



UNIVERSIDADE  
EDUARDO  
MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

TRABALHO DE LICENCIATURA

**ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DOS  
CFM-SUL**

Autor:

CHAÚQUE, Arquimedes Felisbelo Saúl

Supervisores:

Eng.º Dário Nhacassane (UEM)

Eng.º Zailo Assane (CFM-Sul)

Maputo, Outubro de 2017



UNIVERSIDADE  
EDUARDO  
MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA**

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA

LICENCIATURA EM ENGENHARIA ELÉCTRICA

TRABALHO DE LICENCIATURA

**ANÁLISE DO FLUXO DE POTÊNCIA NA REDE DE MÉDIA  
TENSÃO DOS CFM-SUL**

Autor:

CHAÚQUE, Arquimedes Felisbelo Saúl

Supervisores:

Eng.º Dário Nhacassane (UEM)

Eng.º Zailo Assane (CFM-Sul)

Maputo, Outubro de 2017

## **DEDICATÓRIA**

O presente trabalho dedico à minha avó Petasse Mulambo, que descanse em paz, quem ao longo da minha infância até a data da sua morte empenhou-se, incansavelmente, pelo meu bem-estar, aos meus pais, irmãos e demais familiares que durante a minha caminhada estudantil com carinho apoiaram-me e não mediram os esforços, até esta etapa da vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço, primeiramente, a Deus pelo dom da vida, por ter-me dado conforto e força necessária para atingir esta etapa da minha vida.

Aos meus pais Sebastião Saúl Chaúque, Rita Manuel Mimbire e Cândida Mimbire pelo sacrifício, amor incondicional e incansável, que me concedem em todas as etapas da vida.

Aos demais familiares pela compreensão, apoio moral e incentivos constantes ao longo da minha caminhada académica.

Ao meu supervisor Eng.º Dário Nhacassane, que me concedeu apoio e envidou todo seu esforço para a realização deste projecto.

Aos professores prof. Doutor Zacarias Mapoissane Chilengue e Eng.º Dinis Chissano, pela oportunidade e apoio que me concederam ao longo da formação como monitor da cadeira de Accionamentos Eléctricos.

A todo corpo docente da faculdade especialmente, aos professores do curso pelos conhecimentos que me com muita sabedoria e mestria.

Aos meus amigos e colegas do curso pelo auxílio e preocupação, que durante a formação criamos grupos de estudo, visando a consolidação dos conhecimentos adquiridos.

O meu agradecimento é extensivo a toda equipe de Serviços de Manutenção de Redes Eléctricas e Águas, especialmente aos engenheiros Luís Machuve, José Mapilele e Zailo Assane, por ter colaborado, disponibilizando todas as informações e documentos para a realização deste estudo.

Em geral, a todos que directo ou indirectamente contribuíram na minha formação académica.

# EPÍGRAFE

*“Se na vida, a sorte nos escasseia, sobra-nos o esforço”*

Arquimedes Felisbelo Saúl Chaúque

## ÍNDICE

DEDICATÓRIA.....	i
AGRADECIMENTOS .....	ii
EPÍGRAFE .....	iii
CAPÍTULO1 – INTRODUÇÃO .....	1
1.1. Contextualização e delimitação do tema.....	1
1.2. Problematização e Justificativa.....	2
1.3. Motivação.....	3
1.4. Objectivos .....	4
1.4.1. Objectivo Geral .....	4
1.4.2. Objectivos específicos .....	4
1.5. Metodologia .....	4
1.6. Organização do trabalho.....	5
CAPÍTULO 2 – REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	7
2.1. Introdução .....	7
2.2. Redes de distribuição de energia eléctrica .....	7
2.2.1. Características principais das redes de distribuição .....	8
2.2.1.1. <i>Modo de exploração das redes de distribuição</i> .....	8
2.2.1.2. <i>Topologia das redes de distribuição</i> .....	9
2.2.2. Energia reactiva nas redes de distribuição .....	9
2.2.3. Perdas Técnicas .....	10
2.2.3.1. <i>Reconfiguração da rede</i> .....	10
2.2.3.2. <i>Compensação local de energia reactiva</i> .....	11
2.3. Controlo de tensão e de potência reactiva na rede.....	11
2.4. Qualidade de energia nas redes de distribuição .....	12
2.4.1. Harmónicas.....	13
2.4.2. Indicadores de distorção harmónica .....	14
2.5. Estudos e Regime de funcionamento das redes.....	15
CAPÍTULO 3 – ESTUDO DE FLUXO POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA .....	16

3.1. Introdução .....	16
3.2. Natureza e concepção dos “Estudo de fluxo de potência” .....	16
3.2.1. Formulação das equações generalizadas de fluxo de potência .....	17
3.3.2. Métodos de cálculo de fluxo de potência em Redes de distribuição.....	17
3.3.3. Análise do fluxo de potência através do Software ETAP .....	24
<b>CAPÍTULO 4 – CARACTERIZAÇÃO E ESTUDO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DOS CFM-SUL .....</b>	<b>25</b>
4.1. Descrição Sumária.....	25
4.2. Configuração da rede CFM-Sul .....	26
4.2.1. Subestação principal .....	26
4.2.2. Rede de distribuição 11kV .....	27
4.3. Condições da fonte/rede externa (CTM) .....	28
4.4. Carga e consumo da rede eléctrica CFM-Sul .....	28
4.4.1. Carga eléctrica.....	28
4.4.2. Demanda de energia consumida pela rede .....	29
<b>CAPÍTULO 5 – MODELAGEM DA REDE DISTRIBUIÇÃO CFM-SUL NO ETAP .....</b>	<b>32</b>
5.1. Introdução .....	32
5.2. Modelagem dos elementos da rede .....	32
5.2.1. Modelação da rede externa “Power Grid” .....	33
5.2.2. Modelação dos barramentos .....	33
5.2.3. Modelação dos transformadores .....	34
5.2.4. Modelação dos cabos/linhas.....	35
5.2.5. Modelação das cargas.....	35
<b>CAPÍTULO 6 – ANÁLISE DO ESTADO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO CFM-SUL .....</b>	<b>37</b>
6.1. Introdução .....	37
6.2. Pressupostos de estudo.....	37
6.2.1. Pressupostos gerais das simulações.....	37
6.2.3. Pressupostos para a análise de contingências.....	38
6.2.4. Análise dos efeitos do conteúdo das harmónicas da rede.....	38
6.3. Desempenho Actual da Rede (2017) .....	39
6.4. Estado da rede no ano 2018.....	42

6.4.1. Situação da rede antes da integração da carga de 6MW do novo consumidor .....	42
6.4.1.1. <i>Resultados do perfil de tensão e carregamentos das linhas de distribuição e transformadores</i> .....	42
6.4.1.2. <i>Análise das correntes de curto-circuito</i> .....	44
6.4.2. Situação da rede após a integração da nova carga de 6MW .....	45
6.4.2.1. <i>Resultados do perfil de tensão e carregamentos das linhas de distribuição e transformadores</i> .....	45
6.4.2.2. <i>Análise das correntes de curto-circuito</i> .....	47
6.5. Estado da Rede no ano de 2019 .....	47
6.6. Estado da Rede no ano de 2020 .....	48
6.7. Análise de contingências .....	50
6.9. Avaliação do impacto do fluxo de carga harmónica na rede.....	50
6.10. Considerações gerais do capítulo.....	53
CAPÍTULO 7 – CONSIDERAÇÕES TECNO-ECONÓMICAS DAS PROPOSTAS .....	54
7.2. Especificações técnicas das soluções propostas .....	55
7.2.1. Unidades Geradoras Electrogéneas de Emergência em “ <i>Standby</i> ” .....	55
7.2.2. Bancos de condensadores .....	56
7.3. Estimativa de custo para das alternativas propostas .....	56
CONCLUSÃO .....	57
RECOMENDAÇÕES.....	58



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Pontas de energia reactiva na demanda da rede entre os anos (2014-2016) ....	3
Figura 2: Esquemas das Redes de Distribuição de energia [11].....	9
Figura 3: Perturbações típicas que afectam a qualidade de energia [27].....	13
Figura 4: Modelo das linhas de distribuição [Autoria própria].....	19
Figura 5: Localização da empresa CFM-sul [Google EARTH] .....	25
Figura 6: Diagrama unifilar da SE-Principal dos CFM-sul .....	26
Figura 7: Rede de Média Tensão 11kV CFM-Sul.....	27
Figura 8: Evolução do Consumo da Rede entre os anos (2014-2016) [CFM-Sul] .....	29
Figura 9: Demanda de consumo energia reactiva da rede entre os anos (2014-2016) ...	30
Figura 10: Perspectiva de crescimento de carga (2016-2021).....	31
Figura 11: Modelo e parâmetros da rede externa “Power Grid” da CTM [ETAP 12.6.0] ..	33
Figura 12: Modelo e parâmetros dos barramentos [ETAP 12.6.0] .....	34
Figura 13: Modelo e parâmetros transformadores [ETAP.12.6.0] .....	34
Figura 14: Modelo e parâmetros cabos e linhas [ETAP 12.6.0] .....	35
Figura 15: Modelo e parâmetros das cargas estáticas: (a) Carga LUMPED combinada motor-estática .....	36
Figura 16: Desempenho actual da rede (2017).....	39
Figura 17: Perfil de Tensão na rede de 11kV (2017).....	40
Figura 18: Perfil de Tensão nos barramentos da rede de 11kV (2018).....	42
Figura 19: Perfil de tensão da rede 11kV introduzindo a nova carga de 6MW.....	45
Figura 20: Desempenho da rede com a proposta do transformar de reserva em paralelo	46
Figura 21: Perfil de tensão na rede de 11kV e na de 400V (2020) .....	48
Figura 22: Perfil de tensão na rede de 11kV e 400V com a introdução de bancos de condensadores.....	49
Figura 23: Perfil da onda de tensão Média e baixa tensão nas SE's (2017) .....	51
Figura 24: Perfil da onda de tensão Média e baixa tensão nas SE's (2020) .....	51
Figura 25: Distorção da harmónica nos barramentos da rede .....	52

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Demanda de energia consumida ao longo dos últimos 3 anos .....	30
Tabela 2: Cargas e as perdas técnicas nos cabos e transformadores no ano de 2017 .	40
Tabela 3: Cargas e Perdas Técnicas nas linhas e transformador no ano de 2018 .....	43
Tabela 4: Correntes de curto-circuito antes da integração da nova carga .....	44
Tabela 5: Correntes de curto-circuito após a ligação do transformador em paralelo .....	47
Tabela 6: Análise de contingências.....	50
Tabela 7: Perdas técnicas instantâneas.....	54
Tabela 8: Benefícios económicos das propostas .....	55
Tabela 9: Especificações dos bancos propostos .....	56
Tabela 10: Estimativa de custo .....	56

## LISTA DE ABREVIATURAS E DE SÍMBOLOS

AAG – *“Anual Average Growth”*

AVR – *“Automatic Voltage Regulator”*

BFS – *“Backward Forward Sweep”*

CFM – Portos e Caminhos de Ferro de Moçambique E.P

CTM – Central Térmica de Maputo

D-FACTs – *“Distributed Flexible AC Transmission”*

DSI – *“Distributed Series Impedance”*

DSSC – *“Distributed Static Series Compensator”*

D-STATCOM – *“Distributed Synchronous Static Compensator”*

DVR – *“Dynamic Voltage Restorer”*

EDM – Electricidade de Moçambique

ETAP – *“Electrical Transient and Analysis Program”*

FP – Fluxo de Potência

FPO – Fluxo de Potência Óptimo

MPDC – *“Maputo Port Development Company”*

MT – Média Tensão

OLTC – *“On Load Tap-changer”*

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PTS – Postos de Transformação e Seccionamento

QEE – Qualidade de energia eléctrica

RMS – *“Root Mean Square”*

SCADA – *“Supervisory Control and Data Acquisition”*

SEP – Sistemas Eléctricos de Potência

SMREA – Serviços de Manutenção da Rede Eléctrica e Águas

THD – Taxa de Distorção Harmónica

## RESUMO

O aumento da demanda dos serviços prestados pela empresa CFM-Sul, tanto ao nível do Porto de Maputo bem como nos Caminhos-de-Ferro, tem exercido pressão a empresa, com vista ao melhoramento da qualidade de fornecimento de energia eléctrica as várias empresas concessionadas que operam no seu complexo industrial.

O presente trabalho apresenta propostas técnicas e económicas para o aperfeiçoamento e melhoria da qualidade de energia eléctrica fornecida na rede dos CFM-Sul. Para tal, foi levado a cabo um estudo de fluxo de potência em regime estacionário que comporta as componentes de análise do desempenho actual e de antevisão futura até 2020.

No início deste trabalho, foi apresentada a revisão sobre as redes de energia eléctrica e a base científica que delinea os estudos de fluxo de potência, evidenciando as metodologias próprias de análise, em regime permanente no contexto das redes de distribuição. De seguida o estudo procede com a apresentação da situação georeferencial e técnica da rede CFM-Sul, avaliando-se a relevância da qualidade de energia fornecida pela fonte (CTM) para rede, e no final são apresentadas as condições da modelagem da carga de rede.

Para a efectivação do presente estudo, foram modelados e simulados cenários no software ETAP 12.6.0, avaliando-se em regime estático, o desempenho da rede, na operação normal, contingências e face a evolução da demanda de consumo de carga. Em tais cenários simulados foram reproduzidas alternativas de melhoria, a fim de observar parâmetros aceitáveis de conformidade no tocante a perfis de tensão, carregamentos e perdas técnicas.

Com os resultados obtidos das simulações, foi verificado que os níveis da qualidade de energia em termos da tensão fornecida aos consumidores poderão estar fora dos parâmetros recomendados com a evolução natural da carga, bem como com a entrada em serviço de novos grandes consumidores. Como alternativas de solução, de médio prazo, foi proposto a instalação de bancos de condensadores automáticos em pontos identificados e entrada de serviço do transformador de reserva em paralelo com o actual.

Por fim, com as propostas consideradas torna-se possível um maior controlo do aumento da energia reactiva, o que culmina numa melhor conservação dos equipamentos, bem como melhoria da qualidade de energia fornecida e fiabilidade da Rede de Média Tensão.

## **ABSTRACT**

The increase in the demand for services rendered by the CFM-Sul Company, both at the Maputo Port and Railways Companies, has exerted pressure on the company to improve the power quality for supplying for various enterprises that operate in its industrial compound.

The present work presents technical and economic proposals for the improvement and upgrading of the electric power quality provided in the CFM-South network. For this, a steady-state power flow study was carried out, which includes the components of the current performance analysis and future forecasting until 2020.

At the outset, the review on the distribution networks and the scientific base that outlines the power flow studies is presented, evidencing the own methodologies of continuous analysis in the context of the distribution networks. Afterwards the study proceeds with the presentation of the georeferential and technical situation of the CFM-sul network, evaluating the relevance of the power quality provided by the source (CTM) for the network, and at the end the conditions of the network load modeling.

In order to carry out the present study, scenarios were modeled and simulated in the ETAP 12.6.0 software, evaluating the performance of the network in the normal operation, contingencies and in view of the evolution of load consumption demand. In such simulated scenarios, improvement alternatives were reproduced in order to observe acceptable compliance parameters for voltage profiles, loads and technical losses.

With the results obtained from the simulations, it was verified that the levels of energy quality in terms of the voltage supplied to the consumers could be outside the recommended parameters with the natural evolution of the load, as well as the entry into service of new large consumers. As short and medium term solutions alternatives, it was proposed to install automatic capacitor banks at identified points and service input of the backup transformer in parallel with the current one.

Finally, with the proposals considered, a greater control of the increase of the reactive energy is possible, which culminates in a better conservation of the equipment, as well as the improvement of the quality of energy supplied and reliability of the Medium Voltage Network.

## CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

### 1.1. Contextualização e delimitação do tema

Moçambique, devido à sua localização geoestratégica, serve como plataforma logística, para os países do INTERLAND (sem acesso directo ao mar), por isso, a maior parte de suas infra-estruturas de transporte e logística ferro-portuárias tornam-se cada vez mais concorridas, a nível da SADC. A empresa Portos e Caminhos de Ferro de Moçambique (CFM) administra grande parte destas infra-estruturas que são utilizadas para o transporte e manuseamento de carga.

Os CFM-Sul constituem uma empresa regional da CFM que explora, comercialmente e industrialmente, as infra-estrutura dos caminhos-de-ferro, Porto comercial de Maputo e complexo industrial da Matola [3][44]

No quadro das reestruturações levadas a cabo na empresa CFM-Sul, parte destas infra-estruturas foram concedidas para regime de concessão ao MPDC e outras empresas do ramo industrial, visando a exploração de terminais específicos, com destaque aos seguintes:

- ✚ Cais de Carga geral;
- ✚ Terminal de Cabotagem;
- ✚ Terminal de Contentores;
- ✚ Terminal de Açúcar;
- ✚ Terminal de Petróleos;
- ✚ Terminal de Melaço;
- ✚ Terminal de Carvão da Matola; e o
- ✚ Terminal Graneleiro da Matola [44][67].

Nos últimos anos, as infra-estruturas mencionadas acima têm registado transformações, nomeadamente: a expansão de capacidade produtiva, o aumento de serviços prestados, etc. Tais transformações têm contribuído para o aumento da demanda, por energia eléctrica, bem como para o aumento do consumo de energia reactiva e de perdas técnicas associadas, factor que tem influenciado negativamente no funcionamento da rede eléctrica. Por outro lado, os CFM-Sul

procuram a forma mais viável para a integração de um novo e grande consumidor<sup>1</sup> na Terminal de Contentores.

O presente trabalho, pretende trazer os resultados das análises feitas em regime permanente da rede dos CFM-Sul, bem como propor soluções técnicas e económicas, com vista ao melhoramento da qualidade de energia.

## 1.2. Problematização e Justificativa

Como resultado da expansão e aumento de concessões na infra-estrutura da empresa CFM-Sul, tanto ao nível do Porto de Maputo, assim como dos Caminhos-de-Ferro, a rede de média tensão de energia eléctrica dos CFM-Sul, tem sofrido bastante pressão. Tal facto, torna-se problemático, uma vez que, os CFM-Sul actuam como concessionária de energia eléctrica para toda a sua infra-estrutura ferro-portuária, e segundo o decreto 42/2005 de 29 de Novembro, tem as obrigações de:

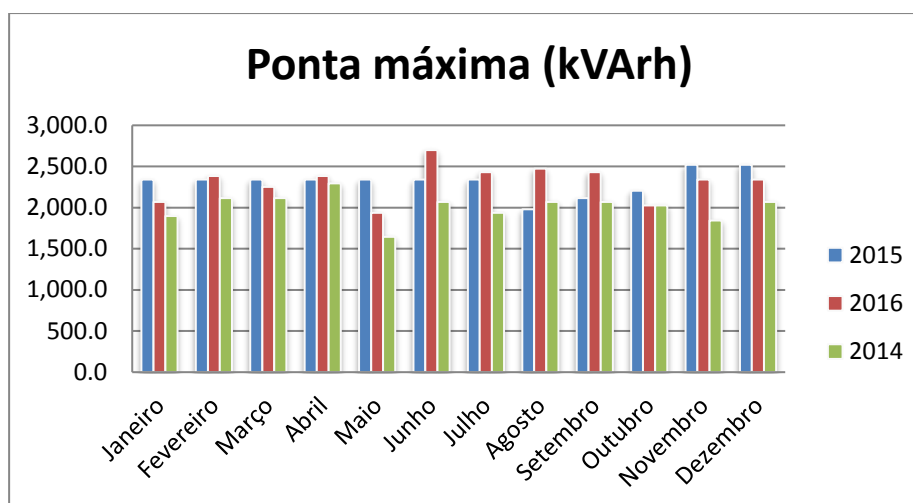
*“Planificar, operar as instalações de acordo com os termos contratuais como gestor da rede; tomar todas as medidas necessárias para aumentar a eficiência operacional da actividade, com vista a garantir qualidade e fiabilidade dos serviços prestados para benefício dos consumidores”.*

No ano de 2000, a direcção dos CFM-Sul investiu na reabilitação da rede de 11kV, do lado do porto de Maputo. Apesar do investimento feito, actualmente a rede encontra-se debilitada com vários troços de cabos avariados ou inutilizados. Por outro lado, a rede tem registado interrupções por causas desconhecidas e uma carga excessiva de energia reactiva, que tem contribuído para problemas como quedas de tensão, elevadas perdas eléctricas e conseqüente pagamento de facturas elevadas junto a EDM.

A figura 1 a seguir apresentada mostra a evolução das pontas de energia reactiva registadas no período compreendido entre os anos de 2014 a 2016.

---

[<sup>1</sup>] Os grandes consumidores são todos aqueles que têm alimentação em média tensão, que exploram os terminais específicos do Porto de Maputo, segundo os Serviços de Manutenção de Redes Eléctricas e Águas CFM-Sul.



**Figura 1:** Pontas de energia reactiva na demanda da rede entre os anos (2014-2016) [CFM-Sul]

No entanto, a partir do gráfico acima, pode-se ver que a ponta de energia reactiva está a crescer.

Com este cenário, pode-se afirmar que o presente estudo é relevante, não só pela importância que a infra-estrutura dos CFM-Sul tem para a economia Moçambicana, mas também, pelo facto de o estudo trazer soluções de curto e médio prazo, que poderão contribuir na expansão (acomodação de novas cargas) e/ou crescimento das suas infra-estruturas.

### 1.3. Motivação

A energia eléctrica é actualmente, um dos recursos mais fundamentais para o desenvolvimento de toda a estrutura da sociedade e manutenção da competitividade industrial. Desta forma, têm-se buscado sempre assegurar a maior qualidade e confiabilidade possível no serviço de fornecimento de energia eléctrica, fazendo com que este seja cada vez menos susceptível a falhas. Desta forma, para manter a qualidade da energia distribuída, é necessário que ao longo da exploração, expansão ou evolução das redes se analisem as questões operacionais.

Os estudos de fluxo de potência são nessas condições as ferramentas ideais para o efeito, uma vez que estes permitem avaliar investigar se o estado / operação da rede é ou não a ideal, para depois se estabelecer as acções de correcção.



A escolha deste tema foi motivada pelo interesse de contribuir com os conhecimentos adquiridos ao longo da formação, para auxiliar a empresa CFM-Sul com vista a investigar as alternativas mais viáveis, para a melhoria das condições de exploração da sua rede de distribuição de energia eléctrica.

## **1.4. Objectivos**

### **1.4.1. Objectivo Geral**

O presente trabalho tem como objectivo apresentar propostas técnicas e económicas, para a melhoria da qualidade de energia e redução da facturação com energia eléctrica na rede de média tensão dos CFM-Sul.

### **1.4.2. Objectivos específicos**

Para o alcance do objectivo geral supracitado, foram delineados os seguintes objectivos específicos:

- ✚ Descrever as características das redes de distribuição e os métodos de cálculo de fluxo de potência aplicáveis a redes de média tensão;
- ✚ Estudar e caracterizar a rede de distribuição de média tensão dos CFM-SUL;
- ✚ Modelar e analisar, mediante simulação computacional, a evolução da rede dos CFM-Sul em regime permanente, a fim de estabelecer propostas técnicas para a garantia da qualidade e fiabilidade da rede;
- ✚ Apresentar as considerações económicas e estimativa de custo das soluções propostas.

## **1.5. Metodologia**

Para a realização deste trabalho e alcance dos objectivos acima mencionados, recorreu-se às seguintes metodologias:

### ***Pesquisa bibliográfica:***

- ✚ Leitura de livros, manuais e artigos técnico-científicos que versam sobre o tema em causa, no formato físico duro e electrónico, de modo a colher maior elucidação sobre os conceitos apresentados;

- ✚ Consulta de revistas de especialidade e catálogos de fabricantes, a fim de analisar as melhores alternativas técnicas para garantir a qualidade de energia da rede

#### ***Entrevistas Informais:***

- ✚ Colecta de dados da rede eléctrica dos CFM-Sul junto ao pessoal técnico dos Serviços de Manutenção de Rede Eléctrica e Águas (SMREA), a fim de satisfazer o levantamento das informações sobre as cargas eléctricas e esclarecer todas as anomalias no funcionamento da rede.

#### ***Observação directa:***

- ✚ Foram observadas directamente às infra-estruturas que compõem a Rede eléctrica dos CFM-Sul visando conhecer a situação actual destas.

#### ***Análise e processamento de dados:***

- ✚ Foi feita a pesquisa documental dos dados de consumos a fim de obter os elementos necessários para a modelagem e análise da rede;

#### ***Simulação Informática:***

- ✚ Foi feita a modelagem da rede CFM-Sul no programa ETAP 12.6.0 com intuito de se estudar a situação das cargas ao longo da sua evolução para posteriormente discutir as alternativas tecno-económicas.

#### ***Compilação do trabalho final:***

- ✚ A partir dos dados recolhidos e analisados nas fases anteriores culminou com a elaboração do presente documento final de trabalho de licenciatura.

### **1.6. Organização do trabalho**

O presente trabalho encontra-se dividido em sete (7) capítulos com o seguinte estrutura:

No primeiro capítulo, é feita a contextualização e delimitação do tema, formulação do problema e apresentação dos objectivos gerais e específicos, metodologia usada

e a estrutura geral do trabalho. Neste capítulo, se traz a visão geral do trabalho desenvolvido.

No capítulo 2 são descritas as características principais das redes de distribuição de energia eléctrica. Ainda neste capítulo, é apresentada a concepção da qualidade de energia no âmbito do estudo.

O capítulo 3 descreve a teoria sobre os estudos de fluxos de potência nas redes de distribuição, destacando a natureza destes estudos e as equações generalizadas de cálculo. Em seguida, são descritos os algoritmos de alguns métodos de cálculo de fluxo de potência aplicáveis a redes como a dos CFM-Sul.

No capítulo 4 foi feita a caracterização da rede distribuição dos CFM-Sul, dando-se a conhecer importantes dados como: a localização, configuração da rede, consumo energético e perspectiva de evolução de carga da rede.

No capítulo 5, com base nos dados colhidos no campo foi feita, a apresentação do programa ETAP 12.6.0, a modelação dos diversos componentes da rede nas condições deste programa e posteriormente apresenta-se a natureza e condições dos estudos a serem desenvolvidos.

O capítulo 6 mostra os resultados da análise e estudo de fluxo de potência da rede, compreendendo as seguintes análises: análise perdas, análise de contingência e de análise de carga harmónica, partindo do desempenho actual (2017) e antevisto até ao ano de 2020. No capítulo em causa foram propostas as alternativas de solução, visando a melhoria da qualidade de energia da rede.

No capítulo 7 são apresentadas as questões tecno-económicas das propostas de melhoramento da rede, dentre as possíveis alternativas de solução simuladas, é neste que se mostra a viabilidade das propostas, as especificações técnicas e a estimativa de custo.

Por último, foi feita a síntese conclusiva do trabalho realizado e as recomendações preponderantes, para manutenção da qualidade de energia na rede.

## CAPÍTULO 2 – REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

### 2.1. Introdução

Um sistema de energia eléctrica tem a função principal de fornecer energia com qualidade adequada e no instante em que for solicitada aos seus consumidores.

De acordo com Kundur [32], o sistema de energia eléctrica compreende três (3) subsistemas, respectivamente, o subsistema de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica e, todos estes, devem garantir os seguintes requisitos:

- ✚ Controlar o equilíbrio entre potência activa e a potência reactiva consumida;
- ✚ Fornecer energia a um valor de custo reduzido, respeitando o ambiente;
- ✚ Satisfazer as normas que indicam os valores mínimos de fiabilidade e de estabilidade da tensão e da frequência;

*Porém, no presente capítulo apresenta-se a revisão teórico-científico sobre o último subsistema, o de distribuição de energia eléctrica, com destaque a aspectos construtivos, funcionamento e parâmetros que determinam a qualidade de energia nas redes eléctricas.*

### 2.2. Redes de distribuição de energia eléctrica

Segundo o decreto 42/2005 de 29 de Novembro, artigo 1, no sistema eléctrico de Moçambique, a rede de distribuição de energia eléctrica é o conjunto de infra-estruturas de interligação e de transformação de grandezas eléctricas (linhas eléctricas, subestações e outras instalações) que operam com tensão inferior a 66kV utilizadas para o fornecimento de energia eléctrica [18].

**Desta forma, uma vez que a rede de média tensão em alusão neste estudo se integra nas redes de distribuição com tensão superior a 1kV, ao longo da abordagem do trabalho estas designações foram consideradas semelhantes.**

### 2.2.1. Características principais das redes de distribuição

Antes de analisar uma rede é necessário saber distinguir os diferentes elementos que a constituem. Porém, caracterizar uma rede consiste em evidenciar as particularidades que definem a sua composição, configuração, utilização e operação [32][40][43].

As características fundamentais que explicam a forma e composição das redes de distribuição são: modo de exploração e topologia de rede [40].

#### 2.2.1.1. Modo de exploração das redes de distribuição

O modo de exploração de uma rede constitui a forma, configuração da rede utilizado no processo de distribuição de energia eléctrica. Existem vários esquemas de rede mas destacam-se três tipos, a saber: **anel (aberto ou fechado)**, **radial** e as **malhadas** [12][40][60].

O esquema da rede radial é uma configuração de rede que segue distribuindo a energia eléctrica através de um único caminho/linha formando uma árvore para alimentar às cargas. Esta configuração de rede é comum em redes de distribuição de média e baixa tensão, devido à sua simplicidade e economia [29][40][43].

A configuração de rede em anel é um esquema que dispõe de pelo menos duas linhas de alimentação, que lhes possibilita a distribuição de energia aos consumidores através de dois ou mais caminhos eléctricos distintos [12][32]. Nas condições normais só opera apenas um dos caminhos e o outro destina-se alimentação dos consumidores em situações de defeito [32][62]. Contudo, devido ao grau de fiabilidade que assegura, este esquema é comum em redes de distribuição industriais a exemplo dos CFM-Sul.

O esquema de redes emalhasadas possui várias fontes de alimentação interligadas entre os barramentos das cargas, por isso, assegura maior segurança e fiabilidade, a sua desvantagem é de apresentar elevados custos e de ser complexo quanto ao sistema de protecções [40][29].

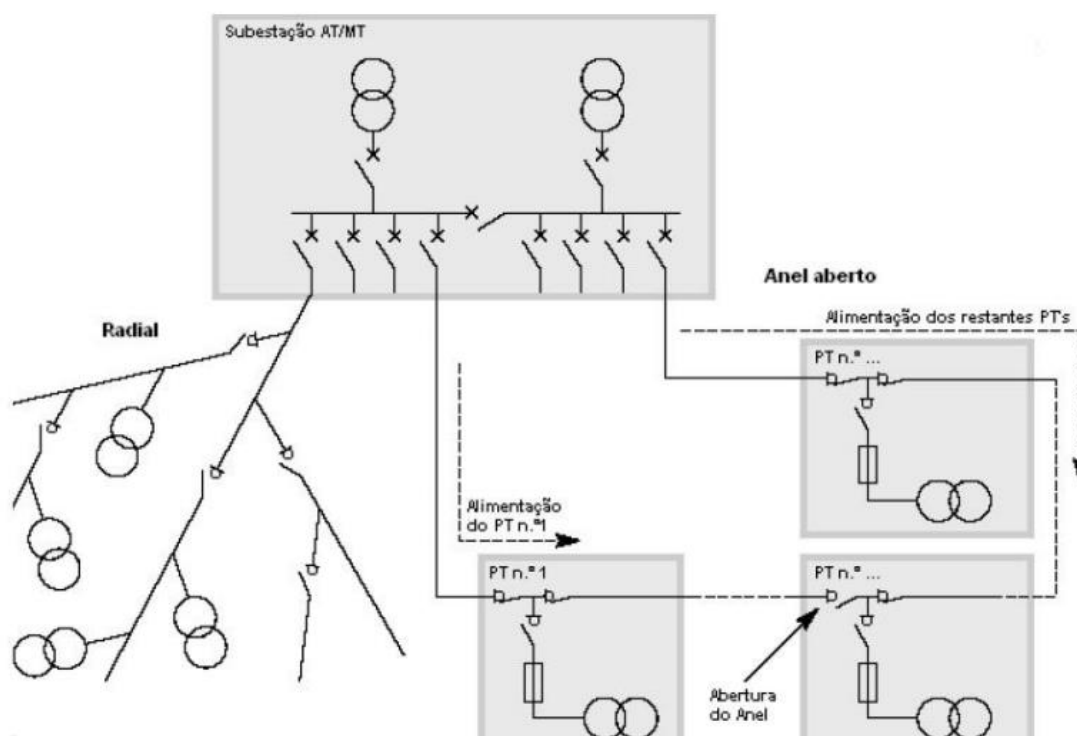


Figura 2: Esquemas das Redes de Distribuição de energia [11]

### 2.2.1.2. Topologia das redes de distribuição

A topologia de uma rede é a forma física ou construtiva pela qual, a rede encontra-se executada [15]. As redes de distribuição, geralmente, são executadas de duas formas respectivamente, redes aéreas e redes subterrâneas.

As redes de distribuição aéreas, estão expostas e sujeitas às condições externas do sistema eléctrico como as forças da natureza, por isso, afirma-se que a sua fiabilidade depende de factores de ordem ambiental (temperatura, poluição, descargas atmosférica, etc), aspectos técnicos dos equipamentos, quedas de árvores, vandalismo, corrosão e poluição ambiental [12][29].

E, as redes de distribuição subterrâneas ou enterradas são constituídas por cabos enterrados directamente, em tubos ou valetas. Geralmente, os cabos aplicados nesta forma de instalação podem ser tripolares ou monoplares [11][12][29].

### 2.2.2. Energia reactiva nas redes de distribuição

Normalmente, as redes de distribuição demandam potência reactiva mais do que produzem [10]. Este facto, faz com que estas demandem níveis elevados de potência das redes de transmissão. Porém, de acordo com o grupo de trabalho da

CODI (Comité de Distribuição de energia eléctrica) o aparecimento desse nível de potência reactiva é oriundo de factores como:

- ✚ Sobredimensionamento dos componentes da rede;
- ✚ Pobre compensação de energia reactiva;
- ✚ Localização dos dispositivos de compensação, e
- ✚ Elevada demanda de potência reactiva nas cargas, etc.

Porém, a falta de controlo da energia reactiva na rede favorece com que as linhas e alimentadores sejam percorridos por elevadas correntes, que provocam consequentemente quedas de tensão e perdas técnicas elevadas [1][58].

### 2.2.3. Perdas Técnicas

As perdas técnicas ou perdas próprias são transformações de energia que ocorrem ao longo do transporte e distribuição (efeito joule, coroa, correntes Foucault). [24][33] Em geral, estas manifestam-se sob forma de calor e apresentam-se nas formas activa e reactiva. As perdas activas resultam da resistência das linhas/cabos de distribuição e as perdas reactivas das reactâncias [25][46].

Nas redes de distribuição de energia, as perdas activas nas linhas tendem a ser maiores que reactivas assim que possuem uma alta razão (R/X) [1].

Deste modo, como as perdas técnicas são inerentes ao sistema e não podem ser eliminadas, têm-se buscado, acções para sua minimização [33][66]. Apresentam-se a seguir algumas práticas que permitem a minimização destas perdas.

#### 2.2.3.1. Reconfiguração da rede

A **reconfiguração da rede**, é uma técnica que consiste na busca de troços óptimos através de manobras de chaves tal que se obtenha a redução da impedância total da rede [26][53][55][56].

Segundo Merlin & Back [41], o processo de reconfiguração da rede deve compreender a acções de manobra de abertura aleatórias, partindo do princípio que todas as chaves se encontram fechadas. Adicionalmente importa, que segundo estes autores que para cada ciclo de manobra de abertura deve ser calculado o fluxo de potência ate que seja atingida a solução radial.

Porém, para os outros autores [26][55], a reconfiguração da rede deve ser, no entanto, um problema de programação linear.

No geral, a reconfiguração da rede é uma prática, simples e barata, mas tem inconveniente de exigir pessoal altamente qualificado para realizar as manobras e provocam efeitos transitórios. Por isso, recomendam-se o mínimo de manobras possíveis.

