



UNIVERSIDADE  
EDUARDO  
MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**TRABALHO DE LICENCIATURA**

**Título:  
ANÁLISE DO IMPACTO DE INTERLIGAÇÃO DA CENTRAL SOLAR DE MOCUBA  
COM A REDE ELÉCTRICA NACIONAL**

**AUTORA:**

SITOE, Iris Maria Rui

**SUPERVISOR:**

MSC. Eng.º Fernando Chachaia (UEM)

**Maputo, Outubro de 2022**



UNIVERSIDADE  
EDUARDO  
MONDLANE

**FACULDADE DE ENGENHARIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**TRABALHO DE LICENCIATURA**

**Título:**

**ANÁLISE DO IMPACTO DE INTERLIGAÇÃO DA CENTRAL SOLAR DE MOCUBA  
COM A REDE ELÉCTRICA NACIONAL**

**AUTORA:**

SITOE, Iris Maria Rui

**SUPERVISORES:**

MSC. Eng.º Fernando Chachaia (UEM)

**Maputo, Outubro de 2022**

## DEDICATÓRIA

O presente Trabalho de Licenciatura é dedicado aos meus pais, que incansavelmente  
batalham para tornar a minha formação possível,  
A todos que directa ou indirectamente apoiaram-me na realização deste trabalho.

## AGRADECIMENTOS

Os meus agradecimentos, endereçam-se em primeiro lugar, aos meus pais Rui Vasco Siteo (em memória) e Márcia Estela do Samuel Siteo e avôs Guilhermina Januário, Maria Jonas Muianga (em memória) e Alfredo José Samuel (em memória), que incansavelmente vêm me motivando e apoiando ao longo destes anos de aprendizado.

Endereço também os meus agradecimentos aos meus supervisores: Fernando Chachaia (por parte da UEM), Olga Utchavo Madeira e Gil Vilanculos (por parte da EDM), pela flexibilidade, disponibilidade e disposição, prontificação e paciência para supervisionar o presente trabalho.

Os meus agradecimentos também endereçam-se de modo especial por todo o apoio prestado aos Engenheiros, colegas, amigos e tios: Michel Nhaca, Venilson Nhabomba, Eucides Dgedge, Guilherme Major, Evandro Catine, Hélia Catine e João Catine.

Por último estendo os meus agradecimentos aos restantes membros da minha família como os meus irmãos (Cufasse e Guezefane Siteo), aos meus colegas e aos meus amigos que sempre apoiaram-me dando motivações para a conclusão desta etapa.

## EPÍGRAFE

*“A imaginação é mais importante que o conhecimento. Conhecimento auxilia por fora, mas só o amor socorre por dentro. Conhecimento vem, mas a sabedoria tarda.”*

[Albert Einstein]

## RESUMO

O presente trabalho apresenta o impacto da Central Solar de Mocuba (CESOM), na Rede Eléctrica Nacional de Transmissão (rede mãe), isto é, o comportamento da rede mãe estando interligada uma central “*on-grid*” fotovoltaica.

A Central Solar de Mocuba (CESOM) é a primeira central do tipo solar fotovoltaica de grande dimensão em Moçambique, na província da Zambézia, distrito de Mocuba e assim sendo, é importante que haja uma análise da sua eficiência e sustentabilidade para que se possa saber do contributo que este tipo de centrais pode ter no país, sendo que Moçambique, um país em vias de desenvolvimento, ainda apresenta dificuldades no que tange ao fornecimento e fiabilidade da energia Eléctrica.

A análise do impacto será realizada com o auxílio de pesquisas bibliográficas, recolha de dados e simulações computacionais.

Tendo a CESOM uma capacidade de produção de 40 MW, é esperado que esta possa melhorar o desempenho da rede Centro-Norte em termos de abrangência no fornecimento e fiabilidade e que a produção seja sustentável, sendo a energia solar fotovoltaica uma fonte renovável e limpa.

Embora a CESOM seja a primeira central do tipo fotovoltaica em Moçambique, implicando uma modalidade diferente de produção de energia, e predomine no país a produção de energia eléctrica a partir de Centrais Hidroeléctricas, é esperado que ao interligar-se uma central à rede, esta melhore o desempenho da rede em vários aspectos, não só fornecendo energia à regiões que ainda não beneficiem do fornecimento da energia eléctrica, mas também causando deste modo, o descongestionamento das linhas de transmissão, diminuindo a propensão do sistema à um “*blackout*”.

## ABSTRACT

The present work presents the *Central Solar de Mocuba (CESOM)*- Solar Power Plant of Mocuba impact in the National Electrical Transmission Network (main network), that is, the main network functioning, being connected to an on-grid photovoltaic power plant.

