, variando a potência instalada na SE. Estes arranjos são construídos, por exemplo, possuindo um barramento principal simples suprido por circuito simples, ou barramento principal simples suprido por dois circuitos de alimentação. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

A principal diferença nestes dois exemplos é que na condição em que a barra principal for suprida por um único circuito de alimentação, haverá apenas um dispositivo de proteção do transformador de força da SE, de maneira que, havendo

uma perda desta alimentação por qualquer defeito na sub transmissão, ocorrerá a perda de suprimento desta subestação, e conseqüentemente há um nível de confiabilidade muito baixo. Na condição em que o barramento principal simples for suprido por dois circuitos de alimentação, a confiabilidade do sistema aumenta, uma vez que na condição de um possível desarme por defeito no circuito que estiver em serviço suprido a SE, existe a possibilidade de se utilizar como recurso de operação o segundo circuito. Esse, poderá suprir o transformador de força, através de uma manobra de chaveamento do alimentador com defeito, o isolando da SE, e o chaveamento para energização do segundo alimentador para suprir a carga do transformador da subestação. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

2.1.3 Sistemas de Distribuição Primária

O Sistema de Distribuição Primária, comumente chamado no Brasil de Redes em Média Tensão, são provenientes das Subestações de Distribuição. Grande parte destas redes instaladas no sistema elétrico são aéreas, de forma que operam radialmente, podendo ter a possibilidade de transferência de blocos de cargas entre circuitos para o atendimento da operação em condições de contingência (eventos imprevistos de emergência), devido à manutenção corretiva ou preventiva. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

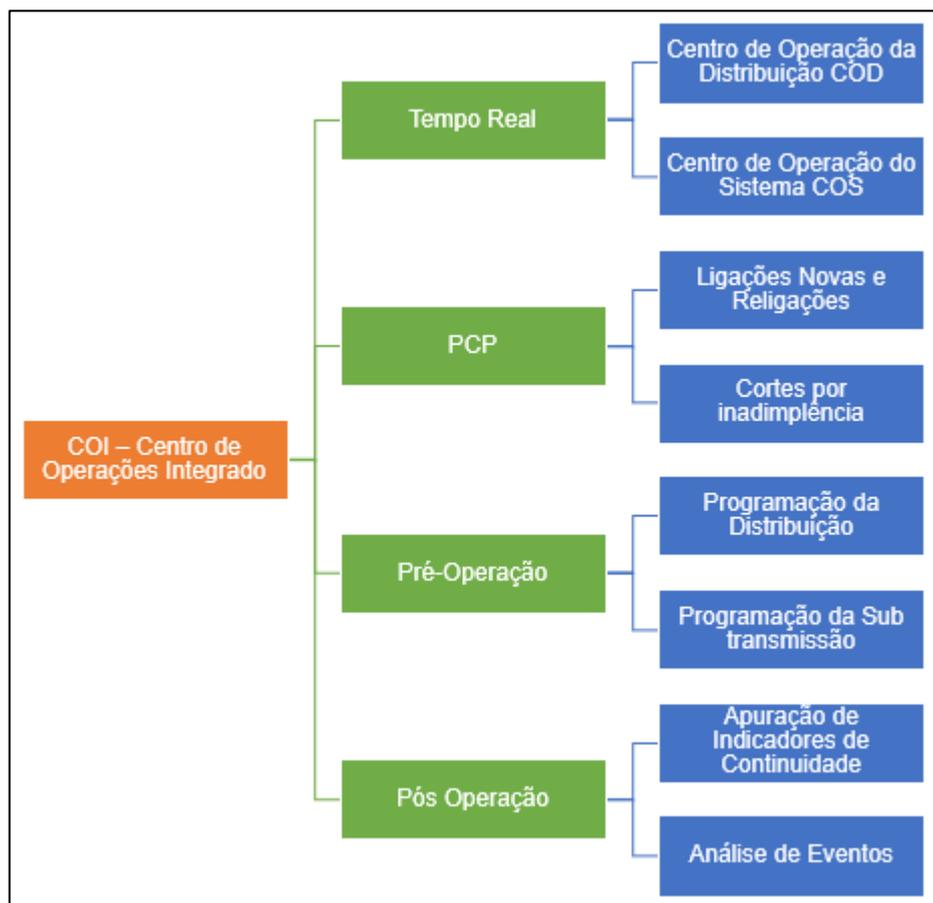
Estas redes de média tensão distribuem a energia elétrica até os consumidores primários e aos transformadores de distribuição. Em relação aos consumidores primários, destacam-se as indústrias de médio porte, conjunto comerciais (tais como shopping centers), instalações de iluminação pública, entre outros. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

As redes existentes podem ser aéreas, ou subterrâneas, de forma que o tipo aéreo tem o uso muito mais difundido em razão de ter um menor custo para sua construção, já as redes subterrâneas são utilizadas na maioria das vezes em pontos de maior densidade de carga, como por exemplo, zona central de uma metrópole, ou ainda, em áreas onde há restrições paisagísticas de locais turísticos. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012).

2.1.4 Centro de Operação de Agente de Distribuição

O centro de operações da distribuição (COD) é a organização de um conjunto centralizado de pessoas, dados de informações, equipamentos, assim como o processamento de dados, onde cada distribuidora deverá exercer as ações de coordenação, supervisão, controle, comando e execução da operação das instalações de baixa, média e alta tensão de distribuição. Para as instalações do agente incluídas na rede de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), este centro é o responsável por ações de supervisão, controle, comando e execução da operação. (ANEEL, 2022).

Figura 4 – Atual Estrutura do Centro de Operações Integrado RGE



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Conforme Figura 4, podemos observar a disposição do controle de ações que é realizado junto ao centro de operações integrado da RGE.

A operação em tempo real é responsável pelas ações de coordenação, supervisão e controle do processo operacional dos sistemas elétricos realizados em tempo real. Essas ações implicam determinações em relação aos comandos necessários à execução da operação nas instalações. (ANEEL, 2022).

A operação em tempo real também é responsável pelo monitoramento de todas as atividades que são realizadas na rede de distribuição, sejam execuções de serviços programados ou serviços de emergência. Todas as liberações de rede para as equipes de campo e comunicação com estas, ocorre em tempo real com o técnico operador do sistema, garantindo, desta forma, o efetivo controle do local e de quem está trabalhando em contato com a rede. A recomposição do sistema em situações de contingência ou defeito na rede, é feita pelo técnico operador em tempo real. Este segmento se divide em um centro de controle e operações do sistema de sub transmissão e pelo centro de controle e operações do sistema de distribuição primária e secundária. (CPFL ENERGIA, 2022).

A Pré-Operação por sua vez é responsável por realizar todas as análises de liberações no que se refere a intervenções programadas na rede, verificando o tempo de interrupção programada solicitado para a execução, realização de simulações quanto ao fluxo de potência para verificar possíveis perturbações no sistema no decorrer das atividades, envio dos avisos de desligamento programado aos clientes atingidos, dentro do prazo regulatório, bem como alguns estudos a curto, médio e longo prazo para garantir bom desempenho do sistema de distribuição, atendendo a manutenções corretivas ou preventivas, assim como obras de melhoria demandadas pelas áreas da concessionária. (CPFL ENERGIA, 2022).

A pós-operação realiza o acompanhamento dos eventos realizados pelo tempo real junto ao sistema elétrico, servindo de subsídio para realizar a apuração dos indicadores de continuidade, que são enviados ao órgão regulador – ANEEL, garantindo a integridade das informações e a cronologia dos eventos. As principais atividades realizadas por esta área são análises de dados e indicadores operacionais, feedback para melhoria de processos, e subsidiar áreas internas e externas com informações. (CPFL ENERGIA, 2022).

Por fim, a área de PCP - planejamento e despacho comercial é destinada a monitorar os prazos e direcionar as ordens comerciais pendentes dentro do prazo, no que se refere às ordens de corte e religue de consumidores na área de concessão,

explorando ferramentas ágeis e eficientes para atender à demanda diária. (CPFL ENERGIA, 2022).

2.2 Procedimentos Regulatórios

De acordo com o portal do Ministério de Minas e Energia, os Procedimentos Regulatórios são classificados em cinco áreas de atuação, sendo elas Regras e Procedimentos de Distribuição (PRODIST), Procedimentos de Rede, Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, Procedimentos dos Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento, e Regras dos Serviços de Transmissão. (ANEEL, 2022).

O propósito será abordar as duas áreas de maior interesse para este trabalho, que são as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica e os Procedimentos de Distribuição PRODIST.

2.2.1 Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica

As regras dos serviços de transmissão de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Regras de Transmissão, têm caráter normativo e consolidam a regulamentação do segmento de transmissão de energia elétrica. A estrutura das Regras de Transmissão foi aprovada pela Resolução Normativa nº 905 /2020, de modo que são organizadas em 6 módulos, conforme Tabela 1. (ANEEL, 2022).

Tabela 1 – Organização das Regras dos Serviços de Transmissão

Módulo	Descrição
1	Glossário
2	Classificação das Instalações
3	Instalações e Equipamentos
4	Prestação dos Serviços
5	Acesso ao Sistema
6	Coordenação e Controle da Operação

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 1 ilustra cada um dos módulos que compõem as Regras dos Serviços da Transmissão. O foco deste trabalho fará uso do módulo 5, o qual se refere ao acesso ao sistema, sobretudo sobre a eficiência na contratação de demandas.

2.2.2 Procedimentos de Distribuição (PRODIST)

A resolução Normativa ANEEL nº 956/2021 estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, os quais normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O PRODIST é composto atualmente por 11 módulos, conforme mostrado na Tabela 2 a seguir:

Tabela 2 – Organização do PRODIST

<i>Módulo</i>	<i>Descrição</i>
1	Glossário de Termos Técnicos do Prodíst
2	Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
3	Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
4	Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
5	Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura
6	Informações Requeridas e Obrigações
7	Cálculo de Perdas na Distribuição
8	Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica
9	Ressarcimento de Danos Elétricos
10	Sistema de Informação Geográfica Regulatório
11	Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 2 ilustra cada um dos módulos que compõem os Procedimentos de Distribuição – PRODIST. O foco deste trabalho fará uso principalmente do módulo 8, o qual se refere à Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.

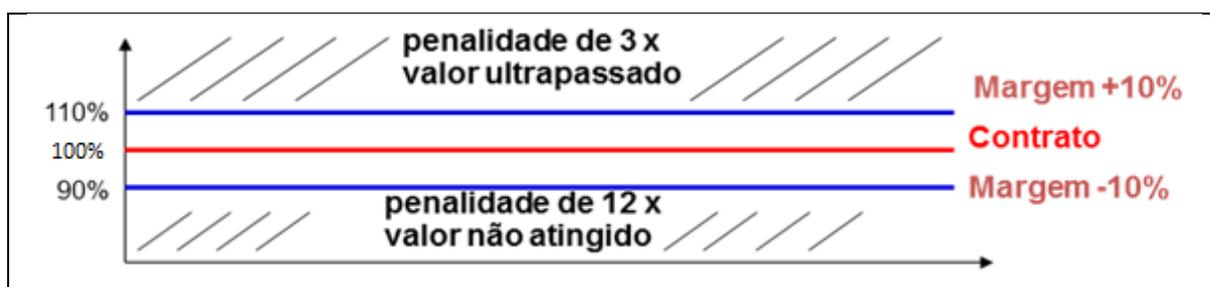
2.2.3 Penalização por Violação de MUST

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 1001 de 2022, a contratação do MUST é realizada para um horizonte de 4 anos, dividida em períodos de ponta e fora de ponta, e a apuração é realizada mensalmente observando os contratos de ambos os patamares citados, considerando um limite de 10%. Todas as ultrapassagens superiores a 10% são passíveis de penalização, neste caso, multas equivalentes a 3 (três) vezes a tarifa do ponto de conexão. (ANEEL, 2022).

Além deste tipo de penalidade, há a sobre contratação, a qual evidencia a ineficiência da contratação da distribuidora, esta que é apurada anualmente sobre cada um dos pontos de conexão, e contabilizados nos horários de ponta e fora de

ponta. Neste caso, em cada um dos pontos contratados, a distribuidora é obrigada a utilizar, pelo menos uma vez ao ano, 90% do valor contratado, sob o risco de sofrer uma penalização equivalente a 12 (doze) vezes a diferença entre o máximo observado no ano e 90% do valor contratado. (SILVA, 2014).

Figura 5 – Faixa de Tolerância de Utilização do MUST



Fonte: CPFL Energia (2023).

A Figura 5 ilustra a margem de $\pm 10\%$ que cada ponto de conexão deve utilizar para não incorrer penalizações por parte da resolução, conforme Norma Técnica da CPFL.

2.2.4 Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão

De acordo com a Resolução Normativa 1001, as Distribuidoras terão a eficiência da contratação de uso do sistema de transmissão apurada pelo ONS por horário de contratação e Ponto de Conexão, da seguinte forma:

a) Mensalmente, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% (cento e dez por cento) do MUST contratado em caráter permanente adicionado ao MUST contratado em caráter flexível; (ANEEL, 2022)

b) Anualmente, quando houver sobre contratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% (noventa por cento) do maior MUST contratado em caráter permanente no ano civil. (ANEEL, 2022)

De acordo com a Resolução Normativa nº 1001, nos meses em que houver ultrapassagem de demanda, o ONS irá apurar a parcela de ineficiência por ultrapassagem. O valor será verificado e encaminhado pelo ONS até o 16º dia útil do

mês subsequente ao da ocorrência à Distribuidora para contestação em um prazo de 10 (dez) dias úteis. (ANEEL, 2022).

A parcela de ineficiência por ultrapassagem é determinada da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 PIU_D = 3 * \sum_i \{ & [D_{max-p}(i) - (1,10 * MUST_{p-permanente}(i) + MUST_{p-flexível}(i))] \\
 & * (TUST - RB_p(i) + TUST - FR_p(i))\} + 3 \\
 & * \sum_i \{ [D_{max-FP}(i) \\
 & - (1,10 * MUST_{FP-permanente}(i) + MUST_{FP-flexível}(i))] \\
 & * (TUST - RB_{FP}(i) + TUST - FR_{FP}(i))\}
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Em que:

- *PIUD*: parcela de ineficiência por ultrapassagem a ser cobrada da DISTRIBUIDORA, em R\$, quando seu valor for maior que zero;
- *Dmax-P(i)*: demanda máxima mensal medida no PONTO DE CONEXÃO *i*, em kW;
- *MUSTP-Permanente (i)*: MUST contratado em caráter permanente no PONTO DE CONEXÃO *i* no horário de ponta, em kW;
- *MUSTP-flexível (i)*: MUST contratado em caráter flexível no PONTO DE CONEXÃO *i* no horário de ponta, em kW;
- *TUST - RBP(i)*: TUST-RB, para o PONTO DE CONEXÃO *i*, no horário de ponta no mês da ultrapassagem, em R\$/kW.mês;
- *TUST - FRP(i)*: TUST-FR, para o PONTO DE CONEXÃO *i*, no horário de ponta no mês da ultrapassagem, em R\$/kW.mês;
- *Dmax-FP (i)*: demanda máxima mensal medida no PONTO DE CONEXÃO *i* no horário fora de ponta, em kW;
- *MUSTFP-permanente (i)*: MUST contratado em caráter permanente no PONTO DE CONEXÃO *i* no horário fora de ponta, em kW;
- *MUSTFP-flexível (i)*: MUST contratado em caráter flexível no PONTO DE CONEXÃO *i* no horário fora de ponta, em kW;

- $TUST - RBFP(i)$: TUST-RB, para o PONTO DE CONEXÃO i , no horário fora de ponta no mês da ultrapassagem, em R\$/kW.mês; e
- $TUST - FRFP(i)$: TUST-FR, para o PONTO DE CONEXÃO i , no horário fora de ponta no mês da ultrapassagem, em R\$/kW.mês.

A Resolução Normativa de nº 1001 estabelece que após o encerramento do ano civil, o ONS irá apurar a máxima demanda medida no ano anterior e irá calcular o valor da parcela de ineficiência por sobre contratação. O valor será verificado e encaminhado pelo ONS até 31 de janeiro do ano seguinte às Distribuidoras, que terão até 1º de março para contestação. (ANEEL, 2022).

A parcela de ineficiência por sobre contratação é determinada da seguinte forma:

$$PIS = 12 * \sum_i \left[\left(0,9 * MUST_p(i) - D_{max-anual-p}(i) \right) * (TUST - RB_p(i) + TUST-FR_p(i)) \right] + 12 * \sum_i \left[\left(0,9 * MUST_p(i) - D_{max-anual-FP}(i) \right) * (TUST - RB_{FP}(i) + TUST-FR_{FP}(i)) \right] \quad (2)$$

Em que:

- PIS : parcela de ineficiência por sobre contratação a ser cobrada da DISTRIBUIDORA, em R\$, quando seu valor for maior que zero;
- $MUSTP(i)$: maior MUST contratado em caráter permanente no ano civil no PONTO DE CONEXÃO i no horário de ponta, em kW;
- $D_{max-anual-p}(i)$: demanda máxima anual medida no PONTO DE CONEXÃO i no horário de ponta, em kW;
- $TUST - RBP(i)$: TUST-RB, para o PONTO DE CONEXÃO i , no horário de ponta vigente em 31 de dezembro do ano a ser apurado, em R\$/kW.mês;
- $TUST - FRP(i)$: TUST-FR, para o PONTO DE CONEXÃO i , no horário de ponta vigente em 31 de dezembro do ano a ser apurado, em R\$/kW.mês;
- $MUSTFP(i)$: maior MUST contratado em caráter permanente no ano civil no PONTO DE CONEXÃO i no horário fora de ponta, em kW;
- $D_{max-anual-FP}(i)$: demanda máxima anual medida no PONTO DE CONEXÃO i no horário fora de ponta, em kW;

- $TUST - RBFP(i)$: TUST-RB, para o PONTO DE CONEXÃO i , no horário fora de ponta vigente em 31 de dezembro do ano a ser apurado, em R\$/kW.mês; e
- $TUST - FRFP(i)$: TUST-FR, para o PONTO DE CONEXÃO i , no horário fora de ponta vigente em 31 de dezembro do ano a ser apurado, em R\$/kW.mês.

Além do impacto negativo em relação ao aspecto financeiro da distribuidora, expõe negativamente a distribuidora ao Operador Nacional do Sistema e ao Órgão Regulador em relação à sua ineficiência em gerir a demanda necessária proveniente do sistema de transmissão, além de impactar na performance de Operação do Sistema.

2.3 Dispositivos de Proteção e Manobra em Sistemas de Distribuição

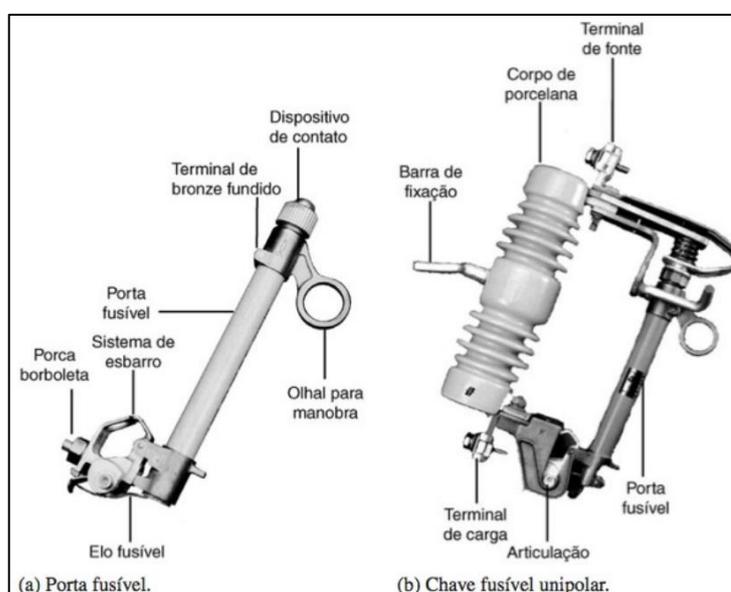
Com o passar dos anos e o crescimento do setor elétrico, os dispositivos de proteção e manobra instalados nas redes de distribuição permanecem os mesmos, como chaves fusível, religadores, chaves faca e chaves sob carga, de modo que a evolução se deu apenas nas características construtivas, visto que os princípios de funcionamento se mantêm na maioria dos casos até hoje. O sistema elétrico como um todo, necessita de dispositivos de proteção que possuem a capacidade de identificar e interromper possíveis defeitos que venham a ocorrer na rede elétrica, de modo a isolar os trechos defeituosos interrompendo o menor número possível de consumidores atendidos por estes equipamentos. (COMASSETTO, 2004).

Defeitos classificados como permanentes, ocorrem na rede elétrica com uma certa frequência, em razão de falhas em componentes de sistemas elétricos de potência. A falha mais comum em qualquer sistema elétrico de potência é o curto-circuito, o qual dá origem a correntes elevadas que circulam em todos os elementos energizados, podendo causar severos distúrbios de tensão ao longo de todo o sistema, inclusive danos irreparáveis ao sistema e às instalações das unidades consumidoras. Além de curtos-circuitos, a sobrecarga é um fator de anomalia nos sistemas de potência que pode originar danos materiais significativos. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020).

2.3.1 Chaves Fusíveis

Chaves fusíveis são os elementos mais utilizados na proteção de redes de distribuição urbanas e rurais, por apresentar preços reduzidos e desempenho satisfatório para o nível de proteção que se deseja. Dentre as suas características, destaca-se o desligamento automático da rede na ocorrência de curtos-circuitos, desligamento da rede de forma manual para fins de manutenção e, eventualmente, utilizadas também para manobras de cargas e trechos de rede entre diferentes circuitos. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020).

Figura 6 – Chave Fusível de Distribuição



Fonte: Mamede Filho (2020, p. 391).

A Figura 6 ilustra um modelo de chave fusível de distribuição juntamente com um porta-fusível, responsável por acondicionar o elo fusível, protegendo-o de intempéries da natureza.

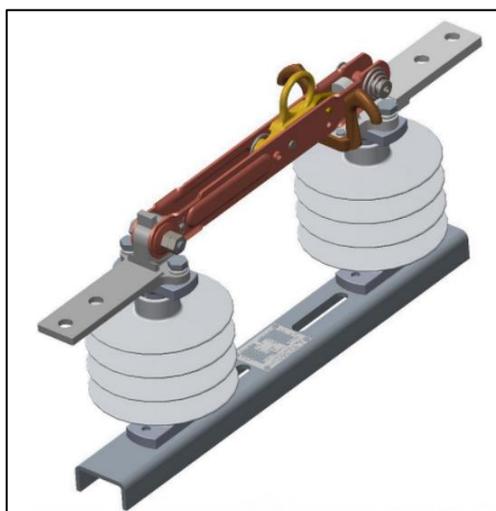
2.3.2 Chaves de Manobra e Seccionamento

São equipamentos com o propósito de possibilitar manobras de cargas entre circuitos, seccionamento de trechos de rede para execução de obras ou manutenções, além de servir como chaves de by-pass de equipamentos considerados como especiais, tais como Religadores Automáticos, Reguladores de Tensão, entre outros. Estas chaves não possuem a capacidade de abrir de forma automática em caso de

um evento de curto-circuito no sistema elétrico. Os dispositivos de manobra e seccionamento mais utilizados são as chaves do tipo Faca unipolares e as chaves de operação sob carga, que permitem a extinção de arco voltaico através do gás SF₆, óleo, vácuo, ar, entre outros. (MAMEDE FILHO, 2013).