### **2.2.3.2. Compensação local de energia reactiva**

A técnica de compensação local de energia reactiva consiste na injeção ou consumo de potência reactiva na rede, feita através de bancos controlados mecanicamente ou através de dispositivos estáticos [62]. Nessa técnica os bancos muitas vezes utilizados são instalados nas subestações e nos centros de consumos para, controlar a carga de energia reactiva em períodos de leve ou em períodos de carga pesada.

Comparativamente a técnica anteriormente mencionada, a compensação com bancos de condensadores é segura e económica, daí que é muito empregada pelas concessionárias nas redes de distribuição de energia eléctrica.

## **2.3. Controlo de tensão e de potência reactiva na rede**

Conforme mencionado no primeiro item deste capítulo, uma das principais funções das redes é de manter a tensão estável e dentro dos limites aceitáveis durante todo tempo. O controlo da tensão da rede é conseguido através do controlo da produção e absorção de potência reactiva [58].

De acordo com Pinto [46], a regulação de tensão nas redes de distribuição pode ser feita através de um conjunto de meios, respectivamente, bancos de condensadores (*shunt* e *série*), reguladores de tensão, compensadores estáticos (D-FACTS<sup>2</sup>) e reguladores de carga (*“On load tap-changer”*). Destes meios, para as redes de média tensão destacam-se os bancos de condensadores, reguladores de tensão e reguladores de carga (OLTC).

---

<sup>[2]</sup> Os dispositivos D-FACTS são compensadores estáticos da tecnologia mais recente e flexível para realizar controlo dinâmico da tensão e de potência reactiva nas redes de distribuição, porém, encontram-se difundidos mundialmente os seguintes: D-STATCOM, DVR, DSSC e DSI.



O regulador de carga (OLTC) é integrado aos transformadores para variar de forma automática a tensão através da alteração níveis dos “*tapes*” a uma faixa de regulação de 10% [14][52].

O regulador de tensão é, no entanto um autotransformador com níveis de “*tapes*” variáveis que controla mecanicamente a razão de transformação de forma manual ou automática [58]. Adicionalmente, é de referir que os reguladores de tensão são bastante eficazes para a conservação da tensão em cabos alimentadores de comprimento longo, assim que os bancos de condensadores têm limitações de potência a consumir ou injectar na rede.

No domínio, das redes de distribuição de média e baixa tensão dentre as formas apresentadas, geralmente, são utilizados os bancos de condensadores “*shunt*” para controlar o nível de potência reactiva na rede nos centros de consumo.

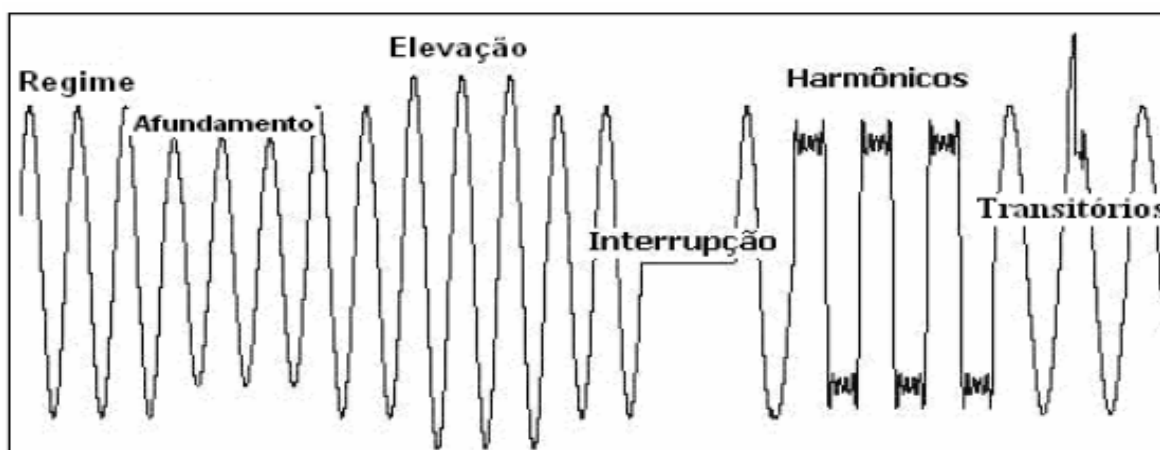
De acordo com alguns autores [24][26][51] a compensação de potência nem sempre é viável para a manutenção da tensão na rede. Ainda, estes consideram que o problema de compensação de energia é complexo, pois não existem critérios específicos para localizar ou instalar na rede os dispositivos de compensação, mas indicam que deve-se avaliar o factor de potência, a capacidade de transferência das linhas/cabos, o nível de carregamento dos alimentadores e perfil de tensão.

#### **2.4. Qualidade de energia nas redes de distribuição**

A qualidade de energia eléctrica é um assunto complexo, pois varia de acordo com as percepções de cada indivíduo, por isso é subjectiva [8][15][51]. De acordo com Lobo [37], um dos principais itens que define a qualidade de energia numa rede é a garantia da tensão nos limites aceitáveis. Mas, para os outros autores, a qualidade de energia, além de associar-se a magnitude da tensão, também deve basear-se na avaliação dos desvios da tensão e da corrente, no regime transitório e permanente [51][57].

Esses, desvios normalmente, ocorrem em várias partes do sistema eléctrico, desde as instalações de consumidores até rede do distribuidor de energia. As causas mais comuns são: harmónicas, perda de linhas, saída de gerador, curto-circuito nos sistemas eléctricos e operação de cargas com características não-lineares.

A figura 3 ilustra alguns dos desvios que prejudicam QEE nas redes de distribuição.



**Figura 3:** Perturbações típicas que afectam a qualidade de energia [27]

Entretanto, das perturbações ilustradas na figura 3, vários autores evidenciam que as harmónicas constituem um dos itens a tomar em consideração quando se pretende melhorar a qualidade de energia.

Deste modo, de forma a estabelecer propostas fiáveis à rede, na presente abordagem vale analisar os efeitos fontes de harmónicas (cargas não lineares) no perfil da tensão da rede CFM-Sul.

#### 2.4.1. Harmónicas

Conceitualmente, harmónicas são distorções no conteúdo da onda da tensão ou de correntes ocasionadas por componentes com frequências correspondentes a múltiplos inteiros da frequência fundamental [19]. Esta perturbação é causada por cargas não lineares, isto é, cargas que pela sua natureza demandam uma corrente não proporcional à tensão. As principais fontes de harmónicas nas redes de distribuição são: dispositivo com núcleo ferro-magnético saturável (transformadores e motores), equipamentos que utilizam chaves electrónicas (conversores de potência, inversores, rectificadores), fornos de arco, etc.

No sistema eléctrico as harmónicas provocam problemas tais como: aquecimento do neutro, distorção da tensão/corrente, aumento de perdas técnicas, ressonância, mau funcionamento de relés, contadores, etc.

Tendo em vista a estes problemas, a norma IEEE-519 [30], recomenda que, sempre que possível o trânsito de harmónicas na rede entre o consumidor deve ser

controlado, pois as harmônicas de um consumidor, não se limitam a sua instalação, mas espalham-se por toda a rede prejudicando a qualidade de energia a todos outros consumidores próximos da fonte [30][46][51].

Porém, as medidas utilizadas para reduzir ou eliminar o aparecimento das harmônicas, respectivamente: o emprego de filtros passivos, activos e instalação de transformadores isolamento [30][50].

#### 2.4.2. Indicadores de distorção harmónica

As expressões matemáticas para a quantificar as harmônicas são obtidas a partir do teorema de Fourier [30][51] e, servem de índices para analisar a susceptibilidade das distorções harmônicas no sistema eléctrico. A seguir são mencionados alguns indicadores utilizados no âmbito da análise da qualidade de energia.

##### i. Taxa de Distorção de Harmónica (THD)

A taxa de distorção harmónica (THD) é o indicador mais comum, serve para medir o quão a tensão ou corrente é afectada pelas componentes harmônicas em um determinado ponto da rede. A seguir, as equações (2.1) e (2.2.) mostram como é determinado o grau de distorção do perfil das ondas de tensão ou corrente.

$$THD_f = \frac{\sqrt{(h_2)^2 + (h_3)^2 + (h_4)^2 + \dots + (h_n)^2}}{h_1} \times 100\% \quad (2.1)$$

$$THD_r = \frac{\sqrt{(h_2)^2 + (h_3)^2 + (h_4)^2 + \dots + (h_n)^2}}{\sqrt{(h_1)^2 + (h_2)^2 + (h_3)^2 + \dots + (h_n)^2}} \times 100\% \quad (2.2)$$

Onde:

$h_1$  – Magnitude da componente da onda à frequência fundamental

$h_n$  – Magnitude da componente da onda de com múltiplo inteiro  $n$  da frequência fundamental

$THD_f$  – Indica a taxa de distorção harmónica em relação a componente fundamental

$THD_r$  – Indica a taxa de distorção harmónica em relação a onda total.

## ii. RMS da tensão ou corrente

A “*Root Mean Square*” (ou valor eficaz) representa o valor médio quadrático das componentes de uma onda com distorção. Este indicador pode ser avaliado conforme a equação (2.3) que a seguir se apresenta.

$$V_{RMS} = \sqrt{V_{ro} + \sum_{n=1}^{\infty} \left( \frac{(V_{rn})^2 + (V_{mn})^2}{2} \right)} \quad (2.3)$$

Onde:

$V_{ro}$  – grandeza da tensão ou corrente a frequência fundamental

$V_{rn}$  e  $V_{mn}$  – grandeza da tensão ou corrente a frequência fundamental

Contudo, é de ressaltar que a avaliação do impacto das cargas não lineares presentes na rede CFM-Sul será efectivada no programa ETAP 12.6.0 e, visa ilustrar os seus efeitos para o perfil das ondas de tensão.

## 2.5. Estudos e Regime de funcionamento das redes

O regime de funcionamento de uma rede é o estado pelo qual se determinam os parâmetros de regime nomeadamente, potência activa e reactiva nos elementos do sistema, tensões e correntes em diferentes pontos da rede, frequência da rede [37]

Porém, segundo os regimes de funcionamento, os estudos desenvolvidos no contexto da análise das redes de distribuição são: estudo de regime permanente e estudos de regime transitório.

✚ *Estudo de regime permanente* – é uma análise das redes eléctricas com variações bastante lentas no tempo, ou seja, com efeito transitórios desprezíveis. Integram natureza destes estudos: análise de fluxo de potência, curto-circuito, contingência, etc. É, a partir destes estudos que são projectadas as redes e determinadas as suas características económicas.

✚ *Estudo de regime transitório* – compreende uma análise da com variações de tempo bastante curta não desprezível, que geralmente tem derivam da mudança de um estado para o outro. Fazem parte: as análises de estabilidade transitória e dinâmica da tensão, manobras de circuitos, etc.

## CAPÍTULO 3 – ESTUDO DE FLUXO POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

### 3.1. Introdução

A evolução das redes de distribuição aumenta a cada dia, a complexidade das acções de planeamento e de operação.

Assim, uma vez que, um dos grandes desafios das redes eléctricas em geral, é de garantir que o fornecimento de energia eléctrica seja, confiável e seguro, na exploração, é relevante que antecipadamente se conheçam os parâmetros eléctricos de operação para se desvendar as que originam perturbações (ou defeito).

A análise do fluxo de potência é no entanto, fundamental para realizar essa tarefa, pois por meio desta, podem ser desenvolvidos estudos de segurança (contingência), planeamento, e de operação da rede.

Ao longo deste capítulo se apresenta a base científica que constitui o estudo de fluxo de potência nas redes de distribuição de energia.

### 3.2. Natureza e concepção dos “Estudo de fluxo de potência”

O estudo de fluxo de potência é uma análise de regime permanente que consiste na determinação do estado dos parâmetros da rede com destaque as tensões nos barramentos, distribuição dos fluxos (potências activas e reactivas que fluem nas linhas e transformadores) e outras grandezas de interesse [69].

Nesse tipo de problema, a modelação da rede eléctrica é estática, e esta é representada por um conjunto de equações e inequação algébricas [69].

Vários autores convergem na metodologia da análise de fluxo potência, afirmando que este tipo de análise geralmente requer métodos informático assim que quanto maior for o sistema, maior é o número de equações e inequações algébricas envolvidas para solucionar o problema [10][66][70].

### 3.2.1. Formulação das equações generalizadas de fluxo de potência

A formulação das equações de análise de fluxo de potência, é feita de acordo com a lei nodal de Kirchoff.

Para cada barramento da rede, estão associadas quatro variáveis principais [44][30], em que pelo menos duas delas entram como dados conhecidos e outras duas como incógnitas conforme a equação (3.4) e (3.5)

$$P_k = \sum_{m \in k} V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.4)$$

$$Q_k = \sum_{m \in k} V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.5)$$

$V_k$  – grandeza da tensão nodal na  $k$ -ésima barra

$\theta_k$  – ângulo de fase da tensão nodal no  $k$ -ésima barra

$P_k$  – potência activa líquida injectada no  $k$ -ésima barra

$Q_k$  – potência reactiva líquida injectada no  $k$ -ésima barra

Dependendo, de quais variáveis são conhecidas no problema e quais as incógnitas se definem a seguir três (3) tipos de barramentos, respectivamente:

Barramento PQ – em que são conhecidos  $P_k$ , e  $Q_k$  e calculados  $V_k$  e  $\theta_k$

Barramento PV – com dados os  $P_k$  e  $V_k$ , e calculados  $Q_k$  e  $\theta_k$

Barramentos “*slack*” – em que são dados  $V_k$  e  $\theta_k$ , e calculados  $P_k$  e  $Q_k$

Os barramentos do tipo PQ e PV representam, barramentos de carga e de tensão controlada é comum que estejam interligados a cargas ou elementos de compensação. O último tipo de barramento, o “*slack*” é utilizado para fornecer a referência angular e fechar o balanço de potência do sistema [66].

### 3.3.2. Métodos de cálculo de fluxo de potência em Redes de distribuição

De acordo com Zimmerman [62] a escolha do método de cálculo constitui a etapa fundamental para desenvolver estudos de fluxo potência, uma vez que, a escolha pouco atenciosa pode resultar em cálculos complexos e a resultados duvidoso.

Deste modo, atendendo a consulta bibliográficas [28][31][45][62] que afirmam que, no cálculo do fluxo de potência em rede de distribuição, a alta razão (R/X) e a topologia radial, faz com que alguns dos métodos de cálculo convencionais (Gauss-Seidel, e desacoplado rápido) apresentem baixas características de convergência.

Nessas condições, o trabalho apresenta duas (2) abordagens de métodos, respectivamente:

- ✚ **Método “*Back-Forward Sweep*” (BFS)** – apresentado nas versões de soma das correntes e Soma das Potências.
- ✚ **Método de Newton-Raphson** – utilizado como base de estudo, cuja modelação e simulação será apresentada no programa ETAP, devido a sua robustez e a clareza na apresentação dos resultados.

#### **3.3.2.1. Métodos de BFS**

Os métodos BFS são métodos iterativos fundamentados nas leis de Kirchoff e de Ohm que, para solucionar o problema de fluxo de potência, realizam o varrimento da rede, em duas (2) etapas consecutivas. Sendo uma, à montante da subestação (no sentido directo) e outra à jusante da carga (no sentido inverso) [28][31][54][62]

Na primeira etapa são calculadas as correntes (para o método de soma das correntes) nas linhas (ramos) ou potências nos barramentos (método de soma de potências) começando desde os barramentos terminais até chegar à subestação.

Na segunda etapa são calculadas as tensões em todos os barramentos começando desde a subestação até os barramentos terminais. Para o cálculo das tensões utilizam-se os dados de correntes encontrados na primeira etapa.

Em geral, cada iteração completa-se após as duas (2) etapas anteriores, até que seja alcançada a condição de convergência.

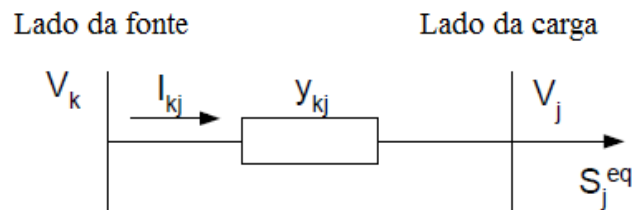
#### **I. Método de Soma das potências**

O método de soma das potências é um método baseado na lei de Ohm e na eliminação do ângulo da tensão, foi inicialmente concebido para o cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição radiais, mas hoje em dia, a sua aplicação

também difundiu-se a todas formas de rede [9][28] O algoritmo base deste método considera que qualquer problema de fluxo de potência pode ser dividido em sub-problemas conforme os procedimentos propostos no BFS fundamental apresentado anteriormente. Porém, para realizar este método, as etapas principais compreendem os seguintes passos [28]:

1. *Etapa Regressiva*: cálculo das potências equivalentes em cada barramento desde às cargas até ao barramento da fonte (subestação);
2. *Etapa progressiva*: cálculo das tensões de cada barramento, desde o barramento da fonte até aos barramentos terminais<sup>[3]</sup>;
3. *Cálculo das perdas nos ramos*: realizado desde os barramentos terminais até ao barramento da subestação.

No entanto, para melhor explicar, o desenvolvimento deste método, a seguir são apresentadas as expressões e o modelo típico para a obtenção das fórmulas de cálculo das potências equivalentes, tensão e perdas nas linhas de distribuição.



**Figura 4:** Modelo das linhas de distribuição [Autoria própria]

Para calcular as potências equivalentes em cada barramento  $k$  são utilizadas as equações 3.6 e 3.7 [59]:

$$P_k^{eq} = P_k + \sum P_j + \sum \Delta P_{kj} \quad (3.6)$$

$$Q_k^{eq} = Q_k + \sum Q_j + \sum \Delta Q_{kj} + Q_k^{sh} \quad (3.7)$$

Onde:

$P_k^{eq}$  e  $Q_k^{eq}$  – potência equivalente da carga activa e reactiva do barramento  $k$

$P_k$  e  $Q_k$  – potência activa e reactiva da carga no barramento  $k$

<sup>[3]</sup> Barramento terminal é o nó de interligação entre as linhas de distribuição ou transformador com a carga.



$\sum P_j$  e  $\sum Q_j$  – somatória das potências das cargas dos barramentos  $j$  directamente conectadas ao barramento  $k$ .

$\sum \Delta P_{kj}$  e  $\sum \Delta Q_{kj}$  – perdas activas e reactivas nas linhas

$Q_k^{sh}$  – Potência de compensação shunt injectada no barramento  $k$

Na primeira iteração as perdas podem ser consideradas nulas.

Para o cálculo do módulo das tensões no barramento  $j$  utiliza-se a equação biquadrática proposta por Céspedes [9]:

$$V_j^4 + [2 \cdot (P_j^{eq} R_{kj} + Q_j^{eq} X_{kj}) - V_k^2] \cdot V_j^2 + [(P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2] \cdot (R_{kj}^2 + X_{kj}^2) = 0 \quad (3.8)$$

Sendo:  $k$  o barramento fonte,  $j$  o barramento à jusante,  $V_k$  o módulo da tensão em  $k$ ,  $V_j$  o módulo da tensão em  $j$ ,  $P_j^{eq}$  potência activa equivalente da carga em  $j$ , e  $Q_j^{eq}$  a potência reactiva equivalente da carga em  $j$ ,  $R_{kj}$  a resistência própria da linha,  $X_{kj}$  a reactância própria da linha.

Tomando em consideração as parcelas da equação (3.8) proposta por Céspedes [9] apud Zimmerman [62], teremos:

$$A_i = [2 \cdot (P_j^{eq} R_{kj} + Q_j^{eq} X_{kj}) - V_k^2] \cdot V_j^2 \quad (3.9)$$

$$B_i = [(P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2] \cdot (R_{kj}^2 + X_{kj}^2) \quad (3.10)$$

Assim, a equação (3.8), passa a ser escrita na forma:

$$V_j^4 + A_i \cdot V_j^2 + B_i = 0 \quad (3.11)$$

Na forma explicita a equação (3.8) da tensão no barramento  $j$ , passa a uma função que relaciona a tensão do barramento  $V_j$  e as potências equivalente activas e reactivas.

$$V_j = \left( \frac{-A_j + (A_j^2 - 4B_j)^{1/2}}{2} \right)^{1/2} \quad (3.12)$$

As perdas de potências activa e reactiva para o método de soma das potências de Céspedes [9] apud Zimmerman [62], podem ser calculadas segundo as expressões (3.13) e (3.14):

$$\Delta P_{kj} = R_{kj} \cdot \frac{[(P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2]}{V_j^2} \quad (3.13)$$

$$\Delta Q_{kj} = X_{kj} \cdot \frac{[(P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2]}{V_j^2} \quad (3.14)$$

A convergência deste método é observada quando as perdas totais atingem um valor inferior ao desvio especificado. Desta forma, cada iteração sempre termina com o cálculo das perdas e sua verificação.

## II. Método de soma das correntes

Este método é utilizado para calcular o fluxo de potência, tanto em redes de transmissão, assim como redes de distribuição. Tratando-se de redes de distribuição o seu algoritmo é orientado aos ramos (linhas de distribuição), que devem ser enumerados desde as camadas distantes do barramento fonte [2][28][31].

Segundo o método proposto por Shirmommad [54] apud Feltrin & Pantuzi [45], o algoritmo para o cálculo do fluxo de potência compreende os seguintes passos:

1. *Cálculo da corrente equivalente nos barramentos* ( $I_{Ln}^{(k)}$ ): determinação das correntes de injeção nodal das cargas nos barramentos  $n$  que pode ser calculado pela expressão (3.15);

$$I_{Ln}^{(k)} = \frac{P_{Ln} - jQ_{Ln}}{V_n^*} \quad \text{re(3.15)}$$

onde: o factor  $k$ , indica o índice da iteração,  $V_n^*$  representa a tensão no barramento e  $P_{Ln}$  e  $Q_{Ln}$  – a potencia activa e reactiva da carga

2. *Etapa regressiva*: após a determinação das correntes se inicia o *BFS* que consiste, na obtenção das correntes das linhas ( $I_n$  e  $I_{(n-1;n)}^{(k)}$ ) através da aplicação directa da lei de corrente de Kirchhoff.

$$I_{(n-1;n)}^{(k)} = I_n + \sum_{b \in A_n}^n I_{n,b} \quad (3.16)$$

3. *Etapa progressiva*: a tensão do nó/barramento ( $V_n$ ) é actualizada na direcção directa, isto é, começando dos ramos de entre o barramento  $n$  e  $n+1$  em até ao barramento que compreende a última camada. Assim, aplicando a lei Kirchhoff, a tensão nos barramentos subsequentes ( $V_{n+1}$ ), com impedância de linha entre os barramento ( $Z_{n,n+1}$ ), é calculada pela equação (3.17):

$$V_{n+1} = V_n - Z_{n,n+1} \cdot I_{n,n+1} \quad (3.17)$$

Os passos 1, 2 e 3, são repetidos até que a condição de convergência através da diferença das tensões seja alcançado.

A figura A38 (anexo 38), mostra no entanto, a plataforma MATLAB com o algoritmo desenvolvido, proposto para o cálculo do fluxo de potência para os casos que se verificarem problemas de convergência.

### 3.3.2.2. Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson é um dos mais robustos e eficientes para análise de fluxo de potência nas redes de energia devido a sua convergência quadrática e rapidez. Para calcular o fluxo de potência com este método, são utilizadas as equações nodais polares (3.18) e (3.19) a seguir apresentadas [70]:

$$P_k = \sum_{m \in k} V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.18)$$

$$Q_k = \sum_{m \in k} V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} + B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.19)$$

Onde:  $G_{km}$  é condutância da linha entre os barramentos  $k$  e  $m$  e  $B_{km}$  é a susceptância nodal da linha entre os barramentos  $k$  e  $m$ .

O número de equações a resolver neste método depende da quantidade de dados de entrada que definem cada tipo de barramento [44][39][69].

Assim, tomando em consideração as equações de Kirchoff das correntes e o tipo de barramento, a seguir obtém-se o sistema de equações que compreende cada iteração.

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(k)} \\ \Delta Q^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^h \\ \Delta V^h \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Para calcular os desvios de potência (“mismatches”  $\Delta P^{(k)}$  e  $\Delta Q^{(k)}$ ) devem ser utilizadas as equações (3.21) e (3.22)

$$\Delta Q_K^{(i)} = Q^{esp} - \sum_{m \in k} V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.21)$$

$$\Delta P_K^{(i)} = P^{esp} - \sum_{m \in k} V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.22)$$

A actualização das tensões e seu ângulo é feita de acordo com as equações abaixo apresentadas respectivamente (3.23) e (3.24)

$$V^{k+1} = V^k + \Delta V^k \quad (3.23)$$

$$\theta^{k+1} = \theta^k + \Delta \theta^k \quad (3.24)$$

A solução do processo iterativo depende do critério específico podendo ser feito através de restrições de potência, tensão e outras restrições técnicas. Geralmente, é utilizado o critério de desvio de potência, que pára com o processo iterativo quando, para um determinado estado  $(\theta, V)$ , os desvios de potência encontram-se bem próximos de zero, ou seja, se as potências activas e reactivas calculadas para os barramentos do tipo PQ ou PV são iguais ou próximas do desvio especificado.

### 3.3.3. Análise do fluxo de potência através do Software ETAP

Para o cálculo e análise de fluxo de potência, o módulo “*Load Flow Analysis*” do ETAP fornece quatro (4) métodos de cálculo respectivamente: Newton-Raphson convencional; Newton-Raphson Desacoplado rápido e acelerado; Newton-Raphson Adaptativo e Gauss-Seidel. Sendo que cada um destes métodos possui peculiaridades ligadas a convergência, que limitam aplicação e precisão em função razão (R/X).

Segundo as instruções de biblioteca (*Library*) do ETAP, para o cálculo do fluxo de potência em redes mau-acondicionadas com este programa deve ser investigada a característica construtivas e topologia de rede a ser estudada. Desta forma de acordo com “*ETAP Library*” para a análise do fluxo de potências em rede rigidamente radiais e nas de distribuição de energia, é sempre melhor que seja utilizado o método de cálculo de Newton-Raphson-Adaptativo, que toma em consideração factores de aceleração<sup>4</sup>.

Contudo, todas as informações a serem obtidas através do cálculo do fluxo de potência, com este programa, pretende-se nos próximos capítulos avaliar a capacidade dos transformadores de assumir novas cargas na rede sem se sobrecarregar; avaliar o perfil de tensão, perdas técnicas, fluxo de harmónicas e ainda investigar os locais óptimos para a instalação de bancos condensadores.

---

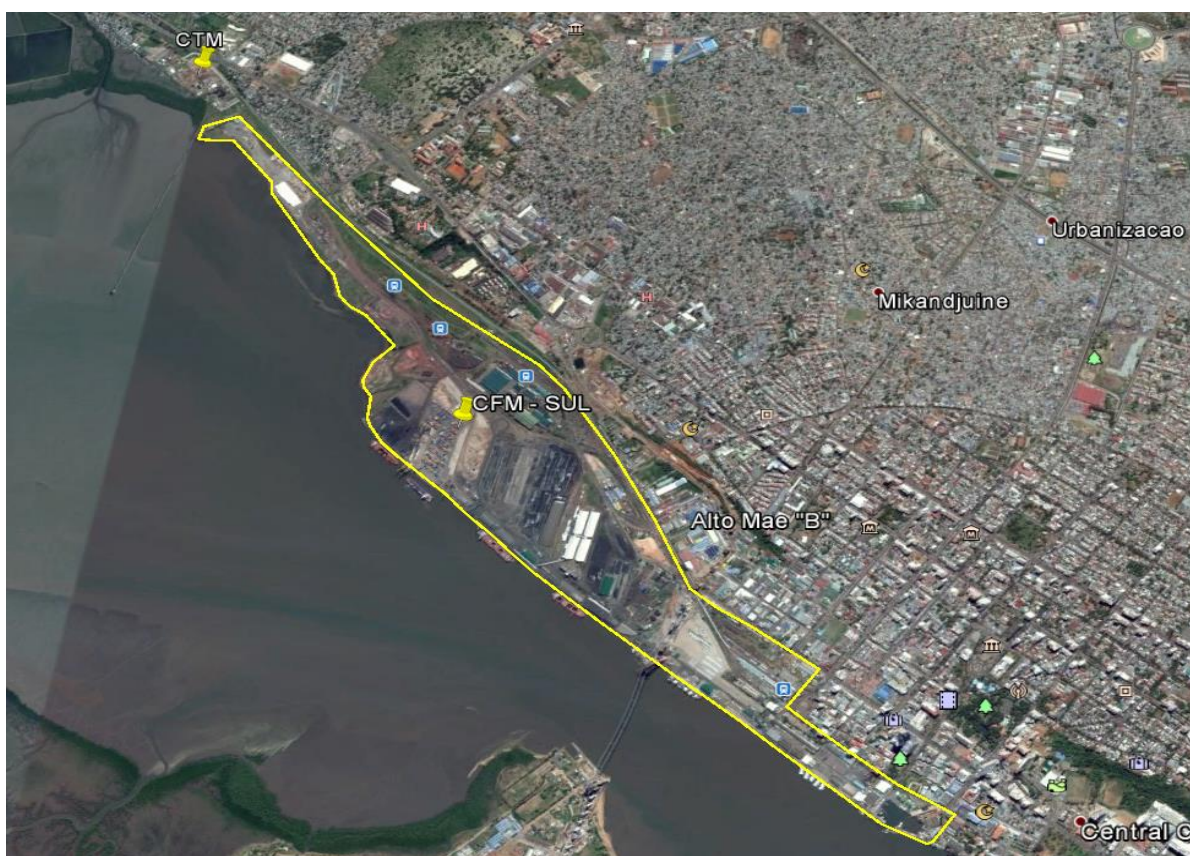
<sup>[4]</sup> O factor de aceleração é uma constante proposta para qualquer caso especial de estudos de fluxo de potência em que verifica-se dificuldade de inicialização devido ao fraco acoplamento ou dissociação do jacobiano.

## CAPÍTULO 4 – CARACTERIZAÇÃO E ESTUDO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DOS CFM-SUL

### 4.1. Descrição Sumária

A Rede de distribuição de energia eléctrica CFM-Sul, situa-se na costa sudoeste da Cidade de Maputo, a sul do canal de Moçambique concretamente na zona da Baía de Maputo no interior do antigo complexo dos Serviços de Portos e Caminhos ferro da colónia de Moçambique. Actualmente, distribui energia eléctrica às empresas em média tensão às empresas caminhos-de-ferro e Porto Comercial de Maputo (sob gestão do MPDC).

A seguir a figura 5 mostra a área de distribuição de energia eléctrica dos CFM-Sul



**Figura 5:** Localização da empresa CFM-sul [Google EARTH]

A rede de média tensão em epígrafe é alimentada pela concessionária pública Electricidade de Moçambique (EDM), a partir da Central Térmica de Maputo (CTM) que dista a 5km, até a subestação Principal 33/11 kV à 50Hz, por duas linhas de alimentação de 33kV de cabo monopolar (XLPE 1x240mm<sup>2</sup>).



## 4.2. Configuração da rede CFM-Sul

A rede de distribuição em média tensão CFM-sul possui duas infra-estruturas principais, respectivamente: a subestação principal (SE-1.1) e rede de 11kV que compreende vários postos de transformação e de seccionamento interligados entre si.

### 4.2.1. Subestação principal

Actualmente, a SE-principal dos CFM-Sul dispõe de dois (2) transformadores de potência com capacidade 10MVA, 33/11kV cada, sendo um (1) deles de reserva. Equipados com uma robusta aparelhagem de manobra, protecção e controlo, estando a parte de controlo SCADA avariada.

Para permutação de carga e transferência de potência, na entrada, entre os dois (2) transformadores têm mecanismo de inter-barras que permuta a carga entre os transformadores em caso de eventuais falhas ou avarias, tanto nas linhas de alimentação, bem como em cada um deles.

A figura 6 abaixo ilustrada mostra a configuração da rede vista a partir da SE-principal.

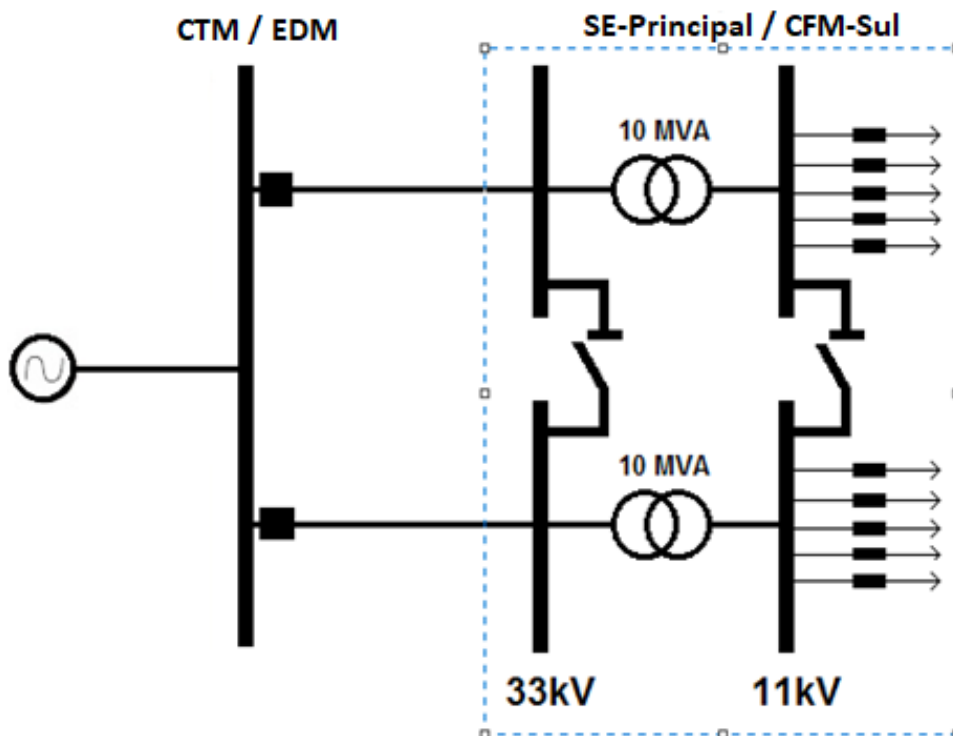


Figura 6: Diagrama unifilar da SE-Principal dos CFM-sul

#### 4.2.2. Rede de distribuição 11kV

A rede de 11kV é executada subterraneamente com cabos (XLPE 3x95+50 mm<sup>2</sup>) instalados nas canalizações enterradas, que alimentam cinco (5) subestações parciais (PTS) que formam cinco (5) anéis, além do anel principal. Estas, por sua vez fornecem energia eléctrica a dezanove (19) postos de transformação e ou de seccionamento (Vide anexo A40).