The Solar Power Plant of Mocuba is the first photovoltaic type power plant of a big dimension in Mozambique, in Zambezia Province, Mocuba district and in that way, it is important that it's efficiency and sustainability is analysed so that it is possible to know about the impact that this type of power plants can have in the country, being Mozambique, a country under development, and still experiences difficulties regarding the electric power supply and reliability.

The impact analysis will be done with the help of bibliographical research, data gathering and computational simulations.

Having CESOM a 40 MW production capacity, it is expected that this one is able to improve the Centre-North network potential in terms of range of supply and reliability and that the production is sustainable, being the solar energy a renewable and clean resource.

Despite CESOM is the first photovoltaic type power plant in Mozambique, entailing a different electrical power production type, and that prevails the electric power production from Hydroelectric power plants in the country, it is expected that interconnecting a power plant in the network, this one improves the network functioning in many aspects, not only supplying power to the regions that do not benefit from the electric power yet, but also causing this way, the transmission lines clearing, decreasing the system propension to a blackout.

# ÍNDICE

CAPÍTULO I- INTRODUÇÃO .....	1
1.1 Contextualização do tema de pesquisa .....	1
1.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA .....	2
1.3 OBJECTIVOS.....	3
1.3.1 Objectivo Geral .....	3
1.3.2 Objectivos Específicos .....	3
1.4 QUESTÕES DE PESQUISA.....	3
1.5 HIPÓTESE.....	3
1.6 JUSTIFICATIVA DA ESCOLHA DO TEMA.....	4
1.7 METODOLOGIA .....	4
CAPÍTULO II- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	5
2.1 Rede Eléctrica.....	5
2.1.1 Rede Nacional De Transporte De Energia Eléctrica (RNT) .....	5
2.1.2 Planta de Geração .....	6
2.1.3 Linha de Transmissão .....	7
2.1.4 Subestação .....	8
2.1.5 Carga.....	9
2.1.6 Consumidor .....	10
2.2 Funcionamento dos Sistemas de Energia Eléctrica .....	10
2.2.1 Características Das Cargas.....	10
2.2.2 Sobretensão .....	10
2.2.3 Efeito Coroa .....	11
2.2.4 Efeito <i>Ferranti</i> .....	11
2.3 Fontes Renováveis.....	11
2.3.1 Energia Renovável.....	11
2.3.2 Energia Solar .....	11
2.4 Sistemas Fotovoltaicos.....	12
2.5 Central Fotovoltaica .....	13
2.5.1 Pannel Solar .....	13
2.5.2 Inversor de Potência.....	14



2.5.3 Caixa/ Pannel de Interconexão .....	14
2.5.4 Contador Eléctrico.....	14
2.5 Eficiência e Sustentabilidade de Centrais Solares Fotovoltaicas .....	14
2.6 Estudos a Serem Realizados na Rede .....	15
2.6.1 Análise do Fluxo de Potência.....	15
2.6.2 Análise de Contingências.....	15
2.6.3 Análise de Perdas Eléctricas na Rede.....	16
2.6.4 Análise dos Níveis de Curto Circuito.....	16
CAPÍTULO III- DESCRIÇÃO DA CENTRAL SOLAR DE MOCUBA.....	16
3.1 Dados da Linha e Cabos entre a CESOM e a SE de Mocuba.....	18
CAPÍTULO IV- CARACTERIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE- REGIÃO CENTRO-NORTE .....	19
4.1 Linhas de Transmissão da Região Centro-Norte .....	20
4.2 Subestações da Região Centro-Norte .....	21
CAPÍTULO V- PROGRAMA USADO PARA A SIMULAÇÃO .....	23
CAPÍTULO VI- DESCRIÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE- REGIÃO CENTRO-NORTE SEM A INTEGRAÇÃO DA CESOM .....	24
6.1 Barramentos .....	25
6.2 Transformadores .....	28
6.3 Linhas .....	30
6.4 Centros de Geração (Alimentação da Rede).....	30
CAPÍTULO VII- DESCRIÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE- REGIÃO CENTRO-NORTE COM A INTEGRAÇÃO DA CESOM .....	32
7.1 Análise do Estado da Rede Interligada a CESOM.....	32
7.1.1 Barramentos.....	32
7.1.2 Transformadores .....	34
7.1.3 Linhas.....	36
7.1.4 Centros de Geração (Alimentação da Rede).....	38
7.2 Análise de Contingências.....	39
7.2.1 Análise de Contingências do tipo N-1 .....	39
7.2.2 Análise de Contingências do tipo N-2.....	49
7.3 Análise dos Níveis de Curto-circuito.....	53
7.4 Análise das Perdas na Rede .....	54

Conclusões .....	55
Recomendações .....	56
Referências Bibliográficas.....	57
Outra Bibliografia Consultada .....	59