De acordo com a Norma Brasileira NBR IEC 62271-1:2020, um dispositivo mecânico de manobra é capaz de estabelecer, suportar e interromper as correntes nas condições normais de circuito, incluindo as condições especificadas de sobrecarga em serviço, assim como de suportar, durante um tempo determinado, as correntes nas condições anormais especificadas do circuito, como aquelas de curto-circuito. Embora o dispositivo mecânico de manobra seja capaz de estabelecer as condições de curto-circuito, não é capaz de as interromper. (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2020).

Figura 7 – Chave Seccionadora Unipolar tipo Faca



Fonte: Maurizio (MAURIZIO, 2022).

A Figura 7 ilustra um modelo de chave seccionadora unipolar do tipo faca, muito difundida e utilizada em redes aéreas de distribuição, capazes de seccionar trechos de rede de acordo com a necessidade.

2.3.3 Religadores Automáticos

São equipamentos com a capacidade de interrupção da corrente elétrica, providos previamente de uma determinada capacidade de repetição em suas

operações de abertura e fechamento de um circuito por ele protegido, durante a ocorrência de um eventual defeito na rede elétrica. (MAMEDE FILHO, 2022).

Os religadores automáticos cada vez mais são utilizados em circuitos de distribuição das redes aéreas das concessionárias de energia elétrica, pois permitem que os defeitos transitórios (toque de vegetal nas redes por ação do vento, descarga atmosférica atingindo a rede etc.) sejam eliminados sem a necessidade de deslocamento de técnicos de manutenção para percorrer o circuito com defeito. Esses equipamentos não devem ser aplicados em instalações industriais ou comerciais, onde os defeitos são quase sempre de natureza permanente, ao contrário das redes aéreas urbanas e rurais. (MAMEDE FILHO, 2022).

Figura 8 – Religador Automático e Painel de Comando



Fonte: Schneider (SCHNEIDER, 2022).

A Figura 8 ilustra um modelo de religador automático e seu painel de comando. Equipamento cada vez mais utilizado em redes aéreas de distribuição, devido à sua autonomia em localizar defeitos e reenergizar trechos de rede com defeitos transitórios.

Figura 9 – Religador Automático para Redes de Distribuição



Fonte: Coprel (COPREL, 2022).

A Figura 9 ilustra uma estrutura padronizada que acomoda um religador automático na rede. O padrão conta com chaves seccionadoras no lado fonte e no lado carga, além de chaves de by-pass que são utilizadas quando há a necessidade de retirada de operação deste equipamento para manutenção.

De forma resumida, religadores automáticos são compostos por um mecanismo projetado para abrir e fechar circuitos sob carga ou em na presença de curto-circuito, comandado indiretamente através de relés de sobrecorrente (alimentados por TCS, geralmente do tipo bucha), realizando as funções 50 e 51, e por um relé de religamento, realizando a função 79. (SCHNEIDER, 2022)

Para extinguir arcos elétricos próprios de operações de chaveamento de circuitos sob carga ou curto-circuito, os religadores automáticos operam por mecanismos e meios de interrupção equivalentes aos disjuntores. Os métodos de interrupção mais comuns são: óleo isolante; câmara de vácuo e gás SF₆ (Hexafluoreto de Enxofre). (SCHNEIDER, 2022).

2.3.4 Disjuntores de Média Tensão

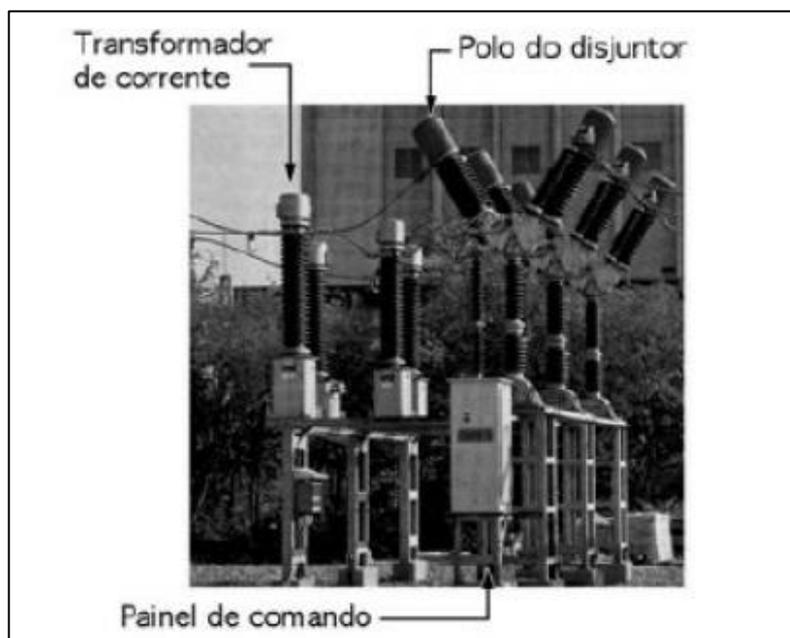
Disjuntores são equipamentos com a capacidade de conduzir e interromper as correntes de carga e de curto-circuito de forma muito rápida. Para os equipamentos

de média e alta tensão, são acoplados relés, que são os elementos responsáveis pela detecção de correntes anormais, ou comandos para a abertura e fechamento destes disjuntores. (MAMEDE FILHO, 2022).

A abertura e fechamento são comandados por relés que enviam um sinal elétrico que controla a abertura de um ou mais disjuntores, na presença de perturbações que venham a comprometer os equipamentos ou o funcionamento normal do sistema elétrico, de tal maneira que a abertura deste equipamento garanta a isolação do equipamento ou parte do sistema afetado pela perturbação, impedindo que possa danificar os equipamentos, comprometer a operação do sistema, ou possa propagar o defeito para outros elementos do sistema. (ELETROBRÁS, 1982).

Um disjuntor tem como sua principal finalidade interromper as correntes de defeito em curtos-circuitos no menor tempo possível, entretanto, também tem a capacidade de desligar o circuito em plena carga, seja para a realização de uma manobra de transferência de cargas entre alimentadores, por exemplo, ou energizar um circuito em condição normal ou de defeito. (MAMEDE FILHO, 2022).

Figura 10 – Disjuntor de Média Tensão em Subestação



Fonte: MAMEDE FILHO (2022, p. 329).

A Figura 10 ilustra um disjuntor de média tensão, instalado em uma subestação de distribuição. Além de funções como proteção de sobrecorrentes e religamento

automático, este equipamento também é utilizado em manobras de transferência de carga.

2.4 Fluxo de Potência e Manobras

2.4.1 Fluxo de Potência

De forma resumida, o fluxo de potência da rede, entende-se como a resolução do circuito elétrico que representa esta rede, na forma de sua topologia, levando em conta suas características elétricas, tais como seus elementos, demandas de cargas, níveis de tensão de suas fontes geradoras. O fluxo de potência é um estudo que permite a simulação da operação da rede, com a finalidade de se verificar o cálculo das tensões nas barras de rede, identificar o nível de tensão, verificar o cálculo da corrente e da potência que fluem pelos trechos de rede, identificar os níveis de seus carregamentos, entre outras finalidades específicas. (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2012)

2.4.2 Configuração em Anel

A operação de um circuito alimentador em anel ocorre com a interligação deste alimentador através de um equipamento de manobra existente na rede, operando na posição Normalmente Aberta (NA), e que tem uma extremidade ligada na rede de um lado do circuito alimentador e a outra extremidade ligada ao outro lado da rede, criando uma malha, de modo que deve se observar os fasores de tensão (módulo e ângulo) destas extremidades, podendo ser do mesmo circuito alimentador, de outro circuito alimentador ou inclusive de subestações diferentes. (MOURA, 2010).

2.4.3 Vantagens da Execução de Manobras em Anel

Ainda que geralmente os sistemas de distribuição operam de forma radial, eles oferecem possibilidades de alterações da topologia através da abertura ou fechamento de equipamentos de manobra. Quando ocorre a necessidade de remanejar uma determinada carga de um alimentador para outro, seja devido à uma contingência ou desligamento programado, em ambas as situações poderá ocorrer múltiplas comutações nas redes que podem provocar interrupções de curta duração,

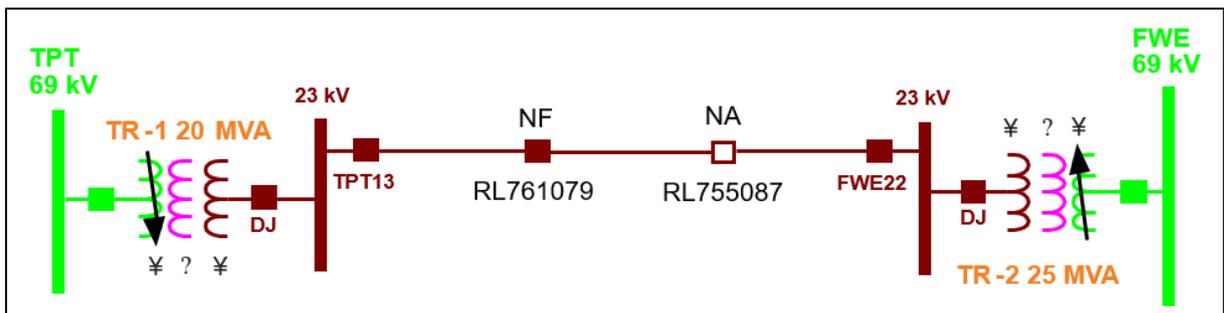
o que gera muitas vezes descontinuidade da energia de forma indesejável sob o ponto de vista do consumidor, seja ele, industrial, comercial ou residencial. (BERNARDON; VEIGA; MURATO, 2007)

2.4.4 Pontos de Atenção para Execução de Manobras em Anel

Manobras executadas em anel permitem que o fluxo do fornecimento de energia seja mantido, mesmo durante a necessidade de manobras nas redes, pois reduzem interrupções momentâneas, entretanto, é necessário garantir que construtivamente a rede esteja em concordância de fases, para possibilitar o paralelismo entre alimentadores durante as manobras na rede. A padronização dos equipamentos de manobra na rede no estado normalmente abertos (NA), com a realização da medição de sequência de fase, deve ser realizada ainda durante a fase de execução de obras ou manutenções. Além disso, é imprescindível atender os critérios de nível de tensão, tipo de ligação dos transformadores de força envolvidos, assim como outras especificações técnicas. (CPFL, 2022).

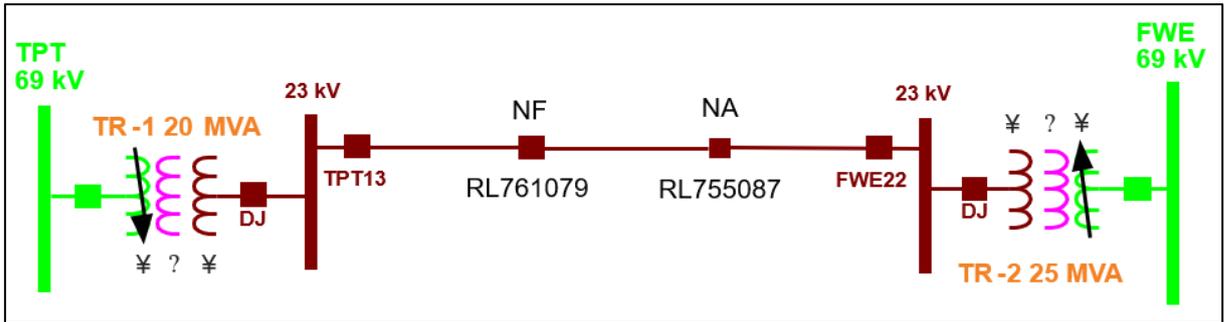
Cabe salientar que para manobras em que os equipamentos de chaveamento são monopolares, tais como chaves de manobra e seccionamento do tipo faca ou chaves fusíveis, inviabilizam e se tornam uma desvantagem no aspecto de execução em anel, uma vez que em casos de subestações de diferentes fontes, muitas vezes não há ferramentas computacionais disponíveis para se realizar um estudo mais criterioso, verificando inclusive distância entre uma fonte e a outra e a impedância que constitui o circuito, além da necessidade de se inibir momentaneamente algumas proteções de retaguarda durante a execução da manobra. (CPFL, 2022).

Figura 11 – Unifilar de uma configuração antes da manobra em anel



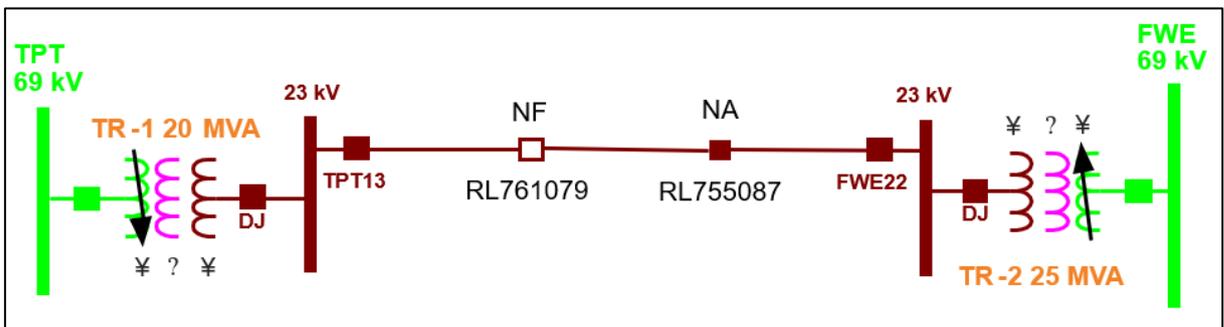
Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Figura 12 – Unifilar da configuração em anel e todos os equipamentos ligados



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Figura 13 – Unifilar de uma configuração após a manobra em anel



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Conforme se observa na Figura 11, o religador do fechamento do anel é o religador nº 755087, e o religador nº 761079 deve ser desligado para desfazer a manobra em anel, transferindo as cargas do AL TPT13 para o AL FWE22 sem causar interrupção de energia nos clientes, como podemos observar na sequência das Figuras 12 e 13.

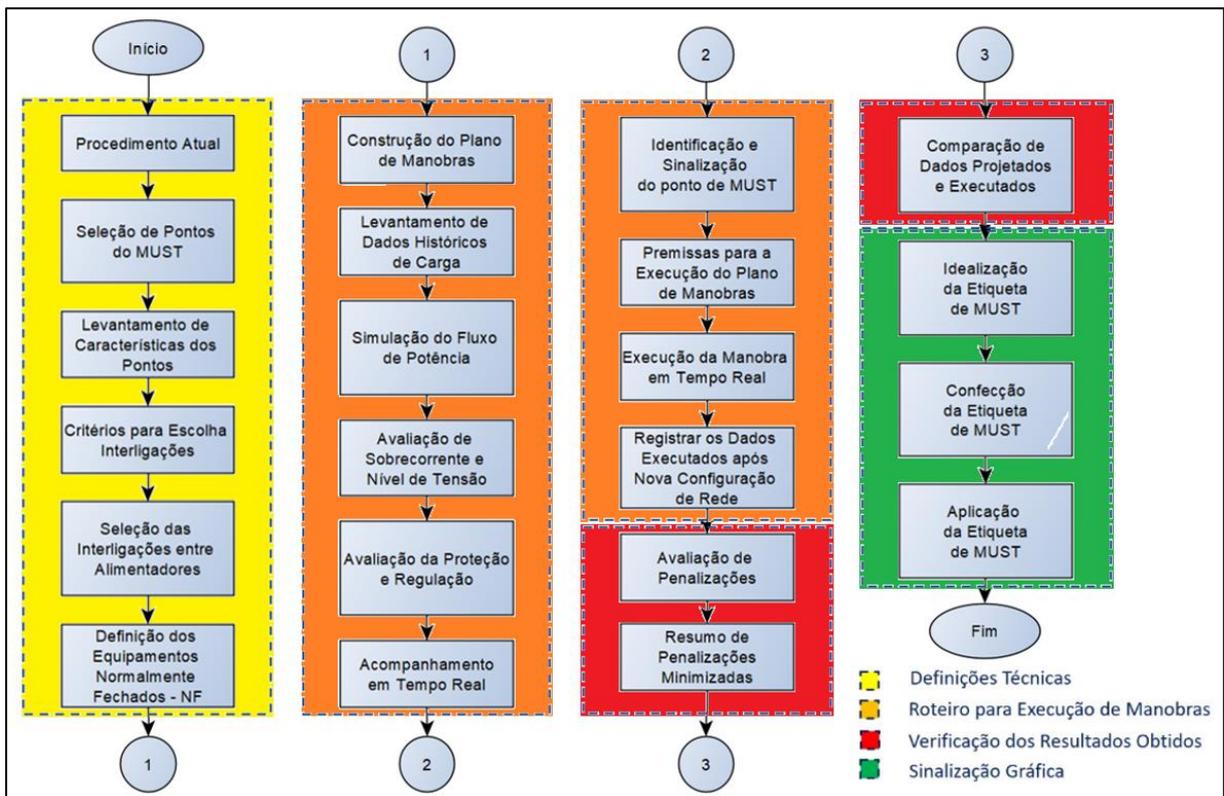
3 METODOLOGIA

Este capítulo irá demonstrar a organização e o planejamento para as manobras de alívio de cargas, apresentando um resumo de como serão conduzidas cada uma das etapas, além de ilustrar alguns detalhes com o intuito de favorecer a compreensão deste trabalho.

Para a execução das simulações e dos estudos propostos para a construção do planejamento dos planos de manobras, foi utilizada a ferramenta computacional Interplan versão 1.69, trata-se de um sistema brasileiro de alta performance para análise de redes e estudos de planejamento de sistemas de distribuição, calculando o fluxo de potência, para a realização de manobras alterando montantes de carga. Em conjunto com o Interplan, foi utilizado o *Microsoft Excel* com o intuito de organizar as informações e dados coletados de uma maneira ágil para o desenvolvimento do trabalho.

O sistema técnico ADMS (*Advanced Distribution Management System*), que significa Sistema de Gestão de Distribuição Avançado, o qual possui módulos como o SCADA – controle de supervisão e aquisição de dados, responsável pelo controle remoto e aquisição de dados, o módulo DMS – Sistema de Gerenciamento da Distribuição – modelo de rede e cálculos sobre o estado da rede em produção entre outras funcionalidades, é um sistema sérvio desenvolvido pela empresa Schneider Electric e implementado na RGE e demais distribuidoras de energia elétrica do grupo CPFL Energia, e atualmente é utilizado nos centros de operações das distribuidoras. O sistema foi utilizado para realizar o acompanhamento dos pontos de contratação de MUST, levantamento de interligações e equipamentos a serem manobrados, bem como a construção dos planos de manobra com o objetivo de direcionar a tomada de decisão dos operadores do sistema elétrico de potência. Em conjunto com o ADMS, foi utilizado o *Microsoft Power Point* com o intuito de resgatar imagens que ilustrem as informações coletadas, bem como organizar de uma forma didática ao leitor deste trabalho para melhor entendimento de algumas ações realizadas.

Figura 14 – Fluxograma do Planejamento de Etapas



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 14 ilustra um fluxograma com a sequência de etapas para o desenvolvimento deste estudo de caso e que serão conduzidas inicialmente através do primeiro tópico denominado Planejamento das Definições Técnicas e terá o foco na organização inicial do estudo de caso. Em um segundo momento, as etapas seguintes serão conduzidas através do segundo tópico denominado Roteiro para Execução de Manobras e terá o foco nos aspectos em relação ao plano de monitoramento até a execução das manobras, em seguida, em um terceiro momento as etapas serão conduzidas através do tópico denominado Verificação dos Resultados Obtidos e terá o foco nos aspectos relacionados à apuração do resultado real em comparativo ao que foi planejado para execução, bem como informações complementares ao trabalho. Por fim, as últimas etapas serão conduzidas em um quarto momento, pelo tópico Sinalização Gráfica, e terá o foco na confecção de uma etiqueta de sinalização para identificar na tela os pontos em que houve manobra com o tema MUST.

4 ESTUDO DE CASO

O capítulo estudo de caso irá apresentar uma série de etapas que foram realizadas com o propósito de alcançar os objetivos específicos deste trabalho. Serão demonstrados os detalhes necessários para o planejamento, simulação e a execução prática do roteiro de manobras sugerido em uma distribuidora de energia brasileira. Ao término deste capítulo será apresentada uma análise dos resultados obtidos, comparando o estudo teórico com os dados práticos coletados durante este trabalho, além de ilustrar a etiqueta de sinalização proposta.

4.1 Planejamento das Definições Técnicas

As etapas iniciais do fluxograma do planejamento de etapas, ilustradas na Figura 14, compõem as ações que permitem avaliar as informações técnicas necessárias e o levantamento de características, para a criação de um roteiro de manobras, observando ao final das etapas, quais os impactos que podem ocorrer ao sistema elétrico, mediante a nova configuração de rede pós manobras.

4.1.1 Procedimento Atual

Observando as rotinas de estudos realizados no centro de operações da RGE, os alívios de carga para controle da demanda contratada no MUST são realizados considerando, na maioria dos casos, a expertise dos técnicos de operação e pré-operação, através de manobras programadas ou imprevistas que porventura sejam realizadas ao longo dos anos. Ainda sobre estas avaliações, observa-se que a execução das manobras de alívio é realizada a partir de uma análise em conjunto dos engenheiros da operação, assim como supervisores e coordenadores, direcionando ao técnico operador em tempo real o ponto com necessidade de manobra. Muitos desses casos, que historicamente ocorrem em períodos de temperaturas extremas, e que foram efetivos ao serem executados, são arquivados e registrados para que possam ser aplicados em situações futuras, no que se refere à alívios do MUST. O registro é consolidado em planilhas eletrônicas de acompanhamento, que servem de base para consulta de informações sobre o tema dentro da área e possibilitam ser

revisitados periodicamente para atualização, de acordo com alguma necessidade, como alteração da topologia da rede, por exemplo.