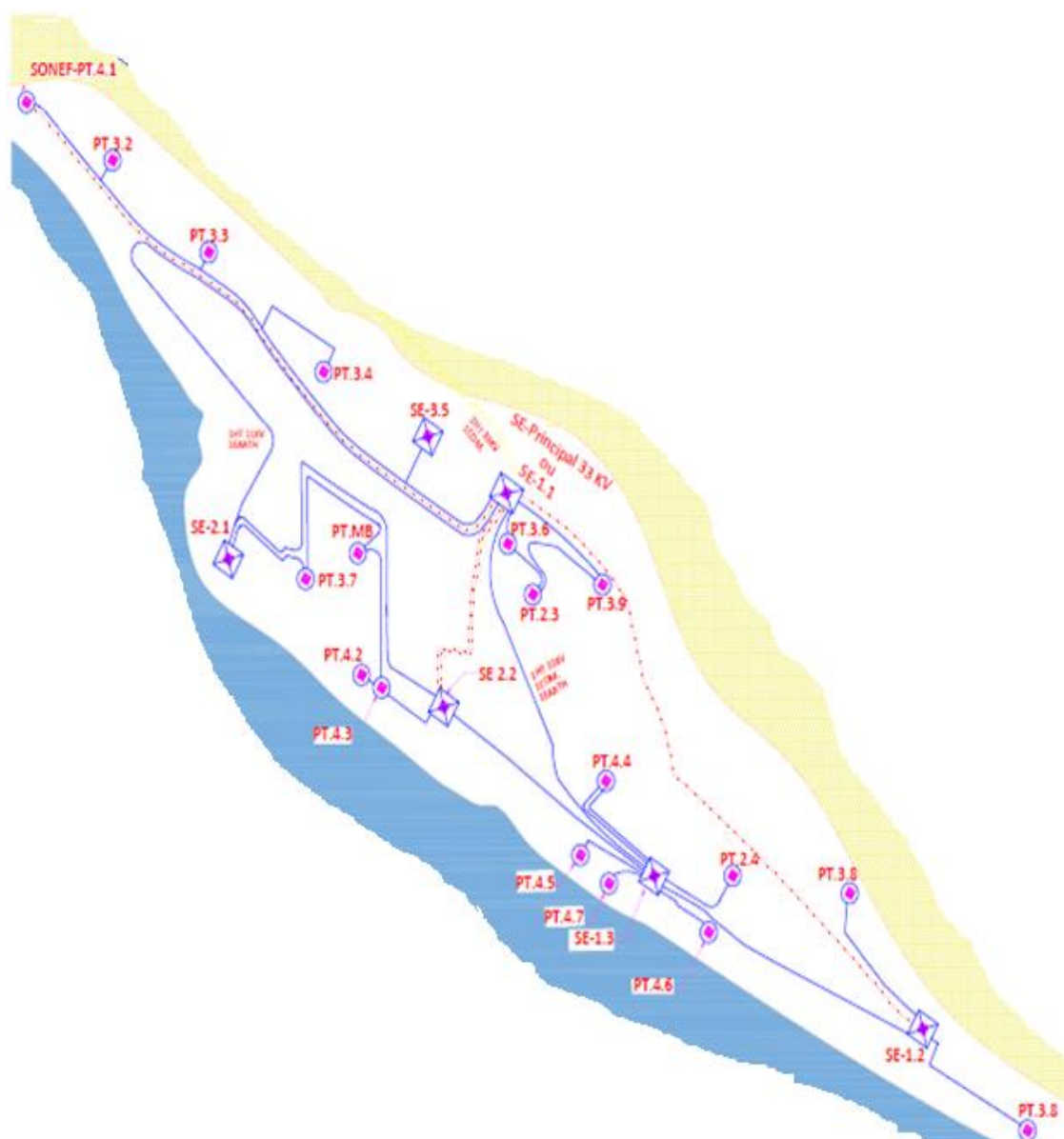


Figura 7: Rede de Média Tensão 11kV CFM-Sul

No esquema de traçado apresentado na figura 6 acima ilustrada, as linhas de traço não contínuo (a vermelho) nos percursos que interligam os PT's e SE's representam os cabos alimentadores em condição de avaria ou defeito



### 4.3. Condições da fonte/rede externa (CTM)

De acordo com as informações fornecidas pela Direcção de Planeamento do Sistema e Engenharia (EDM), actualmente, a Central Térmica de Maputo encontra-se em reabilitação. Esta dispõe de cerca de quatro (4) transformadores de potência que perfazem a capacidade total de 60MVA e três (3) linhas redundantes 66kV (a máxima potência de transferência é equivalente a 160MVA) interligadas aos barramentos das SE's da Matola e Infulente. Deste modo, pode considerar-se que encontram-se asseguradas as condições da fiabilidade alimentação da fonte.

Porém, assim que demanda de energia da rede da EDM, bem como a da rede dos CFM-Sul está a aumentar de forma ligeira, após activação das novas de produção de energia (passando para 100MW), a CTM poderá servir suporte para a minimização do problema de tensão na rede de alimentação desta concessionária.

### 4.4. Carga e consumo da rede eléctrica CFM-Sul

#### 4.4.1. Carga eléctrica

As cargas eléctricas que dominam no complexo dos CFM-sul são cargas típicas industriais. Dessas, destacam-se as cargas do tipo indutivas e as não lineares, respectivamente, os guindaste motorizados, os pórticos, as cargas de iluminação de lâmpadas à vapor e motores.

Os dados das cargas eléctricas da rede foram obtidos com base na investigação dos circuitos ligados em cada PT' e pela análise da topologia da rede observada a partir da SE-principal. Paralelamente, a estas análises foram colhidos os dados de resumos das cargas de consumos nos distintos PT's e subestações, para definição das cargas equivalentes.

Foram ainda, analisadas as curvas de carga de potência activa e reactiva dos anos anteriores, correspondente ao período em que o sistema de aquisição e monitoramento da rede (SCADA) funcionava, por forma a avaliar os factores de carga das instalações dos consumidores (PT's).

Porém, atendendo a todas as condições anteriores, apresenta-se a seguir a expressão utilizada para a obtenção da carga equivalente.

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{\Delta E}{F_C \times T} \quad (4.25)$$

Onde:

$\Delta E$  – Energia consumida durante um período T

T – Período pleno de consumo (horário, diário, mensal, anual)

$F_C$  – Factor de carga

Importa destacar, que, as estimativas do factor de carga foram feitas em colaboração com a SMREA observando às condições seguintes:

- ✚ Classe de consumidores interligados ao PT ou SE (pequeno, comercial, médio e grande consumidor)
- ✚ Tipo de actividade desenvolvida na empresa alimentada; e
- ✚ Resumo de pontas dos anos anteriores;

#### 4.4.2. Demanda de energia consumida pela rede

O histórico da energia consumida visa mostrar a tendência da necessidade da demanda de energia eléctrica na rede CFM-Sul. A seguir as figuras 8 e 9 mostram a demanda de consumo anual de energia eléctrica na rede, nos últimos 3 anos.

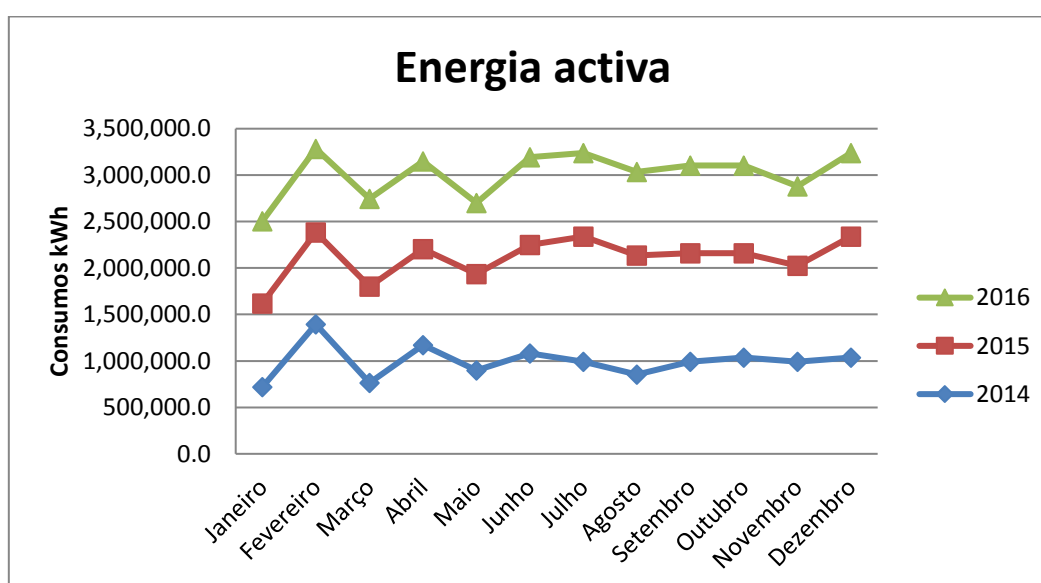
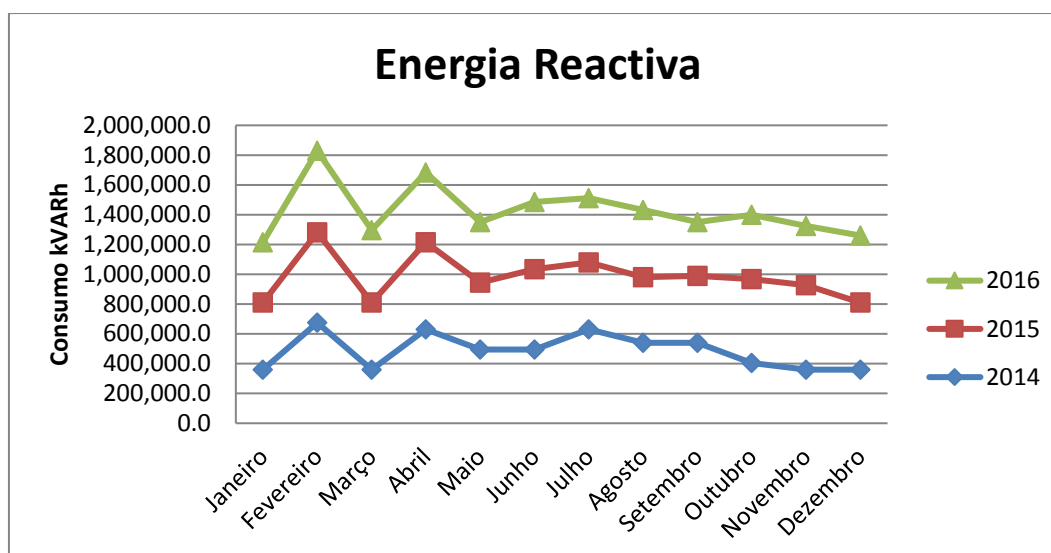


Figura 8: Evolução do Consumo da Rede entre os anos (2014-2016) [CFM-Sul]



**Figura 9:** Demanda de consumo energia reactiva da rede entre os anos (2014-2016)

[Fonte: CFM-Sul]

Tomando em atenção as demandas totais anuais e os meses que compreendem o ano civil, a seguir na tabela 1 observam-se a média dos consumos de cada ano.

**Tabela 1:** Demanda de energia consumida ao longo dos últimos 3 anos

	2014	2015	2016	AAG
<b>MWh</b>	11.68	12.12	13.08	4%
<b>MVA<sub>rh</sub></b>	5.17	5.93	6.56	3%

A partir da acima, constata-se que, a taxa de evolução de consumo anual nos últimos 3 anos foi de 4% na demanda de energia activa e 3% energia reactiva. A relevância destes factores, reside no facto de servir de base de auxílio para se desenvolver às perspectivas do consumo de energia eléctrica para o futuro.

#### 4.5. Previsão de crescimento carga da rede

O presente estudo de evolução de carga concentra-se na carga total e toma em consideração a três elementos (3) apresentados pelos CFM-sul, respectivamente:

1. Carga de consumo nos distintos PT's observada nos últimos cinco (5) anos;
2. Crescimento natural da carga eléctrica na rede;
3. Novas cargas oriundas de pequenos projectos de reabilitação nas instalações do complexo, principalmente por parte do Porto de Maputo.

Para o ano de 2018 projecta-se a entrada de nova carga estimada em 6MW na terminal de contentores e, pretende-se que esta seja alimentada a partir da SE-Principal.

Assim, apresenta-se a evolução de carga para os próximos 5 anos que se pode avaliar de acordo com a equação (4.26).

$$P_{prevista} = P_{max}(1 + \alpha)^n \quad (5.26)$$

O valor da carga inicial da rede é de 27.5MW, foi obtido a partir do resumo de pontas de carga fornecido pela EDM aos CFM-Sul referente ao ano de 2016. Deste modo, o gráfico apresentado abaixo representa as expectativas de carga da rede a um factor de evolução  $\alpha$  igual a 5%.

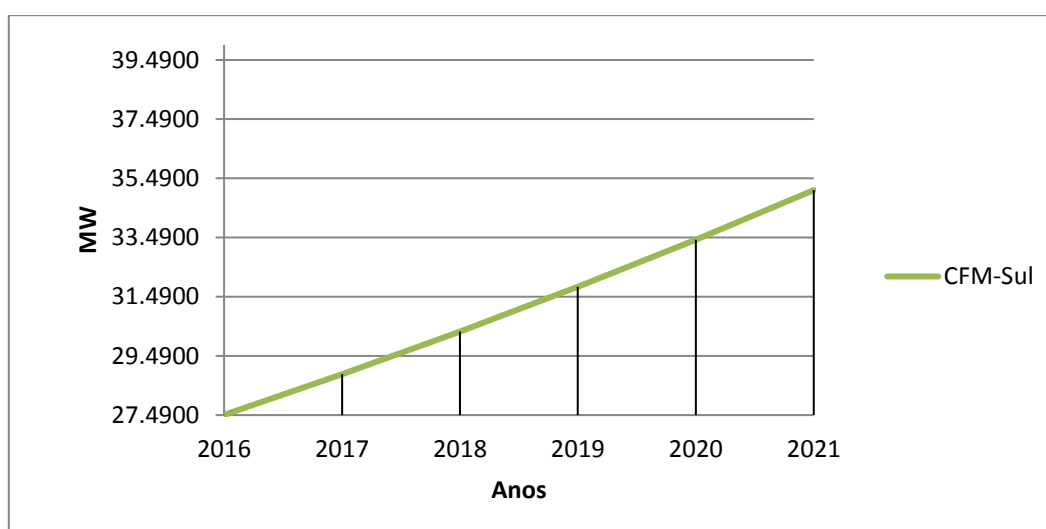


Figura 10: Perspectiva de crescimento de carga (2016-2021)

Até ao ano de 2021 a carga total da rede será de 35.41MW. Com enfoque a todo o perfil de carga pode-se afirmar, que o crescimento da carga eléctrica irá assumir um comportamento quase exponencial o que significa que a rede poderá registar um crescimento rápido, atentando de certa forma com o pleno funcionamento da rede, assim que actualmente a ponta de energia reactiva é elevada.

## CAPÍTULO 5 – MODELAGEM DA REDE DISTRIBUIÇÃO CFM-SUL NO ETAP

### 5.1. Introdução

A modelagem de uma rede eléctrica é formada de um conjunto de modelos singulares compreendendo elementos como transformadores, barramentos, linhas ou cabos, interligados através de chaves, fontes de tensão [31]

O “*Electrical Transient Analysis Program*” (ETAP) é um programa de simulação informática desenvolvido pela OTI (*Operation Technologies Inc.*) para análises de sistemas de energia eléctrica nos regimes dinâmico e estático, respectivamente:

- ✚ Análise de Fluxo de potência;
- ✚ Análise de Curto-circuito;
- ✚ Análise de carga de harmónicas;
- ✚ Estudo de estabilidade transitória;

Além de simular, o programa dispõe de módulos de funções de interface gráfica para controlar, automatizar, monitorar sistemas geração, transmissão e distribuição de energia eléctrica. Analisadas as suas funcionalidades e benefícios para efectivação do estudo foi utilizada a versão ETAP 12.6.0.

### 5.2. Modelagem dos elementos da rede

No geral, os modelos ou elementos utilizados nos sistemas eléctricos representam circuitos eléctricos equivalentes [62][36]. Estes circuitos enquadram-se em dois (2) tipos de modelos, sendo o primeiro formado entre um barramento qualquer e a terra (cargas e condensadores) e o segundo constituído por elementos entre dois quaisquer barramentos, especificamente linhas e transformadores.

No entanto, é com base nesses modelos que o programa reproduziu os seus elementos de modelagem computacional a seguir apresentados.

### 5.2.1. Modelação da rede externa “Power Grid”

O *Power Grid* é um modelo simplificado da fonte de tensão de rede de eléctricas sem geração, interliga-se a um barramento “*slack*”. Os parâmetros básicos que devem ser preenchidos são potência nominal, potência de curto-circuito trifásicos. Os valores utilizados para modelar este componente foram obtidos dos documentos da rede e facturas, respectivamente, potência máxima de Curto-circuito 600MVA e potência contratada de 8MW.

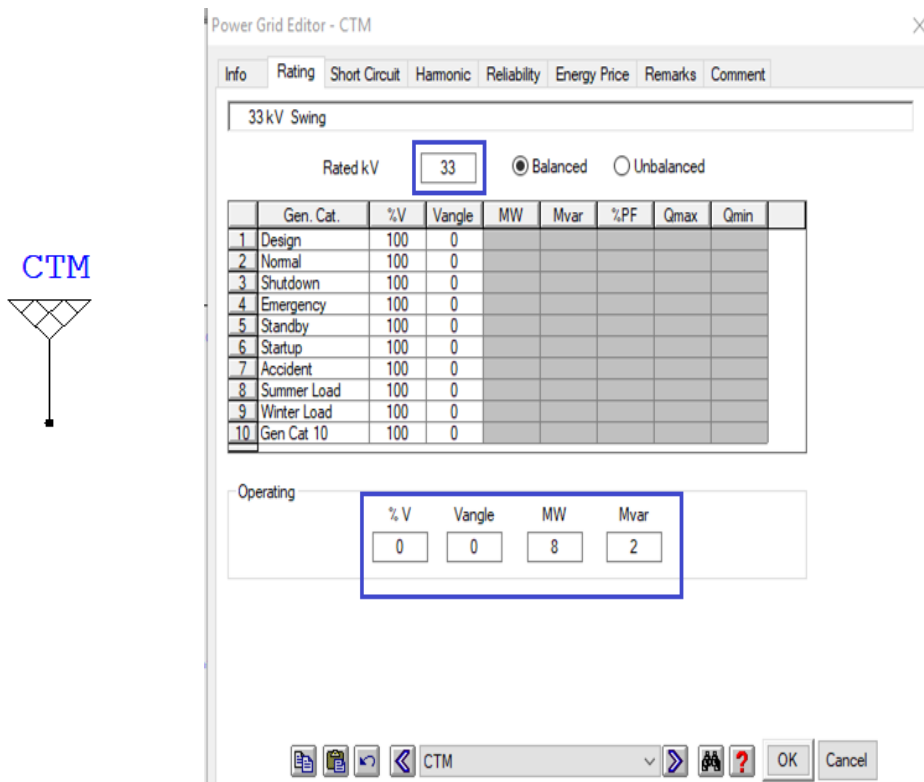




Figura 11: Modelo e parâmetros da rede externa “Power Grid” da CTM [ETAP 12.6.0]

### 5.2.2. Modelação dos barramentos

Os barramentos são um dos elementos relevantes e simples na modelagem das redes, uma vez que, estes estabelecem a interligação entre os demais modelos de elementos no programa. O campo obrigatório a ser preenchido é a tensão nominal.

Nas análises de perfil de tensão o programa dispõe de código de cores segundo os estados seguintes:

-  Cor Vermelha: tensão do barramento inferior a 95% da nominal, e;
-  Cor Magenta: quando a tensão parte de 95 a 105% da nominal.

A seguir é apresentado o modelo de barramento e seus parâmetros

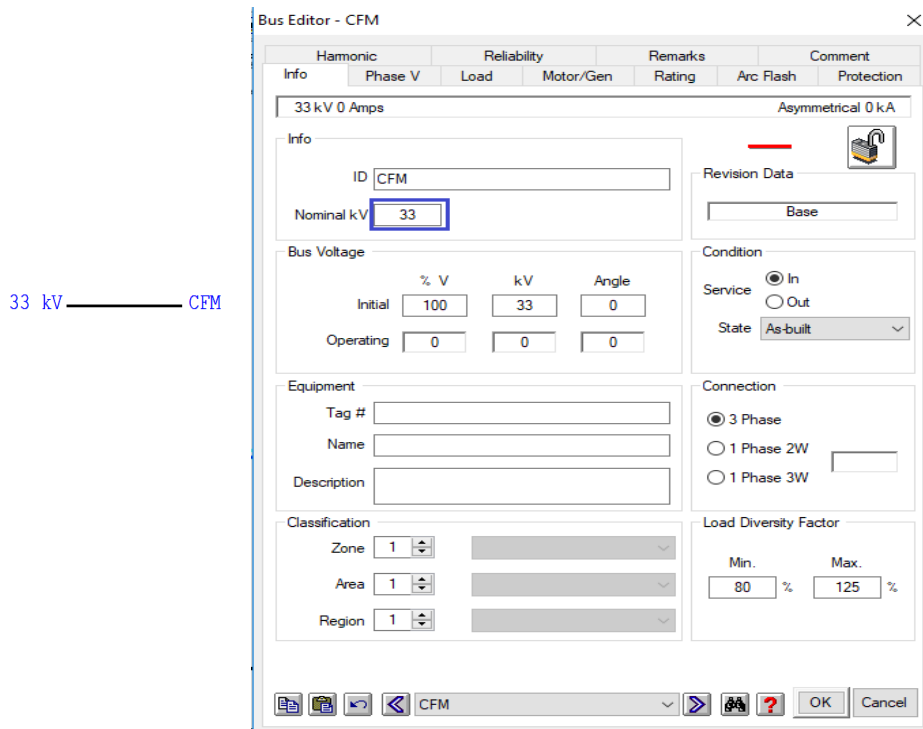


Figura 12: Modelo e parâmetros dos barramentos [ETAP 12.6.0]

### 5.2.3. Modelação dos transformadores

Para a modelagem dos transformadores os dados básicos de entrada obrigatória são potência, impedância e tensão do primário e secundário. Este elemento ainda dispõe de itens de informações mais detalhadas como grupo de ligação, forma de ligação do neutro, regulação automática de tensão por “tap-changer” e AVR.

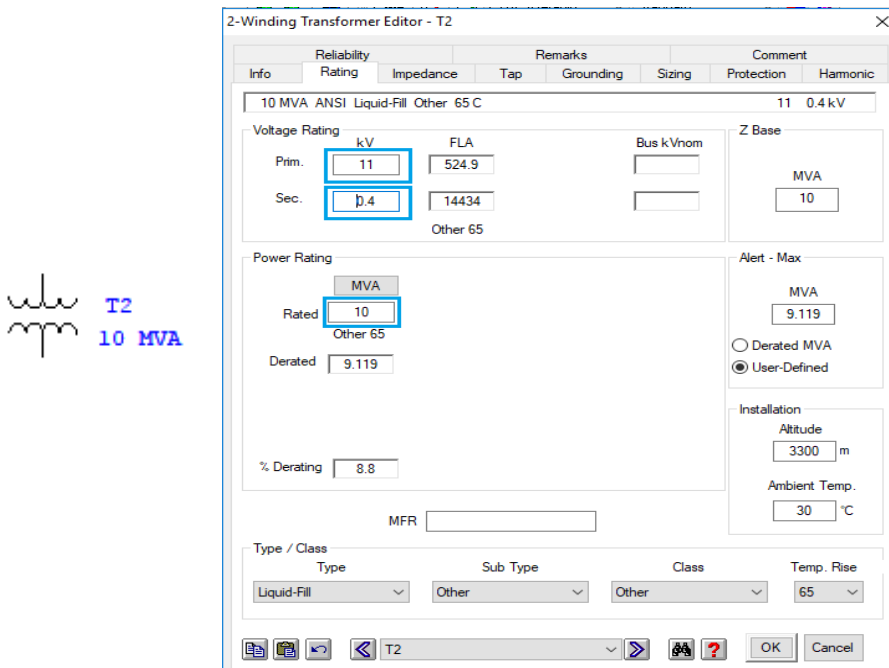


Figura 13: Modelo e parâmetros transformadores [ETAP.12.6.0]

### 5.2.4. Modelação dos cabos/linhas

Conforme abordado no capítulo anterior, a rede de Média tensão dos CFM, é executada de forma subterrânea em cabos de XLPE, com secção de 95mm<sup>2</sup>. Os dados básicos de entrada dos cabos utilizados foram: a secção, o comprimento, a impedância de sequência negativa, positiva e nulas disponíveis na biblioteca do programa. Perante a insuficiência de dados, os comprimentos dos cabos alimentadores foram obtidos através da medição na plataforma de Autocad.

A figura 14 ilustra o modelo e parâmetros de entrada para cabos e linhas.

Cable81

Figura 14: Modelo e parâmetros cabos e linhas [ETAP 12.6.0]

### 5.2.5. Modelação das cargas

Geralmente, as cargas são as últimas a serem modeladas, assim que estas representam a parte externa da rede, que consome ou injecta potência nela. Os modelos de carga variam de acordo com o interesse e objectivo a alcançar. No programa ETAP a modelagem das cargas pode ser feita nas seguintes condições:


- ✚ *Potência constante*: modelo no qual a carga não varia com a magnitude de tensão;
- ✚ *Corrente constante*: modelo no qual a carga varia proporcionalmente com a magnitude de tensão;



✚ *Impedância constante*: modelo no qual a qual a carga varia com o quadrado da magnitude de tensão;

No entanto, de acordo com Lobo [37], pelo facto de tratar-se de redes de distribuição os modelos recomendáveis são modelos de corrente constante e impedância constante, assim que em sua análise, o módulo da diferença das tensões normalmente não é tão significativo.

Porém, para as cargas gerais dos PT's foi utilizado o modelo (a) que corresponde as cargas com impedância constante e para as cargas não lineares o modelo (b) que corresponde a cargas de corrente constante conforme a figura 15.



**Carga L**  
10000 kVA

(a)

Lumped Load Editor - Carga1

Info Nameplate Short-Circuit Dyn Model Reliability Remarks Comment

10000 kVA 0 kV (80% Motor 20% Static)


Model Type: Conventional, Rated kV: 0

Ratings: kVA: 10000, kW: 8500, kvar: 5268, % PF: 85, Amp: 0

Load Type: Constant kVA (80%), Constant Z (20%)

Motor Load			Static Load		
Loading Category	% Loading	kW	kvar	kW	kvar
1 Design	100	0	0	0	0
2 Normal	100	0	0	0	0
3 Brake	0	0	0	0	0
4 Winter Load	0	0	0	0	0
5 Summer Load	0	0	0	0	0
6 FL Reject	0	0	0	0	0
7 Emergency	0	0	0	0	0
8 Shutdown	0	0	0	0	0

Operating: kW + j kvar



**Carga S**  
10000 kVA

(b)

**Figura 15:** Modelo e parâmetros das cargas estáticas: (a) Carga LUMPED combinada motor-estática (b) Carga puramente estática [ETAP 12.6.0]

## CAPÍTULO 6 – ANÁLISE DO ESTADO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO CFM-SUL

### 6.1. Introdução

Ao longo deste capítulo faz-se a apresentação dos resultados das simulações da operação da rede de distribuição dos CFM-Sul.

Com vista a avaliação exaustiva da rede foi realizado um estudo de curto prazo (2017-2020), utilizando um modelo simplificado do sistema eléctrico que incluiu transformadores e cargas equivalentes dos PT's e SE's parciais. Foram excluídas destas análises, os transformadores instalados em reserva nos PT's, as redes secundárias de baixa tensão e os ramais de ligação.

Durante o período considerado foram investigadas e simuladas em paralelo possíveis alternativas para trazer propostas de melhoramento fiáveis para o desempenho da rede.

### 6.2. Pressupostos de estudo

A configuração da rede analisada está conforme ao esquema de exploração utilizado pela empresa CFM-Sul no dia 3 de Junho do presente ano. Devido a extensão e complexidade, esta rede foi implementada em sub-redes de forma a se poder obter maior simplicidade na sua apresentação.

#### 6.2.1. Pressupostos gerais das simulações

- ✚ A rede externa ou “*Power Grid*” dos CFM-sul é constituída por duas linhas de alimentação interligadas a partir da CTM, cuja máxima potência de transferência equivale a 8MW, com factor de potência 0.8;
- ✚ No ano de 2018 está previsto o acréscimo de uma nova carga no terminal de contentores, cujo valor é de 6MW por parte do Porto de Maputo;
- ✚ As tensões em todo o sistema devem conservar-se na margem de  $\pm 5\%$  das tensões nominais, isto é, variam de 95% a 105% da tensão nominal, onde se limitam as faixas em média tensão de 10,45kV a 11,55kV e para a baixa tensão entre 0.38kV a 0.42kV.

- ✚ A carga dos transformadores não deve exceder a 75% da sua capacidade de potência nominal.
- ✚ A carga nas linhas/cabos não deve exceder 90% do limite térmico equivalente a 2.97MW;
- ✚ A Frequência da rede deve conservar-se na margem de  $\pm 1\%$  da frequência nominal, ou seja, na faixa entre 49.5 e 50.5Hz;
- ✚ As linhas ou cabos de distribuição com as cores:
  - **Vermelha**: representam os percursos de alimentadores com avaria;
  - **Preto**: representam os cabos operacionais, e;
  - **Verde**, indicam os percursos de cabos interrompidos ou desconectados.

### 6.2.2. Análise dos níveis de curto-circuito da rede

No âmbito das análises de curto-circuito focaliza-se o curto-circuito trifásico, uma vez que, este representa o caso mais crítico para rede. Com esta análise, pretende-se comparar o nível de curto-circuito da rede de 11kV com a capacidade máxima de interrupção dos disjuntores e demais equipamentos de manobra e protecção, antes e depois da integração da carga do novo grande consumidor na terminal de contentores.

Portanto, a mesma foi feita nas subestações parciais e outros locais próximos do novo consumidor, respectivamente PT's 4.2, 4.3, MB e 3.7.

### 6.2.3. Pressupostos para a análise de contingências

O estudo de contingência é uma análise que visa avaliar o comportamento da rede com perda de um dos seus componentes. No entanto, tomando em consideração ao estado actual da rede, foram observadas e avaliadas contingências considerando as anomalias seguintes:

1. Avaria do alimentador entre a SE-principal a SE-1.3 (1.1 – 1.3);
2. Avaria do alimentador entre a SE-principal a SE-2.1 (1.1 – 2.1);
3. Retirada de um dos transformadores no cenário de 2020;

### 6.2.4. Análise dos efeitos do conteúdo das harmónicas da rede

Tomando como base as exigências de nível de tensão e disponibilidade de medidores que permitem leitura de harmónicas, para esta análise foram seleccionados cinco pontos da rede de distribuição, respectivamente SE-1.2, 1.3,

2.1, 2.2 e 3.5 os quais foram investigados com relação ao tipo de carga não linear que alimentam.

Nos locais investigados, as cargas não lineares foram modeladas de maneira que aproximassem das condições reais das fontes existentes nos CFM-Sul, adoptando modelos de fontes harmónicas representativos de inversores de frequência dos motores assíncronos utilizados nas esteiras de transporte, guindastes e UPS das instalações administrativas.

Dada a indisponibilidade de informações sobre o nível de harmónicos das fontes de harmónicos da rede foi considerado o perfil de harmónicos de acordo com os modelos IEEE conforme anexo 38.

### 6.3. Desempenho Actual da Rede (2017)

Para análise do desempenho da rede actual, foram tomados como base as cargas máximas observadas no primeiro semestre do 2017.

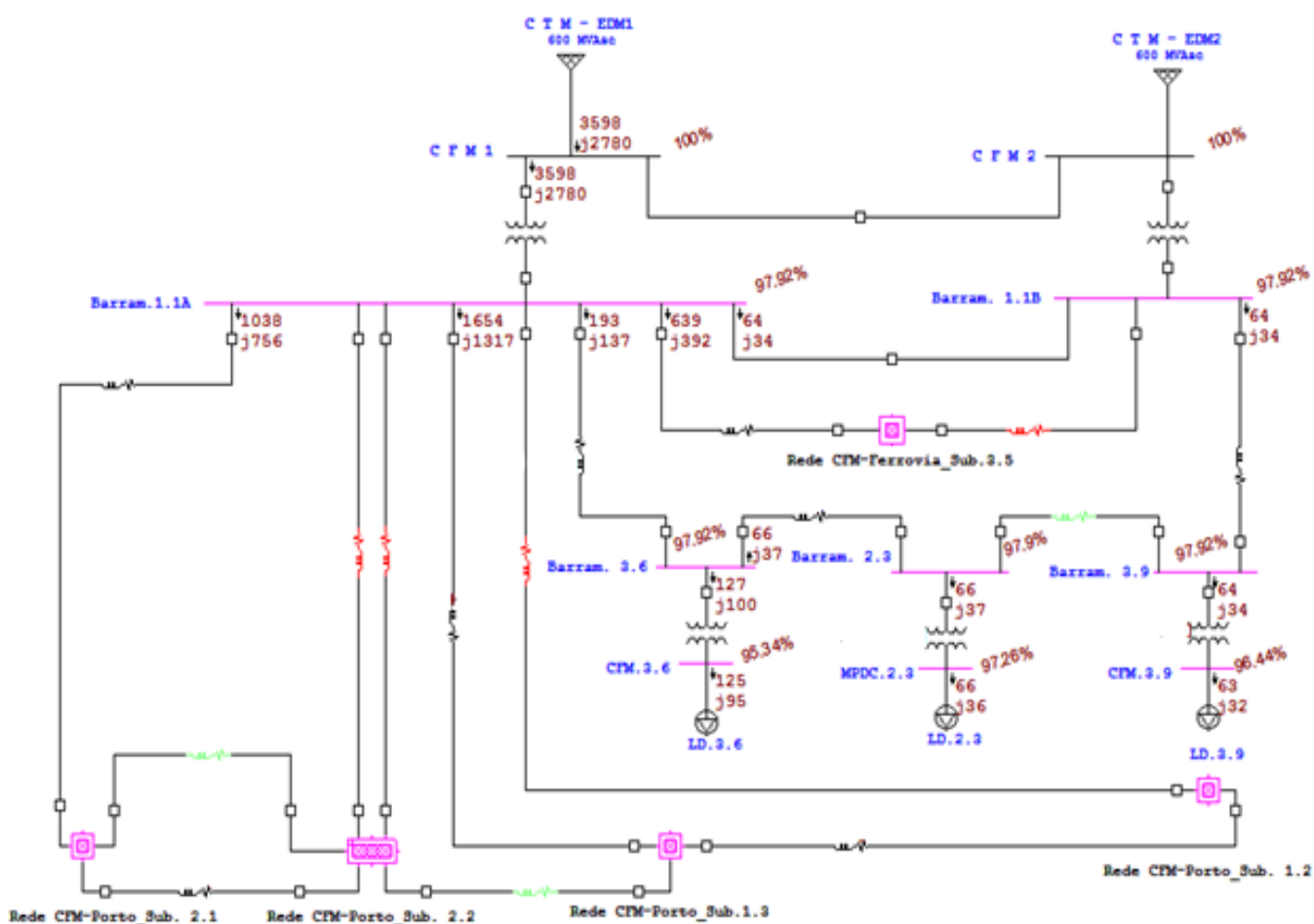


Figura 16: Desempenho actual da rede (2017)

A partir da figura 16 anteriormente ilustrada, denota-se logo de primeira que a maior repartição de potência é solicitada pelo porto e é entregue as subestações 1.2 e 1.3, tal facto justifica-se uma vez que, este congrega os grandes consumidores.

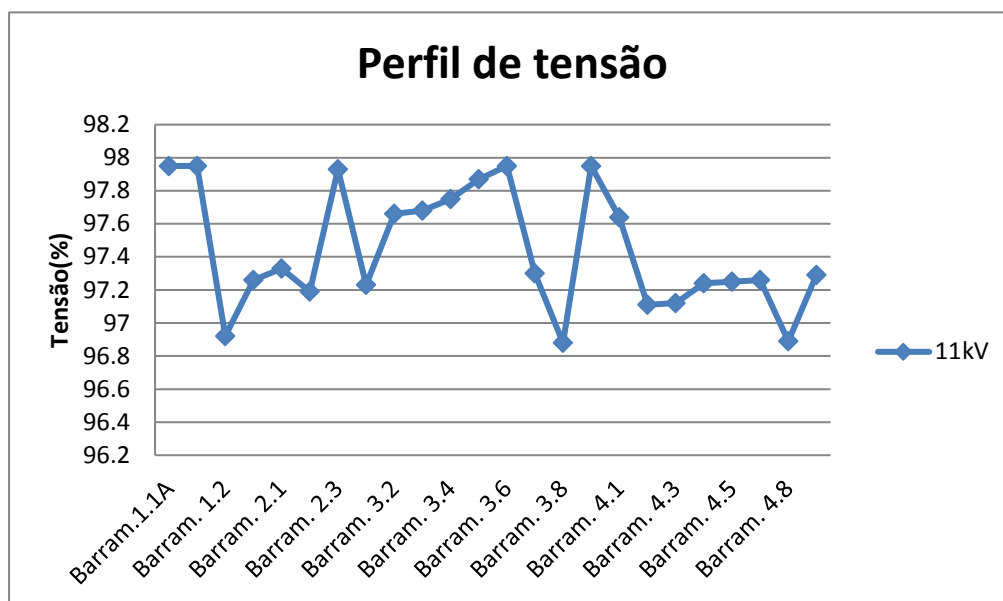


Figura 17: Perfil de Tensão na rede de 11kV (2017)

Constata-se na figura 17 que as tensões na rede 11kV se encontram dentro dos limites aceitáveis., mas no lado de 400V as tensões críticas ocorrem nas subestações 2.1, 2.2 e PT's 4.3 e 3.8.

Contudo, realça-se que este desempenho prejudica às tensões das fases a serem entregues as cargas finais (dos consumidores).

A tabela 1 s seguir apresentada mostra a distribuição das cargas e perdas técnicas na rede para o ano de 2017. Nesta, as linhas dos elementos pintadas a laranja representam os cabos ou transformadores que mais contribuem com perdas activas e reactivas.

Tabela 2: Cargas e as perdas técnicas nos cabos e transformadores no ano de 2017

Elemento	Barramento 1	Barramento 2	Carregamento(%)	Perdas	
				kW	kVAr
TR.1.1	C FM1.	1.1A	29.7	7.77	145
Cabo	1.1	2.1	28.3	6.5	2.803
Cabo	2.1	2.2	12.5	0.909	2.306
Cabo	1.2	1.3	46.3	3.783	1.631
PTs_CFM_Ferrovia					
TR.2.3	2.3	MPDC.2.3	18.8	0.254	0.766
TR.3.6	3.6	CFM.3.6	62.9	1.087	2.543
TR.3.9	3.9	CFM.3.9	56.9	0.731	1.551

Rede_Porto_Sub.1.3					
Cabo	1.3	4.5	2.8	0.864	0.45
Cabo	1.3	4.4	7	0.83	2.7
Cabo	1.3	2.4	13.7	0.828	0.355
Cabo	1.3	4.6	2	0.01	0.08
TR.2.4	2.4	MPDC.2.4	64.2	2.905	6.816
TR.4.4	4.4	MPDC.4.4	46.7	2.138	6.465
TR.4.5	4.5	MPDC.4.5	11.8	0.146	0.846
TR.4.6	4.6	MPDC.4.6	10	0.543	0.218
Rede_Porto_Sub.1.2					
Cabo	1.2	4.8	7.9	0.988	1.941
Cabo	1.2	3.8	17	1.809	0.874
TR.1.2	1.2	MPDC.1.2	44.6	2.227	12.805
TR.3.8	3.8	MPDC.3.8	71.8	2.341	10.938
TR.4.8	4.8	MPDC.4.8	29.7	1.324	3.773
Rede_Porto_Sub.2.2					
Cabo	4.3	4.2	5.2	0.813	0.425
Cabo	2.2	4.3	12.2	0.395	0.173
TR.2.2	2.2	MPDC.2.2	10.3	1.038	3.657
TR.4.3	4.3	MPDC.4.3	62.8	1.756	6.955
TR.4.2	4.2	MPDC.4.2	10.6	0.816	1.708
Rede_Porto_Sub.2.1					
Cabo	MB	3.7	6.7	0.241	0.75
Cabo	2.1	3.7	6.9	0.842	1.363
TR.3.7	3.7	MPDC.3.7	26.1	0.652	2.583
TR.2.1	2.1	MPDC.2.1	12.9	1.662	8.479
TR.MB	MB	MPDC.MB	6.7	0.385	1.524
Rede_CFM_Sub.3.5					
Cabo	3.5	1.1A	17.4	0.992	3.255
Cabo	3.5	3.4	12.2	4.594	12.749
Cabo	3.4	3.3	8.3	0.023	0.089
Cabo	3.3	3.2	3.4	0.038	0.069
Cabo	3.2	4.1	8.4	1.251	0.871
TR.3.5	3.5	C M.3.5	12.7	0.256	1.814
TR.3.4	3.4	CFM.3.4	41.5	0.748	1.815
TR.3.3	3.3	CFM.3.3	51.71	1.171	2.973
TR.3.2	3.2	CFM.3.2	10	0.138	0.496
TR.4.1	4.1	CFM. 4.1	80.3	1.883	2.178

Neste cenário as perdas totais nas linhas e transformadores são iguais a 0.069MW e 0.273MVar. Destas perdas destacam-se as perdas de potência reactiva que correspondem a 5,6% da potência solicitada pela rede. Isto indica logo de primeira que flui na rede grandes quantidades de potência reactiva

## 6.4. Estado da rede no ano 2018

Para o presente caso de estudo, tendo em vista a perspectiva de entrada do novo consumidor na terminal de contentores, foram realizadas simulações para observar a situação da rede antes e depois da integração da sua carga.

### 6.4.1. Situação da rede antes da integração da carga de 6MW do novo Consumidor

#### 6.4.1.1. Resultados do perfil de tensão e carregamentos das linhas de distribuição e transformadores

Como a evolução da carga por parte dos caminhos-de-ferro é lenta, foi considerada a taxa de crescimento de carga anual 5% apenas para os PT's de Porto Maputo.

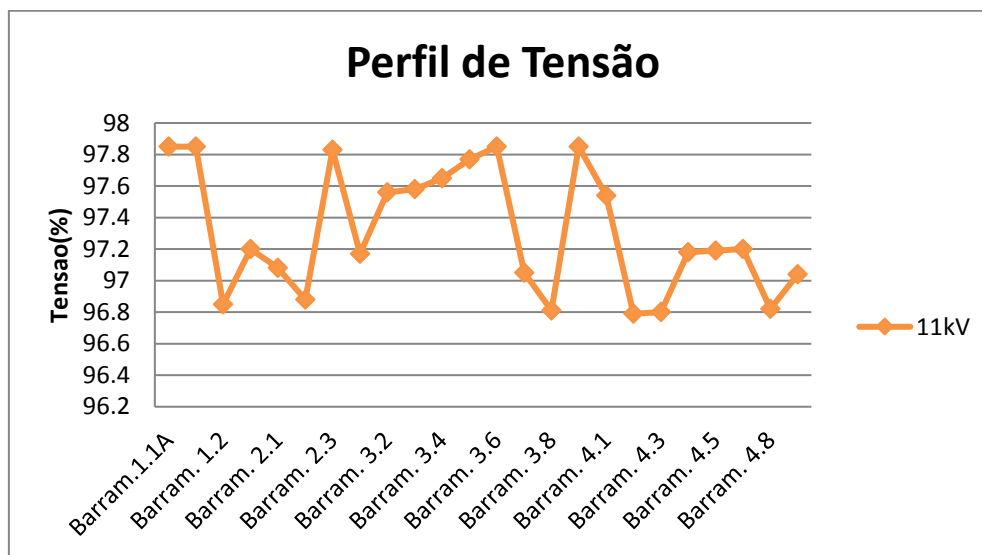


Figura 18: Perfil de Tensão nos barramentos da rede de 11kV (2018)

Conforme a figura 18, verifica-se que em relação ao estado do ano anterior, com a evolução assinalada, as variações do perfil de tensão na rede 11kV, se reflectem no lado de baixa tensão com o aparecimento de tensões abaixo dos limites<sup>5</sup> nas subestações 1.2, 2.1 e 2.2 e PT's 3.8, 4.3. Este indício mostra que, a rede é instável a variações de carga, o que contribui para a inconstância da tensão ao longo da evolução.

<sup>[5]</sup> O Regulamento de Segurança de Redes de distribuição em Baixa tensão, recomenda que a tensão em centros urbanos e industriais deverá ser  $\pm 5\%$  da tensão nominal.

Tabela 3: Cargas e Perdas Técnicas nas linhas e transformador no ano de 2018

Elemento	Barramento 1	Barramento 2	Carregamento(%)	Perdas	
				kW	kVAr
TR.1.1	C FM1.	1.1A	46	9.952	154
Cabo	1.1	2.1	35.3	9.995	5.31
Cabo	2.1	2.2	18	1.463	5.631
Cabo	1.2	1.3	46.3	4.013	1.83
PTs_CFM_Ferrovia					
TR.2.3	2.3	MPDC.2.3	19.7	0.965	1.282
TR.3.6	3.6	CFM.3.6	62.9	1.085	2.532
TR.3.9	3.9	CFM.3.9	56.9	0.431	1.551
Rede_Porto_Sub.1.3					
Cabo	1.3	4.5	8.1	0.982	0.532
Cabo	1.3	4.4	8.9	0.871	0.487
Cabo	1.3	2.4	18.3	0.915	0.691
Cabo	1.3	4.6	2	0.01	0.08
TR.2.4	2.4	MPDC.2.4	67.1	3.19	7.969
TR.4.4	4.4	MPDC.4.4	48.8	2.438	7.299
TR.4.5	4.5	MPDC.4.5	12.5	0.461	1.931
TR.4.6	4.6	MPDC.4.6	10.9	0.932	0.418
Rede_Porto_Sub.1.2					
Cabo	1.2	4.8	10.2	1.283	4.401
Cabo	1.2	3.8	20.1	2.097	0.987
TR.1.2	1.2	MPDC.1.2	46.2	2.398	13.618
TR.3.8	3.8	MPDC.3.8	73.2	2.953	11.018
TR.4.8	4.8	MPDC.4.8	32.4	1.924	5.246
Rede_Porto_Sub.2.2					
Cabo	4.3	4.2	6.1	0.916	0.503
Cabo	2.2	4.3	13.1	0.383	0.194
TR.2.2	2.2	MPDC.2.2	11.4	1.932	6.241
TR.4.3	4.3	MPDC.4.3	65.4	1.919	8.786
TR.4.2	4.2	MPDC.4.2	11.3	0.913	1.887
Rede_Porto_Sub.2.1					
Cabo	MB	3.7	8.3	0.362	0.985
Cabo	2.1	3.7	7.4	0.921	0.403
TR.3.7	3.7	MPDC.3.7	27.2	0.784	2.829
TR.2.1	2.1	MPDC.2.1	13.5	1.833	9.349
TR.MB	MB	MPDC.MB	6.7	0.422	1.671
Rede_CFM_Sub.3.5					
Cabo	3.5	1.1A	19.6	0.995	4.327
Cabo	3.5	3.4	12.2	4.594	12.723
Cabo	3.4	3.3	8.3	0.023	0.088
Cabo	3.3	3.2	3.4	0.038	0.073
Cabo	3.2	4.1	8.4	1.234	0.835
TR.3.5	3.5	C M.3.5	12.7	0.256	1.914
TR.3.4	3.4	CFM.3.4	41.4	0.748	1.815
TR.3.3	3.3	CFM.3.3	51.7	1.171	2.973
TR.3.2	3.2	CFM.3.2	10.1	0.136	0.497
TR.4.1	4.1	CFM. 4.1	80.2	1.881	2.176



Com base nos valores apresentados na tabela 3 anteriormente apresentada, verifica-se que aumenta o número de elementos com perdas reactivas elevadas sendo que a maior parte dessas é derivada dos transformadores.

#### 6.4.1.2. Análise das correntes de curto-circuito

Nos sistemas de energia eléctrica, a redução ou introdução de fontes de geração e de impedâncias na rede influencia na variação do nível de curto-circuito [63][66]. Deste modo, a seguir apresenta-se na tabela 4 o nível de curto-circuito nos barramentos da rede 11kV nas subestações principais e nos outros locais próximos da nova carga.

**Tabela 4:** Correntes de curto-circuito antes da integração da nova carga

<b>Barramentos</b>	$U_n$ [kV]	$I_k$ [kA]	$S_k$ [MVA]
1.1	11	6.782	74.602
1.2	11	5.774	63.514
1.3	11	5.791	63.701
2.1	11	5.816	63.976
2.2	11	6.321	69.531
3.5	11	6.357	69.927
3.7	11	5.411	59.521
4.2	11	5.616	61.776
4.3	11	5.692	62.612
MB	11	5.135	56.485

Na tabela acima verifica-se que, as correntes de curto-circuito da rede não superam a capacidade máxima de interrupção dos disjuntores instalados que é de 200MVA.

#### 6.4.2. Situação da rede após a integração da nova carga de 6MW

No cenário anterior foi observado que, a demanda atingida pela rede é de aproximadamente 3.5MW, isto, significa que, a rede encontra-se abaixo da meia carga.

Nas condições previstas para nova carga consta que esta será alimentada a partir da 1.1, através de dois (2) alimentadores principais formados em cabo XLPE monopolar de 240mm<sup>2</sup>.

##### 6.4.2.1. Resultados do perfil de tensão e carregamentos das linhas de distribuição e transformadores

Após a introdução da nova carga conforme a figura 19, verifica-se na rede um **estado crítico**, notando-se que, todas as tensões nos barramentos decrescem consideravelmente e o transformador principal ultrapassa o seu limite de carga atingindo a proporção de 120% de carga, o que tecnicamente significa que não terá capacidade para assumir a nova carga de consumo do sistema podendo entrar em colapso.

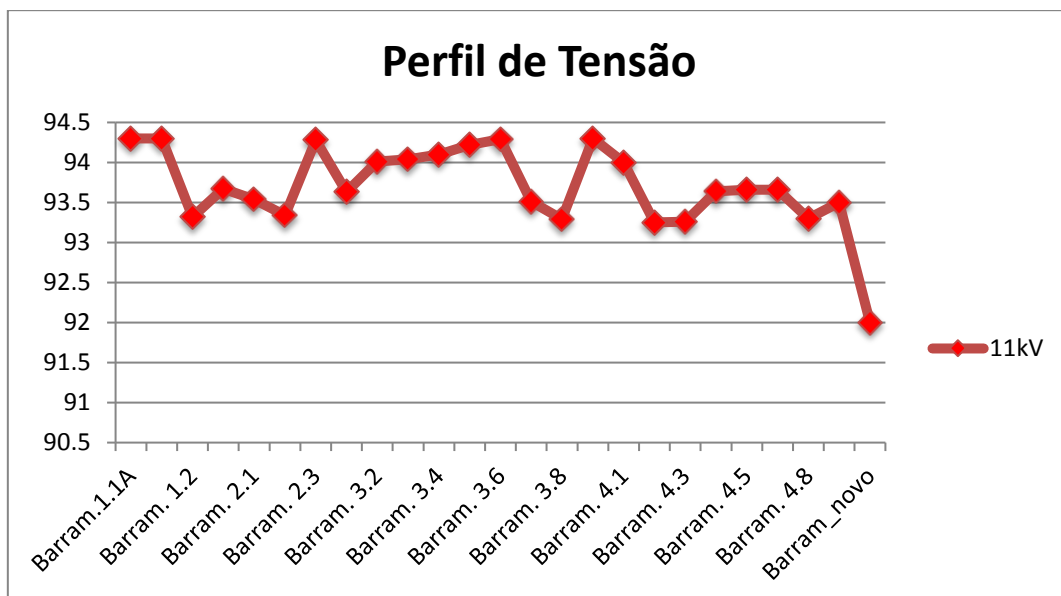


Figura 19: Perfil de tensão da rede 11kV introduzindo a nova carga de 6MW

Nessas condições, uma vez que no ano em estudo, o único transformador praticamente opera abaixo da meia carga, o que traduz-se em baixo rendimento,



### 6.4.2.2. Análise das correntes de curto-circuito

Tabela 5: Correntes de curto-circuito após a ligação do transformador em paralelo

Barramentos	$U_n$ [kV]	$I_k$ [kA]	$S_k$ [MVA]
1.1	11	12.194	134.134
1.2	11	8.966	98.626
1.3	11	9.049	99.539
2.1	11	9.161	100.771
2.2	11	10.691	117.601
3.5	11	10.81	118.91
3.7	11	8.068	88.748
4.2	11	8.606	94.666
4.3	11	8.815	96.965
MB	11	7.391	81.301
Nova carga	11	10.51	115.61

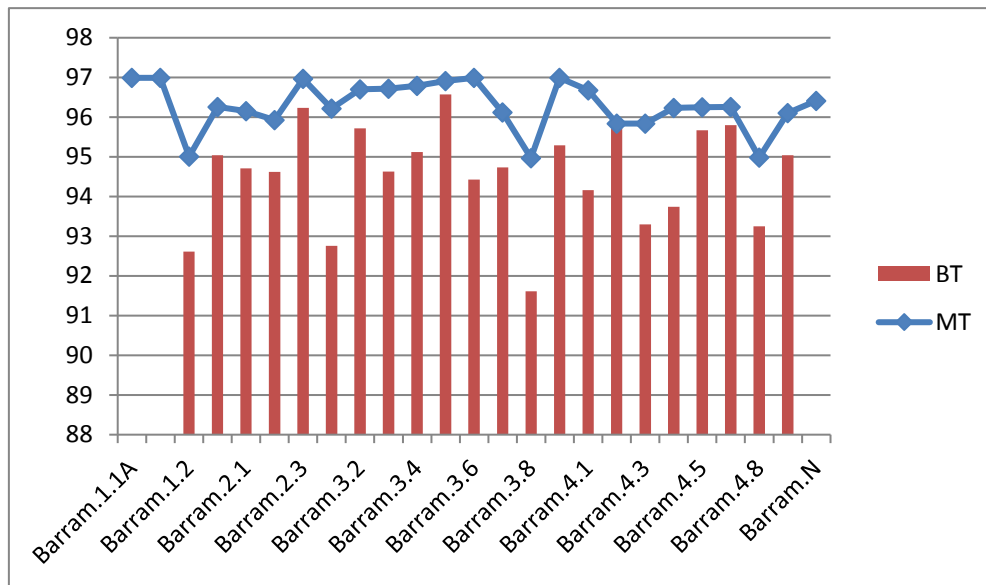
A partir dos resultados apresentados na tabela 5, constata-se que, com a integração do transformador em paralelo o nível de curto-circuito aumenta. Tal facto constituiu uma mais-valia uma vez que, o aumento deste poderá contribuir para minimização da instabilidade de tensão da rede.

## 6.5. Estado da Rede no ano de 2019

Para o cenário deste ano verificou-se que as perdas técnicas e a instabilidade das tensões no lado de 400V tende a aumentar destacando-se os PT's 3.8, 4.3, 4.4 e SE's 1.2, 2.1, e 2.2.

O desempenho da rede deste ano pode ser observado nos anexos 18, 19 e 20.

## 6.6. Estado da Rede no ano de 2020



**Figura 21:** Perfil de tensão na rede de 11kV e na de 400V (2020)

Neste ano nota-se que a na rede 11kV tendem a ficar cada vez mais precárias, sendo mais críticas na 1.2, 3.8 e 4.8 e na baixa tensão novos locais com tensões, que operam abaixo de 95%.

Com isso se comprova que a instabilidade das tensões na rede de 11kV com a evolução da rede é severa e prejudica a conformidade de tensão no lado 400V.

Assim, de forma a melhorar esta condição de tensões e de perdas técnicas em crescimento importa referenciar e avaliar as seguintes alternativas de melhoria:

- ✚ Aumento da capacidade de potência do transformador de serviço;
- ✚ Ligação de Reguladores de tensão; e
- ✚ Aplicação de Banco de condensadores;

De acordo com Croce [14] o aumento da capacidade do transformador reduz a impedância e, conseqüentemente, se reduzem as quedas de tensão e perdas técnicas. Assim sendo, a substituição de transformador é uma alternativa tecnicamente exequível, mas é pouco económica e a aumenta as perdas no ferro, por isso não é viável.

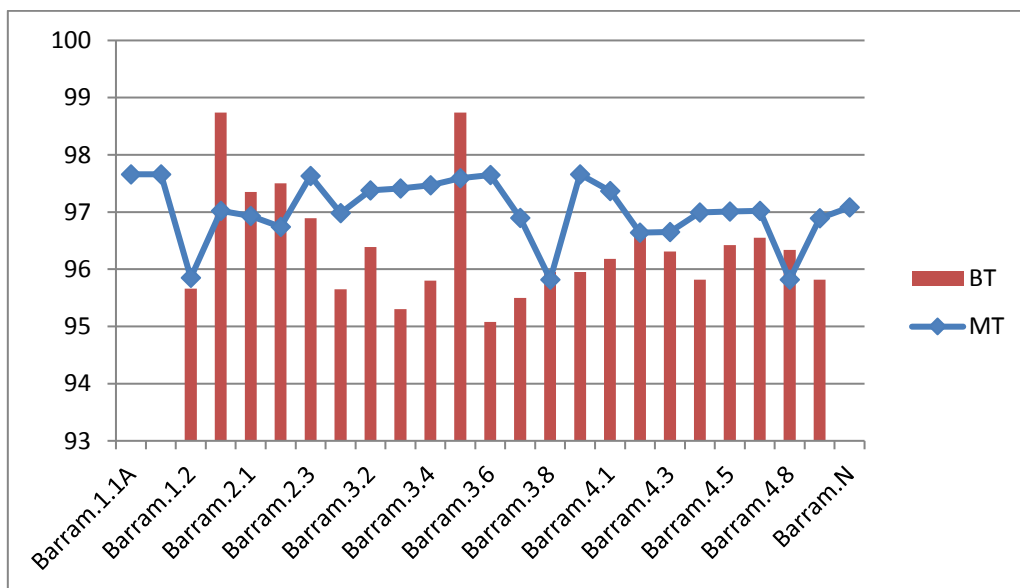
A ligação de reguladores de tensão aumenta a carga de consumo de potência reactiva e, normalmente, provoca o aparecimento de arcos eléctricos e transientes

devido ao mecanismo mecânico de manobra deste equipamento [14]. Considerando-se assim pouco viável.

A aplicação de bancos de condensadores é a alternativa mais viável, assim que, pela sua natureza, melhora a estabilidade da tensão e reduz os valores de carga e perdas técnicas.

Tomando em consideração a equação A24.29 (vide anexo 24), para a regulação de tensão em bancos de condensadores “*Shunt*”, propõe-se que sejam colocados bancos condensadores com as seguintes capacidades nominais: 200, 200, 200kVar, nos seguintes locais críticos postos de transformação e subestações parciais 2.1, 2.2, 3.8, e de 400, e 500kVar, na SE’s 1.2 e 3.5. É de ressaltar que para a selecção dos locais anteriormente mencionados foi tomado em evidência, o nível de tensão ao longo de crescimento, concentração de cargas e perdas técnicas.

A figura 22 a seguir ilustrada mostra o perfil de tensão na rede após a colocação de bancos de condensadores nos locais propostos.



**Figura 22:** Perfil de tensão na rede de 11kV e 400V com a introdução de bancos de condensadores

Conforme a figura 22, observa-se que com a introdução destes bancos condensadores o cenário das tensões na rede tende a estabilizar-se e deste modo, justifica-se a sua aplicação para a minimização das quedas de tensão que afectam da rede.

### 6.7. Análise de contingências

Na análise de contingência no período em epígrafe notou-se que a rede não se encontra em conformidade com (N-1), verificando-se que as tensões decrescem consideravelmente, nas condições da perda do cabo entre as SE's 1.1-1.3 e na perda do transformador em 2020 (Vide o anexo 26).

Foi constatando ainda, que os alimentadores principais do Porto até 2020 atingem o seu limite térmico.

A tabela 6 mostra o resumo dos resultados dos carregamentos e perdas técnicas das principais contingências investigadas no estudo.

**Tabela 6:** Análise de contingências

Ano	N-1	Demanda da Rede		Perdas totais		Carregamento (%)
		kW	kVAr	kW	kVAr	
2017	Cabo 1.1 – 1.3	3567	2728	140	279	79.59
	Cabo 1.1 – 2.1	3592	2770	86	261	78.8
2020	Transformador da 1.1	9423	8033	434	1283	120
	Cabo 1.1 – 1.3	9908	7874	294	171	96.6
	Cabo 1.1 – 2.1	9987	7920	178	114	94.7

No entanto, como medidas de reforço da rede, propõe-se que sejam repostos os alimentadores entre a 1.1-2.2 e 1.1-1.2. Ainda de modo idêntico, são propostas unidades geradoras electrogéneas de emergência (“*standby*”), para suprir o défice de potência de 3MW, com a avaria ou retirada de um dos transformadores.

### 6.9. Análise de carga harmónica na rede

Nas análises feitas no âmbito fluxo de carga harmónica foi constatado, que ao longo da evolução da rede dos CFM-Sul a susceptibilidade das distorções harmónicas é acentuada para os barramentos da SE-1.2.

As figuras 23 e 24 ilustram os perfis das ondas de tensão nos locais principais estudados.

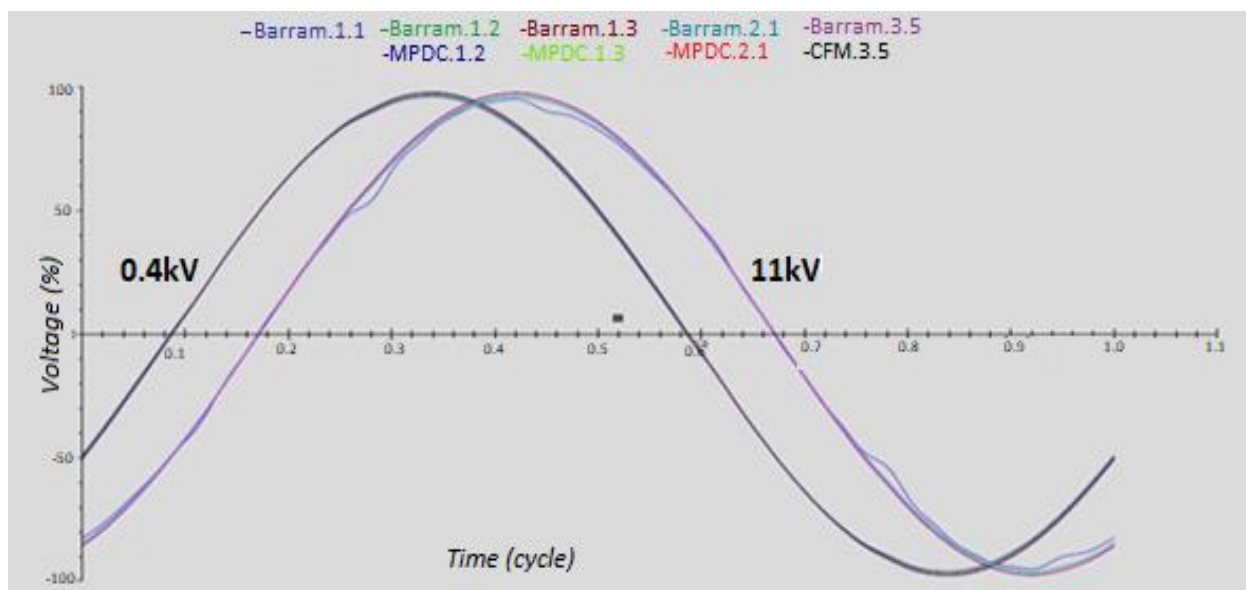


Figura 23: Perfil da onda de tensão Média e baixa tensão nas SE's (2017)

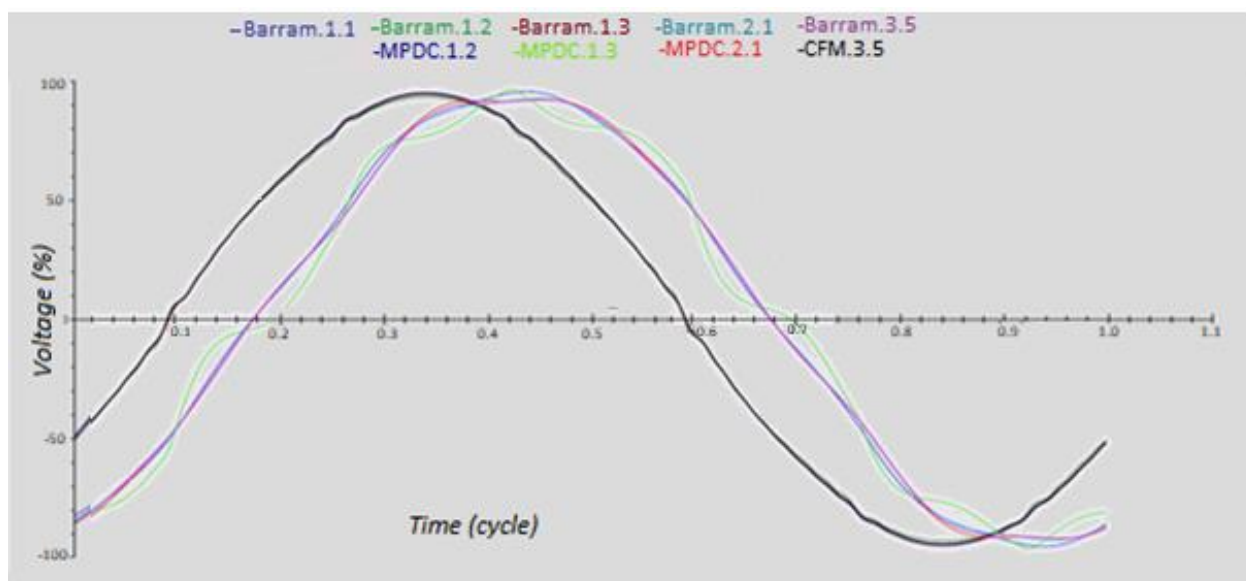
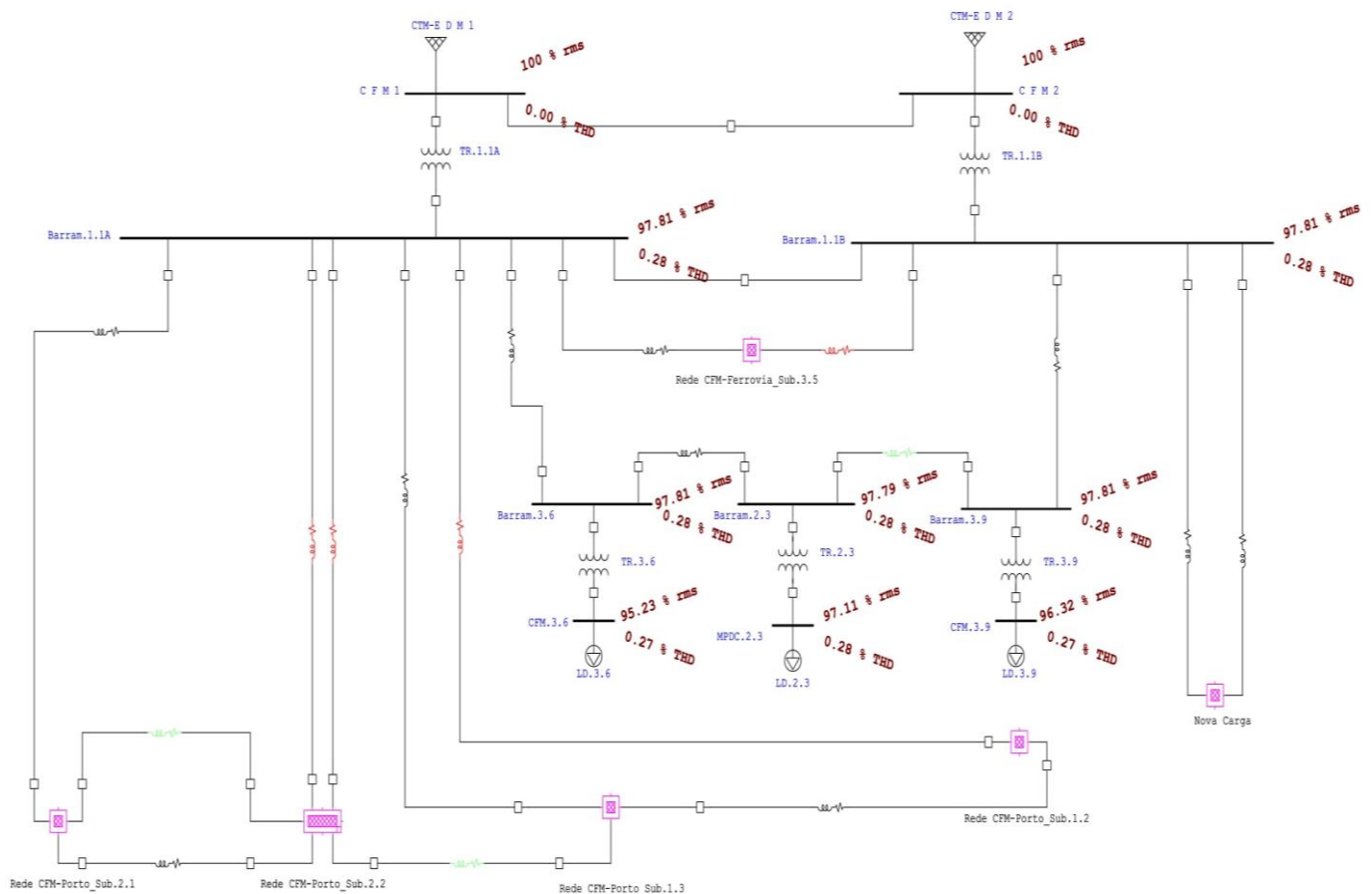


Figura 24: Perfil da onda de tensão Média e baixa tensão nas SE's (2020)

Convém ainda, ressaltar que nas análises efectuadas, também foi avaliado o nível de distorção nas condições da IEEE-519 <sup>[6]</sup> e, verificou-se que mesmo com a evolução da carga eléctrica, o trânsito de harmónicas na rede CFM-Sul irá encontrar-se dentro dos limites admissíveis.

<sup>[6]</sup> A norma IEEE 519 de 1992 é a norma que institui os limites de trânsito de harmónicas entre o distribuidor e consumidor de energia eléctrica. Para a avaliação do conteúdo de harmónicas de uma rede eléctrica esta estabelece que, nos barramentos ligados a cargas não lineares, a "taxa de distorção harmónica (THD) deve ser menor 3% para os simples e, menor 5% no ponto acoplamento comum (PAC), as subestações.





**Figura 25:** Distorção da harmônica nos barramentos da rede

Tomando em atenção ao nível de distorção nos barramentos apresentado na figura 25 onde o conteúdo da distorção harmônica observado na rede é ainda aceitável, propõe-se algumas medidas preventivas, respectivamente [30]:

- ✚ A alteração da impedância a montante nas subestações através de filtros série/paralelo, para impedir que os harmônicos de corrente, gerem harmônicos de tensão;
- ✚ Redistribuição e separação de cargas poluentes das não poluentes; e
- ✚ O aumento da potência das fontes utilizadas na rede, quer as de corrente alternada; quer as de corrente contínua;

## 6.10. Considerações gerais do capítulo

Ao longo das análises feitas neste capítulo foram tomadas as seguintes ilações:

- ✚ A principal fonte de perdas técnicas da rede são os transformadores assim que os cabos alimentadores se encontram com pouco carregamento em operação de serviço.
- ✚ Após a integração da nova carga na rede e introdução do transformador em paralelo, as correntes de curto-circuito aumentam nos barramentos analisados e atingem praticamente o dobro do seu valor.
- ✚ À medida que a carga aumenta no período considerado (2017-2020), a resposta da rede mostra aparecimento de tensões críticas (inferiores que 95%) na rede 11kV e no lado 400V.
- ✚ A instalação dos bancos de condensadores para compensação de potência reactiva na rede é viável que seja realizada do lado de 400V nas subestações 1.2, 2.1, 2.2, 3.5 e no PT. 3.8, uma vez que melhora as perdas dos transformadores e estabiliza o perfil de tensão na rede de 11kV e de 400V.

## CAPÍTULO 7 – CONSIDERAÇÕES TECNO-ECONÓMICAS DAS PROPOSTAS

### 7.1. Viabilidade tecno-económica das propostas

As análises dos resultados de simulação dos vários cenários de carga da Rede de distribuição CFM-Sul, apresentados nos pontos do capítulo anterior indicaram que a instalação de bancos de condensadores “shunt” e o restabelecimento de alguns percursos de cabos alimentadores constituem as formas aceitáveis para se melhorar a fiabilidade e qualidade de energia da rede durante o período de evolução (2017-2020).

Deste modo, ao longo desta abordagem simplificada, pretende-se mostrar a ordem de redução das perdas técnicas, para a minimização dos encargos correntes da carga de consumo antes e depois da instalação de bancos de condensadores e de alimentadores.