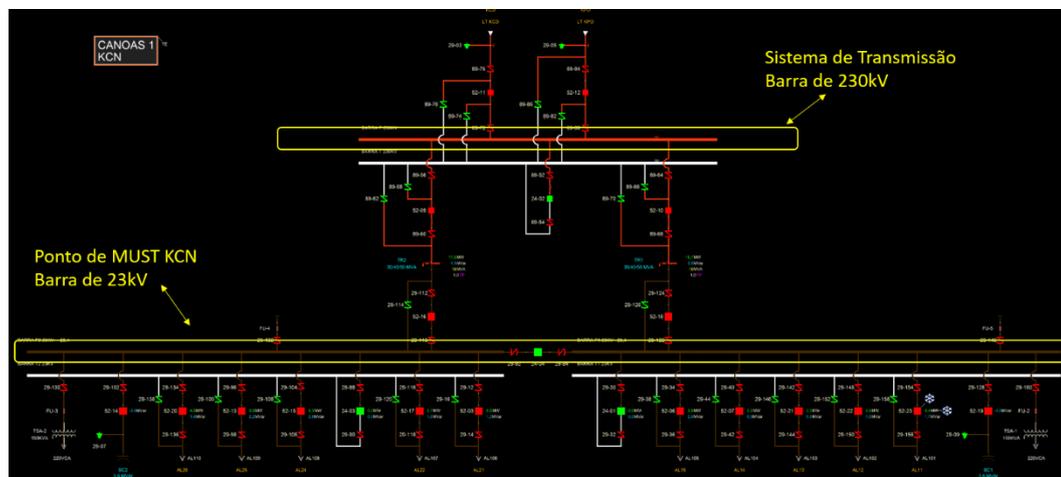
4.1.2 Seleção de Pontos do MUST

Dando continuidade ao estudo, se faz necessário selecionar alguns dos 59 pontos do MUST que atualmente estão contratados pela distribuidora para o período vigente, e que sirvam de objeto de estudo para este trabalho. Considerando a carga histórica de alguns pontos e expertise de engenheiros da área de operação, optou-se por três pontos do MUST para o estudo deste trabalho, sendo o primeiro, o ponto KCN_23kV – CANOAS 1, o segundo, o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE, e por fim o terceiro ponto sendo o KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1. Tais pontos foram selecionados, visto estarem localizados geograficamente em áreas distintas do estado do Rio Grande do Sul, além de possuírem três tipos diferentes de níveis de tensão.

4.1.3 Levantamento de Características dos Pontos

O item levantamento de características dos pontos aborda alguns aspectos que trazem informações adicionais sobre os pontos definidos para o estudo, como o fato de serem geograficamente localizados em áreas distintas do estado do Rio Grande do Sul, região metropolitana, central e vale do rio pardo, e apresentando três tipos diferentes de níveis de tensão, 13,8kV, 23,1kV e 69kV.

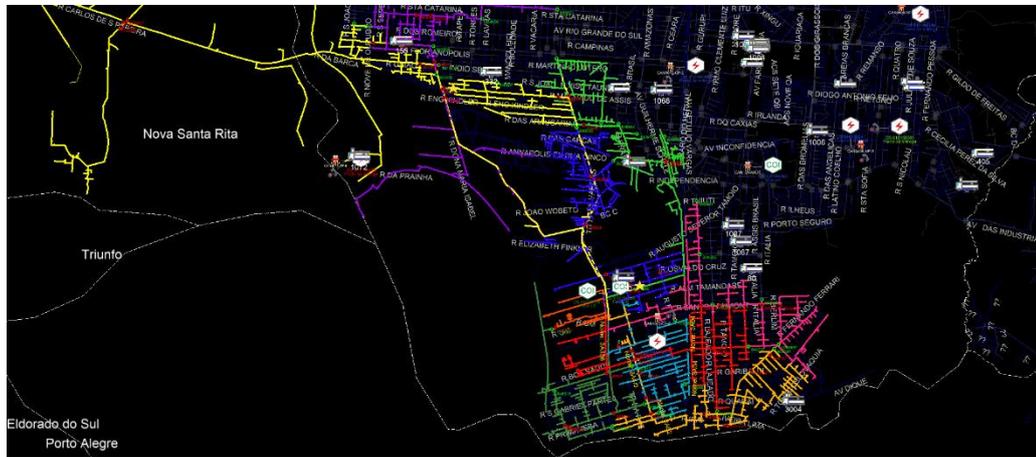
Figura 15 – Ponto de Contratação KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 15 representa o supervisor do sistema ADMS com o ponto CANOAS 1 – 23kV conectado ao sistema de transmissão de 230kV Cidade Industrial.

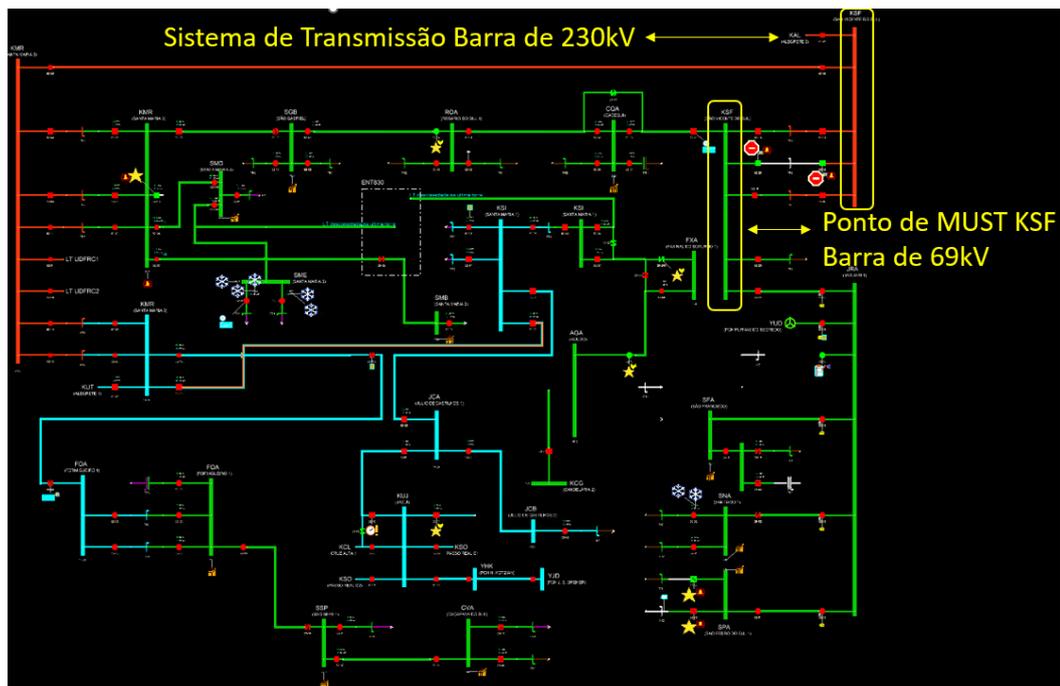
Figura 16 – Extensão Territorial do Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 16 demonstra a extensão geográfica do ponto CANOAS 1 – 23kV o qual atende a carga de parte dos municípios de Canoas, Nova Santa Rita e Capela de Santana. Atualmente, são 10 alimentadores em média tensão que atendem 62.834 clientes ativos na rede elétrica.

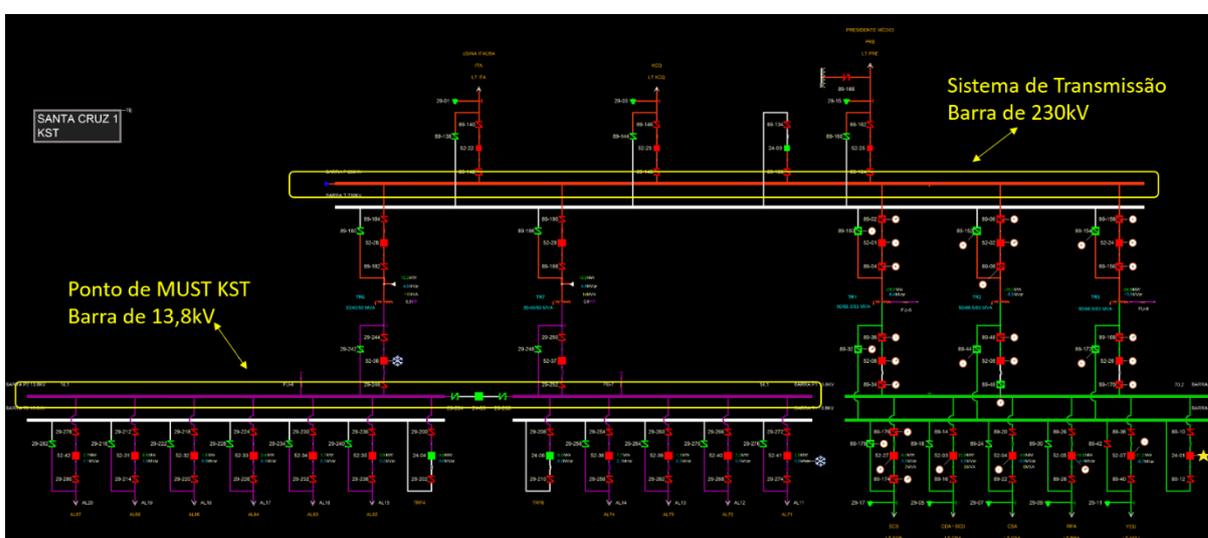
Figura 17 – Unifilar da Tronco Região Central KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 17 ilustra o supervisor do sistema ADMS com o ponto SÃO VICENTE DO SUL – 69kV conectado ao sistema de transmissão de 230kV São Vicente. No total são atendidas 8 Subestações de distribuição, sendo elas Cacequi – CQA, Jaguari 1 – JRA, São Vicente – KSF, Mata – MAA, Rosário do Sul – ROA, São Francisco de Assis – SFA, Santiago – SNA, São Pedro do Sul – SPA. Somados, são 39 alimentadores, que abastecem o fornecimento de energia elétrica atualmente para 87.557 clientes ativos na rede elétrica.

Figura 18 – Ponto de Contratação KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 18 representa o supervisor do sistema ADMS com o ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1 conectado ao sistema de transmissão de 230kV Santa Cruz.

Outra questão de interesse deste estudo é que as manobras devem ocorrer preferencialmente sem interrupções momentâneas aos clientes, de forma que os passos serão executados em anel, quando possível, e a qualquer instante que for necessário, minimizando possíveis impactos aos consumidores conectados.

Para a definição dos equipamentos que serão sugeridos no plano de manobras, foi estabelecido uma série de critérios em forma de perguntas, que conduzem a escolha das interligações a serem utilizadas.

Tabela 3 – Critérios para escolha de Interligações

<i>Nº do Critério</i>	<i>Verificação do Critério</i>	<i>Pontuação</i>
1	Transfere para outro ponto MUST?	5
2	Comando Remoto?	5
3	Condutor Interligação - 4CA? - I _{max} 114A	0
3	Condutor Interligação - 4CAA? - I _{max} 114A	0
3	Condutor Interligação - 2CA? - I _{max} 150A	0
3	Condutor Interligação - 1/0CAA? - I _{max} 198A	1
3	Condutor Interligação - 1/0CA? - I _{max} 202A	1
3	Condutor Interligação - E70? - I _{max} 250A	1
3	Condutor Interligação - 3/0CAA? - I _{max} 258A	2
3	Condutor Interligação - 3/0CA? - I _{max} 271A	2
3	Condutor Interligação - 4/0CAA? - I _{max} 295A	2
3	Condutor Interligação - 4/0CA? - I _{max} 313A	3
3	Condutor Interligação - 336CA? - I _{max} 418A	4
3	Condutor Interligação - E150? - I _{max} 450A	5
4	Permite executar em ANEL?	5

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 3 demonstra os critérios adotados para a definição dos pontos de manobra, baseada no produto do primeiro pelo segundo critério, e o resultado somado à pontuação dos critérios três e quatro. O critério número 1 avalia se o equipamento faz topo com outro ponto de MUST, e que seja diferente do ponto que deve ser aliviado, portanto tem um peso maior em relação aos demais, o critério 2 avalia se o equipamento possui a possibilidade de comando remoto, evitando a necessidade do envio de uma equipe de campo ao local para operá-lo, permitindo uma tomada de decisão de forma ágil, o critério 3 pontua de acordo com a capacidade de condução, sob o ponto de vista das características construtivas no que se refere aos cabos da rede, e por fim, o critério número 4 avalia se a manobra poderá ser executada em anel, evitando qualquer interrupção de curta duração.

Por exemplo, uma determinada interligação transfere carga para um ponto de MUST diferente ao que se deseja aliviar, atende ao critério 1 e soma 5 pontos. Identificou-se que esta interligação possui comando remoto, atendendo ao critério 2, e com isso, somando mais 5 pontos. Os condutores instalados na rede desta interligação, foram cadastrados como 4/0CA, portanto, o critério 3 acumula mais 3 pontos, e por fim, esta mesma interligação atende aos requisitos para manobra em anel, portanto, atende ao critério 4 e soma mais 5 pontos, totalizando 33 pontos, atingindo o conceito atende, conforme detalhado na equação (3) a seguir.

$$\text{Conceito} = (\text{Critério1} \times \text{Critério2}) + \text{Critério3} + \text{Critério4} \quad (3)$$

$$\text{Conceito} = (5 \times 5) + 3 + 5$$

$$\text{Conceito} = 33 \rightarrow \text{Atende}$$

4.1.5 Seleção das Interligação entre Alimentadores

Foi extraída a relação de equipamentos de cada um dos pontos selecionados para o estudo, e aplicados os critérios, contabilizando a pontuação individual das interligações, onde se estabeleceu que, para os equipamentos em que a pontuação atingiu valores iguais ou maiores a trinta pontos, serão apontados com o conceito “atende”, e para os equipamentos com pontuação inferior a trinta pontos serão apontados com o conceito “não atende”.

Tabela 4 – Relação do ponto KCN_23kV – CANOAS 1

<i>Tipo</i>	<i>Operativo</i>	<i>Nome Subestação</i>	<i>Condutor</i>	<i>Total</i>
Religador	904296	CANOAS 3	3#E150	35
Religador	848749	CANOAS 3	3#4/0CA	33
Religador	848691	CANOAS 3	3#4/0CA	33
Religador	1006059	CANOAS 3	3#4/0CA	33
Religador	848737	CANOAS 3	3#4/0CA	33
Religador	848599	CIDADE INDUSTRIAL	3#1/0CAA	31
Religador	848622	CIDADE INDUSTRIAL	3#1/0CAA	31
Religador	848606	CIDADE INDUSTRIAL	3#1/0CA	31
Religador	1071310	CIDADE INDUSTRIAL	3#E70	31
Religador	848607	CIDADE INDUSTRIAL	3#4CA	30
Religador	1116036	CIDADE INDUSTRIAL	3#1/0CA	31
Religador	848575	CIDADE INDUSTRIAL	3#E150	35
Religador	1008598	CIDADE INDUSTRIAL	3#4CA	30
Religador	1009685	CIDADE INDUSTRIAL	3#E70	31
Religador	1008647	CIDADE INDUSTRIAL	3#2CA	30
Religador	1108929	CIDADE INDUSTRIAL	3#4CA	30

Religador	1107166	CIDADE INDUSTRIAL	3#2CA	30
Religador	1006475	CIDADE INDUSTRIAL	3#2CA	30
Religador	848584	CIDADE INDUSTRIAL	3#4CA	30
Religador	904456	PORTAO 1	3#E150	35
Religador	848636	CIDADE INDUSTRIAL	3#336CA	34
Religador	1006477	CIDADE INDUSTRIAL	3#336CA	34
Religador	848666	CANOAS 3	3#E150	35
Religador	848647	CIDADE INDUSTRIAL	3#E150	35
Religador	848667	CIDADE INDUSTRIAL	3#336CA	34

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 4 ilustra a relação de equipamentos tele controlados, com o conceito atende, para o ponto KCN_23kV – CANOAS 1, em que o interesse será selecionar algumas interligações no conceito atende, gerando o plano de manobras proposto.

Tabela 5 – Relação do ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE

Tipo	Operativo	Nome Subestação	Condutor	Total
Religador	1065591	ALEGRETE 4; CACEQUI	3#CA1/0	31
Religador	892651	ALEGRETE 4	3#CAA1/0	31
Religador	1063845	LIVRAMENTO 1	3#CAA4/0	33
Religador	1067060	LIVRAMENTO 1	3#CAA1/0	31
Religador	1062388	LIVRAMENTO 1	3#CAA1/0	31
Religador	847748	MANOEL VIANA 1	3#CAA1/0	31
Religador	847928	SAO GABRIEL	3#CAA4	31

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 5 ilustra a relação de equipamentos tele controlados, atingindo o conceito atende, para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE, de modo que para o interesse deste trabalho, serão selecionadas algumas interligações no conceito atende, gerando o plano de manobras proposto.

Tabela 6 – Relação do ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1

Tipo	Operativo	Nome Subestação	Condutor	Total
Religador	848333	SANTA CRUZ 2	3#4/0CAA	32
Religador	848337	SANTA CRUZ 2	3#1/0CAA	31
Religador	848355	PASSO DO SOBRADO	3#1/0CAA	31
Religador	848316	SANTA CRUZ DO SUL 3	3#3/0CAA	32
Religador	1055325	RIO PARDO 1	3#E70XLPE	31
Religador	848306	SANTA CRUZ DO SUL 3	3#336CA	34

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 6 ilustra a relação de equipamentos tele controlados, atingindo o conceito atende, para o ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1, de modo que para o interesse deste trabalho, serão selecionadas algumas interligações no conceito atende, gerando o plano de manobras proposto.

4.1.6 Definição dos Equipamentos Normalmente Fechados - NF

Com auxílio do sistema de operação ADMS, foi traçada a rede a montante de algumas das interligações que obtiveram o conceito atende, para identificar qual o primeiro equipamento tele controlado normalmente fechado – NF disponível e instalado no alimentador pertencente ao ponto que deverá sofrer o alívio de carga, assim sugerindo o plano de manobras a ser executado em cada um dos três pontos de contratação escolhidos do MUST.

4.1.7 Construção do Plano de Manobras

Apoiado na pontuação dos critérios adotados, a definição da sequência dos alívios estabelece estágios de manobras, observando a disposição geográfica dos equipamentos que possuem comando remoto, e que fazem parte do caminho principal (tronco) do alimentador que deverá ser aliviado. Cada estágio prevê uma transferência de cargas por vez, de modo que a ordem de execução estabelece se poderá ser realizado em anel ou por pisca. Em anel, primeiramente liga-se a interligação e em seguida desliga-se a carga, desfazendo o anel. Se realizado por pisca, primeiramente desliga-se a carga, e em seguida, liga-se a interligação em um período inferior a três minutos, evitando comprometer os indicadores de continuidade, como DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora em horas, estabelecido pelo órgão regulador – ANEEL, através do PRODIST, Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia.

Tabela 7 – Plano de Manobras Sugerido - KCN_23kV – CANOAS 1

<i>Estágios</i>	<i>Equipamento</i>	<i>Nº Operativo</i>	<i>Alimentador</i>	<i>Manobra</i>	<i>Ação</i>
<i>Estágio 1</i>	Religador	848749	CNC25	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 1</i>	Religador	848711	KCN12		DESLIGAR
<i>Estágio 2</i>	Religador	848666	CNC23	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 2</i>	Religador	848671	KCN26		DESLIGAR
<i>Estágio 3</i>	Religador	848647	KCD16	ANEL	LIGAR

<i>Estágio 3</i>	Religador	848670	KCN26		DESLIGAR
<i>Estágio 4</i>	Religador	848599	KCD12	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 4</i>	Religador	848600	KCN21		DESLIGAR
<i>Estágio 5</i>	Religador	848737	CNC25	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 5</i>	Religador	848703	KCN15		DESLIGAR
<i>Estágio 6</i>	Religador	848575	KCD14	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 6</i>	Religador	848574	KCN24		DESLIGAR
<i>Estágio 7</i>	Religador	904296	CNC32	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 7</i>	Religador	848693	KCN12		DESLIGAR

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 8 – Plano de manobras sugerido - KSF_69kV – SÃO VICENTE

<i>Estágios</i>	<i>Equipamento</i>	<i>Nº Operativo</i>	<i>Alimentador</i>	<i>Manobra</i>	<i>Ação</i>
<i>Estágio 1</i>	Religador	847763	SBC15	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 1</i>	Religador	847771	SNA25		DESLIGAR
<i>Estágio 2</i>	Religador	847770	SBC12	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 2</i>	Religador	847775	SNA25		DESLIGAR
<i>Estágio 3</i>	Religador	847790	ROA16	PISCA	DESLIGAR
<i>Estágio 3</i>	Religador	892651	ALD15		LIGAR
<i>Estágio 4</i>	Religador	847937	SPA14	PISCA	DESLIGAR
<i>Estágio 4</i>	Religador	847928	SGB15		LIGAR
<i>Estágio 5</i>	Religador	847748	MNA15	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 5</i>	Religador	847778	SFA11		DESLIGAR

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

Tabela 9 – Plano de manobras sugerido - KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1

<i>Estágios</i>	<i>Equipamento</i>	<i>Nº Operativo</i>	<i>Alimentador</i>	<i>Manobra</i>	<i>Ação</i>
<i>Estágio 1</i>	Religador	848316	SCD21	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 1</i>	Disjuntor	52-42	KST67		DESLIGAR
<i>Estágio 2</i>	Religador	848306	SCD24	ANEL	LIGAR
<i>Estágio 2</i>	Disjuntor	52-39	KST73		DESLIGAR
<i>Estágio 3</i>	Religador	848331	KST65	PISCA	DESLIGAR
<i>Estágio 3</i>	Religador	848333	SCB15		LIGAR
<i>Estágio 4</i>	Religador	848355	SCB15	PISCA	DESLIGAR
<i>Estágio 4</i>	Religador	848330	KST66		LIGAR

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

As Tabelas 7, 8 e 9 ilustram os planos de manobras com a sequência sugerida em estágios de execução, para cada um dos pontos de MUST, KCN_23Kv, KSF_69kV e KST_13,8kV respectivamente e que foram definidos para este estudo.

4.1.8 Levantamento de Dados Históricos de Carga

Com intuito de validar os planos de manobras sugeridos através dos critérios estabelecidos, foi realizado um levantamento da carga histórica dos alimentadores envolvidos, o qual será utilizado como referência para a simulação do fluxo de potência de cada um dos estágios indicados. Esta análise de fluxo de cargas, se baseou em coletar os valores máximos de carga atingidos pelos alimentadores envolvidos, nos períodos dos meses de dezembro de 2021, janeiro de 2022 e fevereiro de 2022, os quais historicamente apresentam os maiores índices de carga, em função das elevadas temperaturas esperadas para o período de verão.

Os dados levantados de cada ponto para este estudo, podem ser consultados através do ANEXO A – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KCN_23KV – CANOAS 1, ANEXO B – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KSF_69KV – SÃO VICENTE e ANEXO C – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KST_13,8KV – SANTA CRUZ 1.

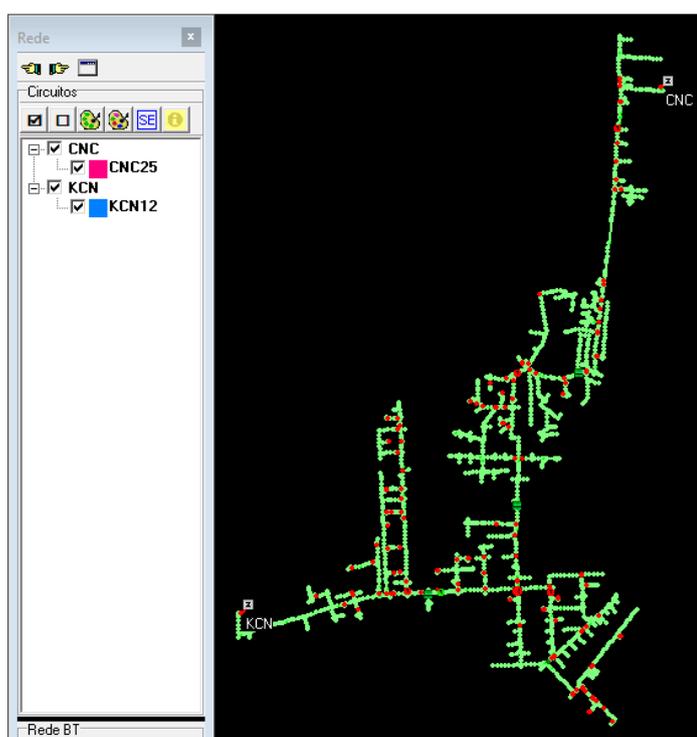
4.1.9 Simulação do Fluxo de Potência

Após a conclusão do planejamento dos planos de manobra sugeridos, a etapa seguinte consiste em executar a simulação das manobras recomendadas, calculando o fluxo de potência em cada um dos estágios, evidenciando a projeção de carga que poderá ser aliviada. Além disso, é fundamental uma inspeção prévia mediante uma nova configuração de rede, para mitigar com antecedência qualquer distúrbio ou ineficiência da rede que irá suprir as cargas remanejadas. Estes distúrbios podem ser exemplificados como interrupções de curta duração aos clientes atendidos, sobrecarga de condutores devido ao acréscimo de carga assumido pós manobra, afundamento de tensão abaixo dos limites considerados como adequados, que possam interferir na qualidade do fornecimento de energia elétrica, estabelecido conforme PRODIST – ANEEL.