Com a instalação de bancos nos locais propostos e alimentadores, considerando as manobras de reconfiguração da rede de Merlin & Back [41], para o período em enfoque foram as perdas apresentam valores conforme a tabela 7.

**Tabela 7:** Perdas técnicas instantâneas

Ano	Custos de perdas		
	Normal [MW]	Com bancos [MW]	Com a religação dos alimentadores [MW]
Actual	0.069	0.043	0.057
2018	0.075	0.051	0.068
2019	0.104	0.081	0.096
2020	0.149	0.126	0.143

Uma vez que os resultados das perdas apresentadas na tabela 7 representam as perdas instantâneas e, normalmente a energia consumida é medida em Wh ou kWh, importa apresentar o seu valor nesta unidade.

Para calcular as perdas em kWh, primeiro se define o valor do factor de carga, e a partir deste calcula-se o factor de perdas conforme a expressão (7.25):

$$F_{perdas} = (k \times F_c) + [(1 - k) \times F_c]^2 \quad (7.27)$$

O factor de perdas relaciona as perdas de demanda média e demanda máxima e, o factor k representa a relação entre factor de carga e de perdas.

Segundo as recomendações da CODI [13], para os estudos orientados ao planeamento de redes de média tensão em zonas industriais o factor k é de 0.2.

Entretanto, desprezando a variabilidade de carga diária, ao longo de um mês (730 horas), as perdas acumuladas mensais para a carga máxima carga, podem ser obtidas através da fórmula:

$$PerdaskWh_{mês} = F_{perdas} \times P_{ins} \times 730 \quad (7.28)$$

Tomando como base o custo de compra do kWh através da tarifa de energia da EDM, para a média tensão que é de 2.71MT/kWh e as fórmulas anteriormente mostradas, resultam nos valores conforme a tabela 5.

**Tabela 8:** Benefícios económicos das propostas

Ano	Custos de perdas		
	Normal [Mt/mês]	com bancos [Mt/mês]	Com a religação dos alimentadores [Mt/mês]
Actual	47,789.60	29,781.92	39.478.36
2018	51,945.21	35,322.74	47.096.99
2019	72,030.69	56,100.83	66.489.87
2020	103.197.82	85,190.15	99.042.20

A partir dos valores apresentados na tabela 8, pode se afirmar que a viabilidade destas propostas pode ser satisfatória para a minimização dos custos correntes de electricidade e, atendendo ao aumento dos preços da tarifa de energia é mais atractivo a integração de bancos de condensadores.

## 7.2. Especificações técnicas das soluções propostas

### 7.2.1. Unidades Geradoras Electrogéneas de Emergência em “Standby”

Na perspectiva de estabelecer maior confiabilidade e segurança nas contingências propõe-se (2) geradores diesel 2MVA, 11kV, 0.85 factor de potência semelhante ao modelo “CAT Prime” cujas características técnicas constam do catálogo apresentado no anexo 39.

### 7.2.2. Bancos de condensadores

Tomando em consideração ao cenário de crescimento da ponta de energia reactiva que actualmente se verifica na rede CFM-Sul, propõe-se os bancos de condensadores automáticos de comutação estática, protegidos por fusíveis de alto poder de corte e similares aos modelos “ALPISTACT” cujas suas características técnicas constam da tabela a seguir apresentada.

**Tabela 9:** Especificações dos bancos propostos

Tensão nominal		400V
Frequência nominal		50Hz
Escalões de chaveamento	200kVAr	50 + 2x75
	400kVAr	2x50 +4x75
	500kVAr	50+6x75
Classe de isolamento		H
Nível de isolamento		1.1kV

### 7.3. Estimativa de custo para as alternativas propostas

A presente estimativa de custo foi feita tomando como base as análises feitas (em regime estacionário) no capítulo anterior. A tabela 10 apresenta os custos das propostas cujos valores foram obtidos no documento “*Final Master Plan Update Report, 2012-2027*” EDM [20] e nos catálogos das fabricantes “*Alpistatic*” e “*Caterpillar*”.

**Tabela 10:** Estimativa de custo

Equipamentos	Capacidade	Un (kV)	Unid.	Quant.	Custo Total (USD)
Banco de Condensadores	200kVAr	0.4	Un	3	47.040,00
	400kVAr		Un	1	
	500kVAr		Un	1	
Geradores CAT	2MVA	0.4	Un	2	700.000,00
Cabo XLPE 3x95mm <sup>2</sup>	2300MW	11	Km	10	13.000,00
<b>Consultoria (5%)</b>					38.042,00
<b>Total</b>					760.840,00

Assim, esperando as variações no mercado económico, estabelece-se a margem de contingência de 5% e desta forma, o valor total a ser investido para o projecto é de **836.082,00USD (oitocentos e trinta seis mil e oitenta dois dólares)**

## CONCLUSÃO

Como resultado do trabalho desenvolvido, atingiram-se as conclusões seguintes:

1. Para se atingir uma maior eficácia e rapidez no cálculo de fluxo de potência através do método de Newton-Raphson em redes de distribuição de energia eléctrica (de Média e Baixa Tensão), devem ser empregues factores de aceleração, uma vez que estes melhoram as condições de convergência.
2. Com a carga eléctrica prevista para o ano de 2020, a rede de média tensão dos CFM-Sul apresenta níveis de tensão abaixo da faixa recomendada ( $\pm 5\%$ ) no lado da média tensão (11 kV), que se reflectem em tensões críticas também no lado de baixa tensão. Este cenário pode comprometer a qualidade e fiabilidade no fornecimento de energia eléctrica para as empresas concessionadas;
3. Para acomodar a nova carga de 6MW a ser instalada na futura subestação da terminal de Contentores, é viável, a ligação do segundo transformador em paralelo, uma vez que, com esta configuração, se consegue estabelecer uma repartição equitativa da potência da rede. Contudo, é de referir que nestas condições, verificou-se ainda, que com a proposta, os transformadores conseguirão assumir a carga da rede (a taxa de crescimento 5%) até pelo menos sete (7) anos após a sua implementação.
4. A compensação da energia reactiva na rede, é exequível que seja feita localmente do lado de baixa tensão, através de bancos de condensadores “*Shunt*” a serem instalados nas subestações / PTS (1.2, 1.3, 2.1, 2.2 e 3.5) e no PT 3.8. Desta forma, é mais viável pois se minimizam as perdas técnicas, consumo energético, e melhora-se o perfil de tensão da rede nas condições actuais (2017) e futuras. Portanto, face ao dinâmico crescimento do trânsito de potência reactiva na rede, propôs-se bancos de condensadores do tipo automáticos a fim de se obter uma maior eficácia na actuação.
5. Para melhorar a fiabilidade, nas condições normais e de contingência e conseqüentemente a qualidade de energia eléctrica da rede, os cabos alimentadores entre os percursos compreendidos entre as SE's 1.1-1.2, 1.1-2.2, 1.1-4.1, devem ser repostos com urgência.

## RECOMENDAÇÕES

Tendo sido finalizado o trabalho, deixam-se aqui as seguintes recomendações ao CFM-Sul:

1. A religação urgente do percurso de cabo alimentador que abastece a subestação 1.2 a partir da SE-principal. Desta forma poder-se-á aliviar o carregamento do alimentador que parte da SE 1.3 que até ao ano de 2020 espera-se estar próximo de seu limite térmico;
2. Instalação/Reparação do Sistema SCADA para interacção com os bancos de condensadores propostos por forma a proporcionar maior confiabilidade na actuação, segurança, agilidade no tratamento de informações e redução dos custos de energia;
3. Aquisição de novo transformador 33/11 kV, 10 MVA após a integração da nova subestação, uma vez que, com as alternativas proposta, não é assegurado o critério de contingência (N-1), a partir de 2020;
4. A integração de mais uma linha de alimentação para a rede de média tensão, de preferência a partir da subestação SE-3 da Electricidade de Moçambique (mais próxima), uma vez que as duas actuais linhas de alimentação da rede vindas da CTM não garantem redundância ao sistema;
5. Desenvolver estudos sobre eficiência e auditorias energéticas nas instalações de utilização de todo complexo industrial, a fim de identificar as fontes primitivas de perdas (especialmente, máquinas com baixo rendimento e/ou consumo elevado, etc).
6. Desenvolver mecanismo de recolha e gestão de informações relativas a rede e consumidores, com especial atenção: dados das linhas, cargas de consumo, regime de funcionamento das instalações dos consumidores, períodos do dia em que se atinge a ponta, etc; que são muito importantes para estudos pormenorizados de desempenho da sua rede;

7. Substituição de contadores de energia utilizados actualmente medição e facturação dos grandes consumidores, por contadores electrónicos com leitura em Var, por forma a penalizar os consumidores que demandam maior potência reactiva;
8. Por forma a prevenir às distorções de onda de tensão devido às harmónicas, recomenda-se a redistribuição das cargas não lineares e alocação de filtros série/paralelo.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABB. 2013. *Reactive Power Compensation*.
- [2] AGRAWAL, S.; KUMAR, D. 2013. *Load Flow solution for Meshed Distribution Networks*. National Institute of Technology, Odisha: India.
- [3] ALPES TECHNOLOGIES. 2015. *Reactive Energy Compensation and Power Quality Monitoring Catalogue*.
- [4] AMARESH, K.; SIVANAGARAJU, S.; SANKAR, V. Dec. 2006. *Minimization of Losses in Radial Distribution System by using HVDS*. IEEE Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES, International Conference on. p. 1–5.
- [5] ARRILLAGA, J., EGUÍLUZ, L.I.1994. *Armónicos en Sistemas de Potencia*, Servicio de Publicaciones de la Universidad de Cantabria.
- [6] BARAN, M. E., HSU, M. Y., February 1999, *Voltage/var control at Distribution Substation*. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 14, No. 1, p.312.
- [7] BARAN, M. E.; WU, F. F. April 1989. *Network reconfiguration in distribution system for losses reduction ad load balancing*. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 4, No. 2, p.1401-1407.
- [8] CERR (2011). *5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011*. Brussels: Council of European Energy Regulators – CEER.
- [9] CESPEDES. R. G. January 1990. *New Method for the analysis of distribution system*.” IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 5, No. 1, p. 391-396.
- [10] CHIANG, H.; HSIAO, X. 1991. *A decoupled load flow method for distribution power networks: algorithms, analysis and convergence study*. Electrical Power & Energy Systems, pp. 130-148.
- [11] COELHO, Bruno M. 2012 *Classificação das tipologias de rede da EDP Distribuição*. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto.

- [12] Comité de Distribuição de Energia Eléctrica (CODI). 1996. *Métodos para determinação, análise e optimização das perdas técnicas em Sistemas de Distribuição*. Rio de Janeiro, ABRADÉE. p.205
- [13] Comité de Distribuição de Energia Eléctrica (CODI). 2004. *Energia Reactiva Excedente*. Manual de orientação dos consumidores da EDP.
- [14] CROCE, Pierre. 2013. *Evolution of Low Voltage Network*. Master degree thesis in Power Systems. Stockholm-Sweden.
- [15] CYRILLO, I. 2011. *Estabelecimento de Metas de Qualidade na Distribuição de Energia Eléctrica por Optimização da Rede e do Nível Tarifário*. Dissertação de Mestrado. São Paulo.
- [16] D. SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, W. April 1989, *Reconfiguration of electric distribution networks for resistive losses reduction*, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 4, pp. 1402–1498.
- [17] DECRETO nº 42/2005 de 29 de Outubro. *Normas referentes a Planificação, Construção, Posse, Manutenção, Operação de Instalações de Produção, Transporte e Distribuição de energia eléctrica*. Suplemento do Boletim da República – I Série Número 47.
- [18] DIAS, Adélio. *Aumento da capacidade o Porto de Maputo no âmbito da implementação do plano-director*”. Revista Xitimela. Maputo, Nov/2012-Abril/2013. Edição Publisher nº 20.
- [19] DOS SANTOS, F. P. M. 2007. *Qualidade de energia – Comparação das normas IEC 61000-3-2, IEEE 519*. Brasil.
- [20] EDM (Direcção da Rede de Transporte). 2011. *Caracterização e Qualidade Técnica da Rede Nacional de Transporte*. Maputo.
- [21] EDM. 2012, *Final Master Plan Update Report 2012-2027*, Maputo.
- [22] ETAP. 2017. *Optimal Capacitor Placement Cost Benefits Due Loss Reduction*.

- [23] EXPÓSITO, A. G.; RAMOS, E. R. August 1999. *Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks*”, IEEE Trans. Power Systems, Vol. 14, No. 3, pp. 1063-1069.
- [24] FELBER, Luís A. 2010. *Regulação de Tensão nas subestações de Distribuição de Energia Eléctrica*. Universidade Federal de Itajuíuba, Minas Gerais.
- [25] FIDALGO, J. Nuno; AKILIMALI, J. Sumaili, Abril 2010. *Análise e Selecção de Intervenções para Redução das Perdas nas Redes de Distribuição - Análise de perdas em redes MT*, Projecto ASIRP, INESC Porto.
- [26] FRAGOAS, Alexandre G. 2008. *Estudo de caso do uso de Bancos de condensadores em uma rede de distribuição primária – indicativos da sua viabilidade económica*, Universidade São Paulo, São Carlos.
- [27] FRANCO, E., *Qualidade de Energia – Causas, Efeitos e Soluções*. Extraído de: <https://pt.scribd.com/document/123686255/Qualidade-de-Energia-Causas-Efeitos-e-Solucoes>. Pesquisado em 06 de Junho de 2017.
- [28] GANESH, S.; RUPA, J. A. 2014. *Power flow Analysis for Distribution Using Backward/Forward Sweep Method*. IJECE, World Academy of Science, Engineering and Technology Vol. 10, No 10.
- [29] HAQUE, M. H. April 2000. *A General Load Flow method for Distribution System*. Electric Power System Researches, Vol. 54, No. 1, p. 47-54.
- [30] IEEE Std 519-1992, *IEEE Recommend practices and Recommend Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical in Power Systems*. New York, USA.
- [31] ISSICABA, D. 2008. *Métodos de varredura para Redes Primárias de Distribuição radiais e fracamente malhadas: uma nova abordagem e análises de convergência*. Universidade de Santa Catarina, Florianópolis.
- [32] KAGAN, N. OLIVEIRA, C. B; ROBBA, E. J. 2005. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Eléctrica*. 1ª ed. São Paulo: Editora Edigard Blucher, pp.6-20.

- [33] KUNDUR, Prabha, 1994. *Power System Stability and Control*, Mc Graw Hill.
- [34] LEDESMA, Hector M. 2013. *Optimization of Capacitor Banks Placement in Skagerark networks Transmission Grid*. University of Adger, Norwich.
- [35] LEHTONEN M. December 1998. *Fault Management in Electrical Distribution Systems*, Final report of the CIRED Working Group WG03 Fault Management.
- [36] LI, Y.; LUO, Y.; ZHANG, B. e MAO, C. 2011. *A modified Newton-Raphson power flow method considering wind power*. In: Power and Energy Engineering Conference Asia-Pacific(APPEEC), pp. 1-5
- [37] LOBO, A. s/d. Material de apoio da Cadeira de Transporte e Distribuição de Energia I e II. UEM, Maputo.
- [38] LUO, G.; SEMLYEN, A. November 1990. *Efficient Load Flow for weakly meshed networks distribution network*. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 5, No. 4, p. 1309-1316.
- [39] MAHELA, O. P.; MITAL, D.; GOYAL, I. 2012. *Optimal capacitor Placement Techniques in Transmission and Distribution Network to reduce line losses and voltage stability enhancement: a REVIEW*.IOSR Journal of Electrical and Electronic. Vol. 3, No. 4, p. 01-08.
- [40] McDONALD, J. D., et. al. *Distribution System, Substations and Integrations Distributed Generations*. Atlanta, USA.
- [41] MERLIN, A.; BACK, H. September 1975. *Search for a Minimal-Loss Operating Spanning Tree Configuration in an Urban Power Distribution System*. In Proceedings of the 1975 Fifth Power Systems Computer Conference, Cambridge, UK; pp. 1–18.
- [42] MONDLANE, Jorge. 2016. *Infra-estruturas em Moçambique*. Revista FirstMetical. Maputo.
- [43] MONTICELLI, A.; GARCIA, A. 2003. *Introdução a Sistemas de Energia Eléctrica*. Campinas: Editora da Unicamp.

- [44] O SISTEMA ferro-portuário. 2010. *CFM-Sul*. Portos e Caminhos de Ferro de Moçambique. Maputo.
- [45] PANTUZI, A. V.; FELTRIN, A. P. *Desempenho de um algoritmo Backward-forward sweep de cálculo de fluxo de potência*. In: Anais do Simpósio Brasileiro de Sistemas Eléctricos, Campinas Grande: Vol. 1, pp. 1-5.
- [46] PINTO, Leandro A. 2015. *Viabilidade Económica da Implantação de Compensadores Série Dinâmicos em redes de distribuição de energia eléctrica*, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.
- [47] PURET, C., Marc. 1992. *MV Public Distribution networks throughout the world*, Cahier technique No.155.
- [48] RAMESH, L., CHOWDHURY, S.P., Natarajan A.; et al. 2008, *Distribution Feeder Restructuring for Better Voltage Regulation and Line Loss Reduction*. IEEE Powercon.
- [49] RAMESH, L., CHOWDHURY, S.P., Natarajan A.; et al. April 2008. *Voltage Stability Analysis and Real Power Loss Reduction in Distributed Distribution System*. IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition, T&D. IEEE/PES p. 1– 6.
- [50] RASTOGI M., NAIK R., MOHAN N. Sept/Oct 1994. *A Comparative of Harmonic Reduction Techniques in Three-Phase Utility Interface Of Power Electronic Loads*, IEEE, IEEE Transactions on Industry Application, vol.30, no.5, pp. 1149-1155,
- [51] SANKARAN, C. 2002. *Power Quality*. CRC LLC Press. Boca Raton. United States.
- [52] SAUER, Peter W. *Chapter 2: Reactive Power and Voltage Control issues in Electric Power System*. University of Illinois, Urbana-Campaign.
- [53] SCHMIDT, H. P.; IDA, N.; et al. August 2005. *Fast reconfiguration of distribution systems considering loss minimization*. IEEE Trans. Power System, Vol. 20, no. 3, pp.1311–1319.

- [54] SHIRMOMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. May 1988. *A compensation based power flow for weakly meshed distribution and transmission networks*. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 3, No. 2, pp.753-762.
- [55] SITI, M.W.; NICOLAE, D.V.; JIMOH, A.; et al. Oct 2007. *Reconfiguration and Load Balancing in the LV and MV Distribution Networks for Optimal Performance* IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 22, No. 4.
- [56] SURESHKUMAR, K.; VIJAYAKUMAR, P. 2015. *Distribution Network reconfiguration for loss minimization using differential evolution algorithm*". ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. Vol. 10, No 7. p. 2861-2866.
- [57] VARIZ, Abílio M. 2013. *Fluxo de Potência Harmônica em Sistemas de Distribuição utilizando o método de Injeção das Correntes*. Rio de Janeiro: Brasil.
- [58] WAN, Ferry A. V. 2008. *Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution System sin the Presence of Distributed Generation*. Doctor Philosophy. Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden.
- [59] WHITE PAPER. 2014, *Qualidade no Fornecimento de Energia eléctrica: confiabilidade, conformidade e presteza*. Edição nº 14. Brasil.
- [60] WILLIS, L. 1997. *Power Distribution Planning Reference Book*, Text, editorial Marcel Dekker,
- [61] XIAOXIAO, C.; QIAN, S.; et al. 2013. *Optimization of Distribution Network Reactive Compensation*. International Journal Of Computer and Electrical Engineering, Vol. 4, No. 2.
- [62] ZIMMERMAN, Ray D. 1995. *Comprehensive Distribution Power Flow: Modelling, Formulation, Solution, Algorithms and Analysis*. Cornel University. NY, EUA.

- [63] [www.electrical-engineering-portal.com](http://www.electrical-engineering-portal.com). Pesquisado em 17 de Julho de 2017.
- [64] [www.portmaputo.com/pt-pt/](http://www.portmaputo.com/pt-pt/) . Pesquisado em 14 de Maio de 2017.
- [65] <https://etap.com/software/product-overview-main>. Pesquisado em 15 de Maio de 2017.

#### **OUTRA BIBLIOGRAFIA CONSULTADA**

- [66] GLOVER, J. D., SARMA, M. S., OVERBYE, T. S. 2012. *Power System Analysis and Design*. 5ª edição, Editora Cengage Learning.
- [67] MARCONI, M; LAKATOS, E. 2003, *Fundamentos de Metodologia Científica*, 5ª Ed., Editora Atlas, São Paulo.
- [68] UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE, DEMA. 2011. *Normas para Apresentação de Trabalhos Científicos*. Maputo.
- [69] UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE, FENG. 2009. *Regulamento Culminação: trabalho de licenciatura e estágio profissional*, Maputo.
- [70] WILLIAM, D. S. Jr. *Elementos de análise dos Sistemas de Potência*. 2ª Edição, Mc-Graw-Hill. São Paulo

## GLOSSÁRIO

Para uma maior clareza e entendimento de alguns termos comuns em redes de eléctricas, são definidas as seguintes palavras:

**Sistema Eléctrico** - circuito eléctrico ou conjunto de circuitos eléctricos interligados que compreendem as infra-estruturas de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica.

**Alimentador** – é o cabo que forma a rede eléctrica, destinado a levar energia de uma subestação de distribuição até aos transformadores de distribuição (PT's).

**Rede secundária** – rede eléctrica destinada a transportar energia dos transformadores de distribuição aos pontos de consumo (clientes).

**Demanda** – quantidade de potência da carga utilizada durante um intervalo de tempo definido.

**Demanda Máxima** – maior demanda verificada durante um intervalo de tempo especificado, podendo ser verificada ao longo de um dia, semana, meses e ano.

**Factor de carga** – relação entre a demanda média de potência e a demanda máxima ocorrida em um determinado período de tempo. Pode especificado em termos horários, diários, semanais, mensais e anual, é definido pela expressão:

$$F_c = \frac{D_{med}}{D_{max}}$$

**Factor de potência** – relação entre a potência activa e a potência aparente.

**Queda de tensão** – é a diferença entre as tensões eléctricas existentes entre dois pontos de um circuito eléctrico, observada num mesmo instante.

**Posto de transformação** – instalação de alta tensão destinada à transformação da corrente eléctrica por um ou mais transformadores estáticos, quando a corrente secundária de todos os transformadores for utilizada directamente nos receptores.



Anexo 1

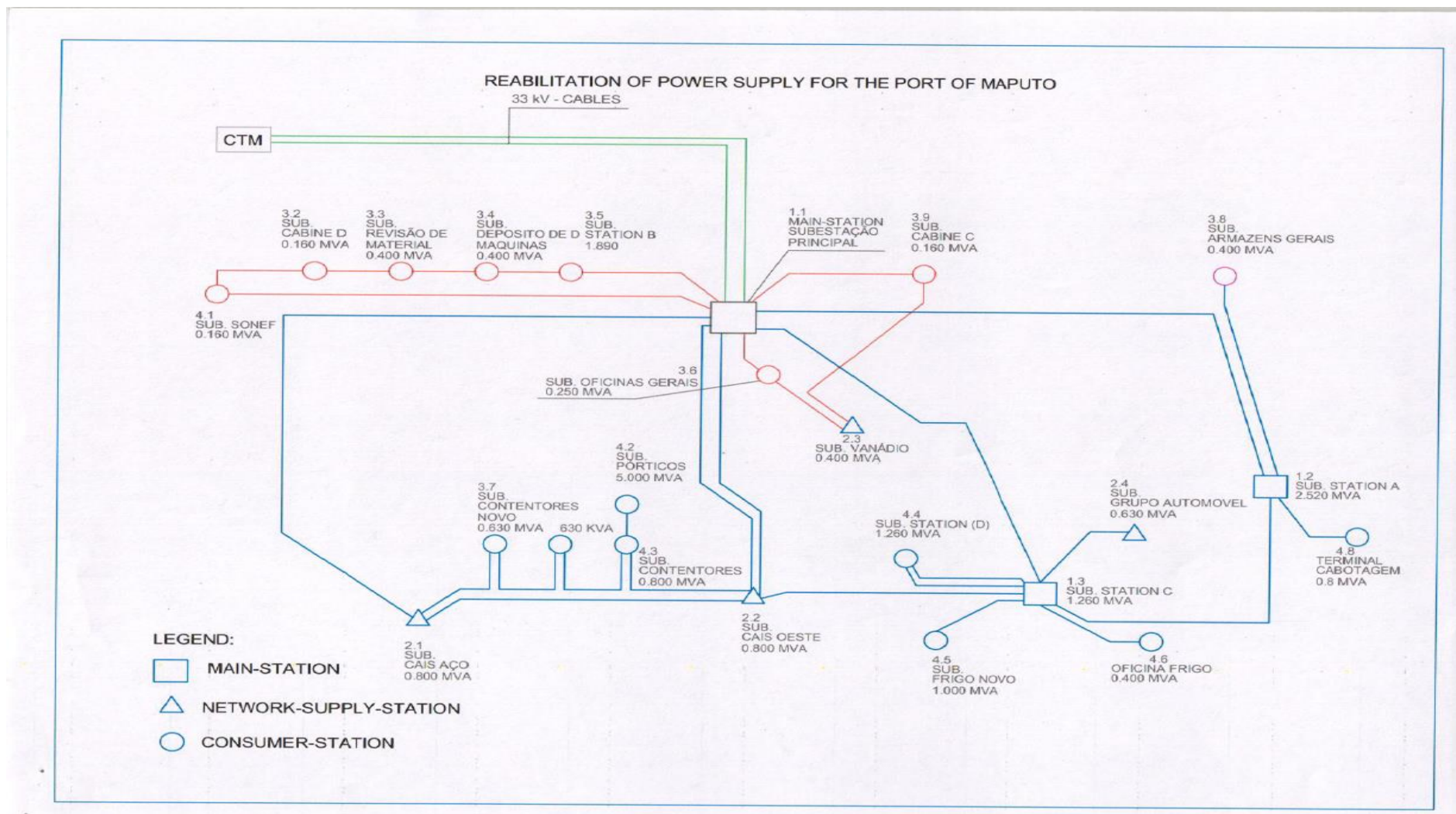


Figura A1-6 Diagrama da rede eléctrica dos CFM-sul[Fonte: CFM-sul]