Cabe salientar a importância de observar o comportamento de alguns elementos instalados ao longo do tronco dos alimentadores envolvidos nas manobras, no que se refere à proteção e regulação de tensão do sistema elétrico, como por exemplo, ajustes de sobrecorrente em religadores e disjuntores de média tensão, ou reguladores de tensão operando em fluxo inverso, sem estar habilitados a operarem em modo bidirecional.

Inicialmente foram aplicados os valores históricos com auxílio da ferramenta computacional Interplan, para simular as manobras indicadas no atendimento do ponto KCN_23kV – CANOAS 1. A seguir, serão ilustrados cada um dos estágios de manobra, conforme sugeridos no plano de manobras. Em cada remanejamento de cargas estudado, é possível observar no carregamento dos condutores em que estado na cor verde entre 0 e 89%, considerados dentro da capacidade de condução, de 90% a 100% na cor amarelo representando que a capacidade está próxima da nominal, e acima de 100% representando que se ultrapassou a capacidade de condução de corrente elétrica nominal dos condutores.

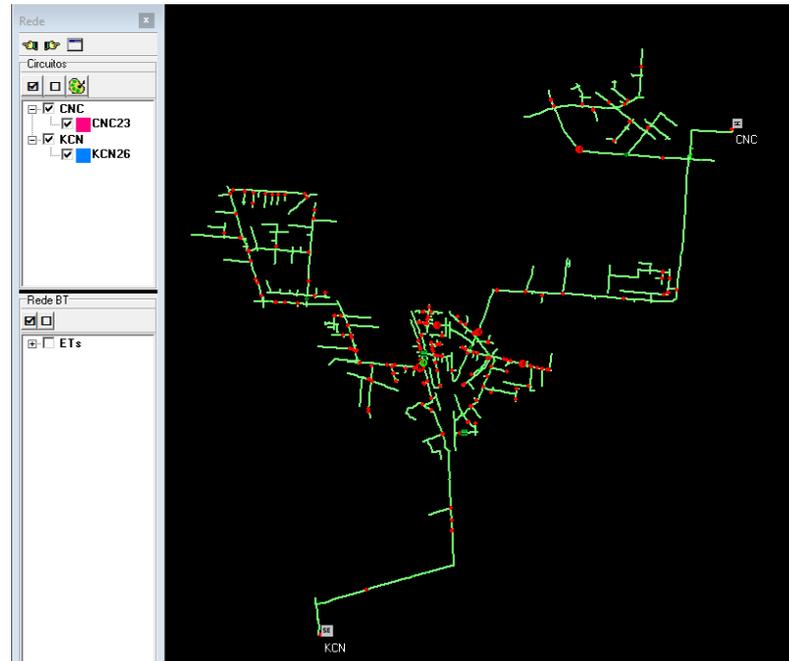
Figura 20 – Estágio 1 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 20 ilustra que o primeiro estágio proposto para o ponto KCN_23kV – CANOAS 1 satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

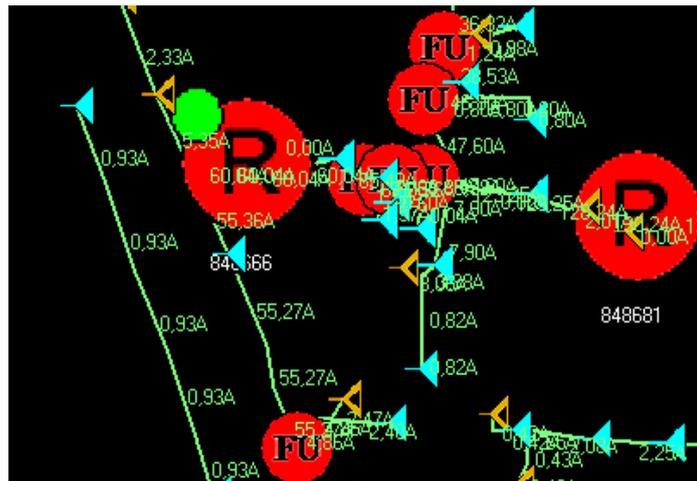
Figura 23 – Estágio 2 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 23 ilustra que o segundo estágio proposto para o ponto KCN_23kV – CANOAS 1 satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

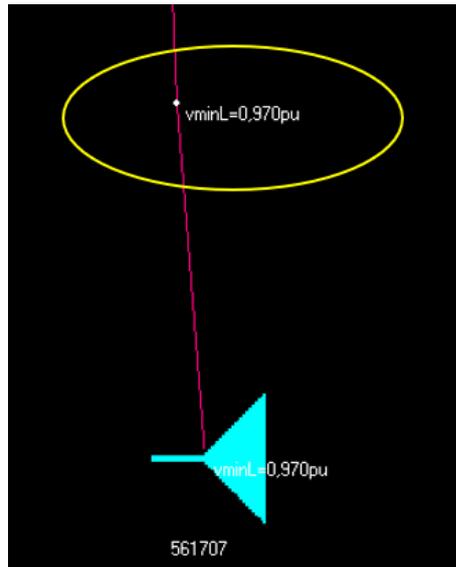
Figura 24 – Projeção de Carga Estágio 2 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 24 ilustra a projeção de aproximadamente 60A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem KCN26 para o alimentador CNC23.

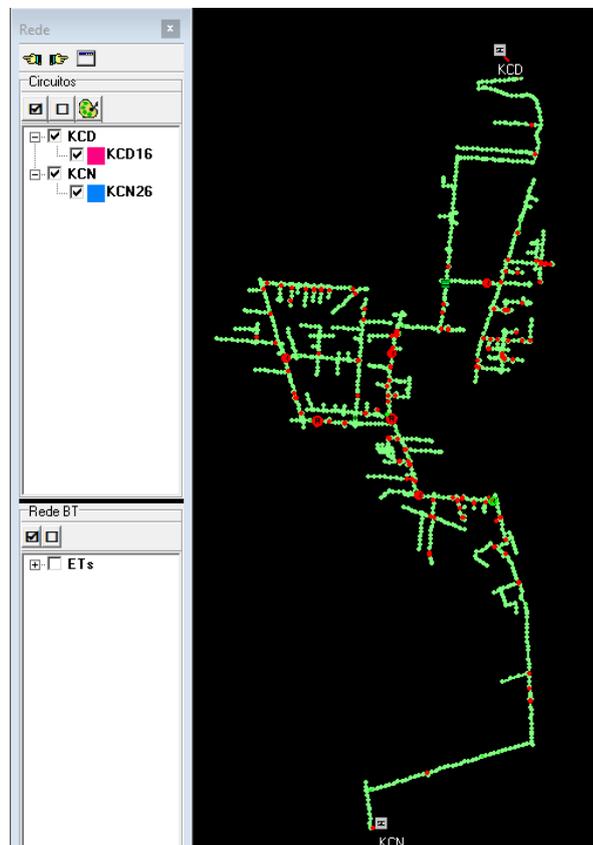
Figura 25 – Nível de Tensão Estágio 2 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 25 ilustra que após a execução do segundo estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador CNC23, será de 0,970 pu, ou aproximadamente 22,40kV.

Figura 26 – Estágio 2 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 28 ilustra que após a execução do terceiro estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador KCD16, será de 0,979 pu, ou aproximadamente 22,71kV.

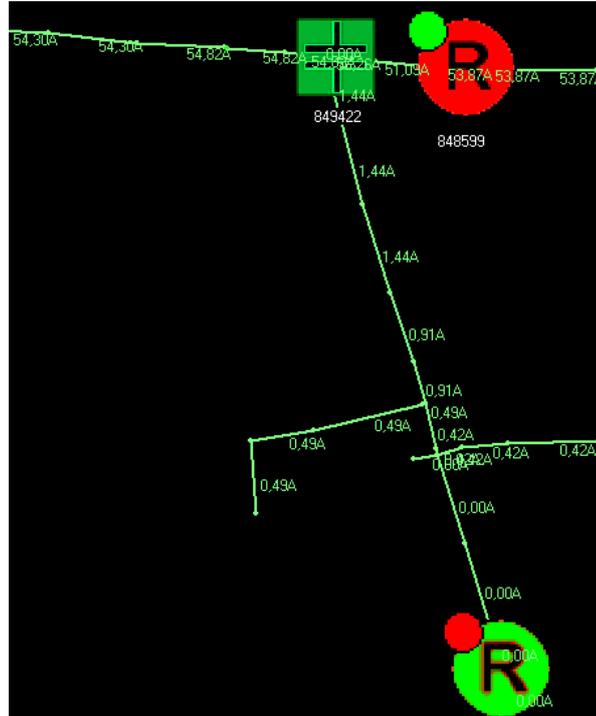
Figura 29 – Estágio 4 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 29 ilustra que o quarto estágio proposto para o ponto KCN_23kV – CANOAS 1 satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

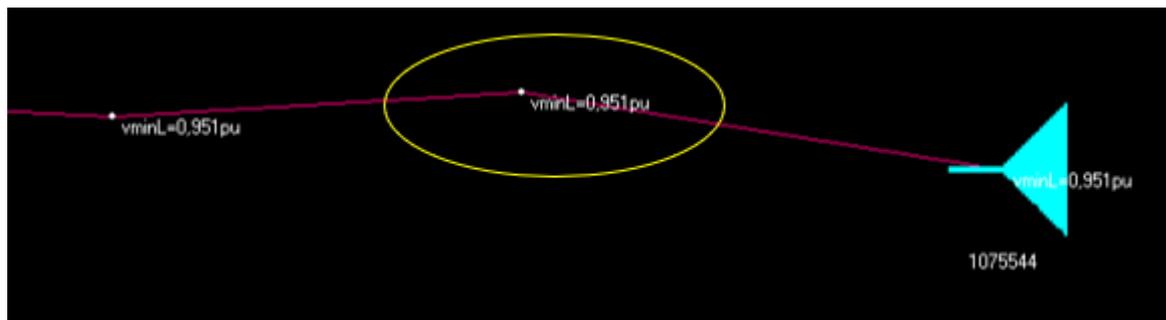
Figura 30 – Projeção de Carga Estágio 4 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 30 ilustra a projeção de aproximadamente 54A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem KCN21 para o alimentador KCD12.

Figura 31 – Nível de Tensão Estágio 4 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1

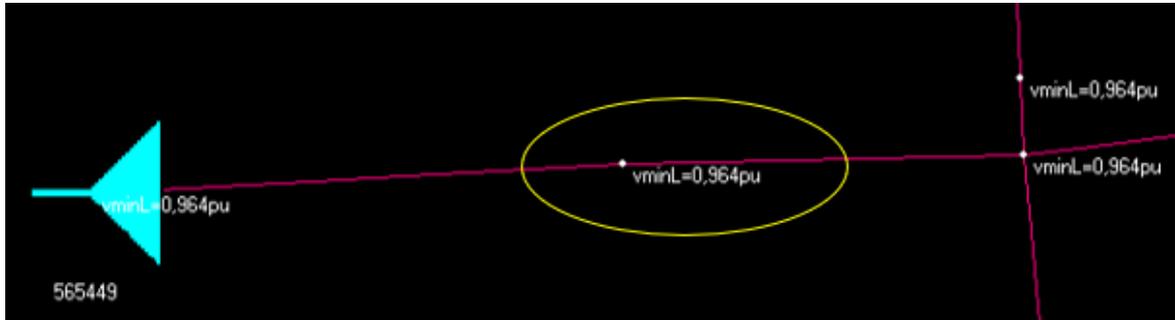


Fonte: RGE (2023).

A Figura 31 ilustra que após a execução do quarto estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador KCD12, será de 0,951 pu, ou aproximadamente 21,96kV.

A Figura 33 ilustra a projeção de aproximadamente 43A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem KCN15 para o alimentador CNC25.

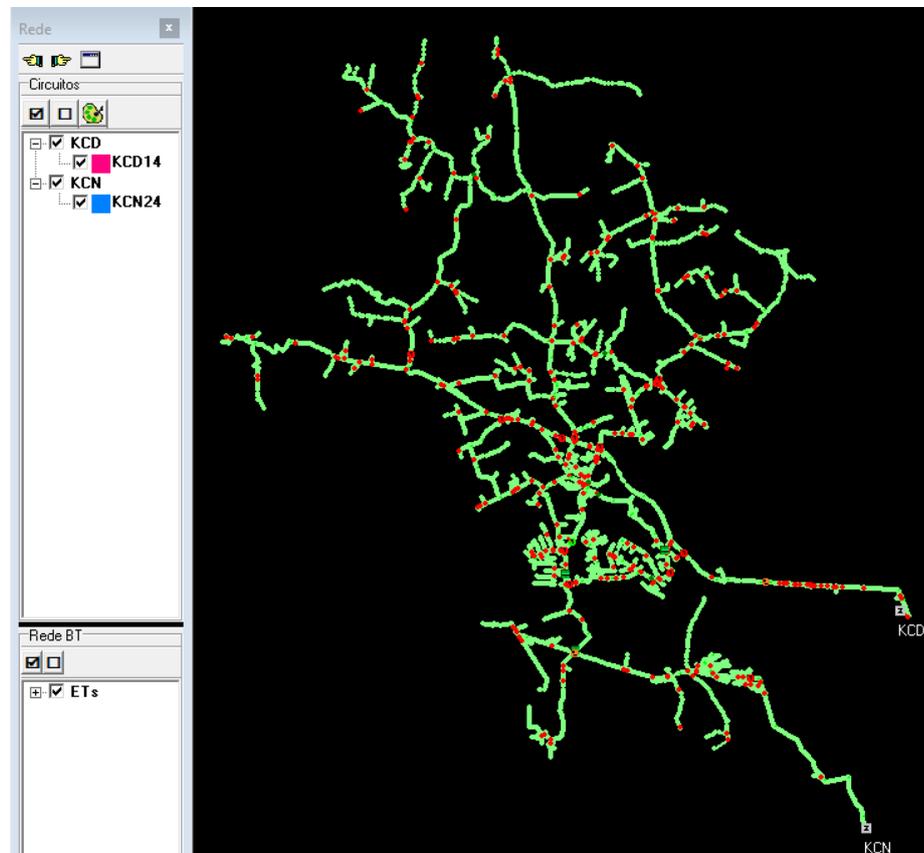
Figura 34 – Nível de Tensão Estágio 5 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 34 ilustra que após a execução do quinto estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador KCD12, será de 0,964 pu, ou aproximadamente 22,26kV.

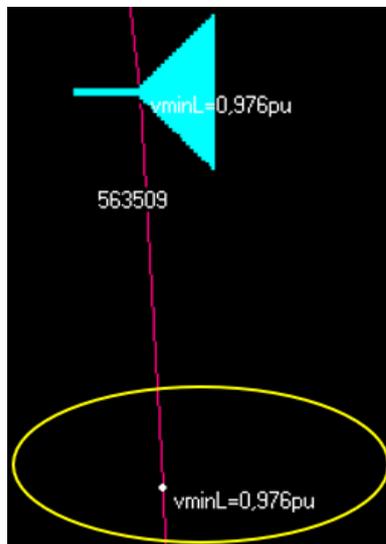
Figura 35 – Estágio 6 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 39 ilustra a projeção de aproximadamente 40A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem KCN12 para o alimentador CNC32.

Figura 40 – Nível de Tensão Estágio 7 – Ponto KCN_23kV – CANOAS 1

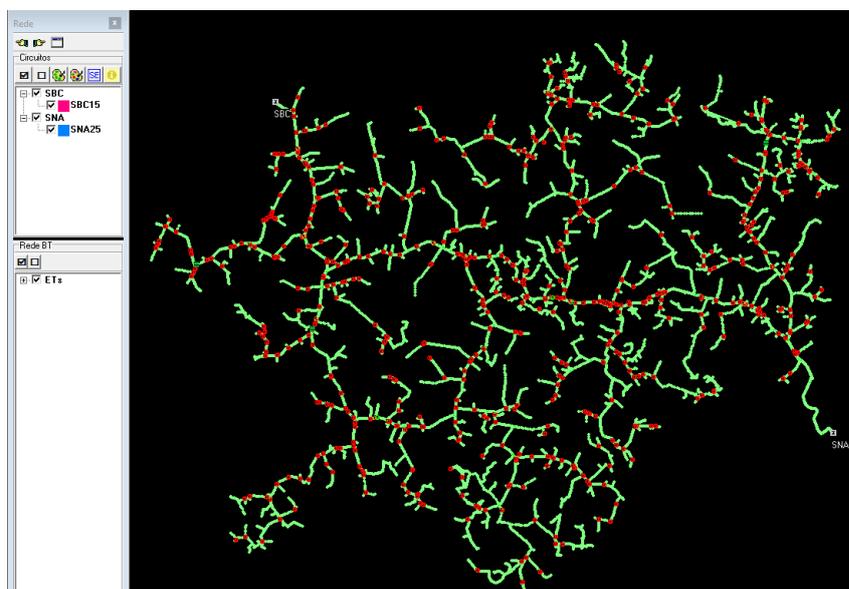


Fonte: RGE (2023).

A figura 40 ilustra que após a execução do sétimo estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador CNC32, será de 0,976 pu, ou aproximadamente 22,54kV.

Em seguida, foram aplicados os valores históricos para simular o plano sugerido para atendimento do ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE.

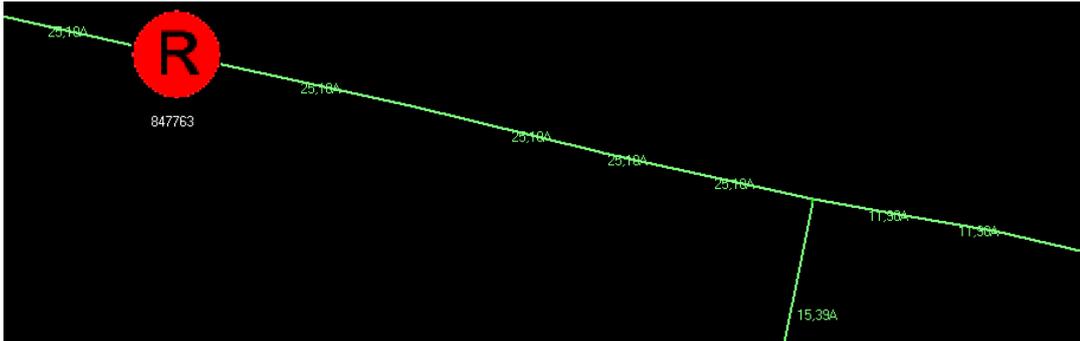
Figura 41 – Estágio 1 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 41 ilustra que o primeiro estágio proposto para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

Figura 42 – Projeção de Carga Estágio 1 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 42 ilustra a projeção de aproximadamente 25A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem SNA25 para o alimentador SBC15.

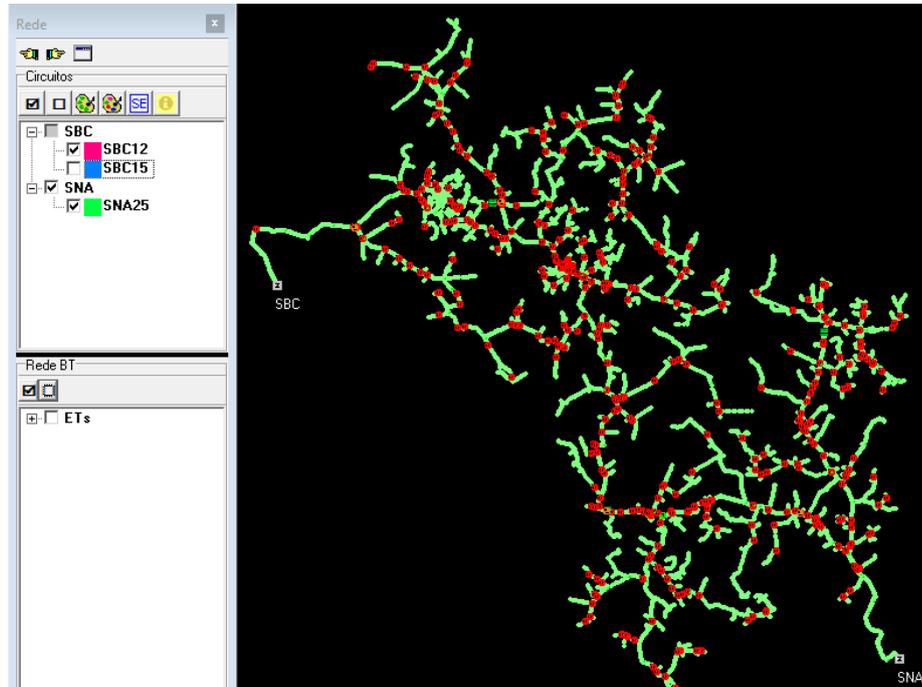
Figura 43 – Nível de Tensão Estágio 1 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 43 ilustra que após a execução do primeiro estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador SBC15, será de 0,976 pu, ou aproximadamente 22,54kV.

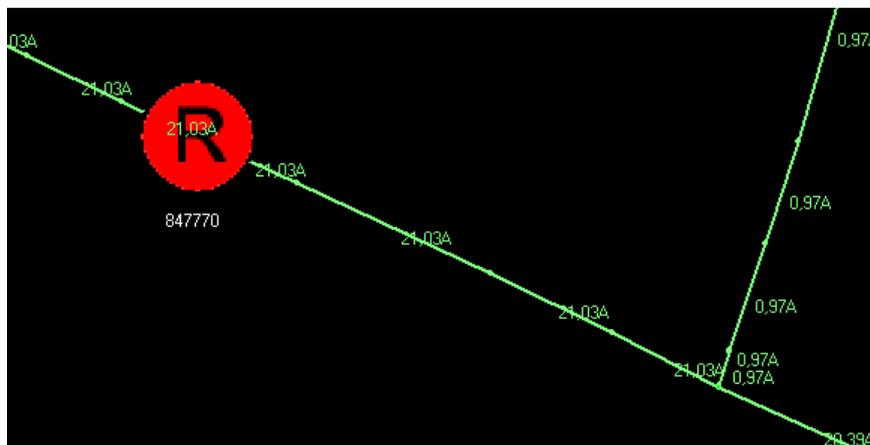
Figura 44 – Estágio 2 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 44 ilustra que o segundo estágio proposto para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

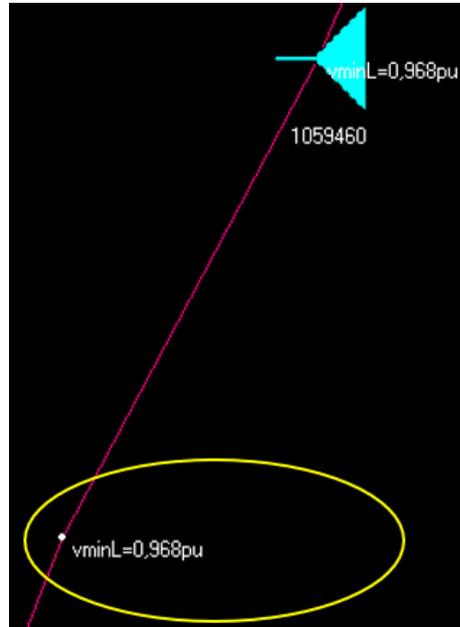
Figura 45 – Projeção de Carga Estágio 2 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 45 ilustra a projeção de aproximadamente 21A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem SNA25 para o alimentador SBC12.

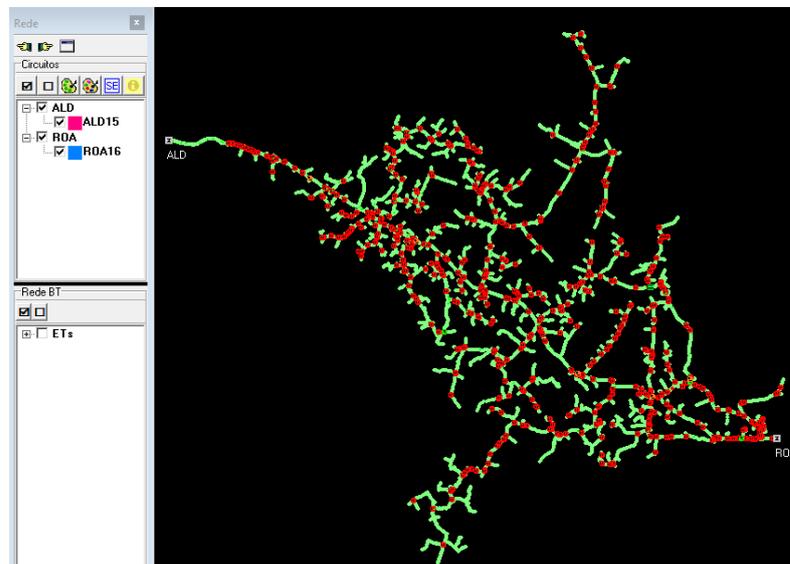
Figura 46 – Nível de Tensão Estágio 2 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 46 ilustra que após a execução do segundo estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador SBC12, será de 0,968 pu, ou aproximadamente 22,36kV.

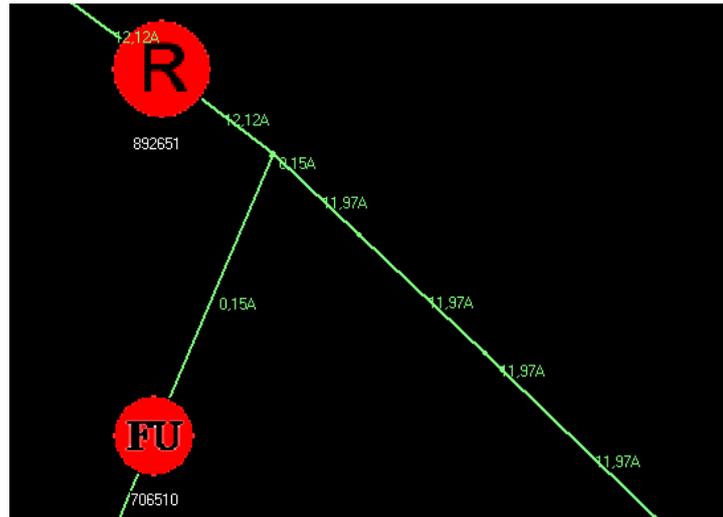
Figura 47 – Estágio 3 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 47 ilustra que o terceiro estágio proposto para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde

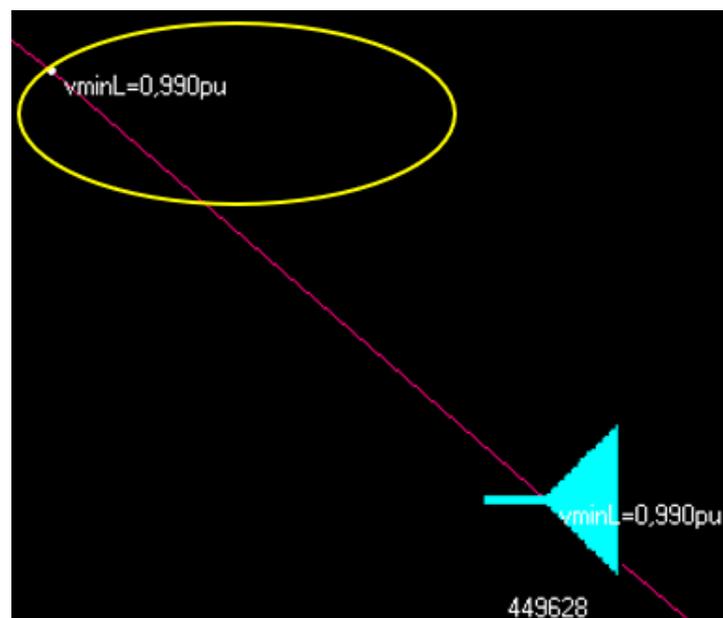
Figura 48 – Projeção de Carga Estágio 3 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 48 ilustra a projeção de aproximadamente 12A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem ROA16 para o alimentador ALD15.

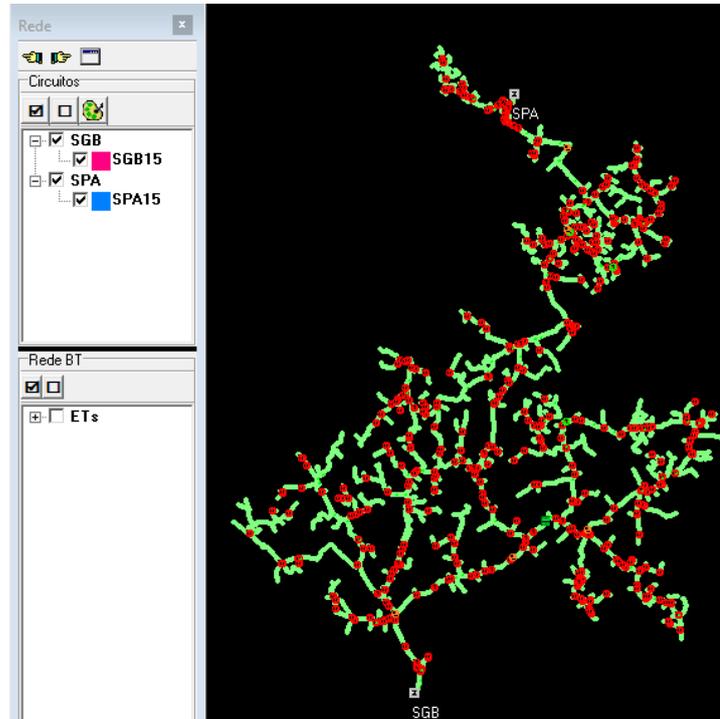
Figura 49 – Nível de Tensão Estágio 3 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 49 ilustra que após a execução do terceiro estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador ALD15, será de 0,990 pu, ou aproximadamente 22,86kV.

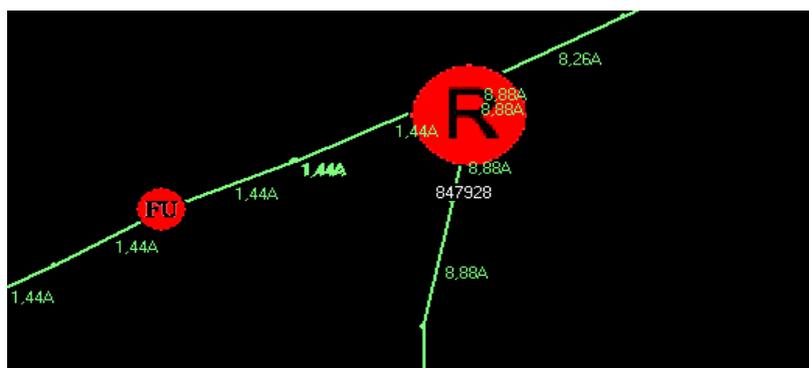
Figura 50 – Estágio 4 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 50 ilustra que o quarto estágio proposto para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

Figura 51 – Projeção de Carga Estágio 4 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 51 ilustra a projeção de aproximadamente 9A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem SPA14 para o alimentador SGB15.

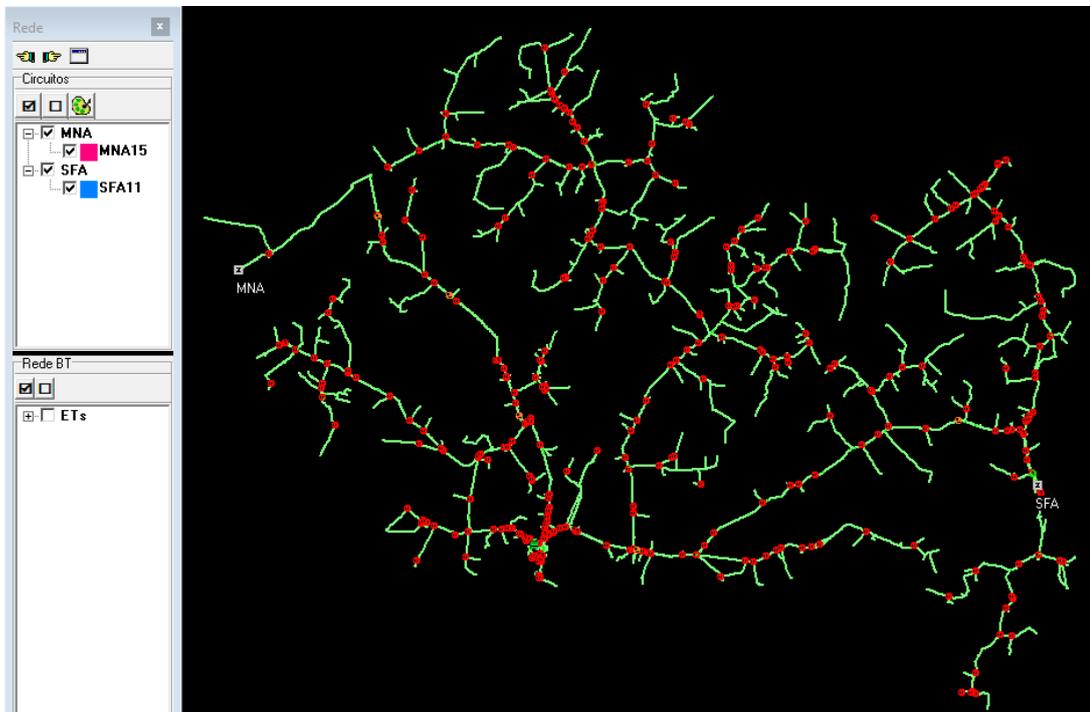
Figura 52 – Nível de Tensão Estágio 4 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 52 ilustra que após a execução do quarto estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador SGB15, será de 0,958 pu, ou aproximadamente 22,12kV.

Figura 53 – Estágio 5 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE

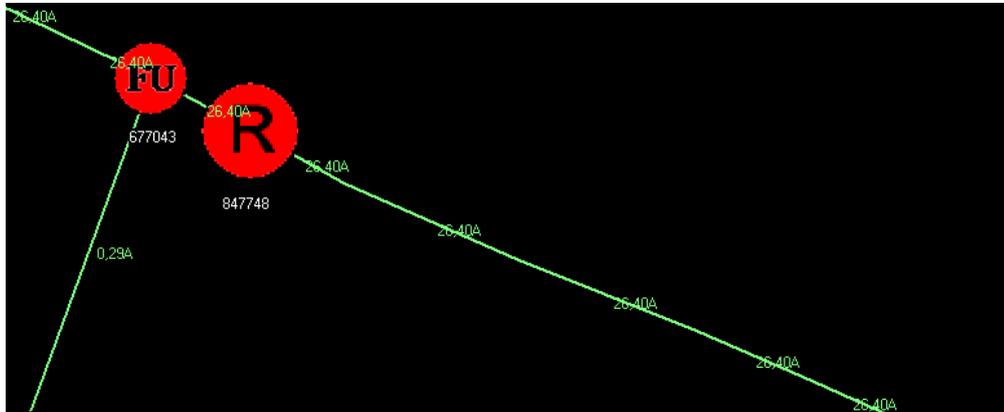


Fonte: RGE (2023).

A Figura 53 ilustra que o quinto estágio proposto para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de

modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

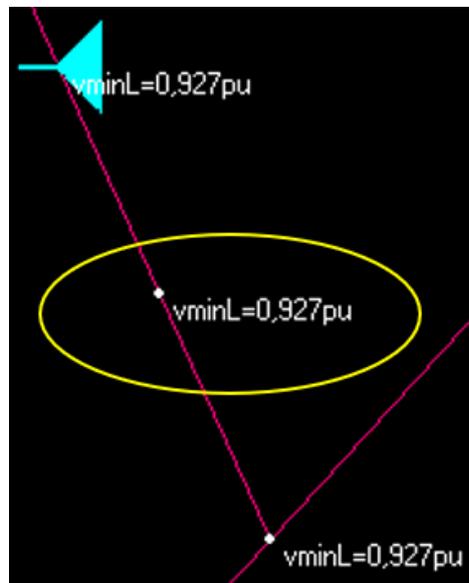
Figura 54 – Projeção de Carga Estágio 5 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE



Fonte: RGE (2023).

A Figura 54 ilustra a projeção de aproximadamente 25A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem SFA11 para o alimentador MNA15.

Figura 55 – Nível de Tensão Estágio 5 – Ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE

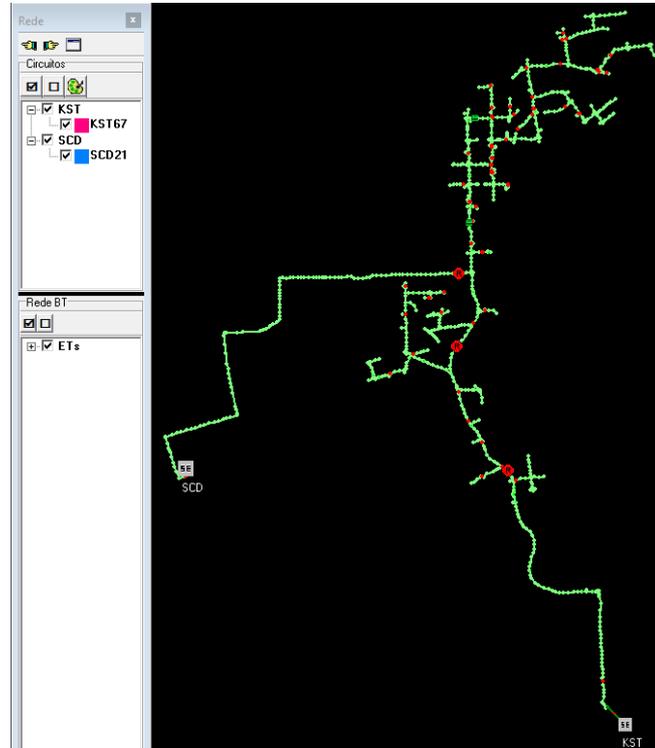


Fonte: RGE (2023).

A Figura 55 ilustra que após a execução do quinto estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador SFA11, será de 0,927 pu, ou aproximadamente 21,41kV.

Na sequência, foram aplicados também os valores históricos para simular o plano sugerido para atendimento do ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1.

Figura 56 – Estágio 1 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 56 ilustra que o primeiro estágio proposto para o ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1 satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

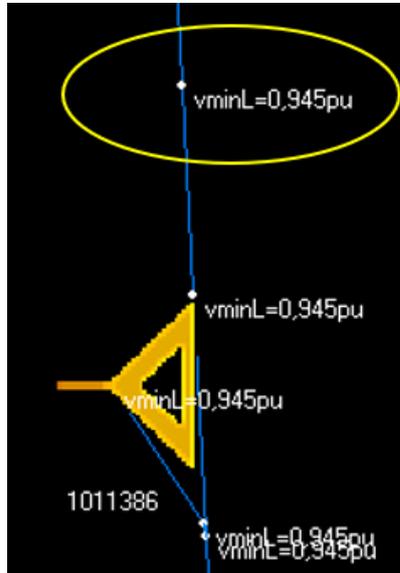
Figura 57 – Projeção de Carga Estágio 1 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 57 ilustra a projeção de aproximadamente 110A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem KST67 para o alimentador SCD21.

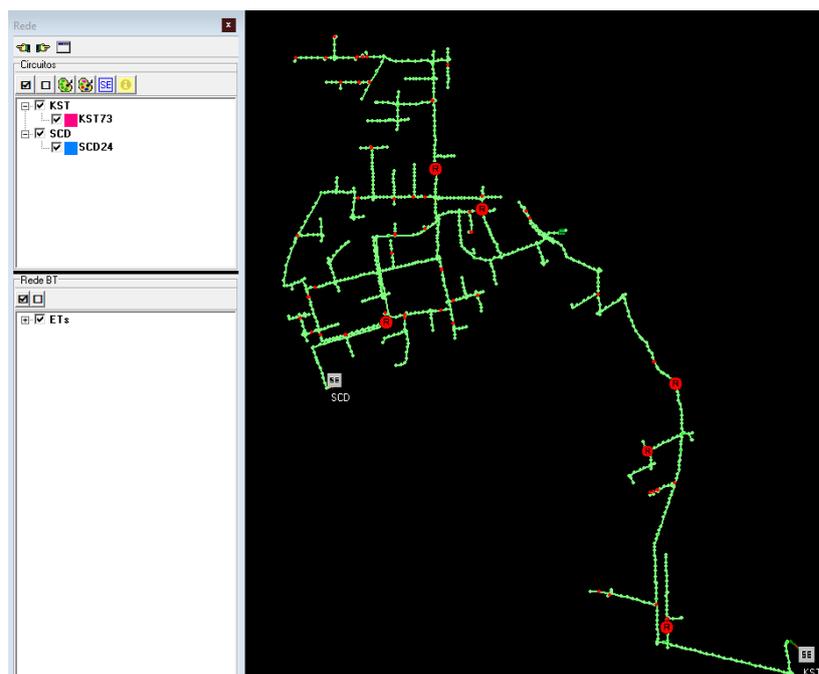
Figura 58 – Nível de Tensão Estágio 1 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 58 ilustra que após a execução do primeiro estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador SCD21, será de 0,927 pu, ou aproximadamente 13,04kV.

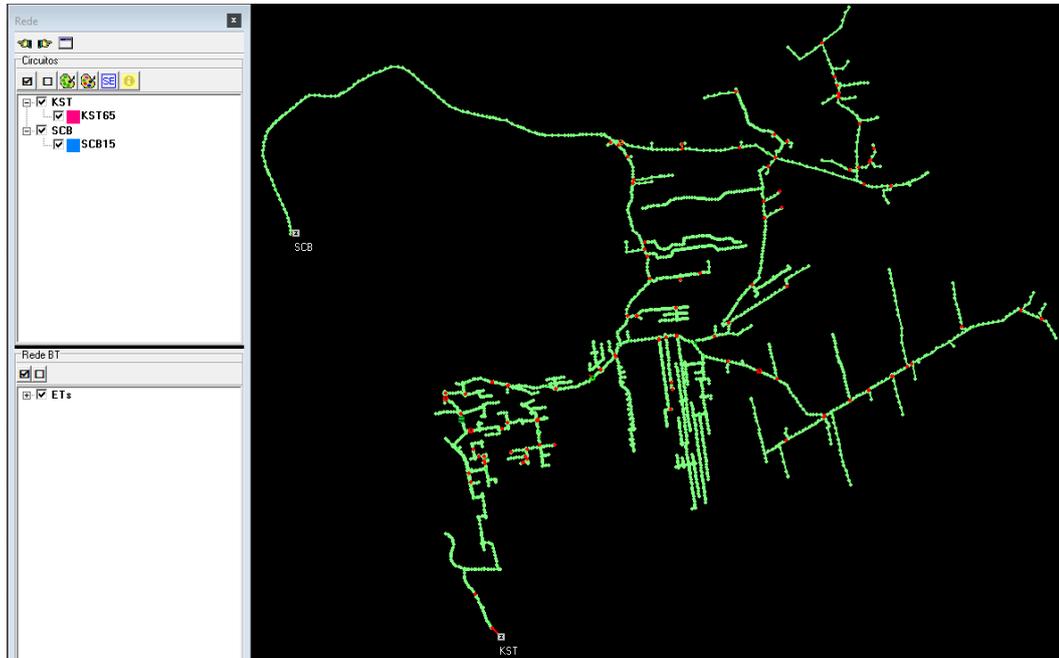
Figura 59 – Estágio 2 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 61 ilustra que após a execução do segundo estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador SCD24, será de 0,975 pu, ou aproximadamente 13,45kV.

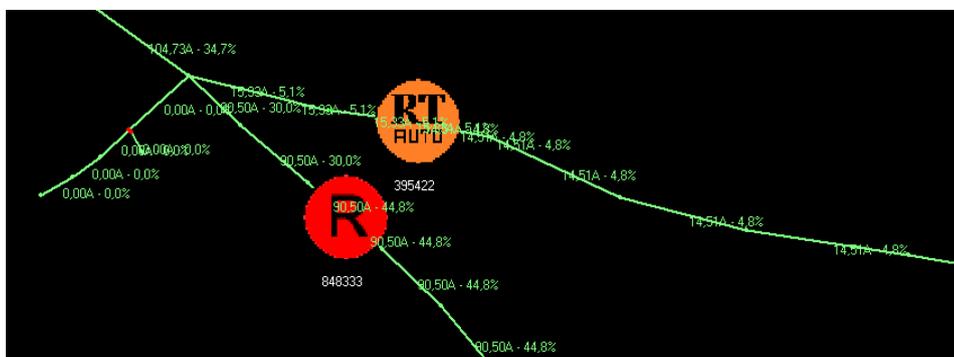
Figura 62 – Estágio 3 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 62 ilustra que o terceiro estágio proposto para o ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1 satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

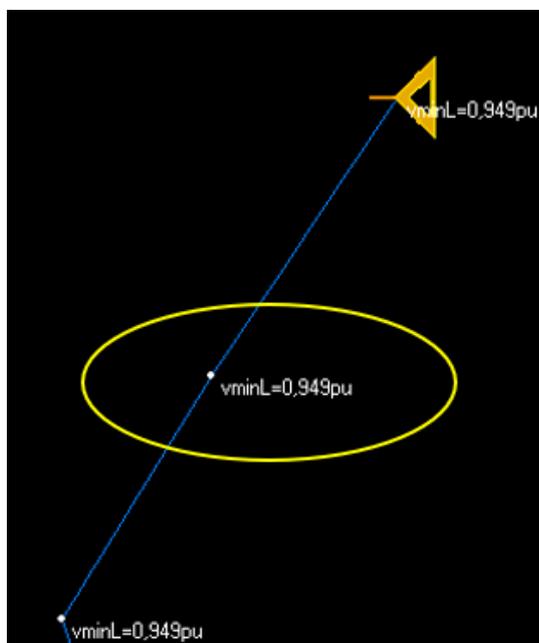
Figura 63 – Projeção de Carga Estágio 3 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 63 ilustra a projeção de aproximadamente 90A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem KST65 para o alimentador SCB15.