Anexo 2

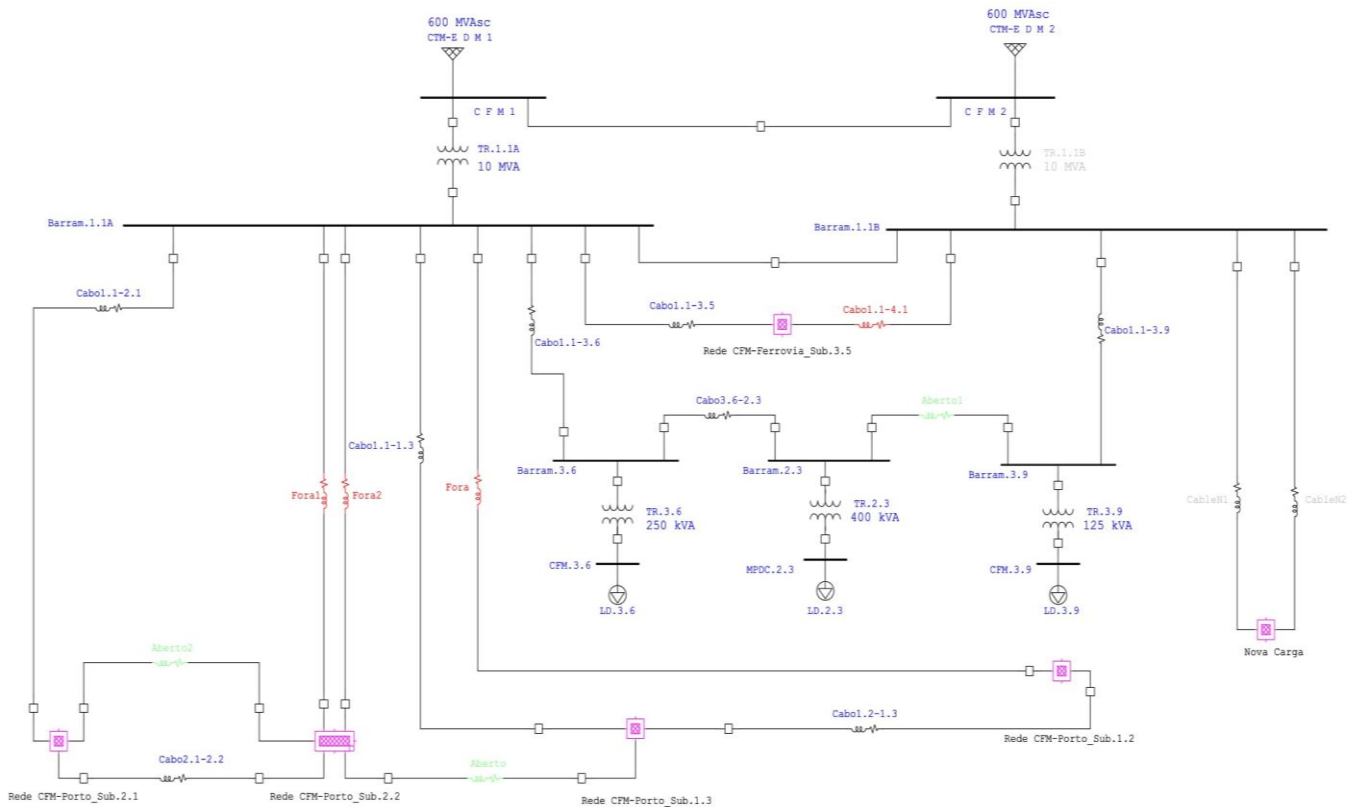


Figura A2 – 70a: Rede vista a partir da SE-principal CFM-Sul

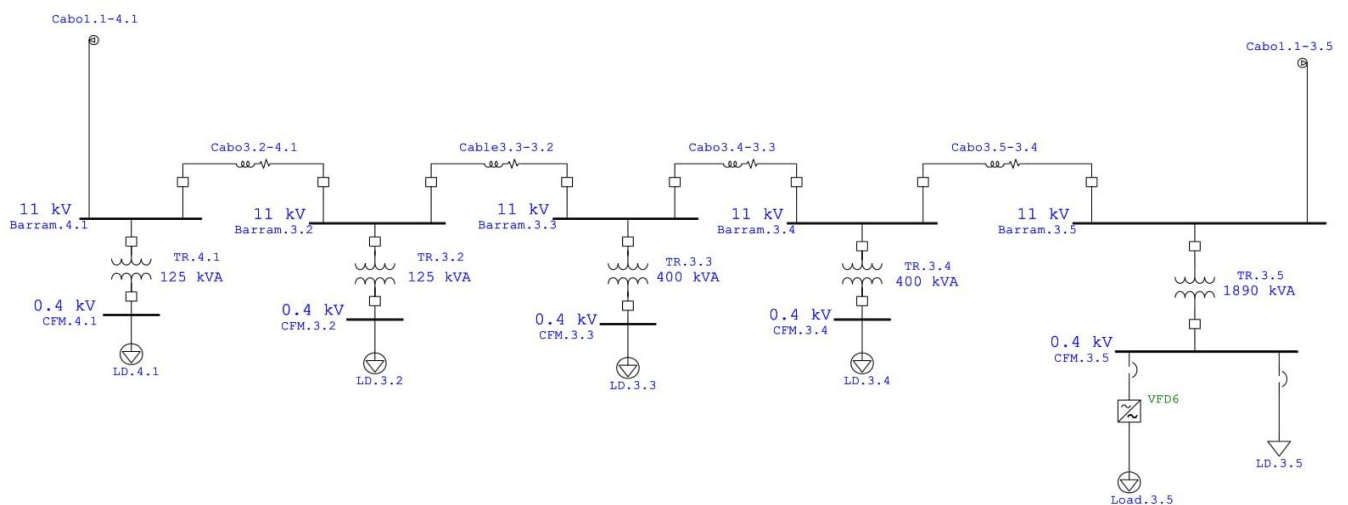


Figura A2 – 70b: Sub-Rede integrada na Rede CFM-Ferrovia com SE-3.5

Anexo 3

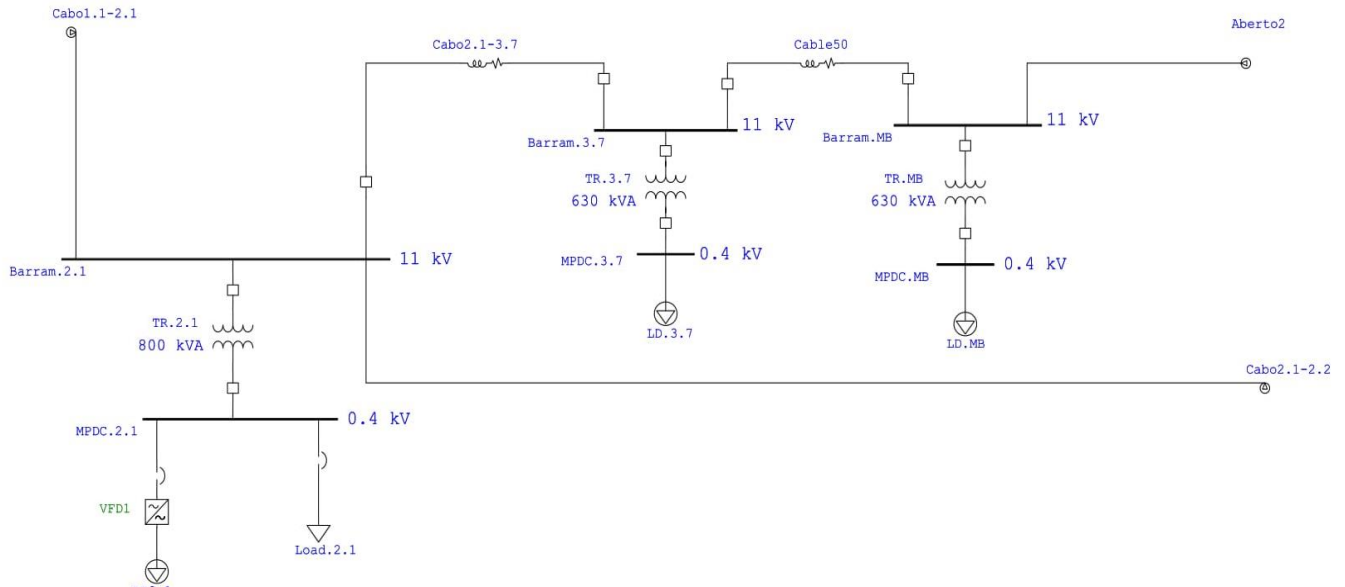


Figura A3 – 71a: Sub-Rede integrada na Rede CFM-Porto com SE-2.1

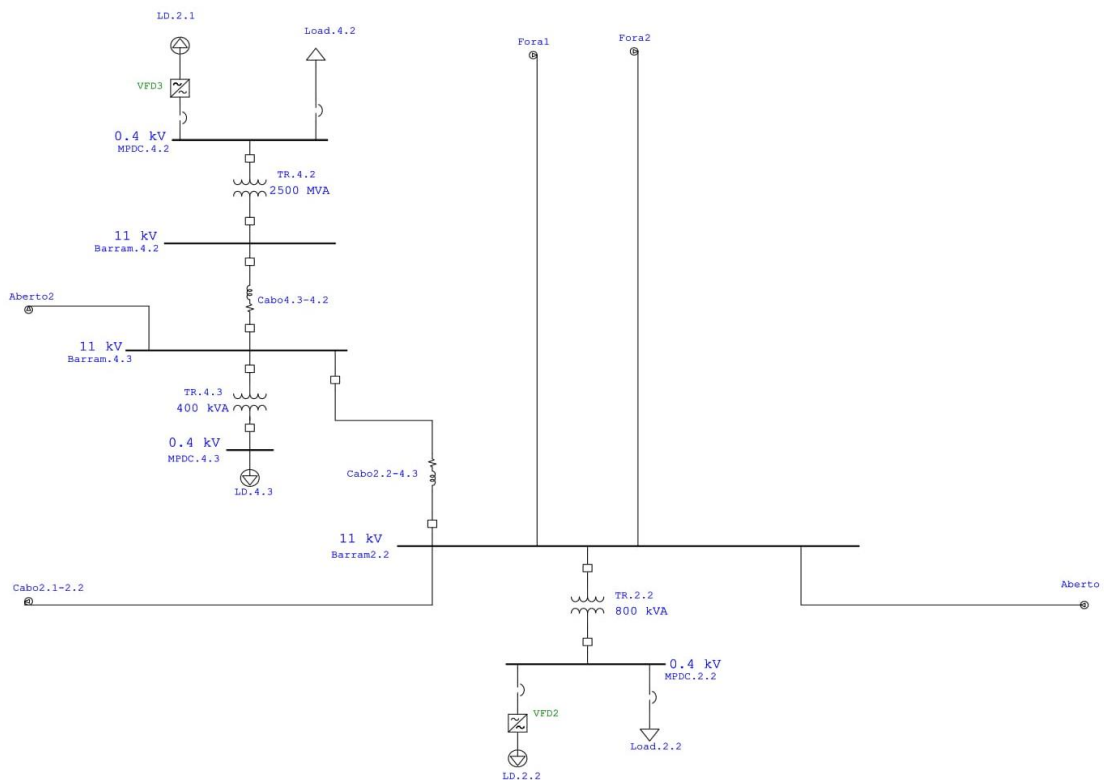


Figura A3 - 71b: Sub-Rede integrada na Rede CFM-Porto com SE-2.2

Anexo 4

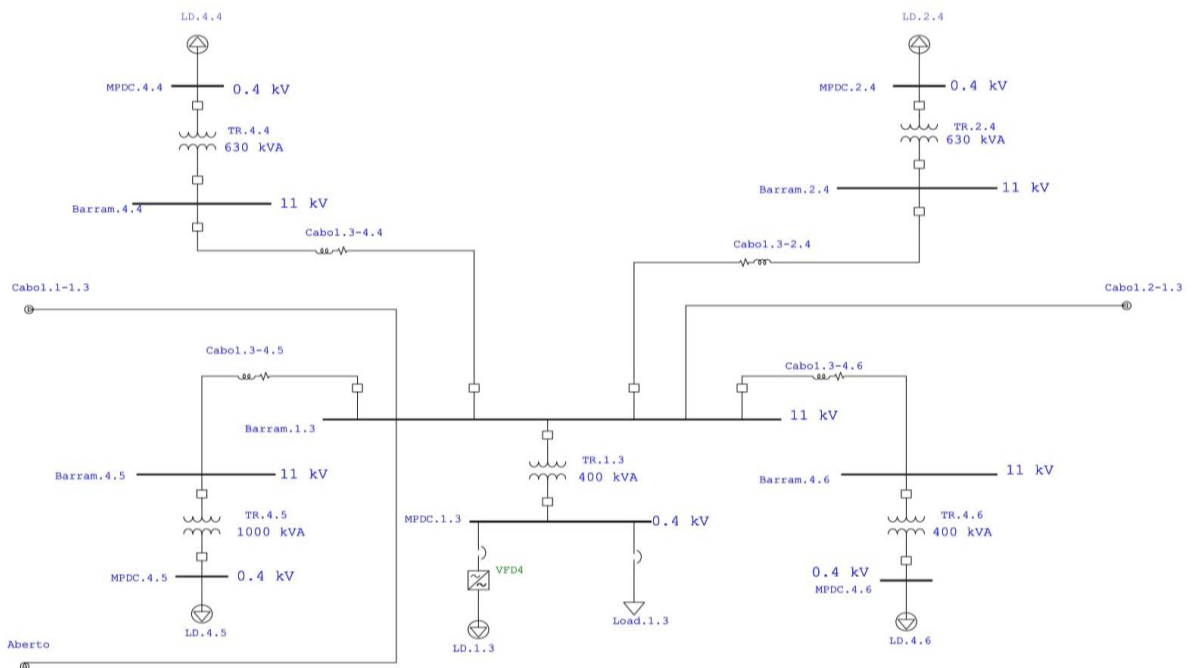


Figura A4 - 72a: Sub-Rede integrada na Rede CFM-Porto com SE-1.3

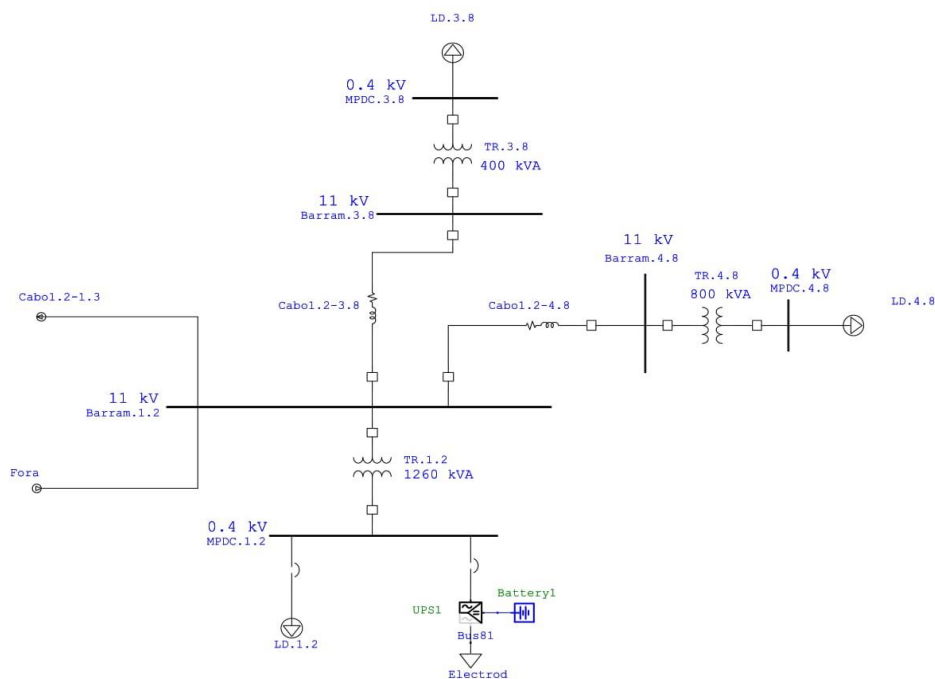


Figura A4 - 72b: Sub-Rede integrada na Rede CFM-Porto com SE-1.2

Anexo 5

Tabela A5-73: Relatório dos dados de entrada das cargas

Projeto:	Fluxo de Potencia Rede CFM-sul	<b>ETAP</b>	Guia:
Localidade:	Maputo	12.6.001	Data:
Contrato:	Trabalho de Licenciatura		SN:
Engenheiro:	Arquimedes Chauque	Estado de Caso: LF	Revisão:
Arquivo:	Rede de Media 11kV----		Config.:

**Dados de Entrada das Barras**

Barra		Tensão Inicial			Carga					
					kVA Constante		Z Constante		I Constante	
ID	kV	Sub-sist	Mag. %	Âng.	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr
CFM.3.2	0.400	1	100.0	0.0			0.035	0.026		
CFM.3.3	0.400	1	100.0	0.0			0.181	0.136		
CFM.3.4	0.400	1	100.0	0.0			0.144	0.108		
CFM.3.5	0.400	1	100.0	0.0			0.238	0.083		
CFM.3.6	0.400	1	100.0	0.0			0.138	0.104		
CFM.3.9	0.400	1	100.0	0.0			0.068	0.035		
CFM. 4.1	0.400	1	100.0	0.0			0.087	0.069		
MPDC M	0.400	1	100.0	0.0			0.109	0.082		
MPDC.1.2	0.400	1	100.0	0.0			0.384	0.288		
MPDC.1.3	0.400	1	100.0	0.0			0.086	0.064		
MPDC.2.1	0.400	1	100.0	0.0	0.099	0.074	0.107	0.080		
MPDC.2.2	0.400	1	100.0	0.0	0.083	0.062	0.090	0.067		
MPDC.2.3	0.400	1	100.0	0.0			0.070	0.038		
MPDC.2.4	0.400	1	100.0	0.0			0.362	0.271		
MPDC.3.7	0.400	1	100.0	0.0			0.142	0.107		
MPDC.3.8	0.400	1	100.0	0.0			0.261	0.195		
MPDC.4.2	0.400	1	100.0	0.0	0.138	0.104	0.078	0.058		
MPDC.4.3	0.400	1	100.0	0.0			0.245	0.134		
MPDC.4.4	0.400	1	100.0	0.0			0.262	0.193		
MPDC.4.5	0.400	1	100.0	0.0			0.101	0.076		
MPDC.4.6	0.400	1	100.0	0.0			0.034	0.026		
MPDC.4.8	0.400	1	100.0	0.0			0.192	0.193		

Anexo 6

Tabela A6 – 74: Relatório dos dados de entrada dos cabos alimentadores

Project:	Trabalho de Licenciatura	<b>ETAP</b>	Page:
Location:	CFM-Sul	12.6.0H	Date:
Contract:	Estudante		SN:
Engineer:	Arquimedes Chauque	Study Case: LF	Revision: Base
Filename:	Rede de Media 11kV-----		Config.: Normal

Line/Cable Input Data

Line/Cable	Ohms or Siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)									
	ID	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y
				Adj. (m)	% Tol.					
Cable3.3-3.2	11MCUS3	95	900.1	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cable50	11MCUS3	95	338.9	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.1-1.3	11MCUS3	95	1417.0	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.1-2.1	11MCUS3	95	2699.9	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.1-3.5	11MCUS3	95	515.7	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.1-3.6	11MCUS3	95	89.0	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.1-3.9	11MCUS3	95	0.5	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.2-1.3	11MCUS3	25	1451.2	0.0	1	75	0.884149	0.129000		
Cabo1.2-3.8	11MCUS3	95	597.1	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.2-4.8	11MCUS3	95	513.0	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.3-2.4	11MCUS3	95	358.1	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.3-4.4	11MCUS3	95	339.2	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.3-4.5	11MCUS3	95	269.1	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo1.3-4.6	11MCUS3	95	285.0	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo2.1-2.2	11MCUS3	95	1200.0	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo2.1-3.7	11MCUS3	95	468.8	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo2.2-4.3	11MCUS3	95	700.1	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo3.2-4.1	11MCUS3	95	574.2	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo3.4-3.3	11MCUS3	95	890.0	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo3.5-3.4	11MCUS3	95	1071.1	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo3.6-2.3	11MCUS3	95	965.9	0.0	1	75	0.236536	0.102000		
Cabo4.3-4.2	11MCUS3	95	88.1	0.0	1	75	0.236536	0.102000		

Line / Cable resistances are listed at the specified temperatures.

Anexo 7

Tabela A7-75: Relatório das especificações dos transformadores utilizados no programa ETAP

Project:	Trabalho de Licenciatura	<b>ETAP</b>	Page:
Location:	CFM-Sul	12.6.0H	Date:
Contract:	Estudante		SN:
Engineer:	Arquimedes Chauque	Study Case: LF	Revision: Base
Filename:	Rede de Media 11kV-----		Config.: Normal

**2-Winding Transformer Input Data**

Transformer ID	Phase	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
		MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
TR.1.1A	3-Phase	10.000	33.000	11.000	7.00	15.50	0	0	0	0	0	7.0000	Dyn	0.000
TR.1.2	3-Phase	1.260	11.000	0.400	5.75	7.10	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
TR.1.3	3-Phase	0.400	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.2.1	3-Phase	0.800	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.2.2	3-Phase	0.800	11.000	0.400	5.75	5.79	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
TR.2.3	3-Phase	0.400	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.2.4	3-Phase	0.630	11.000	0.400	5.75	3.96	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
TR.3.2	3-Phase	0.125	11.000	0.400	3.70	3.60	0	0	0	0	0	3.7000	Dyn	0.000
TR.3.3	3-Phase	0.400	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.3.4	3-Phase	0.400	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.3.5	3-Phase	1.890	11.000	0.400	5.75	7.10	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
TR.3.6	3-Phase	0.250	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.3.7	3-Phase	0.630	11.000	0.400	5.75	3.96	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
TR.3.8	3-Phase	0.400	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.3.9	3-Phase	0.125	11.000	0.400	3.70	3.60	0	0	0	0	0	3.7000	Dyn	0.000
TR.4.1	3-Phase	0.125	11.000	0.400	3.70	3.60	0	0	0	0	0	3.7000	Dyn	0.000
TR.4.2	3-Phase	2500.000	11.000	0.400	6.75	50.00	0	0	0	0	0	6.7500	Dyn	0.000
TR.4.3	3-Phase	0.400	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.4.4	3-Phase	0.630	11.000	0.400	5.75	3.96	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
TR.4.5	3-Phase	1.000	11.000	0.400	5.75	5.79	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
TR.4.6	3-Phase	0.400	11.000	0.400	5.20	5.10	0	0	0	0	0	5.2000	Dyn	0.000
TR.4.8	3-Phase	0.800	11.000	0.400	5.75	5.79	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
TR.MB	3-Phase	0.630	11.000	0.400	5.75	3.96	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000



Anexo 8

Tabela A8 - 76: Relatório das especificações das impedâncias de cabos e transformadores utilizados no programa ETAP

Project:	Trabalho de Licenciatura	<b>ETAP</b>	Page:
Location:	CFM-Sul	12.6.0H	Date:
Contract:	Estudante		SN:
Engineer:	Arquimedes Chauque	Study Case: LF	Revision: Base
Filename:	Rede de Media 11kV-----		Config.: Normal

**Branch Connections**

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
TR.1.1A	2W XFMR	C F M 1	Barram.1.1A	4.51	69.85	70.00	
TR.1.2	2W XFMR	Barram.1.2	MPDC.1.2	63.66	451.89	456.35	
TR.1.3	2W XFMR	Barram.1.3	MPDC.1.3	250.14	1275.71	1300.00	
TR.2.1	2W XFMR	Barram.2.1	MPDC.2.1	125.07	637.85	650.00	
TR.2.2	2W XFMR	Barram.2.2	MPDC.2.2	122.33	708.26	718.75	
TR.2.3	2W XFMR	Barram.2.3	MPDC.2.3	250.14	1275.71	1300.00	
TR.2.4	2W XFMR	Barram.2.4	MPDC.2.4	223.46	884.92	912.70	
TR.3.2	2W XFMR	Barram.3.2	CFM.3.2	792.23	2852.01	2960.00	
TR.3.3	2W XFMR	Barram.3.3	CFM.3.3	250.14	1275.71	1300.00	
TR.3.4	2W XFMR	Barram.3.4	CFM.3.4	250.14	1275.71	1300.00	
TR.3.5	2W XFMR	Barram.3.5	CFM.3.5	42.44	301.26	304.23	
TR.3.6	2W XFMR	Barram.3.6	CFM.3.6	400.22	2041.13	2080.00	
TR.3.7	2W XFMR	Barram.3.7	MPDC.3.7	223.46	884.92	912.70	
TR.3.8	2W XFMR	Barram.3.8	MPDC.3.8	250.14	1275.71	1300.00	
TR.3.9	2W XFMR	Barram.3.9	CFM.3.9	792.23	2852.01	2960.00	
TR.4.1	2W XFMR	Barram.4.1	CFM.4.1	792.23	2852.01	2960.00	
TR.4.2	2W XFMR	Barram.4.2	MPDC.4.2	0.01	0.27	0.27	
TR.4.3	2W XFMR	Barram.4.3	MPDC.4.3	250.14	1275.71	1300.00	
TR.4.4	2W XFMR	Barram.4.4	MPDC.4.4	223.46	884.92	912.70	
TR.4.5	2W XFMR	Barram.4.5	MPDC.4.5	97.86	566.61	575.00	
TR.4.6	2W XFMR	Barram.4.6	MPDC.4.6	250.14	1275.71	1300.00	
TR.4.8	2W XFMR	Barram.4.8	MPDC.4.8	122.33	708.26	718.75	
TR.MB	2W XFMR	Barram.MB	MPDC.MB	223.46	884.92	912.70	
Cable3.3-3.2	Cable	Barram.3.3	Barram.3.2	17.60	7.59	19.16	
Cable50	Cable	Barram.MB	Barram.3.7	6.63	2.86	7.22	
Cabo1.1-1.3	Cable	Barram.1.1A	Barram.1.3	27.70	11.95	30.17	
Cabo1.1-2.1	Cable	Barram.1.1A	Barram.2.1	52.78	22.76	57.48	
Cabo1.1-3.5	Cable	Barram.3.5	Barram.1.1A	10.08	4.35	10.98	
Cabo1.1-3.6	Cable	Barram.1.1A	Barram.3.6	1.74	0.75	1.89	
Cabo1.1-3.9	Cable	Barram.3.9	Barram.1.1B	0.01	0.00	0.01	
Cabo1.2-1.3	Cable	Barram.1.2	Barram.1.3	106.04	15.47	107.16	
Cabo1.2-3.8	Cable	Barram.3.8	Barram.1.2	11.67	5.03	12.71	
Cabo1.2-4.8	Cable	Barram.1.2	Barram.4.8	10.03	4.32	10.92	
Cabo1.3-2.4	Cable	Barram.1.3	Barram.2.4	7.00	3.02	7.62	
Cabo1.3-4.4	Cable	Barram.1.3	Barram.4.4	6.63	2.86	7.22	
Cabo1.3-4.5	Cable	Barram.1.3	Barram.4.5	5.26	2.27	5.73	
Cabo1.3-4.6	Cable	Barram.4.6	Barram.1.3	5.57	2.40	6.07	
Cabo2.1-2.2	Cable	Barram.2.2	Barram.2.1	23.46	10.12	25.55	
Cabo2.1-3.7	Cable	Barram.3.7	Barram.2.1	9.16	3.95	9.98	
Cabo2.2-4.3	Cable	Barram.4.3	Barram.2.2	13.69	5.90	14.90	
Cabo3.2-4.1	Cable	Barram.3.2	Barram.4.1	11.23	4.84	12.22	
Cabo3.4-3.3	Cable	Barram.3.4	Barram.3.3	17.40	7.50	18.95	
Cabo3.5-3.4	Cable	Barram.3.5	Barram.3.4	20.94	9.03	22.80	
Cabo3.6-2.3	Cable	Barram.2.3	Barram.3.6	18.88	8.14	20.56	
Cabo4.3-4.2	Cable	Barram.4.3	Barram.4.2	1.72	0.74	1.88	
CBS	Tie Break	Barram.1.1A	Barram.1.1B				



**Anexo 9**

Project:	Trabalho de Licenciatura	<b>ETAP</b>	Page:	1
Location:	CFM-Sul	12.6.0H	Date:	08-14-2017
Contract:	Estudante		SN:	
Engineer:	Arquimedes Chauque	Study Case: LF	Revision:	Base
Filename:	Rede de Media 11kV~~~~~		Config.:	Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design  
 Generation Category (1): Design  
 Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	2	0	46	48

	<u>XEMR2</u>	<u>XEMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	23	0	0	22	0	1	46

Method of Solution:	Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration:	99
Precision of Solution:	0.0001000
System Frequency:	50.00 Hz
Unit System:	Metric
Project Filename:	Rede de Media 11kV~~~~~
Output Filename:	C:\ETAP 1260\Rede de Media 11kV\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP P\2017.lfr

**Figura A9 - 77:** Relatório das condições gerais para os estudos de Fluxo de potência no programa ETAP

## Anexo 10

Tabela A10-78: Perfil de tensão e carga dos barramentos da rede no ano 2017

Bus ID	Nominal kV	Voltage	kW Loading	kvar Loading	Amp Loading
Barram.1.1A	11	97.95	3590	2637	238.7
Barram. 1.1B	11	97.95	63.826	33.811	3.87
Barram. 1.2	11	96.92	864	712	60.62
Barram. 1.3	11	97.26	1812	1410	123.9
Barram. 2.1	11	97.33	859	654	58.25
Barram. 2.2	11	97.19	599	420	39.52
Barram. 2.3	11	97.93	66.401	36.731	4.067
Barram. 2.4	11	97.23	327	257	22.45
Barram. 3.2	11	97.66	112	90.229	7.728
Barram. 3.3	11	97.68	279	220	19.08
Barram. 3.4	11	97.75	412	324	28.16
Barram. 3.5	11	97.87	639	392	40.21
Barram. 3.6	11	97.95	193	137	12.68
Barram. 3.7	11	97.3	233	179	15.85
Barram. 3.8	11	96.88	232	184	16.06
Barram. 3.9	11	97.95	63.826	33.811	3.87
Barram. 4.1	11	97.64	79.537	65.559	5.541
Barram. 4.2	11	97.11	211	160	14.34
Barram. 4.3	11	97.12	434	290	28.19
Barram. 4.4	11	97.24	239	183	16.23
Barram. 4.5	11	97.25	94.672	71.796	6.412
Barram. 4.6	11	97.26	32.119	24.245	2.172
Barram. 4.8	11	96.89	175	180	13.63
Barram. MB	11	97.29	102	77.327	6.888
CFM.3.2	0.4	96.68	32.272	24.169	60.2
CFM.3.3	0.4	95.57	165	124	312.3
CFM.3.4	0.4	96.07	133	99.674	249.6
CFM.3.5	0.4	97.52	226	78.857	354.2
CFM.3.6	0.4	95.37	126	94.589	237.9
CFM.3.9	0.4	96.46	63.395	32.261	106.4
CFM. 4.1	0.4	95.1	78.654	62.381	152.4
MPDC M	0.4	96.36	101	75.803	189.4
MPDC.1.2	0.4	95.02	453	332	853.6
MPDC.1.3	0.4	96.26	79.795	59.308	149.1
MPDC.2.1	0.4	94.82	196	147	372.1
MPDC.2.2	0.4	94.98	164	123	312.1
MPDC.2.3	0.4	97.29	66.251	35.965	111.8
MPDC.2.4	0.4	95.08	324	242	617.3
MPDC.3.7	0.4	96.08	131	98.781	246.6
MPDC.3.8	0.4	94.9	230	172	441.5
MPDC.4.2	0.4	96.69	211	159	394.2
MPDC.4.3	0.4	94.88	221	121	382.4
MPDC.4.4	0.4	95.04	237	174	446.4
MPDC.4.5	0.4	96.74	94.526	70.951	176.3
MPDC.4.6	0.4	96.86	32.076	24.026	59.72
MPDC.4.8	0.4	95.36	175	176	374.7

Adequada Precária Crítica

## Anexo 11

Tabela A11-79: Fluxo de potência nas linhas e transformadores no ano de 2017

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	% PF
Cable 1	Barram.1.1A	Barram. 2.1	866	657	79.65
Cable 2	Barram. 2.2	Barram. 2.1	429	321	80.07
Cable 2	Barram. 1.3	Barram.1.1A	1827	1417	79.03
Cable 3	Barram. 1.2	Barram. 1.3	867	714	77.23
Cable 4	Barram. 3.2	Barram. 4.1	79.55	65.564	77.17
Cable 5	Barram. 3.3	Barram. 3.2	112	90.246	77.87
Cable 6	Barram. 3.4	Barram. 3.3	279	221	78.42
Cable 7	Barram. 3.5	Barram. 3.4	412	324	78.63
Cable 8	Barram. 1.3	Barram. 4.5	94.68	71.8	79.68
Cable 9	Barram. 1.3	Barram. 4.4	239	183	79.41
Cable 10	Barram. 1.3	Barram. 2.4	327	257	78.58
Cable 11	Barram. 4.6	Barram. 1.3	32.119	24.245	79.81
Cable 12	Barram. 1.2	Barram. 4.8	175	180	69.75
Cable 13	Barram. 3.8	Barram. 1.2	233	184	78.44
Cable 14	Barram. 4.3	Barram. 4.2	211	160	79.67
Cable 15	Barram. 4.3	Barram. 2.2	434	290	83.14
Cable 16	Barram. MB	Barram. 3.7	102	77.332	79.57
Cable 17	Barram. 3.7	Barram. 2.1	233	179	79.4
Cable 18	Barram. 2.3	Barram. 3.6	66.412	36.735	87.51
Cable 19	Barram. 3.9	Barram. 1.1B	63.826	33.811	88.37
Cable 20	Barram.1.1A	Barram. 3.6	193	137	81.57
Cable 21	Barram. 3.5	Barram.1.1A	640	392	85.25
TR.1.1A	C F M 1	Barram.1.1A	3597	2781	79.11
TR.1.2	Barram. 1.2	MPDC.1.2	456	348	79.49
TR.1.3	Barram. 1.3	MPDC.1.3	80.062	60.668	79.7
TR.2.1	Barram. 2.1	MPDC.2.1	197	155	78.62
TR.2.2	Barram. 2.2	MPDC.2.2	165	130	78.68
TR.2.3	Barram. 2.3	MPDC.2.3	66.401	36.731	87.5
TR.2.4	Barram. 2.4	MPDC.2.4	327	257	78.57
TR.3.2	Barram. 3.2	CFM.3.2	32.41	24.665	79.58
TR.3.3	Barram. 3.3	CFM.3.3	167	130	78.77
TR.3.4	Barram. 3.4	CFM.3.4	134	103	79.07
TR.3.5	Barram. 3.5	CFM.3.5	226	80.671	94.19
TR.3.6	Barram. 3.6	CFM.3.6	127	100	78.43
TR.3.7	Barram. 3.7	MPDC.3.7	132	101	79.26
TR.3.8	Barram. 3.8	MPDC.3.8	232	184	78.43
TR.3.9	Barram. 3.9	CFM.3.9	63.826	33.811	88.37
TR.4.1	Barram. 4.1	CFM. 4.1	79.537	65.559	77.17
TR.4.2	Barram. 4.2	MPDC.4.2	211	160	79.67
TR.4.3	Barram. 4.3	MPDC.4.3	222	130	86.39
TR.4.4	Barram. 4.4	MPDC.4.4	239	183	79.41
TR.4.5	Barram. 4.5	MPDC.4.5	94.672	71.796	79.68
TR.4.6	Barram. 4.6	MPDC.4.6	32.119	24.245	79.81
TR.4.8	Barram. 4.8	MPDC.4.8	175	180	69.74
TR.MB	Barram. MB	MPDC M	102	77.327	69.57

## Anexo 12

Tabela A12-80: Perfil de tensão e carga dos barramentos da rede no ano 2018

Bus ID	Nominal kV	Voltage	kW Loading	kvar Loading	Amp Loading
Barram. 1.1A	11	97.87	3676	2704	244.7
Barram. 1.1B	11	97.87	63.72	33.755	3.867
Barram. 1.2	11	96.87	888	734	62.44
Barram. 1.3	11	97.22	1682	1346	116.3
Barram. 2.1	11	97.1	1069	783	71.63
Barram. 2.2	11	96.91	621	436	41.1
Barram. 2.3	11	97.85	69.566	38.517	4.265
Barram. 2.4	11	97.19	326	257	22.44
Barram. 3.2	11	97.57	112	90.079	7.722
Barram. 3.3	11	97.6	278	220	19.07
Barram. 3.4	11	97.67	412	323	28.14
Barram. 3.5	11	97.79	640	393	40.33
Barram. 3.6	11	97.86	196	138	12.87
Barram. 3.7	11	97.07	244	187	16.6
Barram. 3.8	11	96.83	232	184	16.05
Barram. 3.9	11	97.87	63.72	33.755	3.867
Barram. 4.1	11	97.56	79.405	65.45	5.536
Barram. 4.2	11	96.82	219	167	14.93
Barram. 4.3	11	96.83	451	302	29.42
Barram. 4.4	11	97.2	250	192	17.02
Barram. 4.5	11	97.22	99.285	75.333	6.729
Barram. 4.6	11	97.22	33.687	25.439	2.279
Barram. 4.8	11	96.84	184	189	14.29
Barram. MB	11	97.06	106	80.814	7.211
CFM.3.2	0.4	96.59	32.218	24.129	60.15
CFM.3.3	0.4	96.89	165	124	312.1
CFM.3.4	0.4	95.99	133	99.508	249.4
CFM.3.5	0.4	97.44	228	80.4	357.8
CFM.3.6	0.4	96.29	125	94.432	237.7
CFM.3.9	0.4	96.38	63.29	32.207	106.3
CFM. 4.1	0.4	95.02	78.524	62.277	152.2
MPDC M	0.4	96.09	106	79.143	198.3
MPDC.1.2	0.4	94.9	470	344	885.9
MPDC.1.3	0.4	96.23	79.735	59.263	149
MPDC.2.1	0.4	94.51	201	151	383.7
MPDC.2.2	0.4	94.62	169	126	321.9
MPDC.2.3	0.4	97.17	69.401	37.675	117.3
MPDC.2.4	0.4	95.99	324	242	617.1
MPDC.3.7	0.4	95.8	137	103	258.1
MPDC.3.8	0.4	94.35	230	172	441.3
MPDC.4.2	0.4	96.38	219	165	410.6
MPDC.4.3	0.4	94.48	230	126	399.9
MPDC.4.4	0.4	94.9	248	183	468
MPDC.4.5	0.4	96.68	99.124	74.402	185
MPDC.4.6	0.4	96.8	33.64	25.198	62.67
MPDC.4.8	0.4	95.24	183	184	392.9

Adequada  Precária  Crítica

## Anexo 13

Tabela A13-78: Fluxo de potência e perdas nas linhas no ano de 2018

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	% PF
Cable 1	Barram.1.1A	Barram. 2.1	1079	787	80.77
Cable 2	Barram. 2.2	Barram. 2.1	623	436	81.87
Cable 2	Barram. 1.3	Barram.1.1A	1696	1352	78.18
Cable 3	Barram. 1.2	Barram. 1.3	892	736	77.15
Cable 4	Barram. 3.2	Barram. 4.1	79.417	65.455	77.17
Cable 5	Barram. 3.3	Barram. 3.2	112	90.095	77.87
Cable 6	Barram. 3.4	Barram. 3.3	278	220	78.42
Cable 7	Barram. 3.5	Barram. 3.4	412	323	78.63
Cable 8	Barram. 1.3	Barram. 4.5	99.294	75.337	79.66
Cable 9	Barram. 1.3	Barram. 4.4	250	192	79.35
Cable 10	Barram. 1.3	Barram. 2.4	327	257	78.5
Cable 11	Barram. 4.6	Barram. 1.3	33.688	25.439	79.8
Cable 12	Barram. 1.2	Barram. 4.8	184	189	75.71
Cable 13	Barram. 3.8	Barram. 1.2	232	184	78.44
Cable 14	Barram. 4.3	Barram. 4.2	219	167	79.65
Cable 15	Barram. 4.3	Barram. 2.2	451	302	83.09
Cable 16	Barram. MB	Barram. 3.7	106	80.819	79.55
Cable 17	Barram. 3.7	Barram. 2.1	244	187	79.37
Cable 18	Barram. 2.3	Barram. 3.6	69.578	38.523	87.49
Cable 19	Barram. 3.9	Barram. 1.1B	63.72	33.755	88.37
Cable 20	Barram.1.1A	Barram. 3.6	196	138	81.67
Cable 21	Barram. 3.5	Barram.1.1A	641	393	85.23
TR.1.1A	C F M 1	Barram.1.1A	3685	2856	79.01
TR.1.2	Barram. 1.2	MPDC.1.2	472	361	79.42
TR.1.3	Barram. 1.3	MPDC.1.3	80.001	60.622	79.67
TR.2.1	Barram. 2.1	MPDC.2.1	203	160	78.54
TR.2.2	Barram. 2.2	MPDC.2.2	170	134	78.6
TR.2.3	Barram. 2.3	MPDC.2.3	69.566	38.517	87.49
TR.2.4	Barram. 2.4	MPDC.2.4	326	257	78.5
TR.3.2	Barram. 3.2	CFM.3.2	32.356	24.624	79.58
TR.3.3	Barram. 3.3	CFM.3.3	166	130	78.77
TR.3.4	Barram. 3.4	CFM.3.4	133	103	79.07
TR.3.5	Barram. 3.5	CFM.3.5	228	82.252	94.07
TR.3.6	Barram. 3.6	CFM.3.6	126	99.966	78.43
TR.3.7	Barram. 3.7	MPDC.3.7	138	106	79.23
TR.3.8	Barram. 3.8	MPDC.3.8	232	184	78.43
TR.3.9	Barram. 3.9	CFM.3.9	63.72	33.755	88.37
TR.4.1	Barram. 4.1	CFM. 4.1	79.405	65.45	77.17
TR.4.2	Barram. 4.2	MPDC.4.2	219	167	79.65
TR.4.3	Barram. 4.3	MPDC.4.3	232	135	86.33
TR.4.4	Barram. 4.4	MPDC.4.4	250	192	79.35
TR.4.5	Barram. 4.5	MPDC.4.5	99.285	75.333	79.66
TR.4.6	Barram. 4.6	MPDC.4.6	33.687	25.439	79.8
TR.4.8	Barram. 4.8	MPDC.4.8	184	189	69.7
TR.MB	Barram. MB	MPDC M	106	80.814	79.55

Anexo 14

One-Line Diagram - CFM-Sul (Load Flow Analysis)