Figura 64 – Nível de Tensão Estágio 3 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 64 ilustra que após a execução do terceiro estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador SCD24, será de 0,949 pu, ou aproximadamente 13,09kV.

Figura 65 – Estágio 4 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 65 ilustra que o quarto estágio proposto para o ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1 satisfaz a condição de carregamento nominal dos condutores, de modo que a ferramenta computacional Interplan representa esta condição em todos os trechos de rede na cor verde.

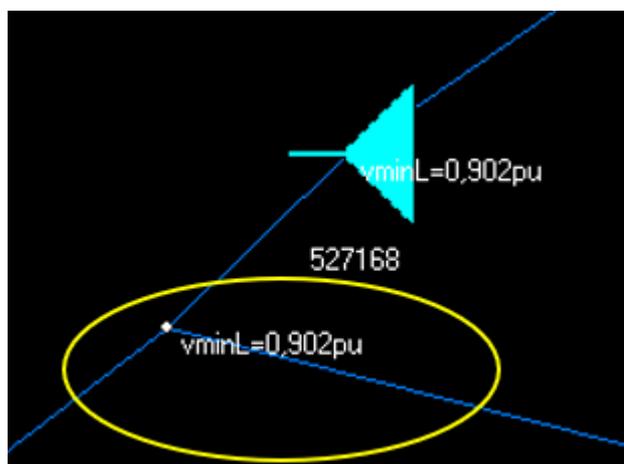
Figura 66 – Projeção de Carga Estádio 4 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 66 ilustra a projeção de aproximadamente 55A que serão aliviados, sendo transferidos do alimentador de origem KST66 para o alimentador PSA13.

Figura 67 – Nível de Tensão Estádio 4 – Ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1



Fonte: RGE (2023).

A Figura 67 ilustra que após a execução do quarto estágio, o pior caso no que se refere ao nível de tensão ao longo de todo o circuito alimentador SCD24, será de 0,902 pu, ou aproximadamente 12,44kV.

4.1.10 Avaliação de Sobrecorrente e Nível de Tensão

Concluídas as simulações com auxílio da ferramenta computacional Interplan, em seguida, se faz necessário uma avaliação dos parâmetros de proteção e nível de tensão dos equipamentos e da rede elétrica, a fim de se certificar que o sistema elétrico poderá se manter em operação sem perturbações originadas pelas manobras propostas.

Inicialmente, foi realizado o levantamento da relação de equipamentos que possuem ajuste de sobrecorrente habilitado, ou seja, em modo proteção, capazes de interromper o circuito em caso de uma superação destes valores de ajustes pré-definidos pela área de proteção da distribuidora. Eles são representados a seguir como *pick-up*, elencados para cada um dos pontos de contratação do MUST selecionados.

Tabela 10 – Análise de Proteção para o ponto KCN_23kV – CANOAS 1

AL	Tipo	Operativo	Pick-Up (A)	Pré Manobra (A)	Pós Manobra (A)	Pick-Up %
CNC25	Religador	848748	300	52,5	129,1	43,0%
CNC25	Religador	848785	400	107,4	183,9	46,0%
CNC25	Disjuntor	52-14	660	118,6	171,9	26,0%
CNC23	Religador	848681	400	71,1	130,2	32,6%
CNC23	Religador	848692	592	187,1	246,7	41,7%
CNC23	Disjuntor	52-15	660	264,4	322,4	48,8%
KCD16	Disjuntor	52-37	600	101,2	203,4	33,9%
KCD12	Religador	848625	400	147,3	199,2	49,8%
KCD12	Disjuntor	52-33	640	187,8	238,8	37,3%
CNC25	Religador	848750	290	27,92	70,6	24,3%
CNC25	Religador	848748	300	129,1	161,1	53,7%
CNC25	Religador	848785	400	183,9	206,7	51,7%
CNC25	Disjuntor	52-14	660	171,9	214,4	32,5%
KCD14	Religador	848588	400	122,9	166,9	41,7%
KCD14	Disjuntor	52-35	600	158,3	205,5	34,3%
CNC32	Disjuntor	52-12	660	91,4	130,9	19,8%

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 10 ilustra a relação de disjuntores de média tensão e religadores em modo proteção atualmente instalados na rede de distribuição e que fazem parte do

caminho elétrico entre as interligações definidas no plano de manobra, até a fonte que atende as cargas remanejadas a respeito do ponto KCN_23kV – CANOAS 1.

Tabela 11 – Análise de Proteção para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE

<i>AL</i>	<i>Tipo</i>	<i>Operativo</i>	<i>Pick-Up</i> (A)	<i>Pré Manobra</i> (A)	<i>Pós Manobra</i> (A)	<i>Pick-Up</i> %
<i>SBC15</i>	Religador	847728	80	3,22	23,74	29,7%
<i>SBC15</i>	Disjuntor	52-02	300	25,0	51,81	17,3%
<i>SBC12</i>	Religador	847767	100	19,66	36,9	36,9%
<i>SBC12</i>	Religador	1070697	150	20,86	42,28	28,2%
<i>SBC12</i>	Disjuntor	52-04	300	25,0	45,61	15,2%
<i>ALD15</i>	Religador	1064827	80	12,28	23,65	29,6%
<i>ALD15</i>	Religador	847757	100	14,45	25,79	25,8%
<i>ALD15</i>	Religador	847705	150	27,23	40,7	27,1%
<i>ALD15</i>	Disjuntor	52-15	240	40	54,02	22,5%
<i>SGB15</i>	Religador	1061708	50	2,19	12,25	24,5%
<i>SGB15</i>	Religador	847929	100	10,16	18,98	19,0%
<i>SGB15</i>	Religador	1059595	135	37,38	43,51	32,2%
<i>SGB15</i>	Religador	847891	200	44,1	51,35	25,7%
<i>SGB15</i>	Disjuntor	52-05	300	43	55,5	18,5%
<i>MNA15</i>	Religador	903052	150	88,67	119,15	79,4%
<i>MNA15</i>	Disjuntor	52-02	252	110,31	147,16	58,4%

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 11 ilustra a relação de disjuntores de média tensão e religadores em modo proteção atualmente instalados na rede de distribuição e que fazem parte do caminho elétrico entre as interligações definidas no plano de manobra, até a fonte que atende as cargas remanejadas a respeito do ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE.

Tabela 12 – Análise de Proteção para o ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1

<i>AL</i>	<i>Tipo</i>	<i>Operativo</i>	<i>Pick-Up</i> (A)	<i>Pré Manobra</i> (A)	<i>Pós Manobra</i> (A)	<i>Pick-Up</i> %
<i>SCD21</i>	Disjuntor	52-20	560	136	361	64,5%
<i>SCD24</i>	Disjuntor	52-17	560	89,0	235	42,0%
<i>SCB15</i>	Disjuntor	52-04	499	25	105	21,0%
<i>PSA13</i>	Disjuntor	52-07	240	61	94	39,2%

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 12 ilustra a relação de disjuntores de média tensão e religadores em modo proteção atualmente instalados na rede de distribuição e que fazem parte do caminho elétrico entre as interligações definidas no plano de manobra, até a fonte que atende as cargas remanejadas a respeito do ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1.

Importante salientar que todos os equipamentos no modo proteção observados, não ultrapassaram o valor de 80% do ajuste de *Pick-Up*, caso isso ocorresse, seria necessário inserir uma instrução no plano de manobras, identificando qual equipamento deveria ser alterado seu perfil, de proteção para manobra, por exemplo, se tratando de religadores. Caso superasse 80% do valor de *Pick-Up* de disjuntores de MT, recomenda-se de forma conservadora que não se exponha estes equipamentos a esta condição, sob risco de desarme do circuito alimentador, portanto, esta condição inviabilizaria a escolha da interligação que faria o atendimento da carga aliviada.

Em um segundo momento desta etapa, foi realizado um levantamento dos piores pontos encontrados durante a simulação no que se refere a afundamentos de tensão, provocados pela nova configuração provisória da rede.

Tabela 13 – Análise de Nível de Tensão ponto KCN_23kV – CANOAS 1

AL	Nível de Tensão Pior Caso (kV)	Nível de Tensão Pior Caso (pu)
CNC25	22,638	0,98
CNC23	22,407	0,97
KCD16	22,407	0,97
KCD12	22,176	0,96
CNC25	22,176	0,96
KCD14	22,407	0,97
CNC32	22,407	0,97

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 13 ilustra a relação de alimentadores e seus respectivos índices de tensão apresentados na simulação tratando-se aos piores casos encontrados ao longo da rede de distribuição após nova configuração sugerida, com referência ao ponto KCN_23kV – CANOAS 1.

Tabela 14 – Análise de Nível de Tensão ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE

AL	Nível de Tensão Pior Caso (kV)	Nível de Tensão Pior Caso (pu)
SBC15	22,407	0,97

<i>SBC12</i>	22,176	0,96
<i>ALD15</i>	22,869	0,99
<i>SGB15</i>	21,945	0,95
<i>MNA15</i>	21,252	0,92

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 14 ilustra a relação de alimentadores e seus respectivos índices de tensão apresentados na simulação tratando-se aos piores casos encontrados ao longo da rede de distribuição após nova configuração sugerida, com referência ao ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE.

Tabela 15 – Análise de Nível de Tensão ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1

<i>AL</i>	<i>Nível de Tensão Pior Caso (kV)</i>	<i>Nível de Tensão Pior Caso (pu)</i>
<i>SCD21</i>	12,972	0,94
<i>SCD24</i>	13,386	0,97
<i>SCB15</i>	12,972	0,94
<i>PSA13</i>	12,420	0,90

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 15 ilustra a relação de alimentadores e seus respectivos índices de tensão apresentados na simulação tratando-se aos piores casos encontrados ao longo da rede de distribuição após nova configuração sugerida, com referência ao ponto KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1.

4.1.11 Avaliação da Proteção e Regulação

Observando o alimentador PSA13, convém salientar que, em caso de necessidade de utilização deste estágio, é importante acompanhar em tempo real o comportamento do nível de tensão, e avaliar junto dos engenheiros e coordenadores de operação qual a melhor decisão estratégica.

Durante a simulação das manobras para o ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE, identificou-se que após a nova configuração da rede, alguns equipamentos reguladores de tensão iriam operar em seu fluxo inverso, ou seja, lado fonte passa a ser lado carga, assim como o lado que originalmente era carga, passa a ser lado fonte.

No primeiro estágio deste ponto, identificou-se o regulador de tensão de número operativo 394798 instalado no alimentador SNA25, o qual deve habilitado o

seu fluxo bidirecional, antes da execução deste estágio. No segundo estágio identificou-se o regulador de tensão de número operativo 892652 instalado no alimentador ROA16. No terceiro e quarto estágio deste ponto de MUST, não foram identificados elementos de regulação de tensão operando um fluxo inverso à configuração de descanso da rede.

A partir disso, foram elaborados os planos de manobra utilizando o sistema técnico ADMS, para que estivessem disponíveis para execução quando necessário.

Todas as sugestões de manobras foram roteirizadas em forma de plano de manobras para cada um dos pontos de MUST adotados neste trabalho, o qual possui o objetivo de ser seguido para a realização dos alívios de cargas planejados, permitindo a consulta durante a execução pelo operador em tempo real.

4.2 Roteiro para Execução de Manobras

O item roteiro para a execução de manobras irá ilustrar os planos de manobra criados no sistema técnico ADMS, assim como as etapas de acompanhamento e execução das manobras da rede de distribuição, para que ocorram os alívios de carga propostos para a redução da carga, evitando a violação do ponto de MUST contratado.

Figura 68 – Plano de Manobras disponível na Operação – KCN_23kV



Etapas de manobra

Número	Instrução
	ALIVIO DE 75A - 3,00MW - Manobra em ANEL
1	848749 LIGAR
2	848711 DESLIGAR
	ALIVIO DE 60A - 2,40MW - Manobra em ANEL
3	848666 LIGAR
4	848671 DESLIGAR
	ALIVIO DE 100 - 4,00MW - Manobra em ANEL
5	848647 LIGAR
6	848670 DESLIGAR
	ALIVIO DE 100 - 4,00MW - Manobra em ANEL
7	848599 LIGAR
8	848600 DESLIGAR
	ALIVIO DE 43A - 1,72MW - Manobra em ANEL
9	848737 LIGAR
10	848703 DESLIGAR
	ALIVIO DE 65A - 2,60MW - Manobra em ANEL
11	848575 LIGAR
12	848574 DESLIGAR
	ALIVIO DE 40A - 1,60MW - Manobra em ANEL
13	904296 LIGAR
14	848693 DESLIGAR

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 68 ilustra o plano de manobras para o ponto KCN_23kV criado para utilização do centro de operações, quando necessário.

Figura 69 – Plano de Manobras disponível na Operação – KSF_69kV



Etapas de manobra

Número	Instrução
	ALIVIO 25A - MANOBRA EM ANEL
1	847763 LIGAR, EM ANEL
2	847771 DESLIGAR
	ALIVIO 20A - MANOBRA EM ANEL
3	394798 PASSAR PARA BIDIRECIONAL
4	847770 LIGAR, EM ANEL
5	847775 DESLIGAR
	ALIVIO 12 A - MANOBRA EM PISCA
6	892652 PASSAR PARA BIDIRECIONAL
7	847790 DESLIGAR, MANOBRA EM PISCA
8	892651 LIGAR
	ALIVIO 10 A - MANOBRA EM PISCA
9	847937 DESLIGAR, MANOBRA EM PISCA
10	847928 LIGAR
	REALIZAR APÓS "OK" DA COORDENAÇÃO
	ALIVIO 25A - MANOBRA ANEL
11	847748 LIGAR, EM ANEL
12	847778 DESLIGAR

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 69 ilustra o plano de manobras para o ponto KSF_69kV criado para utilização do centro de operações, quando necessário.

Figura 70 – Plano de Manobras disponível na Operação – KST_13,8kV



Etapas de manobra

Número	Instrução
1	* TRANSFERE 110 A 2,63 MW PARA SANTA CRUZ 1 69KV
2	848316 LIGAR
3	52-42_KST KST 67 DESLIGAR
4	*
5	TRANSFERE 100A 2,39 MW PARA SANTA CRUZ 1 _69KV
6	848306 LIGAR
7	52-39_KST KST 67 DESLIGAR
8	*
9	TRANSFERE 90 A 2,15 MW COM PISCA PARA PONTO SANTA CRUZ 1 69KV
10	848331 DESLIGAR
11	848333 LIGAR
12	*
13	TRANSFERE 55A 1,31 MW PARA SANTA CRUZ 1 _69KV
14	848355 LIGAR
15	848330 DESLIGAR

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 70 ilustra o plano de manobras para o ponto KST_13,8kV criado para utilização do centro de operações, quando necessário.

O sistema ADMS, através do módulo DMS, apresenta diversos sumários de acompanhamento capazes de identificar para o operador em tempo real a faixa de consumo que se encontra cada um dos pontos contratados no MUST, tanto para o posto tarifário Ponta quanto Fora Ponta. Além disso, existem alguns parâmetros que devem ser ajustados conforme os limites de cada ponto contratado para o período vigente da distribuidora.

4.2.1 Acompanhamento em Tempo Real

A consulta do consumo de cargas em cada ponto contratado pode ser realizada em tempo real, através de um quadro de controle, onde inclusive é sinalizado ao atingir valores previamente parametrizados e que permitam ao operador do sistema visualizar quando a carga estiver próxima dos valores de contratação de demanda.

Figura 71 – Pontos de Contratação Vigentes para o Período

Controle do MUST																	
FORA PONTA																	
Estando a frequência acima de 60Hz, por um tempo maior que 60s, o símbolo "B1" será exibido.																	
10 60,00 HZ																	
	Instantâneo		Integralizado				Instantâneo		Integralizado				Instantâneo		Integralizado		
	Valor	%	Valor	%	Contratado		Valor	%	Valor	%	Contratado		Valor	%	Valor	%	Contratado
KAL 69kV	12,4MW	19,1%	12,3MW	18,9%	65,00 MW	KSA 69kV	11,7MW	50,7%	11,2MW	48,8%	23,00 MW	KPU	40,3MW	31,2%	39,1MW	30,3%	129,00 MW
KCD 138kV	124,3MW	46,9%	124,5MW	47,0%	265,00 MW	KSA 23kV	4,4MW	18,3%	4,2MW	17,6%	24,00 MW	KSF	26,5MW	35,3%	26,5MW	35,3%	75,00 MW
KCD 23kV	36,9MW	46,1%	36,5MW	45,6%	80,00 MW	KGC 230kV	23,3MW	93,2%	23,1MW	92,5%	25,00 MW	KSH 138kV	179,1MW	55,4%	177,3MW	54,9%	323,00 MW
KCE 13kV	50,0MW	55,6%	49,4MW	54,9%	90,00 MW	KGC 69kV	56,7MW	36,1%	55,5MW	35,4%	157,00 MW	KSH 23kV	20,8MW	54,7%	21,2MW	55,7%	38,00 MW
KCE 69kV	24,2MW	28,1%	24,3MW	28,2%	86,00 MW	KGT	32,8MW	20,2%	31,7MW	19,5%	162,00 MW	KSM 138kV	28,2MW	42,1%	27,4MW	40,9%	67,00 MW
KCF	89,1MW	65,1%	90,7MW	66,2%	137,00 MW	KIK	-1,1MW	-7,9%	-1,2MW	-8,8%	14,00 MW	KSM 69kV	32,6MW	45,3%	32,7MW	45,4%	72,00 MW
KCG	37,1MW	37,5%	36,0MW	35,3%	99,00 MW	RLA	102,9MW	51,2%	101,3MW	50,4%	201,00 MW	KSR	32,2MW	23,4%	30,9MW	22,5%	137,32 MW
KCL 23kV	7,6MW	28,8%	7,7MW	29,2%	26,40 MW	KLQ	11,6MW	25,2%	11,2MW	24,4%	46,00 MW	KST 13kV	16,5MW	49,5%	16,4MW	49,2%	33,36 MW
KCM 23kV	30,8MW	57,0%	30,9MW	57,1%	54,00 MW	KLI 13kV	6,2MW	40,0%	6,5MW	42,2%	15,50 MW	KST 69kV	48,5MW	37,6%	48,2MW	37,4%	129,00 MW
KCM 69kV	69,5MW	53,5%	69,2MW	53,2%	130,00 MW	KLI 69kV	6,4MW	35,6%	6,7MW	37,3%	18,00 MW	KSZ	12,1MW	19,5%	11,8MW	19,0%	62,00 MW
KCN 23kV	33,0MW	53,2%	32,9MW	53,0%	62,00 MW	KLV	61,6MW	38,5%	61,3MW	38,3%	160,00 MW	KTP	22,6MW	27,2%	22,2MW	26,8%	83,00 MW
KCO	15,8MW	68,7%	15,8MW	68,8%	23,00 MW	KMB	4,6MW	4,3%	4,4MW	4,1%	108,00 MW	KTQ	62,8MW	40,5%	63,2MW	40,8%	155,00 MW
KCS	54,2MW	72,3%	54,4MW	72,5%	75,00 MW	KMR 138kV	36,1MW	55,5%	35,7MW	54,9%	65,00 MW	KUJ 138kV	9,1MW	16,5%	9,0MW	16,4%	55,00 MW
KFE	91,8MW	70,5%	91,8MW	70,6%	130,00 MW	KMR 69kV	61,3MW	43,2%	61,4MW	43,3%	142,00 MW	KUJ	1,2MW	10,9%	1,0MW	8,9%	11,00 MW
KFZ	11,8MW	34,8%	11,6MW	34,2%	34,00 MW	KMS	-4,2MW	-14,5%	-4,8MW	-16,2%	29,33 MW	KUR	20,0MW	15,7%	19,7MW	15,5%	127,00 MW
KGA	74,3MW	56,3%	74,0MW	56,1%	132,00 MW	KNP	21,8MW	29,5%	21,9MW	29,6%	74,00 MW	KVE	35,9MW	30,2%	35,5MW	29,8%	119,00 MW
KGB 23kV	24,1MW	52,4%	24,2MW	52,6%	46,00 MW	KPN	29,8MW	42,0%	29,4MW	41,5%	71,00 MW	KVI 69kV	80,7MW	73,4%	80,0MW	72,7%	110,00 MW
KGB 69kV	56,4MW	43,7%	55,6MW	43,1%	129,00 MW	KPO	5,3MW	47,8%	5,3MW	47,8%	11,00 MW	SGA	11,7MW	34,8%	11,5MW	34,3%	33,58 MW
KZB 69kV	8,5MW	27,7%	8,8MW	28,7%	30,60 MW	KPP 69kV	38,1MW	65,7%	38,2MW	65,9%	58,00 MW	TFA	2,8MW	34,1%	2,8MW	33,5%	8,20 MW
KVM 138kV	63,9MW	48,8%	64,4MW	49,1%	131,00 MW												

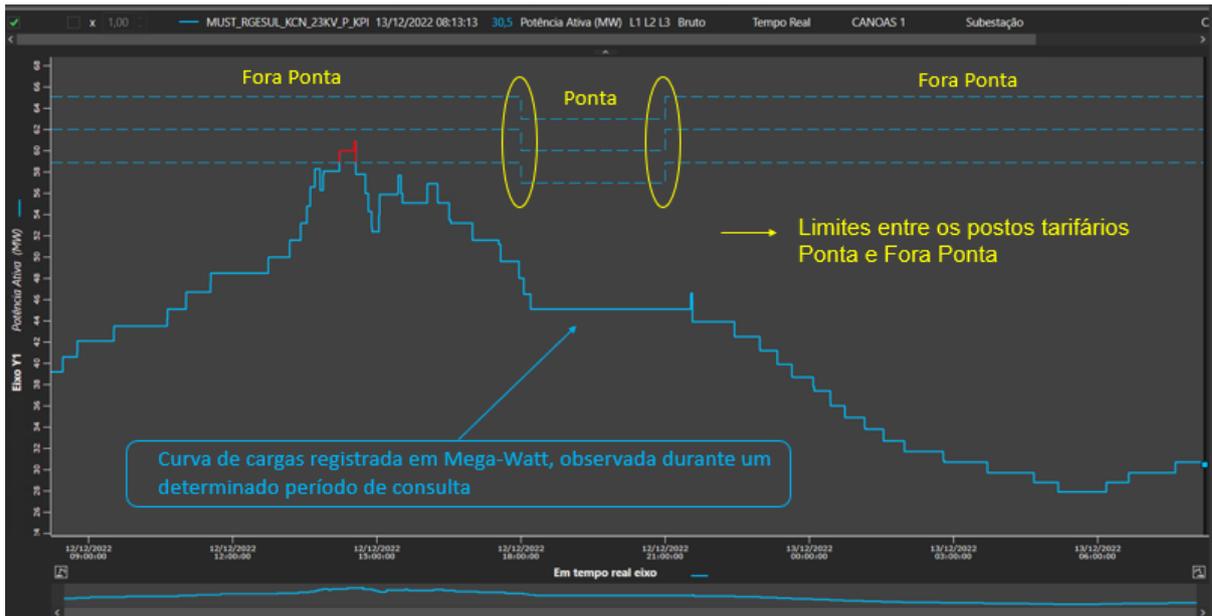
Fonte: RGE (2023).