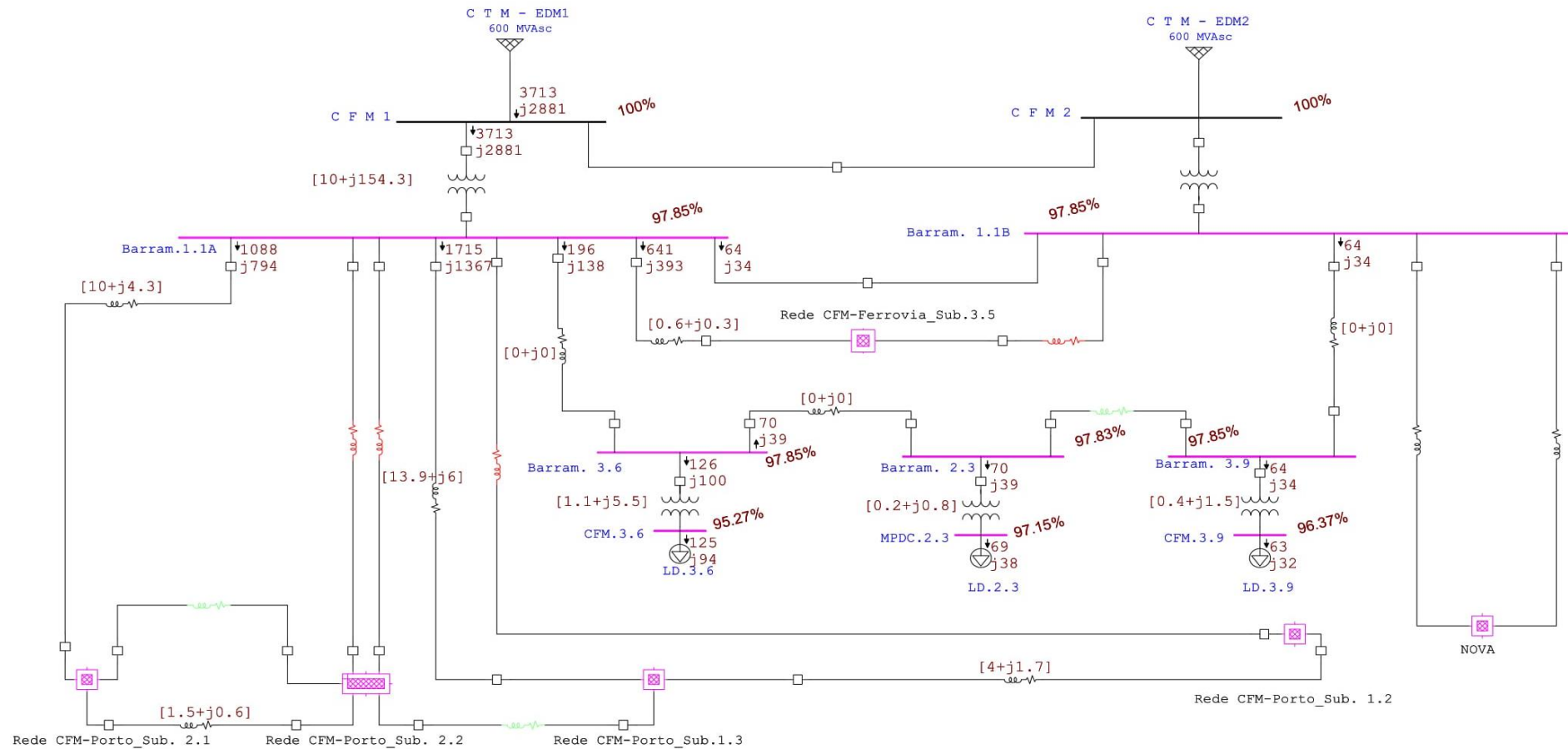


Figura A14 -82: Estado da rede no ano de 2018 antes da entrada da nova carga

Anexo 15

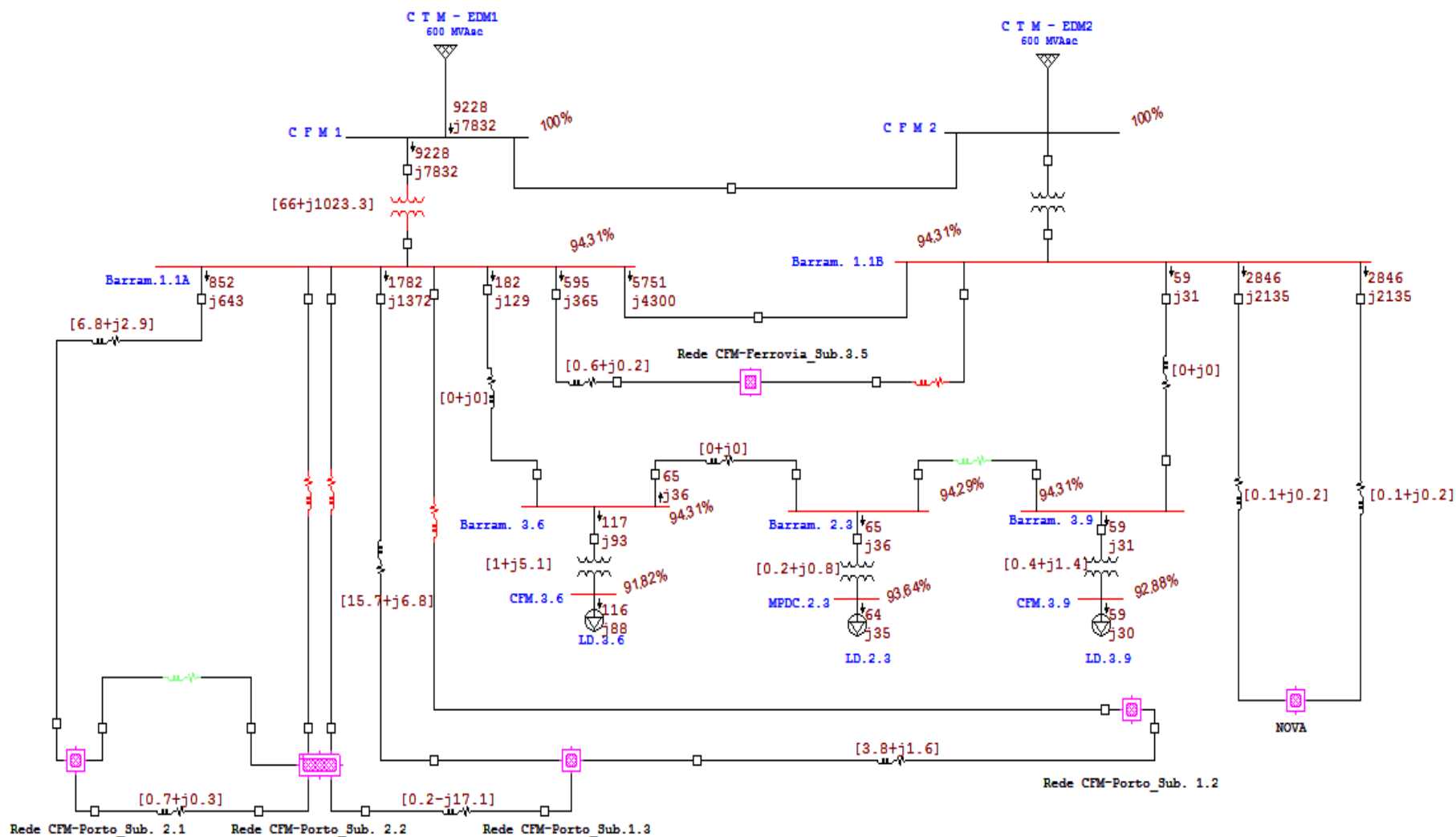


Figura A15-83: Estado da rede no ano de 2018 depois da entrada da nova carga

## Anexo 16

**Tabela A16-84:** Perfil da tensão e carga dos barramentos da rede com a proposta de entrada do transformador em paralelo 2018

Bus ID	Nominal kV	Voltage	kW Loading	kvar Loading	Amp Loading
Barram.1.1A	11	97.13	4846	3609	326.5
Barram. 1.1B	11	97.13	6100	4561	411.6
Barram. 1.2	11	96.13	876	724	62.07
Barram. 1.3	11	96.48	1677	1342	116.9
Barram. 2.1	11	96.35	1067	782	72.04
Barram. 2.2	11	96.16	620	436	41.38
Barram. 2.3	11	97.1	68.511	37.933	4.233
Barram. 2.4	11	96.44	337	266	23.35
Barram. 3.2	11	96.83	110	88.713	7.663
Barram. 3.3	11	96.86	274	217	18.92
Barram. 3.4	11	96.92	405	319	27.92
Barram. 3.5	11	97.04	631	387	40.02
Barram. 3.6	11	97.13	193	136	12.77
Barram. 3.7	11	96.32	240	184	16.47
Barram. 3.8	11	96.09	229	181	15.92
Barram. 3.9	11	97.12	62.754	33.243	3.838
Barram. 4.1	11	96.82	78.2	64.457	5.494
Barram. 4.2	11	96.07	220	167	15.1
Barram. 4.3	11	96.08	448	300	29.48
Barram. 4.4	11	96.45	246	189	16.89
Barram. 4.5	11	96.47	97.763	74.178	6.677
Barram. 4.6	11	96.47	33.171	25.049	2.261
Barram. 4.8	11	96.1	181	186	14.18
Barram. MB	11	96.32	104	79.571	7.156
Barram. N	11	97.12	6036	4527	407.8
CFM.3.2	0.4	95.86	31.73	23.763	59.69
CFM.3.3	0.4	95.77	163	122	309.7
CFM.3.4	0.4	95.26	131	97.999	247.5
CFM.3.5	0.4	96.69	224	79.181	355.1
CFM.3.6	0.4	94.56	123	92.999	235.9
CFM.3.9	0.4	95.65	62.33	31.719	105.5
CFM. 4.1	0.4	96.3	77.332	61.332	151.1
MPDC MB	0.4	95.34	104	77.927	196.8
MPDC.1.2	0.4	94.16	464	340	882.1
MPDC.1.3	0.4	95.44	82.353	61.209	155.2
MPDC.2.1	0.4	94.71	203	152	390.8
MPDC.2.2	0.4	94.83	171	128	327.8
MPDC.2.3	0.4	96.43	68.348	37.103	116.4
MPDC.2.4	0.4	94.69	334	250	642.1
MPDC.3.7	0.4	95.06	135	102	256.1
MPDC.3.8	0.4	94.13	226	169	437.9
MPDC.4.2	0.4	95.62	220	165	415.4
MPDC.4.3	0.4	93.75	226	124	396.8
MPDC.4.4	0.4	95.17	244	180	464.4
MPDC.4.5	0.4	95.94	97.604	73.261	183.6
MPDC.4.6	0.4	96.06	33.124	24.812	62.19
MPDC.4.8	0.4	94.5	180	181	389.9

Adequada Precária Crítica



## Anexo17

Tabela A17-85: Perfil de tensão e carga dos barramentos ano de 2019

Bus ID	Nominal kV	Voltage	kW Loading	kvar Loading	Amp Loading
Barram. 1.1A	11	97.09	4900	3653	330.4
Barram. 1.1B	11	97.09	6095	4558	411.4
Barram. 1.2	11	96.06	900	745	63.86
Barram. 1.3	11	96.42	1735	1391	121.1
Barram. 2.1	11	96.28	1115	819	75.42
Barram. 2.2	11	96.08	648	456	43.32
Barram. 2.3	11	97.07	71.679	39.724	4.431
Barram. 2.4	11	96.38	352	278	24.41
Barram. 3.2	11	96.8	110	88.646	7.66
Barram. 3.3	11	96.82	274	217	18.92
Barram. 3.4	11	96.89	405	318	27.91
Barram. 3.5	11	97	632	388	40.15
Barram. 3.6	11	97.08	196	138	12.97
Barram. 3.7	11	96.25	251	192	17.23
Barram. 3.8	11	96.02	228	181	15.91
Barram. 3.9	11	97.09	62.707	33.219	3.836
Barram. 4.1	11	96.78	78.142	64.409	5.492
Barram. 4.2	11	95.98	231	175	15.83
Barram. 4.3	11	95.99	469	315	30.86
Barram. 4.4	11	96.39	257	198	17.66
Barram. 4.5	11	96.41	102	77.619	6.989
Barram. 4.6	11	96.41	34.696	26.21	2.367
Barram. 4.8	11	96.03	189	195	14.83
Barram. MB	11	96.24	109	83.235	7.487
Barram_novo	11	97.08	6032	4524	407.6
CFM.3.2	0.4	95.82	31.706	23.745	59.67
CFM.3.3	0.4	94.73	162	122	309.6
CFM.3.4	0.4	95.22	131	97.926	247.4
CFM.3.5	0.4	96.65	226	80.77	358.9
CFM.3.6	0.4	94.53	123	92.93	235.8
CFM.3.9	0.4	95.61	62.284	31.695	105.5
CFM. 4.1	0.4	94.26	77.275	61.286	151
MPDC M	0.4	95.23	109	81.434	205.9
MPDC.1.2	0.4	94.02	480	352	913.9
MPDC.1.3	0.4	95.35	84.56	62.841	159.5
MPDC.2.1	0.4	93.51	212	159	409.4
MPDC.2.2	0.4	93.63	178	134	343.5
MPDC.2.3	0.4	96.36	71.501	38.815	121.9
MPDC.2.4	0.4	93.5	348	261	671.3
MPDC.3.7	0.4	94.93	141	106	268
MPDC.3.8	0.4	93.06	226	169	437.6
MPDC.4.2	0.4	95.52	230	173	435.3
MPDC.4.3	0.4	93.56	236	129	414.8
MPDC.4.4	0.4	94	255	188	485.7
MPDC.4.5	0.4	95.85	102	76.615	192.2
MPDC.4.6	0.4	95.98	34.645	25.951	65.1
MPDC.4.8	0.4	94.36	188	189	407.8

Adequada  Precária  Crítica

## Anexo 18

Tabela A18-86: Fluxo o potência na rede no ano de 2019

ID	From Bus	To Bus	kW Flow	kvar Flow	% PF
Cable 1	Barram. 1.1A	Barram. 2.1	1126	824	80.72
Cable 2	Barram. 2.2	Barram. 2.1	650	457	81.8
Cable 3	Barram. 1.3	Barram.1.1A	1750	1398	78.14
Cable 4	Barram. 1.2	Barram. 1.3	904	747	77.09
Cable 5	Barram. 3.2	Barram. 4.1	78.154	64.414	77.17
Cable 6	Barram. 3.3	Barram. 3.2	110	88.662	77.87
Cable 7	Barram. 3.4	Barram. 3.3	274	217	78.42
Cable 8	Barram. 3.5	Barram. 3.4	405	318	78.63
Cable 9	Barram. 1.3	Barram. 4.5	102	77.623	79.65
Cable 10	Barram. 1.3	Barram. 4.4	257	198	79.3
Cable 11	Barram. 1.3	Barram. 2.4	352	278	78.43
Cable 12	Barram. 4.6	Barram. 1.3	34.697	26.211	79.79
Cable 13	Barram. 1.2	Barram. 4.8	189	195	69.67
Cable 14	Barram. 3.8	Barram. 1.2	228	181	78.44
Cable 15	Barram. 4.3	Barram. 4.2	231	175	79.64
Cable 16	Barram. 4.3	Barram. 2.2	469	315	83.02
Cable 17	Barram. MB	Barram. 3.7	109	83.24	79.53
Cable 18	Barram. 3.7	Barram. 2.1	251	192	79.35
Cable 19	Barram. 2.3	Barram. 3.6	71.693	39.73	87.47
Cable 20	Barram. 3.9	Barram. 1.1B	62.707	33.219	88.37
Cable 21	Barram.1.1A	Barram. 3.6	196	138	81.76
Cable 22	Barram. 3.5	Barram.1.1A	633	389	85.21
CaboN1	Barram. 1.1B	Barram_novo	3016	2262	80
CaboN2	Barram. 1.1B	Barram_novo	3016	2262	80
TR. 1.1A	C F M 1	Barram.1.1A	4918	3930	78.12
TR. 1.1B	C F M 2	Barram. 1.1B	4918	3930	78.12
TR.1.2	Barram. 1.2	MPDC.1.2	483	370	79.36
TR.1.3	Barram. 1.3	MPDC.1.3	184.865	164.399	79.66
TR.2.1	Barram. 2.1	MPDC.2.1	214	169	78.46
TR.2.2	Barram. 2.2	MPDC.2.2	180	142	78.52
TR.2.3	Barram. 2.3	MPDC.2.3	71.679	39.724	87.47
TR.2.4	Barram. 2.4	MPDC.2.4	352	278	78.42
TR.3.2	Barram. 3.2	CFM.3.2	31.841	24.232	79.58
TR.3.3	Barram. 3.3	CFM.3.3	164	128	78.77
TR.3.4	Barram. 3.4	CFM.3.4	131	102	79.07
TR.3.5	Barram. 3.5	CFM.3.5	227	82.632	93.95
TR.3.6	Barram. 3.6	CFM.3.6	124	98.376	78.43
TR.3.7	Barram. 3.7	MPDC.3.7	142	109	79.2
TR.3.8	Barram. 3.8	MPDC.3.8	228	181	78.43
TR.3.9	Barram. 3.9	CFM.3.9	62.707	33.219	88.37
TR.4.1	Barram. 4.1	CFM. 4.1	78.142	64.409	77.17
TR.4.2	Barram. 4.2	MPDC.4.2	231	175	79.63
TR.4.3	Barram. 4.3	MPDC.4.3	238	140	86.26
TR.4.4	Barram. 4.4	MPDC.4.4	257	198	79.3
TR.4.5	Barram. 4.5	MPDC.4.5	102	77.619	79.65
TR.4.6	Barram. 4.6	MPDC.4.6	34.696	26.21	79.79
TR.4.8	Barram. 4.8	MPDC.4.8	189	195	69.66
TR.MB	Barram. MB	MPDC M	109	83.235	79.53

## Anexo 19

Tabela A19-87: Fluxo o potência nas linhas e transformadores da rede no ano 2019

Elemento	Barramento 1	Barramento 2	Carregamento(%)	Perdas	
				kW	kVAr
TR.1.1A	C FM1.	1.1A	56.3	17.7	276.8
TR.1.1B	C FM2	1.1A	56.3	17.7	276.8
Cabo	1.1	2.1	48	9.995	6.31
Cabo	2.1	2.2	25	2.063	8.631
Cabo	1.2	1.3	51.3	4.933	2.714
PTs_CFM_Ferrovia					
TR.2.3	2.3	MPDC.2.3	20.1	1.035	1.932
TR.3.6	3.6	CFM.3.6	63.2	1.083	5.529
TR.3.9	3.9	CFM.3.9	56.8	0.426	1.546
Rede_Porto_Sub.1.3					
Cabo	1.3	4.5	9.7	1.436	2.845
Cabo	1.3	4.4	10.3	0.987	1.87
Cabo	1.3	2.4	20.4	0.989	1.769
Cabo	1.3	4.6	8.9	0.102	0.977
TR.2.4	2.4	MPDC.2.4	68.1	3.878	8.116
TR.4.4	4.4	MPDC.4.4	48.8	2.438	9.299
TR.4.5	4.5	MPDC.4.5	13.2	0.614	1.831
TR.4.6	4.6	MPDC.4.6	12.1	0.986	1.184
Rede_Porto_Sub.1.2					
Cabo	1.2	4.8	9.4	1.314	4.891
Cabo	1.2	3.8	20.3	2.397	1.487
TR.1.2	1.2	MPDC.1.2	48.5	2.918	16.712
TR.3.8	3.8	MPDC.3.8	73.3	3.103	14.018
TR.4.8	4.8	MPDC.4.8	33.9	2.114	6.046
Rede_Porto_Sub.2.2					
Cabo	4.3	4.2	6.1	0.906	0.703
Cabo	2.2	4.3	13.1	0.383	0.194
TR.2.2	2.2	MPDC.2.2	11.4	1.932	7.241
TR.4.3	4.3	MPDC.4.3	65.4	1.919	9.786
TR.4.2	4.2	MPDC.4.2	11.3	0.91	1.37
Rede_Porto_Sub.2.1					
Cabo	MB	3.7	9.1	0.676	0.214
Cabo	2.1	3.7	8.3	1.041	0.589
TR.3.7	3.7	MPDC.3.7	28.4	0.943	4.052
TR.2.1	2.1	MPDC.2.1	31.5	1.833	9.349
TR.MB	MB	MPDC.MB	18.7	0.645	1.987
Rede_CFM_Sub.3.5					
Cabo	3.5	1.1A	20.3	4.456	1.656
Cabo	3.5	3.4	12.3	4.694	12.923
Cabo	3.4	3.3	8.3	0.231	0.898
Cabo	3.3	3.2	3.4	0.382	0.736
Cabo	3.2	4.1	8.4	1.234	0.835
TR.3.5	3.5	CFM.3.5	19.4	0.956	3.914
TR.3.4	3.4	CFM.3.4	41.4	0.787	3.834
TR.3.3	3.3	CFM.3.3	51.7	1.171	5.973
TR.3.2	3.2	CFM.3.2	10	0.136	0.493
TR.4.1	4.1	CFM.4.1	80.2	1.881	3.176
Carga Nova					
Cabo	1.1A	B. novo	27.8	2.81	12.723
Cabo	1.1A	B. novo	27.8	2.81	12.723

Anexo 20

One-Line Diagram - CFM-Sul (Load Flow Analysis)

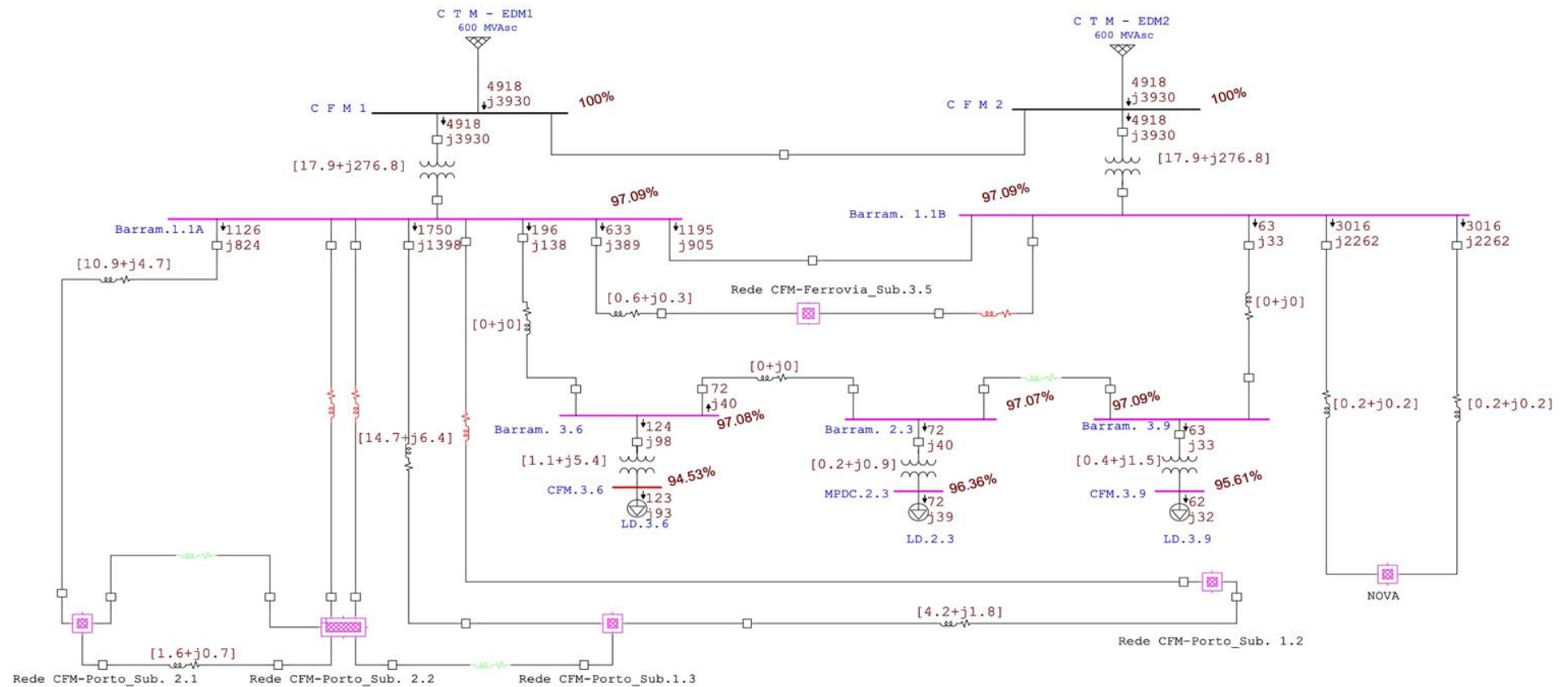


Figura A20 –88: Estado da rede no ano de 2019

## Anexo 21

Tabela A21-89: Perfil de tensão e carga dos barramentos ano de 2020

Bus ID	Nominal kV	Voltage	kW Loading	kvar Loading	Amp Loading
Barram.1.1A	11	97.05	4953	3695	334.2
Barram. 1.1B	11	97.05	6091	4554	411.3
Barram. 1.2	11	95.99	929	771	66.02
Barram. 1.3	11	96.36	1788	1436	124.9
Barram. 2.1	11	96.21	1166	858	78.96
Barram. 2.2	11	95.99	682	481	45.66
Barram. 2.3	11	97.03	75.483	41.879	4.669
Barram. 2.4	11	96.33	351	278	24.4
Barram. 3.2	11	96.76	110	88.581	7.657
Barram. 3.3	11	96.79	273	216	18.91
Barram. 3.4	11	96.85	405	318	27.9
Barram. 3.5	11	96.97	635	390	40.32
Barram. 3.6	11	97.05	200	140	13.2
Barram. 3.7	11	96.18	256	197	17.62
Barram. 3.8	11	95.95	228	180	15.9
Barram. 3.9	11	97.05	62.662	33.195	3.835
Barram. 4.1	11	96.75	78.085	64.361	5.49
Barram. 4.2	11	95.9	243	185	16.7
Barram. 4.3	11	95.9	493	332	32.51
Barram. 4.4	11	96.34	270	208	18.59
Barram. 4.5	11	96.35	108	81.763	7.363
Barram. 4.6	11	96.36	36.53	27.609	2.494
Barram. 4.8	11	95.96	199	205	15.61
Barram. MB	11	96.17	115	87.642	7.885
Barram_novo	11	97.05	6028	4521	407.5
CFM.3.2	0.4	95.79	31.683	23.728	59.64
CFM.3.3	0.4	94.7	162	122	309.5
CFM.3.4	0.4	95.19	130	97.854	247.3
CFM.3.5	0.4	96.61	229	82.686	363.5
CFM.3.6	0.4	94.49	123	92.862	235.7
CFM.3.9	0.4	95.58	62.239	31.672	105.5
CFM. 4.1	0.4	94.23	77.218	61.241	151
MPDC M	0.4	95.1	114	85.645	216.8
MPDC.1.2	0.4	93.86	499	366	952.1
MPDC.1.3	0.4	95.25	88.133	65.493	166.4
MPDC.2.1	0.4	93.29	223	167	431.8
MPDC.2.2	0.4	93.42	188	140	362.2
MPDC.2.3	0.4	96.29	75.285	40.869	128.4
MPDC.2.4	0.4	93.44	348	260	670.9
MPDC.3.7	0.4	94.85	141	106	267.8
MPDC.3.8	0.4	92.99	226	169	437.3
MPDC.4.2	0.4	95.4	243	182	459.2
MPDC.4.3	0.4	93.34	248	135	436.4
MPDC.4.4	0.4	93.82	268	197	511.2
MPDC.4.5	0.4	95.76	107	80.648	202.5
MPDC.4.6	0.4	95.9	36.474	27.321	68.59
MPDC.4.8	0.4	94.2	198	199	429.4

## Anexo22

Tabela A22-90 : Fluxo o potência nas linhas e transformadores da rede no ano 2020

Elemento	Barramento 1	Barramento 2	Carregamento(%)	Perdas	
				kW	kVAr
TR.1.1A	C FM1.	1.1A	64.3	18.345	283.8
TR.1.1B	C FM2	1.1A	66.3	18.345	283.8
Cabo	1.1	2.1	48	10.545	8.456
Cabo	2.1	2.2	30.1	2.993	9.631
Cabo	1.2	1.3	54.6	5.013	13.914
PTs_CFM_Ferrovia					
TR.2 .3	2.3	MPDC.2.3	20.3	1.035	1.932
TR.3.6	3.6	CFM.3.6	65	1.083	5.529
TR.3.9	3.9	CFM.3.9	56.9	0.626	1.846
Rede_Porto_Sub.1.3					
Cabo	1.3	4.5	10.7	1.687	3.145
Cabo	1.3	4.4	10.9	1.017	2.237
Cabo	1.3	2.4	21.7	1.019	2.169
Cabo	1.3	4.6	8.9	0.102	0.977
TR.2.4	2.4	MPDC.2.4	68.1	3.878	8.116
TR.4.4	4.4	MPDC.4.4	48.8	2.438	9.299
TR.4.5	4.5	MPDC.4.5	13.2	0.614	1.831
TR.4.6	4.6	MPDC.4.6	12.1	0.986	1.184
Rede_Porto_Sub.1.2					
Cabo	1.2	4.8	10.2	1.484	5.401
Cabo	1.2	3.8	20.1	2.097	0.987
TR.1.2	1.2	MPDC.1.2	46.2	2.398	16.618
TR.3.8	3.8	MPDC.3.8	73.2	2.953	12.018
TR.4.8	4.8	MPDC.4.8	32.4	1.924	5.246
Rede_Porto_Sub.2.2					
Cabo	4.3	4.2	6.1	0.916	0.503
Cabo	2.2	4.3	13.1	0.383	0.194
TR.2.2	2.2	MPDC.2.2	11.4	1.932	7.241
TR.4.3	4.3	MPDC.4.3	65.4	1.919	9.786
TR.4.2	4.2	MPDC.4.2	11.3	0.91	1.37
Rede_Porto_Sub.2.1					
Cabo	MB	3.7	10.3	0.876	0.998
Cabo	2.1	3.7	9.4	0.921	0.403
TR.3.7	3.7	MPDC.3.7	28.4	0.943	3.013
TR.2.1	2.1	MPDC.2.1	33.5	1.833	9.349
TR.MB	MB	MPDC.MB	18.7	0.645	1.987
Rede_CFM_Sub.3.5					
Cabo	3.5	1.1A	20.3	4.457	1.687
Cabo	3.5	3.4	12.3	4.694	12.923
Cabo	3.4	3.3	8.3	0.231	0.898
Cabo	3.3	3.2	3.4	0.382	0.736
Cabo	3.2	4.1	8.4	1.234	0.835
TR.3.5	3.5	CFM.3.5	19.4	0.956	3.914
TR.3.4	3.4	CFM.3.4	41.4	0.787	3.834
TR.3.3	3.3	CFM.3.3	51.7	1.171	5.973
TR.3.2	3.2	CFM.3.2	10	0.136	0.493
TR.4.1	4.1	CFM. 4.1	80.2	1.881	3.176
Carga Nova					
Cabo	1.1A	B. novo	28.9	3.356	13.132
Cabo	1.1A	B. novo	28.9	3.356	13.132

Anexo 23

One-Line Diagram - CFM-Sul (Load Flow Analysis)

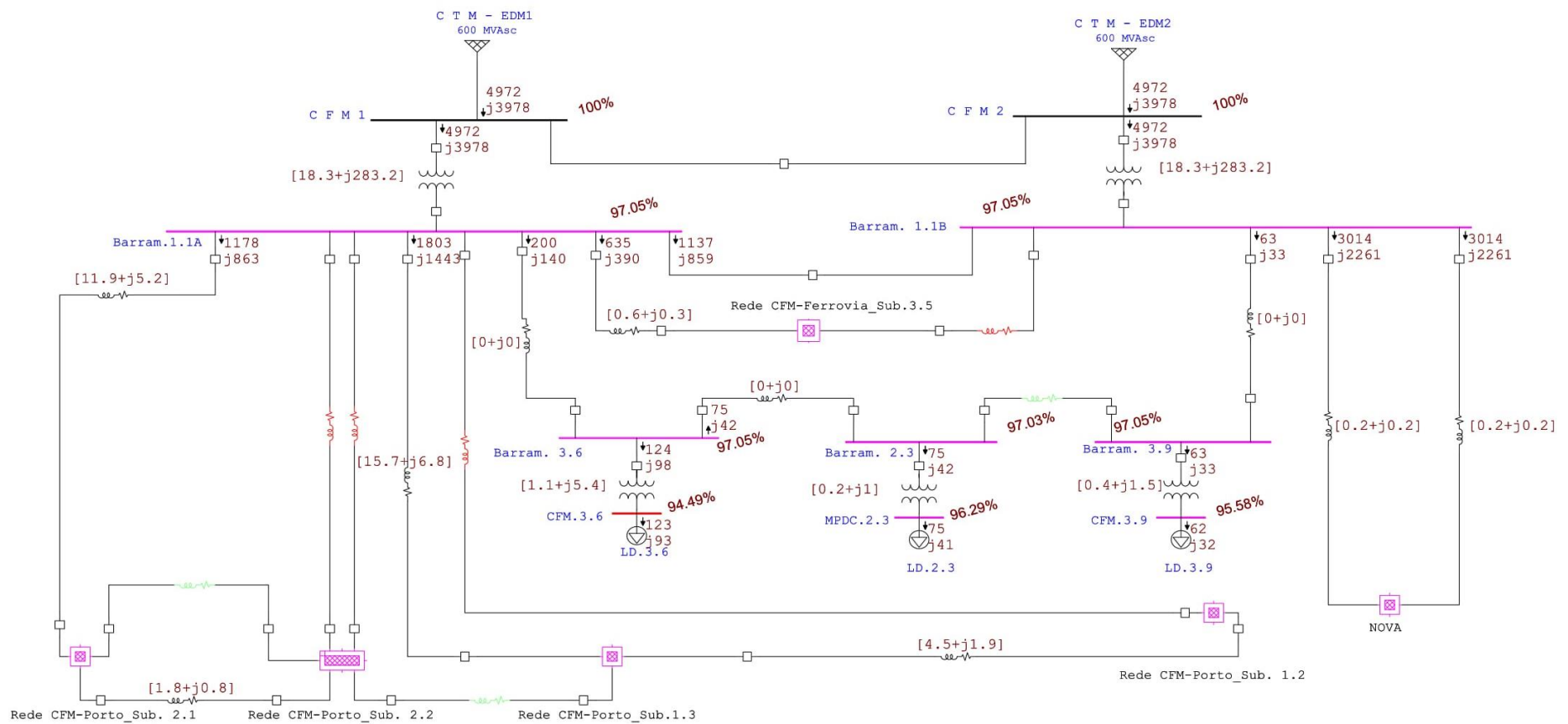


Figura A23-91: Estado da rede no ano de 2020

## Anexo 24

**Tabela A20-92:** Correntes de curto-circuito nos barramentos propostos para a instalação de Bancos de condensadores Shunt

$$\Delta[\%] = \frac{\text{Capacidade [kVAr]}}{S_{cc}[\text{kVA}]} \quad (\text{A24.29})$$

Local	$I_{cc}[\text{kA}]$
MPDC.1.2	48.35
MPDC.2.1	19.85
MPDC.2.2	17.83
MPDC.3.8	14.35
CFM.3.5	45.94

Barramentos	$U_n$ [kV]	$I_k$ [kA]	$S_k$ [MVA]
1.1	11	12.898	141.856
1.2	11	9.036	99.396
1.3	11	9.351	102.861
2.1	11	9.341	102.751
2.2	11	10.781	118.751
3.5	11	10.931	120.241
3.7	11	8.635	94.985
4.2	11	8.817	96.987
4.3	11	8.988	96.868
MB	11	7.866	86.526
Nova carga		10.901	119.911



## Anexo 25

Tabela A25-93: Perfil de tensão após a introdução dos bancos de condensadores

Bus ID	Nominal kV	Voltage	kW Loading	kvar Loading	Amp Loading
Barram.1.1A	11	97.67	5035	2923	312.9
Barram. 1.1B	11	97.67	6038	4673	410.3
Barram. 1.2	11	95.87	1037	213	57.95
Barram. 1.3	11	97.03	1959	76	113.7
Barram. 2.1	11	96.95	1201	407	68.64
Barram. 2.2	11	96.76	702	338	42.26
Barram. 2.3	11	97.65	76	42	4.659
Barram. 2.4	11	97	387	308	26.77
Barram. 3.2	11	97.4	114	92	7.895
Barram. 3.3	11	97.42	28	221	19.22
Barram. 3.4	11	97.49	413	324	28.27
Barram. 3.5	11	97.61	65	403	41.13
Barram. 3.6	11	97.67	202	142	13.24
Barram. 3.7	11	96.92	265	204	18.14
Barram. 3.8	11	95.84	279	59	15.59
Barram. 3.9	11	97.67	73	39	4.425
Barram. 4.1	11	97.38	81	67	5.69
Barram. 4.2	11	96.66	243	182	16.46
Barram. 4.3	11	96.66	0.506	338	33.05
Barram. 4.4	11	97.01	0.28	216	19.11
Barram. 4.5	11	97.03	108	82	7.358
Barram. 4.6	11	97.03	37	28	2.495
Barram. 4.8	11	95.84	206	213	16.23
Barram. MB	11	96.9	116	89	7.89
Barram_novo	11	97.04	5933	4643	407.5
CFM.3.2	0.4	96.41	33	24	60.67
CFM.3.3	0.4	95.32	164	124	311.5
CFM.3.4	0.4	95.81	132	99	248.9
CFM.3.5	0.4	98.75	235	488	791.5
CFM.3.6	0.4	95.1	125	94	237.2
CFM.3.9	0.4	95.97	72	37	121.7
CFM. 4.1	0.4	96.19	8	64	154.2
MPDC M	0.4	95.68	55	458	1079
MPDC.1.2	0.4	98.33	98	193	317.9
MPDC.1.3	0.4	97.37	231	284	543.1
MPDC.2.1	0.4	97.52	194	285	510.7
MPDC.2.2	0.4	96.91	76	41	128.1
MPDC.2.3	0.4	95.67	381	285	718.1
MPDC.2.4	0.4	95.52	149	112	281.9
MPDC.3.7	0.4	95.97	276	276	587.8
MPDC.3.8	0.4	96.66	243	182	452.7
MPDC.4.2	0.4	96.33	261	143	446.5
MPDC.4.3	0.4	95.84	277	204	517.7
MPDC.4.4	0.4	96.44	108	81	202.3
MPDC.4.5	0.4	96.57	36	28	68.61
MPDC.4.6	0.4	96.36	205	206	435.4
MPDC.4.8	0.4	95.83	115	87	217