A Figura 71 ilustra um quadro com os pontos de demanda contratados para o período vigente, em tempo real, atualizados de acordo com o posto tarifário no instante em que se realiza a consulta.

4.2.2 Identificação e Sinalização do ponto de MUST

Uma possibilidade de se avaliar a curva de cargas durante um período qualquer, é gerar uma tendência de carga no sistema ADMS em um ponto de MUST desejado, observando-se o comportamento de consumo em forma de curva de carga.

Figura 72 – Identificação de Consumo em Tempo Real



Fonte: RGE (2023).

A Figura 72 ilustra um exemplo de identificação do consumo de cargas em um dos pontos de contratação e que foram mostrados na Figura 71 anteriormente, trazendo uma linha tracejada central com o valor da demanda contratada, bem como as linhas tracejadas, referente ao limite de 10% máximo deste valor e o limite de 10% mínimo deste mesmo valor, no posto tarifário ponta e fora ponta.

Além de identificar a faixa de consumo dos pontos de demanda contratada no MUST, é importante que haja uma maneira de sinalizar quando o ponto estiver na iminência de sua violação, sobretudo na subcontratação, mas que também permite através do histórico avaliar uma possível sobre contratação da demanda. Para isso, são necessários parâmetros pré-definidos que alertem os operadores quanto aos níveis de carregamento de cada ponto.

Figura 73 – Parametrização de Limites de Demanda

Limites de Alarme - MUST_RGESUL_KCN_23KV_P_KPI

Sinal: MUST_RGESUL_KCN_23KV_P_KPI Dispositivo: CANOAS 1
Ponto remoto: - Localização: CANOAS 1
Unidade de Engenharia: MW Conjunto de limite ativo: Hora Fora Ponta

	Alarme	Valor limite	Banda Morta
Max razoável:	<input type="checkbox"/>	3,402823E+35	
Nível 4: +			
Alto	Nível 3: ! <input checked="" type="checkbox"/>	65,1	2,9295
	Nível 2: ! <input checked="" type="checkbox"/>	62	2,79
	Nível 1: ! <input checked="" type="checkbox"/>	58,9	2,6505
Normal: ! <input type="checkbox"/>			
Baixo			
Nível 1: +			
Min razoável:	<input type="checkbox"/>	-3,402823E+35	

► Limites de alarme avançado

Reverter Tudo para Configurado Aplicar Cancelar Fechar

Fonte: RGE (2023).

A Figura 73 ilustra a parametrização de um determinado ponto de contratação, onde atualmente a distribuidora estabelece 3 níveis de referência de alarmes considerados como prioritários, para que o operador do sistema seja informado através do quadro de pontos ilustrado na Figura 41.

O nível 1 se refere aos limites mínimos de demanda, ou seja 95% da contratação, o nível 2 é o valor da demanda contratada para o ponto, e o nível 3 é o limite máximo de demanda, ou seja, 105% da contratação.

4.2.3 Premissas para a Execução do Plano de Manobras

Esta etapa inicia a fase prática, em que previamente, foi necessário entender qual o critério utilizado na distribuidora, quando houver a necessidade de alívio de cargas, e qual o limite admissível até a tomada de decisão para direcionar ao operador do tempo real executar a manobra.

Segundo especialistas da distribuidora no centro de operação, quando atingidos os 105% do valor de demanda contratada no ponto, são tomadas as devidas providências para execução.

A proposta do roteiro das manobras referente ao estudo de caso dos pontos selecionados para este trabalho, KCN_23kV – CANOAS 1, KSF_69kV – SÃO VICENTE DO SUL e KST_13,8kV – SANTA CRUZ 1, foi estruturada em um plano de manobras, construído e disponível no sistema técnico ADMS, e recomendado para utilização caso necessário.

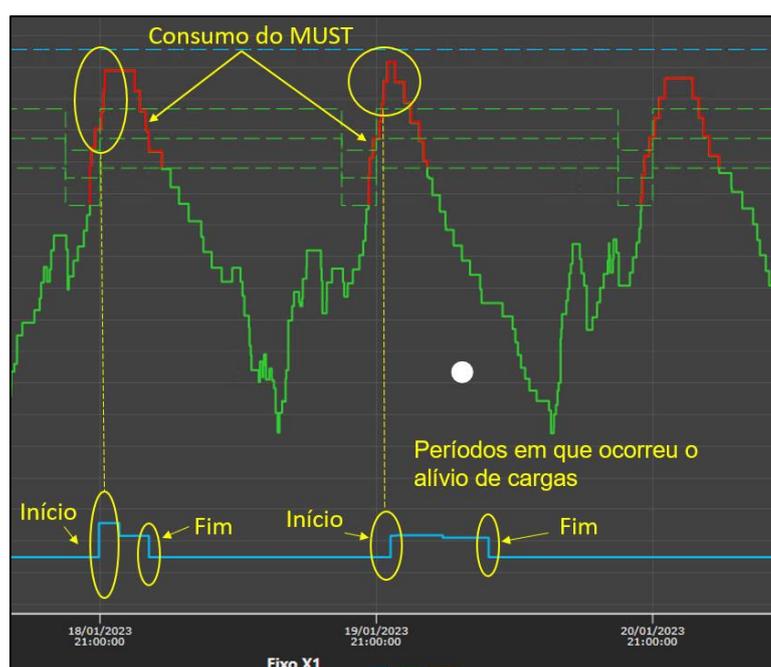
Com base nos critérios adotados pela distribuidora, foi identificada a necessidade de se realizar os alívios de carga em dois dos pontos selecionados, os quais seguiram os planos de manobra sugeridos por este estudo de caso.

4.2.4 Execução da Manobra em Tempo Real

Nos momentos em que foram realizadas as manobras em tempo real, foi possível observar o início e o fim das manobras, comparando o instante em que as cargas no ponto de MUST chegaram na iminência de violação, e o momento em que se realizou o alívio de cargas, energizando as interligações disponíveis e recomendadas no plano de manobras.

A seguir, foi realizado um compilado com as evidências da execução para os alívios de carga, demonstrando a eficácia dos estágios previamente planejados no plano de manobras.

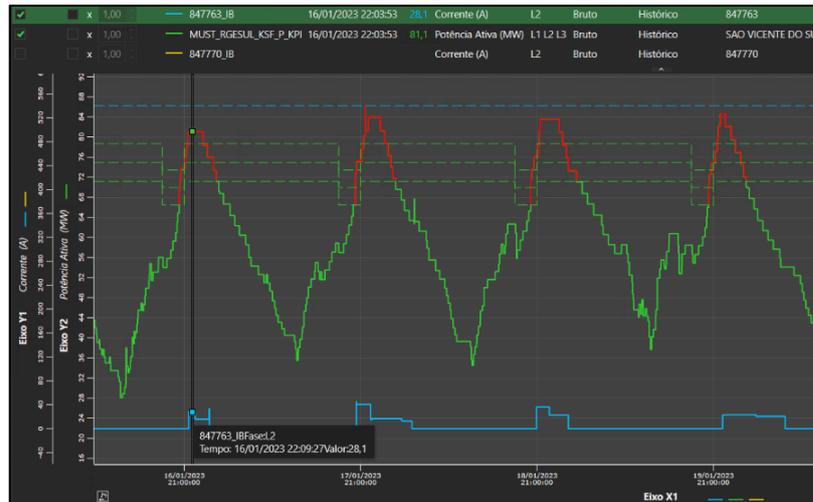
Figura 74 – Exemplo de Alívio Explicado



Fonte: RGE (2023).

A Figura 74 ilustra um exemplo evidenciando o início e término de manobras de alívio de carga, para o período em que a carga foi remanejada para outro ponto, de acordo com o planejado, reduzindo a carga no MUST.

Figura 75 – Primeiro estágio Alívio KSF_69kV



Fonte: RGE (2023).

A Figura 75 ilustra os períodos em que se realizou as manobras de alívio, comparando o consumo de cargas no MUST, para mitigar as violações observadas no estágio 1 do ponto KSF_69kV, através da energização do equipamento 847763.

Figura 76 – Segundo estágio Alívio KSF_69kV



Fonte: RGE (2023).

A Figura 76 ilustra os períodos em que se realizou as manobras de alívio, comparando o consumo de cargas no MUST, para mitigar as violações observadas no estágio 2 do ponto KSF_69kV, através da energização do equipamento 847770.

Figura 77 – Terceiro estágio Alívio KSF_69kV



Fonte: RGE (2023).

A Figura 77 ilustra os períodos em que se realizou as manobras de alívio, comparando o consumo de cargas no MUST, para mitigar as violações observadas no estágio 3 do ponto KSF_69kV, através da energização do equipamento 892651.

Figura 78 – Quarto estágio Alívio KSF_69kV



Fonte: RGE (2023).

A Figura 78 ilustra os períodos em que se realizou as manobras de alívio, comparando o consumo de cargas no MUST, para mitigar as violações observadas no estágio 4 do ponto KSF_69kV, através da energização do equipamento 847928.

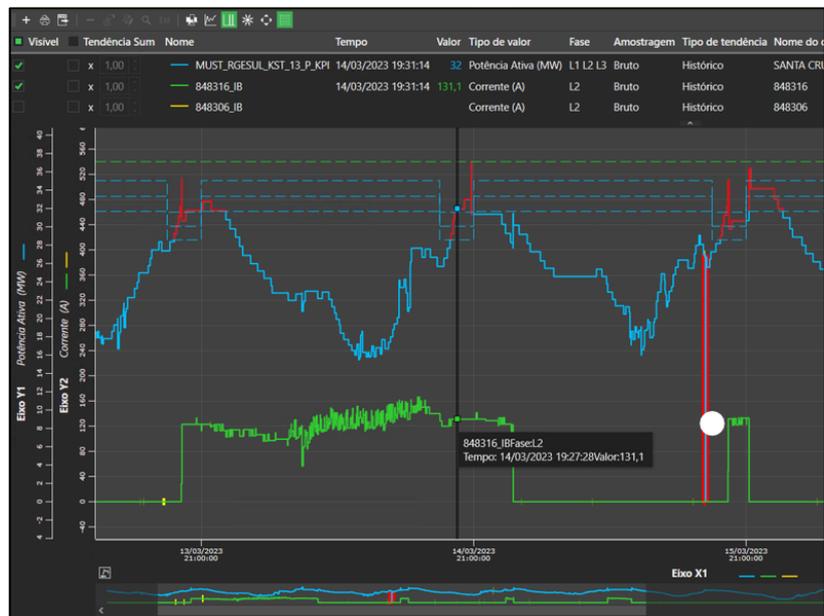
Figura 79 – Quinto estágio Alívio KSF_69kV



Fonte: RGE (2023).

A Figura 79 ilustra os períodos em que se realizou as manobras de alívio, comparando o consumo de cargas no MUST, para mitigar as violações observadas no estágio 5 do ponto KSF_69kV, através da energização do equipamento 847748.

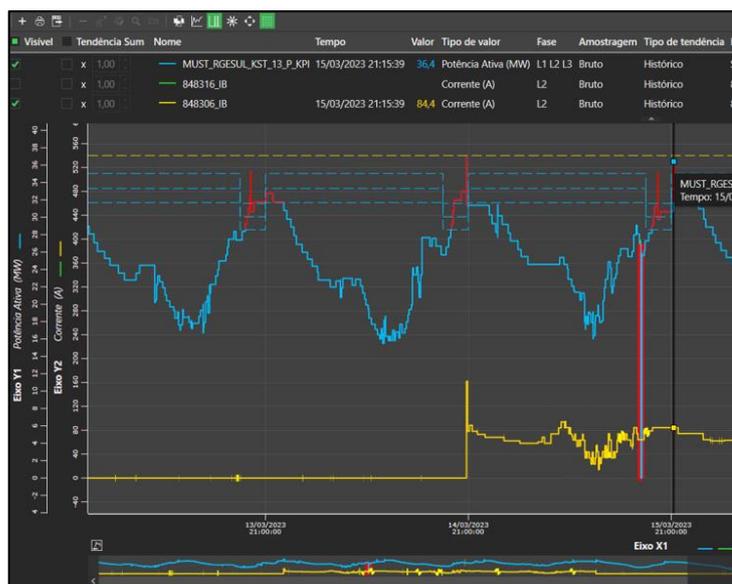
Figura 80 – Primeiro estágio Alívio KST_13,8kV



Fonte: RGE (2023).

A Figura 80 ilustra os períodos em que se realizou as manobras de alívio, comparando o consumo de cargas no MUST, para mitigar as violações observadas no estágio 1 do ponto KST_13,8kV, através da energização do equipamento 848316.

Figura 81 – Segundo estágio Alívio KST_13,8kV



Fonte: RGE (2023).

A Figura 81 ilustra os períodos em que se realizou as manobras de alívio, comparando o consumo de cargas no MUST, para mitigar as violações observadas no estágio 2 do ponto KST_13,8kV, através da energização do equipamento 848306.

4.3 Verificação dos Resultados Obtidos

Dando sequência neste estudo, os próximos passos serão verificar alguns resultados alcançados após os dados coletados na prática.

4.3.1 Registrar os Dados Executados após Nova Configuração de Rede

Nesta etapa a seguir, durante a execução das manobras, é demonstrado um comparativo entre o que se planejou com o que foi realizado na prática, para que possamos validar o planejamento inicial para as manobras sugeridas.

Durante o segundo semestre de 2022 e o primeiro semestre de 2023, foram observados os carregamentos dos três pontos de contratação de MUST, visando aplicar o planejamento deste estudo de caso.

Apenas o ponto KCN_23kV não sofreu violação de subcontratação neste período. De maneira que não foi executado o plano de manobras proposto para este ponto, entretanto, para os outros dois pontos de contratação, KSF_69kV e KST_13,8kV se observou algumas violações nos meses de janeiro e março de 2023,

meses em que são esperadas temperaturas elevadas, em razão do período de verão no Brasil.

No decorrer do acompanhamento das cargas diárias observadas, sobretudo nos três pontos de MUST, os quais são assunto deste estudo de caso, percebeu-se que o ingresso de fontes micro geradores no sistema elétrico, na área de concessão da RGE, vem aumentando a parcela de geração que injeta energia reativa no sistema, o que reflete significativamente na curva de cargas de consumo de energia ativa conhecida historicamente.

No período de 16 a 20 de janeiro de 2023, foram coletadas leituras de carga que ultrapassaram os montantes de carga contratados no ponto KSF_69kV, e no período de 13 a 23 de março de 2023, foram coletadas leituras de carga que ultrapassaram os montantes de carga contratados no ponto KST_13,8kV. Em razão disso, foi realizado um resumo das ultrapassagens de demanda, com os valores financeiros associados.

4.3.2 Avaliação de Penalizações

Importante destacar que o Módulo 6 dos Procedimentos de Rede do ONS, através do Submódulo 6.8 - Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão, estabelece que, a apuração de cada ponto de contratação do MUST, é integralizada em 15 minutos, ou seja, mesmo que o ponto sofra uma violação, de subcontratação, por exemplo, se dentro deste período a carga deste ponto de MUST retornar aos valores dentro dos limites contratados, não haverá compensação financeira.

Avaliando algumas datas em que se observou o consumo de cargas superando os valores de demanda contratados, foram calculadas as compensações por subcontratação, determinando qual o valor financeiro com a carga máxima atingida se não houvesse o alívio de cargas.

Os cálculos de compensação foram gerados a partir de uma planilha eletrônica disponibilizada pelos engenheiros de planejamento da operação, em que são realizados os cálculos de acordo com o PRODIST.

Os montantes de contratação de demanda para o ponto KSF_69kV para o período foram definidos como 75MW fora ponta e 71,733MW ponta.

No dia 16/01/2023, no período de fora ponta, foram executados os estágios 1 e 2 do plano de manobras, aliviando um montante de 2,05MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 83,15MW, gerando uma compensação de R\$ 23.823,00.

No dia 17/01/2023, no período de fora ponta, foram executados os estágios 1, 2, 3, 4, 5 e 6 do plano de manobras, aliviando um montante de 4,20MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 88,22MW, gerando uma compensação de R\$ 208.911,00.

No dia 18/01/2023, no período de fora ponta, foram executados os estágios 1, 2, 3, 4, e 5 do plano de manobras, aliviando um montante de 2,53MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 86,13MW, gerando uma compensação de R\$ 133.043,00.

No dia 19/01/2023, no período de fora ponta, foram executados os estágios 1, 2, 3, 4, 5 e 6 do plano de manobras, aliviando um montante de 2,82MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 87,52MW, gerando uma compensação de R\$ 183.988,00.

No dia 20/01/2023, no período de fora ponta, foi executado o estágio 5 do plano de manobras, aliviando um montante de 0,25MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 82,85MW, gerando uma compensação de R\$ 12.828,00.

Para o ponto de contratação KST_13,8kV, também foram observadas algumas violações. Os montantes de contratação de demanda para o ponto KST_13,8kV para o período foram definidos como 33,36MW fora ponta e 31,8MW ponta.

No dia 13/03/2023, no período de ponta, foi executado o estágio 1 do plano de manobras, aliviando um montante de 4,92MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 40,02MW, gerando uma compensação de R\$ 195.919,00.

No dia 14/03/2023, no período de ponta, foi executado o estágio 1 do plano de manobras, aliviando um montante de 5,24MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 42,34MW, gerando uma compensação de R\$ 261.489,00.

No dia 15/03/2023, no período de fora ponta, foi executado o estágio 2 do plano de manobras, aliviando um montante de 0,73MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 37,63MW, gerando uma compensação de R\$ 27.745,00.

No dia 16/03/2023, no período fora ponta, foi executado o estágio 1 do plano de manobras, aliviando um montante de 1,23MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 36,13MW, gerando uma compensação de R\$ 39.331,00. Na

mesma data, no período de ponta, foram executados os estágios 1 e 2 do plano de manobras, aliviando um montante de 9,34MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 42,54MW, gerando uma compensação de R\$ 238.879,00.

No dia 17/03/2023, no período de ponta, foram executados os estágios 1 e 2 do plano de manobras, aliviando um montante de 8,87MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 44,07MW, gerando uma compensação de R\$ 310.384,00.

No dia 20/03/2023 no período fora ponta, foi executado o estágio 1 do plano de manobras, aliviando um montante de 5,01MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 46,71MW, gerando uma compensação de R\$ 397.585,00.

No dia 23/03/2023, no período de ponta, foram executados os estágios 1 e 2 do plano de manobras, aliviando um montante de 10,67MW. Sem o alívio de cargas, teríamos um montante atingindo 46,57MW, gerando uma compensação de R\$ 381.042,00.

4.3.3 Resumo de Penalizações Minimizadas

Avaliando todas as penalizações citadas anteriormente, em todos os casos mencionados neste trabalho, o alívio de cargas reduziu a carga demandada dos pontos de MUST, até patamares abaixo de 110% do valor de contratação, ou seja, reduziu a zero o impacto financeiro, calculado, caso a carga permanecesse acima de 110% da contratação.

A seguir, será representado um resumo das penalizações minimizadas, demonstrando um comparativo entre as demandas sem alívio e com alívio executados, além dos valores percentuais em relação a demanda contratada.

Tabela 16 – Cargas Fora Ponta no ponto KSF_69kV – SÃO VICENTE

Data	Consumo de Carga (MW)	Demanda Contratada (MW)	Alívio (MW)	Consumo Pós Alívio (MW)	Contratação Pré Manobras %	Contratação Pós Manobras %
16/01/2023	81,1	75	2,05	79,05	108	105
17/01/2023	84	75	4,20	79,80	112	106
18/01/2023	83,6	75	2,53	81,07	111	108
19/01/2023	84,7	75	2,82	81,88	113	109
20/01/2023	82,6	75	0,25	81,88	110	109

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 16 ilustra o comparativo entre o consumo de cargas atingido, com os montantes de carga que foram efetivamente aliviados em tempo real, seguindo o plano de manobras para o ponto KSF_69kV. Ilustra também o comparativo entre o percentual antes e após as manobras sugeridas, executadas no posto fora ponta.

Tabela 17 – Cargas Fora Ponta no ponto KST_13,8kV SANTA CRUZ DO SUL

Data	Consumo de Carga (MW)	Demanda Contratada (MW)	Alívio (MW)	Consumo Pós Alívio (MW)	Contratação Pré Manobras %	Contratação Pós Manobras %
15/03/2023	36,4	33,36	0,73	35,67	109	107
16/03/2023	34,9	33,36	1,86	34,90	105	99
20/03/2023	41,7	33,36	5,01	36,69	125	109

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 17 ilustra o comparativo entre o consumo de cargas atingido, com os montantes de carga que foram efetivamente aliviados em tempo real, seguindo o plano de manobras para o ponto KST_13,8kV. Ilustra também o comparativo entre o percentual antes e após as manobras sugeridas, executadas no posto fora ponta.

Tabela 18 – Cargas Ponta no ponto KST_13,8kV SANTA CRUZ DO SUL

Data	Consumo de Carga (MW)	Demanda Contratada (MW)	Alívio (MW)	Consumo Pós Alívio (MW)	Contratação Pré Manobras %	Contratação Pós Manobras %
13/03/2023	35,1	31,8	4,92	30,18	110	95
14/03/2023	37,1	31,8	5,24	31,86	117	100
16/03/2023	32,2	31,8	9,34	22,86	101	72
17/03/2023	35,2	31,8	8,87	26,33	111	83
23/03/2023	35,9	31,8	10,67	25,23	113	79

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 18 ilustra o comparativo entre o consumo de cargas atingido, com os montantes de carga que foram efetivamente aliviados em tempo real, seguindo o plano de manobras para o ponto KST_13,8kV. Ilustra também o comparativo entre o percentual antes e após as manobras sugeridas, executadas no posto ponta.

4.3.3 Comparação de Dados Projetados e Executados

O item comparação de dados projetados e executados, demonstra um confronto de informações teóricas com informações práticas, avaliando o estudo realizado.

A comparação mostra que as cargas históricas levantadas durante a simulação, se mostraram com resultados satisfatórios para o estudo deste trabalho, uma vez que na prática, os valores resultaram muito próximos, em relação ao fluxo de carga simulado com auxílio da ferramenta Interplan.

Tabela 19 – Comparativo de Cargas no ponto KSF_69kV Fora Ponta

Data	Alívio (A)	Alívio (MW)	Projeção (A)	Projeção (MW)
16/01/2023	51,2	2,05	30,0	1,20
17/01/2023	105,2	4,20	76,0	3,40
18/01/2023	63,3	2,53	51,0	2,68
19/01/2023	70,6	2,82	76,0	2,68
20/01/2023	6,2	0,25	9,0	0,36

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 19 ilustra o comparativo de valores simulados com os valores coletados na prática, em cada uma das datas observadas para o ponto KSF_69kV para o posto fora ponta.

Tabela 20 – Comparativo de Cargas no ponto KST_13,8kV Ponta

Data	Alívio (A)	Alívio (MW)	Projeção (A)	Projeção (MW)
13/03/2023	123,1	4,92	110,0	2,63
14/03/2023	131,1	5,24	110,0	2,63
16/03/2023	233,7	9,34	210,0	5,02
17/03/2023	222,0	8,87	210,0	5,02
23/03/2023	267,0	10,67	210,0	5,02

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 20 ilustra o comparativo de valores simulados com os valores coletados na prática, em cada uma das datas observadas para o ponto KST_13,8kV para o posto ponta.

Tabela 21 – Comparativo de Cargas no ponto KST_13,8kV Fora Ponta

Data	Alívio (A)	Alívio (MW)	Projeção (A)	Projeção (MW)
15/03/2023	30,7	1,23	100	2,39
16/03/2023	78,1	1,86	110	2,63
20/03/2023	209,8	5,01	110	2,63

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Tabela 21 ilustra o comparativo de valores simulados com os valores coletados na prática, em cada uma das datas observadas para o ponto KST_13,8kV para o posto fora ponta.

4.4 Sinalização Gráfica

O item sinalização gráfica aborda as etapas de idealização, confecção e implementação de uma etiqueta de sinalização gráfica, capaz de padronizar a forma de identificar para os técnicos e engenheiros de operação, quando um equipamento ou trecho de rede está com a sua configuração original alterada.

4.4.1 Idealização da Etiqueta de MUST

A proposta de se confeccionar uma etiqueta de sinalização, em formato de TAG, do tipo Manobra de MUST, buscou criar uma forma rápida e simples de se identificar, na tela do sistema técnico ADMS, que em determinados pontos, ou equipamentos, como chaves fusíveis, chaves tipo faca, religadores e até disjuntores de média tensão, estão em um estado diferente do que seu original, ou seja, manobrados com o intuito de se aliviar um determinado ponto de contratação de MUST, com aplicação para qualquer usuário deste sistema.

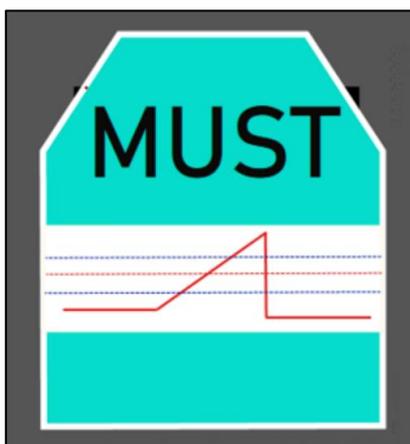
4.4.2 Confecção da Etiqueta de MUST

O modelo foi construído com suporte da célula de *STAGE*, junto da pré-operação da distribuição da RGE, com auxílio do módulo *Builder Staging* no sistema ADMS.

Importante ressaltar que a confecção desta etiqueta, poderá contribuir com a adição de informações oportunas para a área de operação como um todo, em razão

da rede elétrica possuir a característica de ser dinâmica, com ações manuais ocorrendo diariamente por operadores que trabalham em regime de escala, o que permite sinalizar de forma ágil ao operador do próximo turno, que houve uma manobra na rede de distribuição, para evitar violações do MUST.

Figura 82 – Modelo de Etiqueta confeccionado para Sinalização



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 82 ilustra o modelo idealizado para sinalização em qualquer equipamento que vier a ser operado, seja abrindo ou fechando, desligando ou ligando, e que pode ser inserido facilmente por técnicos e engenheiros de operação.

4.4.2 Aplicação da Etiqueta de MUST

Um ponto interessante observado e absorvido de engenheiros experientes da RGE, é a possibilidade de se produzir um histórico de informações, uma vez que o sistema ADMS permite consultar sumários de etiquetas deste tipo, bem como diversas outras etiquetas, proporcionando para a gestão da área, avaliar quais pontos já foram utilizados e sinalizados, quais pontos estão no momento sinalizados e manobrados devido aos alívios de carga, bem como servir de subsídio para a construção de painéis de acompanhamento futuros, que possam nortear objetivos e metas que venha a ser estabelecidas pela concessionária na área de operação.

Após a criação do modelo, foram realizados testes em produção, para utilização da TAG, o que satisfatoriamente atendeu ao propósito.

Figura 83 – Aplicação da Etiqueta de Sinalização



Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

A Figura 83 ilustra a aplicação da etiqueta em dois pontos na rede, para auxílio visual aos técnicos de operação, com a informação de forma simples.

Após a criação e disponibilização em produção desta etiqueta no sistema técnico ADMS, internamente foi enviado um comunicado eletrônico aos técnicos e engenheiros de operação da RGE, compartilhando a informação da melhoria, bem como quando e como utilizar esta sinalização.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho, apresentou um estudo sobre as características e métodos adotados pela concessionária de energia elétrica RGE, no que se refere a alívios de carga para mitigação de violação em pontos de contratação do MUST via rede de distribuição. Através do estudo de caso, foram selecionados três pontos de MUST, em que se observou características geográficas, técnicas (como carregamento de condutores, nível de tensão e proteção do sistema) e físicas, tais como informações construtivas dos tipos de equipamentos utilizados e condutores instalados. Foi implementado um planejamento de manobras na rede de distribuição, de forma roteirizada e de fácil acesso ao operador do sistema, para ser utilizado na iminência de violação dos montantes de carga contratados. Por fim, foi idealizada e construída uma etiqueta de sinalização em forma de etiqueta junto ao sistema ADMS, trazendo de forma visual e rápida, a informação para quem utiliza este sistema na operação, no que se refere a manobras de MUST.

Um dos desafios que as distribuidoras de energia possuem, é equilibrar os valores contratados de demanda, com os valores históricos de consumo. Pensando nisso, este trabalho traz uma análise detalhada neste aspecto, com o intuito de contribuir para o planejamento da operação, podendo inclusive ser aproveitado nos demais pontos de contratação da distribuidora, e até mesmo expandir para outras distribuidoras do grupo CPFL.

A evidência dos resultados alcançados para os pontos selecionados neste trabalho mostra que os critérios adotados, assim como as simulações executadas e a comparação com o resultado prático, pode ser ampliado para os demais pontos de contratação. O planejamento proporcionou a execução de manobras na rede de distribuição, evitou valores expressivos de penalizações por violações, chegando a valores aproximadamente de R\$ 2.000.000,00.

Percebeu-se que o levantamento cargas, informações técnicas, incluindo a definição dos equipamentos que devem ser manobrados, pode levar um tempo considerável no seu planejamento, entretanto, garante a efetividade na execução. Em caso de uma necessidade de manobra em tempo real, uma tomada de decisão poderia ficar apenas a cargo da experiência do operador, ou engenheiro de planejamento da operação, podendo não atingir o objetivo do alívio, ou gerando, muitas vezes, uma demanda de tempo elevada.

Cabe salientar que o ponto CANOAS 1 não sofreu violações ao longo do período de análises deste trabalho, porém, o acompanhamento da curva de cargas deste ponto, possivelmente, recebe energia reativa em decorrência do crescimento de instalações com micro e minigeração distribuída. O que pode ser percebido com o passar dos anos, é que atualmente no Brasil, cada vez mais existem consumidores conectados gerando reativos, na maioria dos casos através da energia foto voltaica, o que reflete diretamente na curva de consumo ativo das distribuidoras, conforme mostram estudos sobre o tema, a curva característica de consumo está sofrendo mudanças, principalmente em dias ensolarados, de modo que a curva de geração deste tipo, representa picos de geração ao meio dia, e zero geração em períodos noturnos. (MEGAWHAT, 2019)

Por fim, avaliando os resultados deste trabalho, destaca-se que todos os objetivos traçados foram satisfatoriamente atendidos.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Tendo em vista o tema escolhido para este trabalho, seguem sugestões para continuidade ou desenvolvimento de trabalhos futuros.

- Métodos de Otimização baseados nos critérios adotados para seleção de pontos de interligação de forma mais ágil;
- Implementação da automatização destes planos de manobra, utilizando sistemas técnicos de operação das distribuidoras, pensando em soluções como *Smart Grid*;
- Avaliar o comportamento e a influência da geração distribuída visto o crescimento de instalações consumidoras deste tipo conectadas ao sistema elétrico;
- Realizar um estudo de caso para viabilizar manobras envolvendo linhas de sub transmissão, quando houver eminência de violação de contratação de MUST;
- Automatização de alívios de carga, com inteligência capaz de aliviar não apenas com o propósito de atendimento do MUST, mas sobrecargas possíveis no sistema elétrico, em condições extremas, como manobras programadas ou emergenciais.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**, dezembro de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução nº281, de 01/10/99**, alterada pelas Res. ANEEL nº399, de 13/03/10, atualizada Res. ANEEL nº1001, de 18/01/22: Regulamenta a Contratação do MUST. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 20 set. 2022.

ANEEL. **Procedimentos de Rede**. Disponível em: <https://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Submodulo%206.8-RS_2022.11.pdf>. Acesso em: 12 set. 2022.

ANEEL. **Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist)**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>>. Acesso em: 12 set. 2022.

ANEEL. Resolução Normativa nº 956 de 2021 da ANEEL. **Aneel**, p. 4, 2022.

ARTECHE. Disponível em: <<https://www.artech.com/>>. Acesso em: 23 out. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR IEC 62271-1: Manobra e comando de alta tensão – Parte 1: Especificações comuns para equipamentos de manobra e comando em corrente alternada**. Rio de Janeiro, p. 137. 2020.

BERNARDON, D.P.; VEIGA, F D.; MURATO, T. R. Estudos de Paralelismos nas Redes de Distribuição Atendidas por Subestações de Diferentes Fontes. COMASSETTO, Lorenzo. **Desenvolvimento de algoritmos para otimização da confiabilidade de redes de distribuição**. 2004. 2010 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

COPREL, Cooperativa Regional de Eletrificação Rural Alto Jacuí **Religador Automático Telecomandado**. Disponível em: <<https://www.coprel.com.br/Noticia/coprel-esta-investindo-na-instalacao-de-religadores>>Acesso em 23 out. 2022

CPFL ENERGIA. **GED 2912 – Proteção de redes aéreas de distribuição: sobrecorrente**. Norma Técnica. 2013.

CPFL ENERGIA. **GED 3667 – Projeto de Redes de Distribuição – Cálculo Elétrico**. Norma Técnica. 2018.

CPFL ENERGIA. **GED 800 – Religador Automático de Distribuição Classe 15kV e 24.2kV**. Norma Técnica. 2011.

ELETROBRÁS. **Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição**. 2. Ed. Rio de Janeiro: Editora Campus - Eletrobrás, 235p. 1982.

In: **VII CBQEE – Conferência BRASILEIRA SOBRE Qualidade de Energia Elétrica**, 2007, Santos – SP. Disponível em: <<http://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/01/Estudos-de-Paralelismo-nas-Redes-de-Distribuição-Atendidas-por-Subestações-de-Diferentes-Fontes.pdf>>. Acesso em: 20 nov. 2022.
KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. ed. rev. São Paulo: Edgard Blücher, 2012.

LEÃO, Ruth Pastora Saraiva. **GTD – Geração, Transmissão e**. Universidade Federal do Ceará. Ceará, 37p. 2009.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 5. Ed. Rio de Janeiro: Editora LTC, 659p. 2022.

MAMEDE FILHO, JOÃO; MAMEDE, DANIEL RIBEIRO. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 642 p. 2020.

MAURIZIO, M&C **Seccionadora Unipolar Tipo Faca**. Disponível em: <http://www.maurizio.com.br/produtos/13/1/2/Chave_Seccionadora_Unipolar>. Acesso em 20 out. 2022

MEGAWHAT. **Curva do Pato**. Disponível em: <<https://megawhat.energy/verbetes/69727/curva-do-pato>>. Acesso em: 15 jan. 2023.
MOURA, Carlos Jeferson Silva. **Estudo para implementação de um sistema de recomposição automática para rede de distribuição**. Ceará, 2010.

RIO GRANDE ENERGIA – RGE. GED 15631 – **Medidas de Controle de Demanda – Must RGE**. Norma Técnica. 01/04/2022.

SCHNEIDER, Eletric **Religador U Series**. Disponível em: <<https://www.se.com/br/pt/product-category/86885-religadores>>. Acesso em 23 out. 2022

SILVA, Edson Junior. Medidas de Controle de Demanda. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SENDI, 21., 2014, Santos. **Anais...** Santos: SENDI, 2014.

ANEXO A – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KCN_23KV – CANOAS 1

Figura 84 – Relação de Cargas Levantadas – KCN_23kV

Alimentador	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Subestação	Data da Leitura	Horário	Potência Aparente (MVA)	Corrente (A)
Estágio 1	KCN12	5,3	1,9	CANOAS 1	13/12/2021	16h	140,72
	KCN12	6,1	2,0	CANOAS 1	26/01/2022	15h	160,45
	KCN12	5,9	2,3	CANOAS 1	11/02/2022	15h	158,27
Estágio 2	CNC25	4,1	1,2	CANOAS 3	13/12/2021	16h	107,06
	CNC25	4,5	1,5	CANOAS 3	26/01/2022	15h	118,55
	CNC25	4,0	1,3	CANOAS 3	11/02/2022	15h	105,12
Estágio 3	KCN26	6,6	1,8	CANOAS 1	13/12/2021	14h	170,98
	KCN26	9,4	2,4	CANOAS 1	26/01/2022	14h	242,48
	KCN26	8,5	2,3	CANOAS 1	03/02/2022	16h	220,08
Estágio 4	CNC23	7,2	2,0	CANOAS 3	13/12/2021	14h	186,77
	CNC23	10,2	2,8	CANOAS 3	26/01/2022	14h	264,36
	CNC23	9,0	2,6	CANOAS 3	03/02/2022	16h	234,14
Estágio 5	KCD16	3,3	1,1	CIDADE INDUSTRIAL	13/12/2021	14h	80,94
	KCD16	3,8	1,4	CIDADE INDUSTRIAL	26/01/2022	14h	101,22
	KCD16	3,4	1,3	CIDADE INDUSTRIAL	03/02/2022	16h	90,98
Estágio 6	KCN21	3,4	1,4	CANOAS 1	03/12/2021	22h	91,90
	KCN21	4,6	1,7	CANOAS 1	19/01/2022	22h	122,57
	KCN21	4,9	1,9	CANOAS 1	03/02/2022	23h	131,35
Estágio 7	KCD12	6,2	3,0	CIDADE INDUSTRIAL	03/12/2021	22h	172,15
	KCD12	6,0	2,9	CIDADE INDUSTRIAL	19/01/2022	22h	166,56
	KCD12	6,7	3,4	CIDADE INDUSTRIAL	03/02/2022	23h	187,78
Estágio 8	KCN15	5,7	2,4	CANOAS 1	13/12/2021	15h	154,58
	KCN15	7,1	2,7	CANOAS 1	26/01/2022	16h	189,85
	KCN15	6,1	2,7	CANOAS 1	11/02/2022	15h	166,73
Estágio 9	KCN24	7,7	2,4	CANOAS 1	13/12/2021	20h	201,58
	KCN24	9,5	2,8	CANOAS 1	24/01/2022	22h	247,54
	KCN24	9,3	2,9	CANOAS 1	03/02/2022	22h	243,48
Estágio 10	KCD14	5,6	2,0	CIDADE INDUSTRIAL	13/12/2021	20h	148,62
	KCD14	5,9	2,3	CIDADE INDUSTRIAL	24/01/2022	22h	158,27
	KCD14	5,8	2,1	CIDADE INDUSTRIAL	03/02/2022	22h	154,17
Estágio 11	KCN12	5,1	1,8	CANOAS 1	13/12/2021	14h	135,17
	KCN12	5,9	1,8	CANOAS 1	14/01/2022	15h	154,17
	KCN12	5,6	2,3	CANOAS 1	11/02/2022	15h	151,31
Estágio 12	CNC32	3,4	1,1	CANOAS 3	13/12/2021	14h	89,31
	CNC32	3,4	1,4	CANOAS 3	14/01/2022	15h	91,43
	CNC32	3,3	1,5	CANOAS 3	11/02/2022	15h	90,09

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

ANEXO B – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KSF_69KV – SÃO VICENTE

Figura 85 – Relação de Cargas Levantadas KSF_69kV

Alimentador	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVar)	Subestação	Data da Leitura	Horário da Leitura	Potência Aparente (MVA)	Corrente (A)
	1,77	-0,49	SANTIAGO 1	05/12/2021	20h	1,84	45,90
	1,60	-0,89	SANTIAGO 1	08/01/2022	20h	1,83	45,76
	1,70	-0,76	SANTIAGO 1	08/02/2022	20h	1,86	46,54
Estágio 1	1,01	0,22	SÃO BORJA 3	05/12/2021	20h	1,03	25,84
	1,24	0,26	SÃO BORJA 3	06/01/2022	20h	1,27	31,67
	1,30	1,28	SÃO BORJA 3	08/02/2022	20h	1,82	45,60
	1,77	-0,49	SANTIAGO 1	05/12/2021	20h	1,84	45,90
	1,60	-0,89	SANTIAGO 1	08/01/2022	20h	1,83	45,76
Estágio 2	1,90	-0,76	SANTIAGO 1	08/02/2022	20h	2,05	51,15
	0,80	-0,23	SÃO BORJA 3	05/12/2021	20h	0,83	20,80
	0,81	-0,20	SÃO BORJA 3	06/01/2022	20h	0,83	20,85
	0,70	-0,21	SÃO BORJA 3	08/02/2022	20h	0,73	18,27
	1,43	0,60	ROSÁRIO DO SUL 1	05/12/2021	15h	1,55	38,76
	1,52	0,68	ROSÁRIO DO SUL 1	18/01/2022	16h	1,67	41,62
Estágio 3	1,13	0,55	ROSÁRIO DO SUL 1	22/02/2022	8h	1,28	31,41
	2,14	1,15	ALEGRETE 4	05/12/2021	15h	2,43	60,72
	1,50	0,38	ALEGRETE 4	18/01/2022	16h	1,55	38,67
	2,15	1,08	ALEGRETE 4	22/02/2022	8h	2,41	60,13
	1,02	0,27	SÃO PEDRO DO SUL 1	10/12/2021	14	1,06	26,37
	1,20	0,19	SÃO PEDRO DO SUL 1	12/01/2022	15	1,21	30,37
Estágio 4	1,30	0,17	SÃO PEDRO DO SUL 1	20/02/2022	15	1,31	32,77
	1,50	-0,82	SÃO GABRIEL	10/12/2021	14	1,71	42,73
	1,62	0,20	SÃO GABRIEL	12/01/2022	15	1,63	40,80
	1,75	0,11	SÃO GABRIEL	20/02/2022	15	1,75	43,82
	1,09	0,24	SÃO FRANCISCO DE ASSIS	17/12/2021	15h	1,12	27,90
	1,67	0,35	SÃO FRANCISCO DE ASSIS	15/01/2022	22h	1,71	42,65
Estágio 5	1,39	0,18	SÃO FRANCISCO DE ASSIS	12/02/2022	21h	1,40	35,03
	2,03	1,07	MANOEL VIANA1	17/12/2021	15h	2,29	57,35
	3,09	1,88	MANOEL VIANA1	15/01/2022	22h	3,62	90,40
	3,50	1,60	MANOEL VIANA1	12/02/2022	21h	3,85	96,18

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

ANEXO C – CARGAS HISTÓRICAS PONTO KST_13,8KV – SANTA CRUZ 1

Figura 86 – Relação de Cargas Levantadas – KST_13,8kV

Alimentador	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (MVAR)	Subestação	Data da Leitura	Horário da Leitura	Potência Aparente (MVA)	Corrente (A)
KST67	1,50	0,60	SANTA CRUZ 1	28/12/2021	14h	1,62	40,38
KST67	1,80	0,70	SANTA CRUZ 1	25/01/2022	13h	1,93	48,27
KST67	2,90	1,00	SANTA CRUZ 1	22/02/2022	15h	3,07	76,67
Estágio 1	5,00	0,86	SANTA CRUZ 3	28/12/2021	14h	5,07	126,80
SCD21	5,20	1,70	SANTA CRUZ 3	25/01/2022	13h	5,47	136,74
SCD21	4,90	0,56	SANTA CRUZ 3	22/02/2022	15h	4,93	123,27
KST73	1,50	0,20	SANTA CRUZ 1	14/12/2021	14h	1,51	37,82
KST73	1,40	0,40	SANTA CRUZ 1	17/02/2022	13h	1,46	36,39
KST73	1,40	0,10	SANTA CRUZ 1	16/02/2022	15h	1,40	35,08
Estágio 2	3,17	0,72	SANTA CRUZ 3	14/12/2021	14h	3,25	81,25
SCD24	3,53	0,67	SANTA CRUZ 3	17/02/2022	13h	3,59	89,80
SCD24	2,18	1,28	SANTA CRUZ 3	16/02/2022	15h	2,53	63,18
KST65	5,10	1,00	SANTA CRUZ 1	20/12/2021	23h	5,20	129,89
KST65	6,70	1,30	SANTA CRUZ 1	19/01/2022	22h	6,82	170,58
KST65	4,80	1,20	SANTA CRUZ 1	24/02/2022	21h	4,95	123,66
Estágio 3	0,32	0,18	SANTA CRUZ 2	20/12/2021	23h	0,37	9,18
SCB15	0,31	0,18	SANTA CRUZ 2	19/01/2022	22h	0,36	8,96
SCB15	0,32	0,18	SANTA CRUZ 2	24/02/2022	21h	0,37	9,18
KST66	4,10	1,30	SANTA CRUZ 1	20/12/2021	22h	4,30	107,50
KST66	5,60	1,60	SANTA CRUZ 1	24/01/2022	22h	5,82	145,56
KST66	4,00	1,40	SANTA CRUZ 1	27/02/2022	19h	4,24	105,92
Estágio 4	0,27	0,19	SANTA CRUZ 2	20/12/2021	22h	0,33	8,25
SCB15	0,28	0,17	SANTA CRUZ 2	24/01/2022	22h	0,33	8,19
SCB15	0,29	0,12	SANTA CRUZ 2	27/02/2022	19h	0,31	7,84

Fonte: Elaborado pelo autor (2023).

ANEXO D – TABELA DE CONDUTORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Tabela 22 – Seção Transversal de Condutores e Corrente Admissível

Seção Condutor (AWG ou MCM)	Seção Condutor (mm ²)	Corrente máxima admissível (A)	Material	Tipo
4CA	21	116	Alumínio	Nu
4CAA	24	114	Alumínio	Nu
2CC	34	226	Cobre	Nu
2CA	34	153	Alumínio	Nu
2CAA	37	150	Alumínio	Nu
1/0CA	54	202	Alumínio	Nu
1/0CAA	57	198	Alumínio	Nu
2/0CA	67	234	Alumínio	Nu
2/0CAA	70	227	Alumínio	Nu
*	70	250	Alumínio	Protegido
3/0CA	85	258	Alumínio	Nu
3/0CAA	88	271	Alumínio	Nu
4/0CA	107	313	Alumínio	Nu
4/0CAA	110	295	Alumínio	Nu
*	150	496	Alumínio	Protegido
336	170,45	418	Alumínio	Nu

Fonte: Adaptado de CPFL (2018).