## Anexo 26

Tabela A26-94: Tensões nas condições de contingências

Bus ID	Nominal kV	Contingencies (N-1)					
		2017		2020			
		1.1-1.3	1.1-2.1	1.1-1.3	1.1-2.1	Perda do Transformador	
						S/ bancos	c/ bancos
Barram. 1.1A	11	97.96	97.93	97.08	97.06	94.17	95.28
Barram. 1.1B	11	97.96	97.93	97.08	97.06	94.17	95.28
Barram. 1.2	11	94.35	96.58	93.08	95.56	93.06	93.48
Barram. 1.3	11	94.68	96.92	93.45	95.94	93.42	94.65
Barram. 2.1	11	96.06	96.36	94.96	95.3	93.48	94.56
Barram. 2.2	11	95.35	96.5	94.18	95.46	93.34	94.37
Barram. 2.3	11	97.94	97.91	97.06	97.04	94.15	95.26
Barram. 2.4	11	94.65	96.89	93.41	95.9	93.39	94.61
Barram. 3.2	11	97.67	97.64	96.79	96.77	93.89	95.01
Barram. 3.3	11	97.69	97.66	96.82	96.8	93.91	95.04
Barram. 3.4	11	97.76	97.73	96.88	96.86	93.98	95.11
Barram. 3.5	11	97.88	97.85	97	96.98	94.09	95.22
Barram. 3.6	11	97.96	97.93	97.08	97.06	94.16	95.28
Barram. 3.7	11	96.03	96.34	94.93	95.27	93.45	94.53
Barram. 3.8	11	94.31	96.54	93.05	95.53	93.02	93.45
Barram. 3.9	11	97.96	97.93	97.08	97.06	94.17	95.28
Barram. 4.1	11	97.66	97.63	96.78	96.76	93.87	95
Barram. 4.2	11	95.27	96.42	94.08	95.36	93.24	94.28
Barram. 4.3	11	95.27	96.42	94.09	95.37	93.25	94.28
Barram. 4.4	11	94.66	96.9	93.42	95.91	93.4	94.63
Barram. 4.5	11	94.68	96.91	93.44	95.93	93.41	94.64
Barram. 4.6	11	94.68	96.92	93.44	95.93	93.42	94.65
Barram. 4.8	11	94.32	96.55	93.05	95.53	93.03	93.45
Barram. MB	11	96.02	96.33	94.92	95.26	93.44	94.52
Barram_novo	11			97.08	97.06	94.16	94.72
CFM.3.2	0.4	96.69	96.66	95.82	95.8	92.94	94.05
CFM.3.3	0.4	95.59	95.56	94.73	94.71	91.88	92.99
CFM.3.4	0.4	96.08	96.05	95.22	95.2	92.36	93.47
CFM.3.5	0.4	97.53	97.5	96.64	96.62	93.74	96.33
CFM.3.6	0.4	95.38	95.35	94.52	94.5	91.69	92.77
CFM.3.9	0.4	96.47	96.44	95.61	95.59	92.74	93.62
CFM. 4.1	0.4	95.11	95.08	94.26	94.24	91.43	93.84
MPDC M	0.4	95.1	95.4	93.86	94.2	92.4	93.2
MPDC.1.2	0.4	92.48	94.68	90.99	93.44	90.97	95.88
MPDC.1.3	0.4	93.71	95.93	92.37	94.83	92.34	94.94
MPDC.2.1	0.4	93.54	93.85	92.04	92.38	90.56	95.08
MPDC.2.2	0.4	93.13	94.29	91.6	92.88	90.75	94.54
MPDC.2.3	0.4	97.3	97.27	96.32	96.3	93.43	93.32
MPDC.2.4	0.4	92.08	94.25	90.62	93.03	90.59	93.17
MPDC.3.7	0.4	94.83	95.13	93.62	93.96	92.17	93.58
MPDC.3.8	0.4	91.41	93.57	90.18	92.58	90.15	94.28
MPDC.4.2	0.4	94.84	95.99	93.58	94.87	92.74	93.95
MPDC.4.3	0.4	93.08	94.2	91.57	92.82	90.75	93.48
MPDC.4.4	0.4	92.53	94.71	90.98	93.4	90.95	94.07
MPDC.4.5	0.4	94.18	96.4	92.87	95.34	92.84	94.2
MPDC.4.6	0.4	94.29	96.52	93	95.48	92.97	93.96
MPDC.4.8	0.4	92.83	95.02	91.35	93.78	91.32	93.48

## Anexo 27

Tabela A27-95: Relatório geral das análises 2017 e 2018

Study ID	CFM-Sul
Study Case ID	LF2017
Data Revision	Base
Configuration	Normal
Loading Cat	Design
Generation Cat	Design
Diversity Factor	Normal Loading
Buses	49
Branches	47
Generators	0
Power Grids	2
Loads	28
Load-MW	3.597
Load-Mvar	2.781
Generation-MW	3.597
Generation-Mvar	2.781
Loss-MW	0.069
Loss-Mvar	0.265
Mismatch-MW	0
Mismatch-Mvar	0

Study ID	CFM-Sul
Study Case ID	LF2018
Data Revision	Base
Configuration	Normal
Loading Cat	Design
Generation Cat	Design
Diversity Factor	Normal Loading
Buses	49
Branches	47
Generators	0
Power Grids	2
Loads	28
Load-MW	3.713
Load-Mvar	2.881
Generation-MW	3.713
Generation-Mvar	2.881
Loss-MW	0.075
Loss-Mvar	0.293
Mismatch-MW	0
Mismatch-Mvar	0

## Anexo 28

Tabela A28-96: Relatório geral das análises 2019 e 2020

Study ID	CFM-Sul	Study ID	CFM-Sul
Study Case ID	LF2019	Study Case ID	LF2020
Data Revision	Base	Data Revision	Base
Configuration	Normal	Configuration	Normal
Loading Cat	Design	Loading Cat	Design
Generation Cat	Design	Generation Cat	Design
Diversity Factor	Normal Loading	Diversity Factor	Normal Loading
Buses	50	Buses	49
Branches	49	Branches	50
Generators	0	Generators	0
Power Grids	2	Power Grids	2
Loads	29	Loads	28
Load-MW	9.836	Load-MW	9.911
Load-Mvar	7.859	Load-Mvar	8.138
Generation-MW	9.836	Generation-MW	9.911
Generation-Mvar	7.859	Generation-Mvar	8.138
Loss-MW	0.104	Loss-MW	0.149
Loss-Mvar	0.68	Loss-Mvar	0.753
Mismatch-MW	0	Mismatch-MW	0
Mismatch-Mvar	0	Mismatch-Mvar	0

Anexo 29

Project: Trabalho de Licenciatura  
 Location: CFM-Sul  
 Contract: Estudante  
 Engineer: Arquimedes Chauque

ETAP  
 12.6.0H  
 Study Case: HA.CFM18d

Date: 08-14-2017  
 SN:  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Project File: C:\ETAP 1260\Rede de Média 11kV\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\Rede de Média 11kV-----  
 Output Report: CFM.2017

HARMONIC LOAD FLOW ANALYSIS

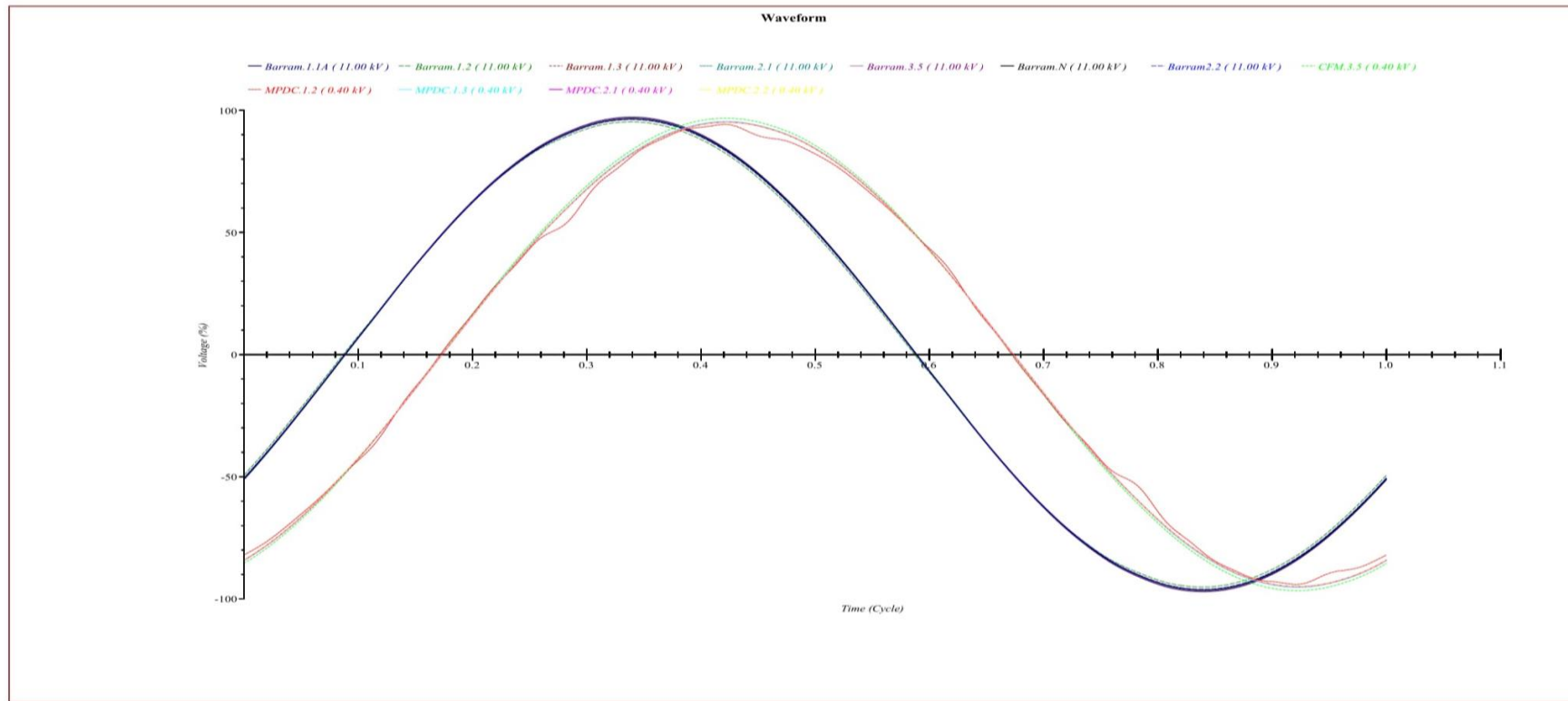


Figura A29.97: Características da onda de tensão MT e baixa de alguns pontos da rede (2018)

Anexo 30

Project: Trabalho de Licenciatura  
 Location: CFM-Sul  
 Contract: Estudante  
 Engineer: Arquimedes Chauque

ETAP  
 12.6.0H  
 Study Case: HA.CFM2018

Date: 08-14-2017  
 SN:  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Project File: C:\ETAP 1260\Rede de Media 11kV\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\Rede de Media 11kV-----  
 Output Report: CFM.2017

HARMONIC LOAD FLOW ANALYSIS

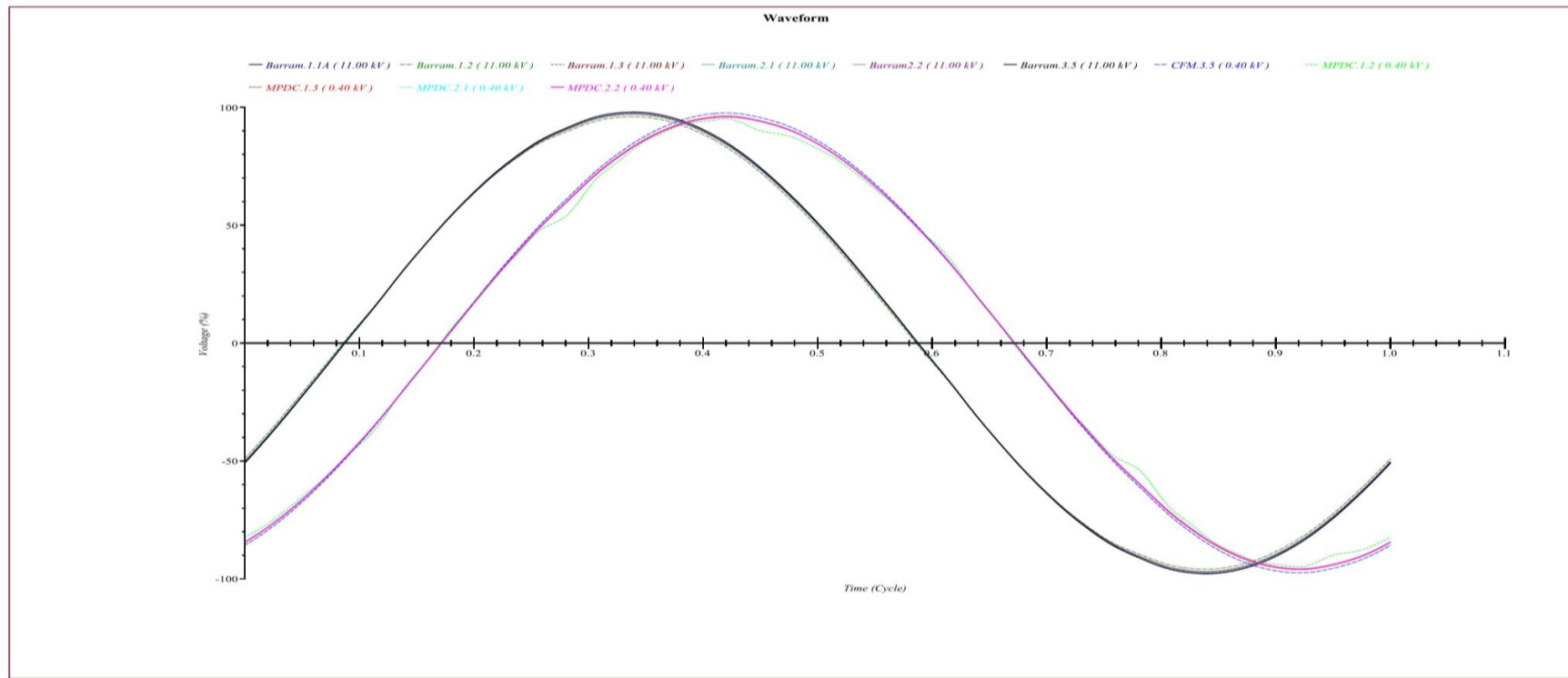


Figura A30-98: Características da onda de tensão MT e baixa de alguns pontos da rede (2018 depois da integração)

Anexo 31

Project: Trabalho de Licenciatura  
 Location: CFM-Sul  
 Contract: Estudante  
 Engineer: Arquimedes Chauque

ETAP  
 12.6.0H

Study Case: HA.CFM19

Date: 08-14-2017  
 SN:  
 Revision: Base  
 Config.: Normal

Project File: C:\ETAP 1260\Rede de Media 11kV\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\BACKUP\Rede de Media 11kV-----  
 Output Report: CFM.2017

HARMONIC LOAD FLOW ANALYSIS

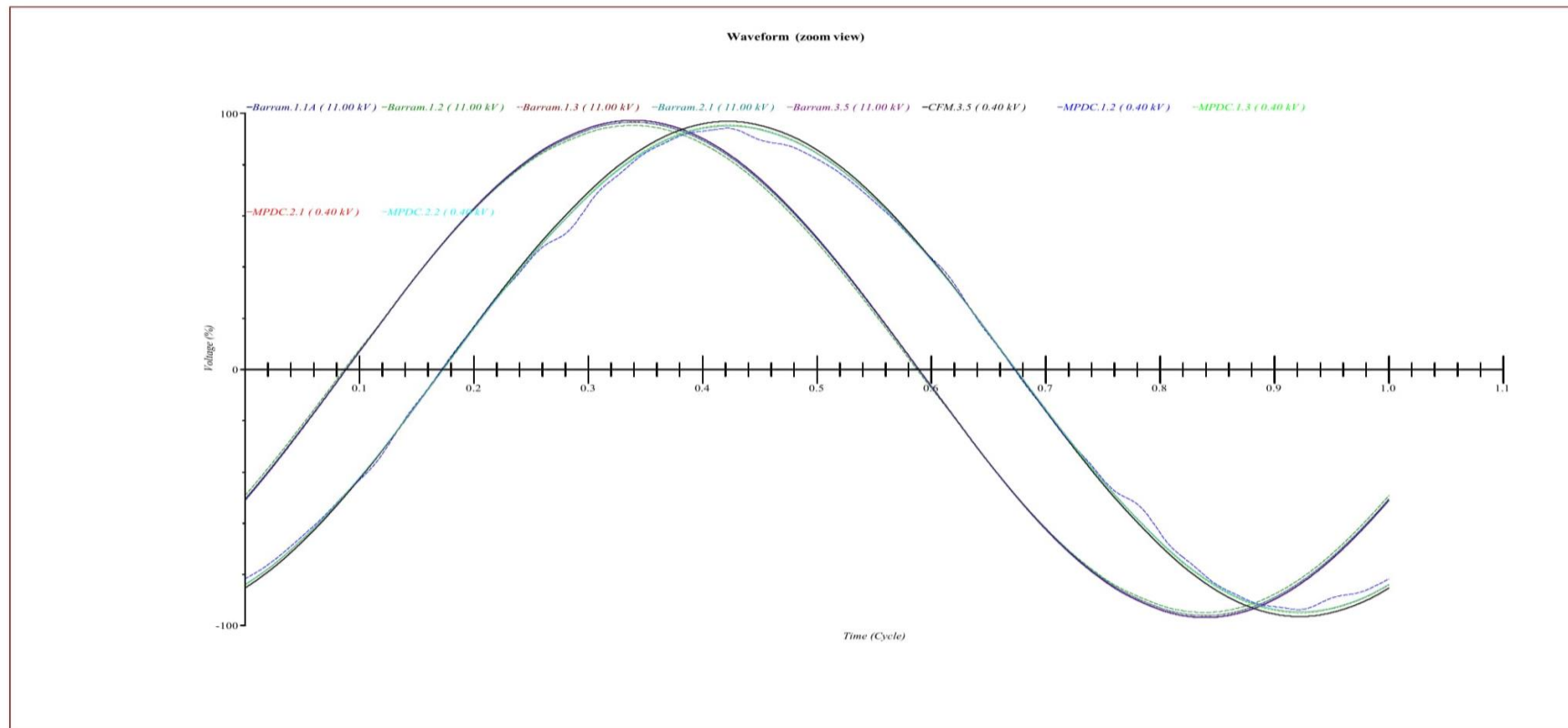


Figura A31-99: Características da onda de tensão MT e baixa de alguns pontos da rede (2019)

Anexo 32

Modelos de fontes não lineares da rede CFM sul

UPS\_CFM

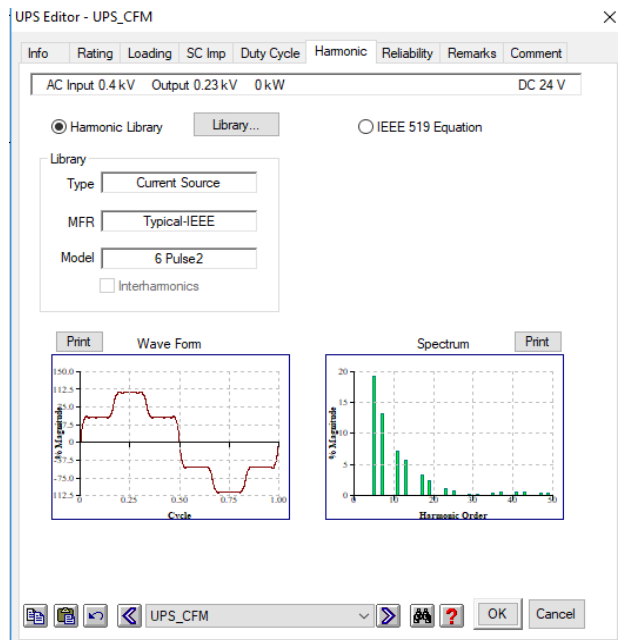


Figura A32a-100:Modelo das UPS

VFD\_CFM

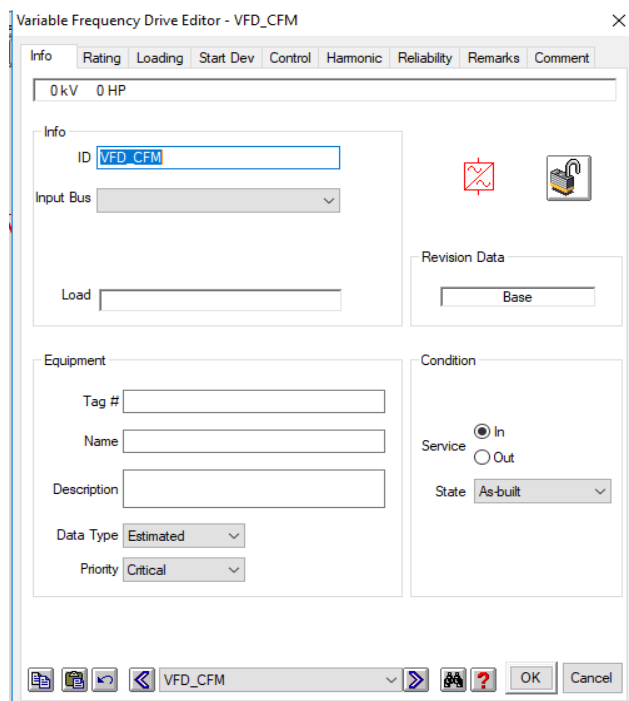
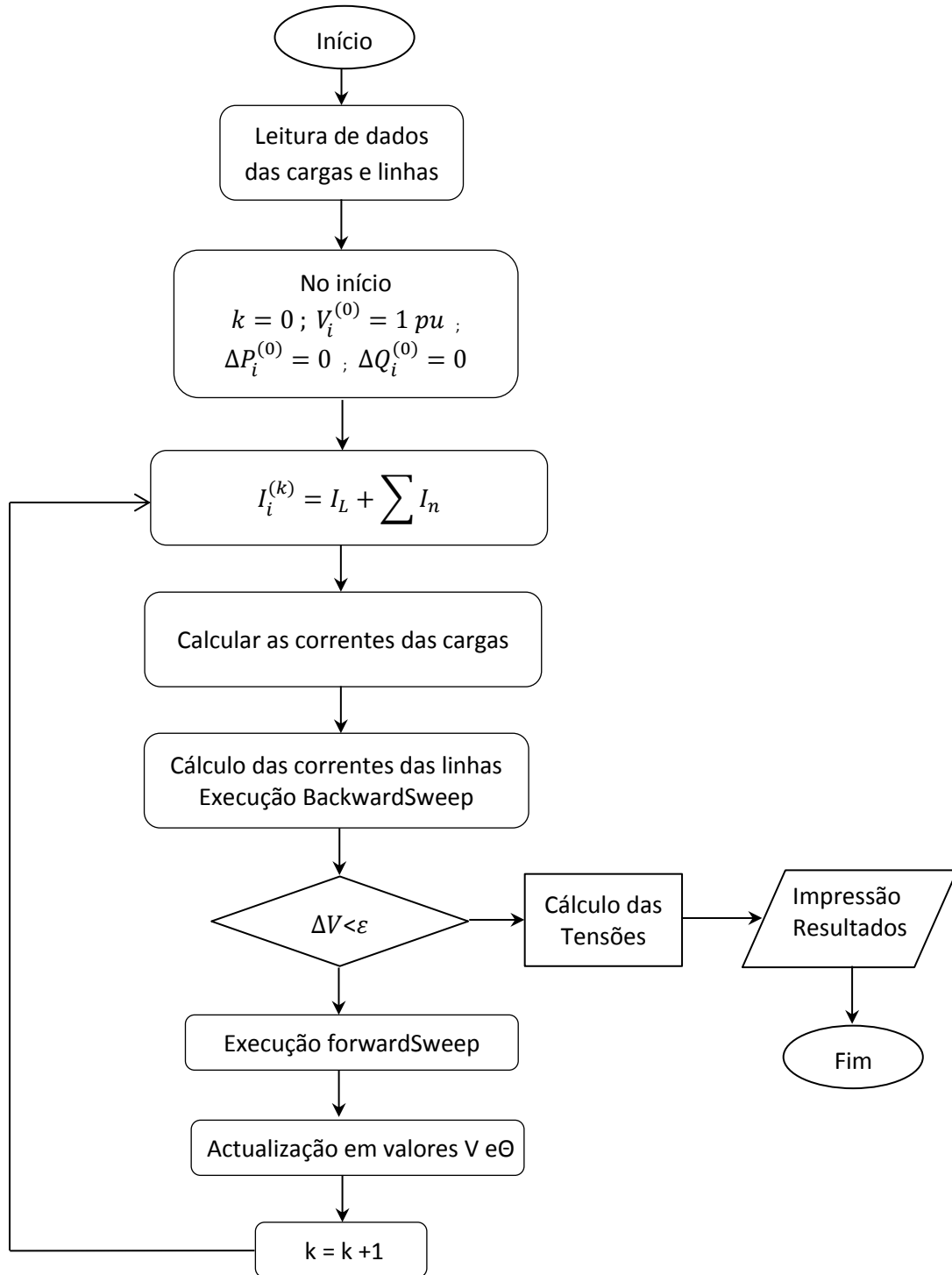


Figura A32b-100:Modelo do Inversores de frequência



Anexo 33

Fluxograma do algoritmo de BFS Soma das Correntes Proposto para operação no modo radial da rede dos CFM-sul



## Anexo 34

### A33-104:Código desenvolvido para o cálculo do fluxo de potência

```
clc;
clearall;
formatshort;
tic

br=length(l);
no=length(m);
MVA=100;
KV=11;
Zb=(KV^2)/MVA;
% Per unit Values
for i=1:br
R(i,1)=(l(i,4))/Zb;
X(i,1)=(l(i,5))/Zb;
end
for i=1:no
P(i,1)=(m(i,2))/(1000*MVA);
Q(i,1)=(m(i,3))/(1000*MVA);
end
R
X
P
Q
C=zeros(br,no)
for i=1:br
a=l(i,2);
b=l(i,3);
for j=1:no
if a==j
C(i,j)=-1;
end
if b==j
C(i,j)=1;
end
end
end
C
e=1;
for i=1:no
d=0;
for j=1:br
if C(j,i)==-1
d=1;
end
end
if d==0
endnode(e,1)=i;
e=e+1;
end
end
endnode
h=length(endnode);
for j=1:h
e=2;
```

```

f=endnode(j,1);
% while (f~=1)
for s=1:no
if (f~=1)
    k=1;
fori=1:br
if ((C(i,f)==1)&&(k==1))
    f=i;
    k=2;
end
end
    k=1;
fori=1:no
if ((C(f,i)==-1)&&(k==1));
f=i;
g(j,e)=i;
e=e+1;
k=3;
end
end
end
end
end
fori=1:h
g(i,1)=endnode(i,1);
end
g;
w=length(g(1,:))
fori=1:h
    j=1;
for k=1:no
for t=1:w
if g(i,t)==k
g(i,t)=g(i,j);
g(i,j)=k;
                j=j+1;
end
end
end
end
g;
for k=1:br
e=1;
for i=1:h
for j=1:w-1
if (g(i,j)==k)
if g(i,j+1)~=0
adjb(k,e)=g(i,j+1);
e=e+1;
else
adjb(k,1)=0;
end
end
end
end
end
adjb;
fori=1:br-1
for j=h:-1:1
for k=j:-1:2
ifadjb(i,j)==adjb(i,k-1)

```

```

adjb(i,j)=0;
end
end
end
end
adjb;
x=length(adjb(:,1));
ab=length(adjb(1,:));
fori=1:x
for j=1:ab
ifadjb(i,j)==0 && j~=ab
ifadjb(i,j+1)~=0
adjb(i,j)=adjb(i,j+1);
adjb(i,j+1)=0;
end
end
ifadjb(i,j)~=0
adjb(i,j)=adjb(i,j)-1;
end
end
end
adjb;
fori=1:x-1
for j=1:ab
adjcb(i,j)=adjb(i+1,j);
end
end
b=length(adjcb);

% voltage current program

fori=1:no
vb(i,1)=1;
end
for s=1:10
for i=1:no
nlc(i,1)=conj(complex(P(i,1),Q(i,1)))/(vb(i,1));
end
nlc;
fori=1:br
Ibr(i,1)=nlc(i+1,1);
end
Ibr;
xy=length(adjcb(1,:));
fori=br-1:-1:1
for k=1:xy
ifadjcb(i,k)~=0
u=adjcb(i,k);
%Ibr(i,1)=nlc(i+1,1)+Ibr(k,1);
Ibr(i,1)=Ibr(i,1)+Ibr(u,1);
end
end
end
Ibr;
fori=2:no
g=0;
for a=1:b
ifxy>1
ifadjcb(a,2)==i-1
u=adjcb(a,1);

```

```

vb(i,1)=(vb(u,1))-((Ibr(i-1,1))*complex((R(i-1,1)),X(i-1,1))));
g=1;
end
ifadjcb(a,3)==i-1
u=adjcb(a,1);
vb(i,1)=(vb(u,1))-((Ibr(i-1,1))*complex((R(i-1,1)),X(i-1,1))));
g=1;
end
end
end
if g==0
vb(i,1)=(vb(i-1,1))-((Ibr(i-1,1))*complex((R(i-1,1)),X(i-1,1))));
end
end
s=s+1;
end
nlc;
Ibr;
vb
vbp=[abs(vb) angle(vb)*180/pi]

toc;
for i=1:no
va(i,2:3)=vbp(i,1:2);
end
for i=1:no
va(i,1)=i;
end
va;

Ibrp=[abs(Ibr) angle(Ibr)*180/pi];
PL(1,1)=0;
QL(1,1)=0;

% losses
for f=1:br
Pl(f,1)=(Ibrp(f,1)^2)*R(f,1);
Ql(f,1)=X(f,1)*(Ibrp(f,1)^2);
PL(1,1)=PL(1,1)+Pl(f,1);
QL(1,1)=QL(1,1)+Ql(f,1);
end

Plosskw=(PL)*100000
Qlosskw=(QL)*100000
PL=(PL)*100000
QL=(QL)*100000

voltage = vbp(:,1)
angle = vbp(:,2)*(pi/180)

```

## Anexo 38

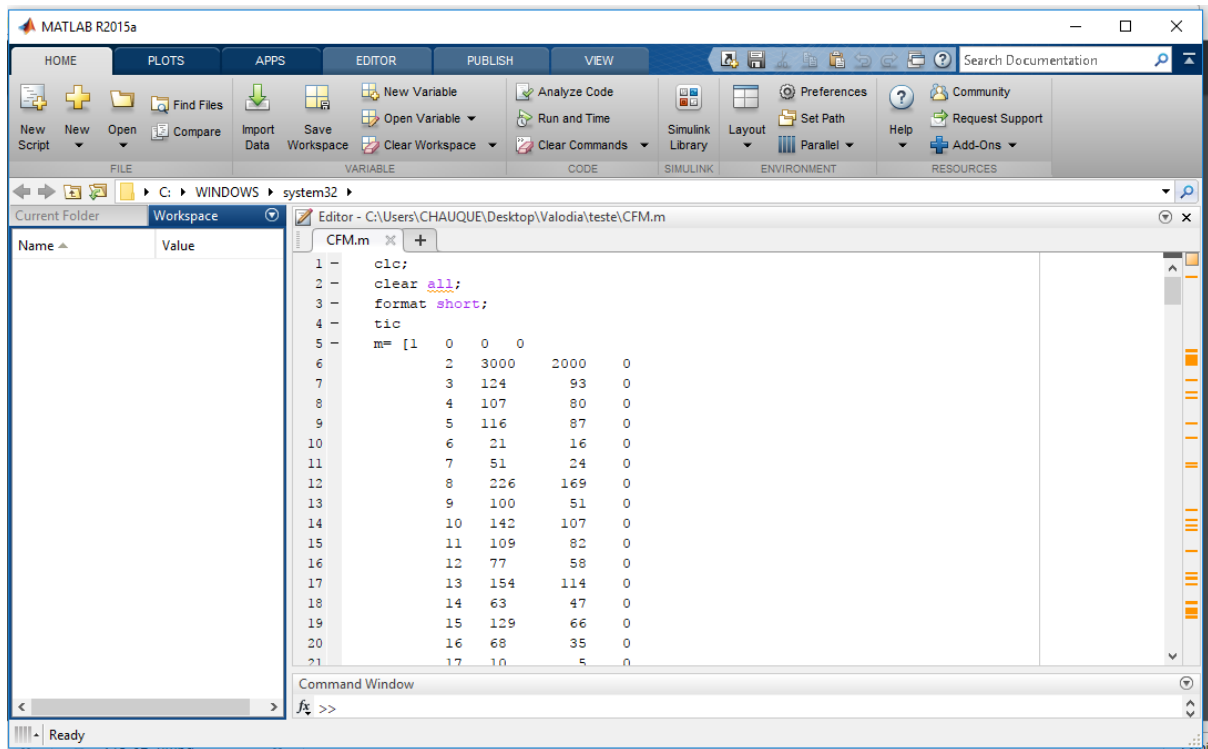


Figura A38-109: Plataforma MATLAB Works

## Anexo 39

Tabela A39-110: Especificações do gerador proposto

**PRIME 1600 ekW 2000 kVA**  
50 Hz 1500 rpm 11 000 Volts



### TECHNICAL DATA

Open Generator Set - - 1500 rpm/50 Hz/11 000 Volts	DM7939	
<b>Low Fuel Consumption</b>		
<b>Coolant to aftercooler</b> Coolant to aftercooler temp max	90 ° C	194 ° F
<b>Generator Set Package Performance</b> Genset Power rating @ 0.8 pf Genset Power rating with fan	2000 kVA 1600 ekW	
<b>Fuel Consumption</b> 100% load with fan 75% load with fan 50% load with fan	403.2 L/hr 305.9 L/hr 214.9 L/hr	106.5 Gal/hr 80.8 Gal/hr 56.8 Gal/hr
<b>Cooling System<sup>1</sup></b> Air flow (max @ rated speed for radiator arrangement) Engine Coolant capacity with radiator/exp. tank Engine coolant capacity Radiator coolant capacity	1543 m <sup>3</sup> /min 382.0 L 233.0 L 149.0 L	54491 cfm 100.9 gal 61.6 gal 39.4 gal
<b>Inlet Air</b> Combustion air Inlet flow rate	119.2 m <sup>3</sup> /min	4209.5 cfm
<b>Exhaust System</b> Exhaust stack gas temperature Exhaust gas flow rate Exhaust flange size (internal diameter) Exhaust system backpressure (maximum allowable)	508.9 ° C 327.7 m <sup>3</sup> /min 203.2 mm 6.7 kPa	948.0 ° F 11572.6 cfm 8.0 in 26.9 in. water
<b>Heat Rejection</b> Heat rejection to coolant (total) Heat rejection to exhaust (total) Heat rejection to aftercooler Heat rejection to atmosphere from engine Heat rejection to atmosphere from generator	662 kW 1514 kW 246 kW 150 kW 70.1 kW	37648 Btu/min 86101 Btu/min 13990 Btu/min 8530 Btu/min 3986.6 Btu/min
<b>Alternator<sup>2</sup></b> Motor starting capability @ 30% voltage dip Frame Temperature Rise	4399 skVA 2760 105 ° C	189 ° F
<b>Lube System</b> Sump refill with filter	401.3 L	106.0 gal
<b>Emissions (Nominal)<sup>3</sup></b> NOx mg/nm <sup>3</sup> CO mg/nm <sup>3</sup> HC mg/nm <sup>3</sup> PM mg/nm <sup>3</sup>	4385.5 mg/nm <sup>3</sup> 248.1 mg/nm <sup>3</sup> 52.7 mg/nm <sup>3</sup> 21.1 mg/nm <sup>3</sup>	

<sup>1</sup> For ambient and altitude capabilities consult your Cat dealer. Air flow restriction (system) is added to existing restriction from factory.  
<sup>2</sup> Generator temperature rise is based on a 40° C (104° F) ambient per NEMA MG1-32.

<sup>3</sup> Emissions data measurement procedures are consistent with those described in EPA CFR 40 Part 89, Subpart D & E and ISO8178-1 for measuring HC, CO, PM, NOx. Data shown is based on steady state operating conditions of 77°F, 28.42 in HG and number 2 diesel fuel with 35° API and LHV of 18,390 btu/lb. The nominal emissions data shown is subject to instrumentation, measurement, facility and engine to engine variations. Emissions data is based on 100% load and thus cannot be used to compare to EPA regulations which use values based on a weighted cycle.