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Rede Nacional de Transporte .....	6
Figura 2- Central Solar de Mocuba .....	18
Figura 3- Esquema Eléctrico da Rede Nacional de Transporte Centro-Norte.....	20
Figura 4- Simulação da Rede Centro-Norte no Programa ETAP .....	24

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Dados da Linhas .....	18
Tabela 2- Comprimento de Linhas- região Centro-Norte .....	20
Tabela 3- Parâmentos das Linhas da Região Centro-Norte .....	21
Tabela 4- Características das Subestações.....	22
Tabela 5- Equipamentos na Rede Centro-Norte .....	23
Tabela 6-Total de Equipamento na Rede Centro-Norte .....	23
Tabela 7- Níveis de Curto-Circuito .....	53
Tabela 8- Perdas Eléctricas .....	54

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

**CESOM-** Central Solar de Mocuba

**EDM-** Electricidade de Moçambique

**ETAP-** *Electrical Transient Analyzer Program* (ETAP), que significa na língua portuguesa “Programa Eléctrico Analisador Transiente”.

**GWh-** Gigawatt-hora

**HCB-** Hidroeléctrica de Cahora Bassa

**kV-** Kilovolts

**MW-** Megawatts

**RNT-** Rede Nacional de Transporte

**SE-** Subestação eléctrica

## LISTA DE UNIDADES

**GWh-** Gigawatt-hora- refere-se à quantidade de energia utilizada para alimentar uma carga com uma determinada potência num determinado intervalo de tempo.

**KV-** Quilovolt/ kilovolt- Unidade unidade de medida de diferença de potencial elétrico ou de força electromotriz do Sistema Internacional definida como a diferença de potencial entre dois pontos de um condutor eléctrico, que é o Volt, elevado ao cubo.

**MVA-** Megavolt-ampere- é a unidade de medida de potência aparente utilizada nos sistemas eléctricos de corrente alternada. Simboliza a potência total fornecida por uma determinada fonte. É a soma da potência activa e da potência reactiva que é o Volt-Ampère, elevado ao sêxtuplo.

**MW-** MegaWatt- é utilizado para medir a potência produzida por uma diferença de potencial elétrico, em volts (V), e a intensidade da corrente eléctrica, em amperes (A), que passa por um condutor. É equivalente a um joule por segundo. É a unidade de Potência elevado ao sêxtuplo.

## CAPÍTULO I- INTRODUÇÃO

### 1.1 Contextualização do tema de pesquisa

Moçambique possui um elevado potencial para a geração de energia eléctrica. Grande parte deste potencial pode, e deve ser usado para o alcance do objectivo estratégico do acesso universal a energia eléctrica para todos os moçambicanos até ao ano 2030.

O governo de Moçambique através do Fundo Nacional de energia (FUNAE) conduziram entre os anos 2011 a 2013 um estudo para o mapeamento dos recursos de energias renováveis existentes no país, a saber: energia solar, hídrica, biomassa, eólica e energia das ondas (FUNAE, 2013). Este estudo resultou na elaboração do Atlas de Energias Renováveis de Moçambique publicado no ano 2013.

Deste estudo, foi possível auferir que o país possui um potencial de cerca de 23 000 GW sendo que o recurso solar é o mais abundante com um potencial de 23000 GW, seguido pela energia hídrica (19 GW), eólica (5 GW), biomassa (2 GW) e geotérmica (0.1 GW). Deste potencial, aproximadamente 5 GW são identificados como projectos prioritários compreendendo 5.6 GW de energia hídrica, 1.1 GW eólica, 0.6 GW solar, 0.13 GW biomassa e 20 MW geotérmica.

No que se refere a energia solar, destacam-se dois tipos de tecnologia para a geração de energia eléctrica, nomeadamente: a energia solar fotovoltaica que se baseia no efeito fotovoltaico para a geração de corrente eléctrica e a energia solar térmica que usa colectores solares no ciclo de Rankine para o accionamento de turbinas a vapor.

O recurso solar tem sido predominantemente usado para a geração de energia eléctrica a partir de fontes renováveis, primeiro pela sua abundância comprovada no país, bem como pela sua facilidade de instalação e exploração em relação a outras fontes de energias renováveis.

A interligação de centrais renováveis à Rede Eléctrica Nacional (REN), constitui uma aposta para a diversificação da matriz energética do país. Estas centrais são construídas

e parametrizadas para a sua interligação à REN, pelo que no ano 2019 entrou em operação a central fotovoltaica de Mocuba com uma capacidade de 40 MWp.

O presente estudo tem como objecto a Central Solar Fotovoltaica de Mocuba (CESOM). O mesmo irá analisar o impacto desta central na REN, dado que pela sua natureza intermitente torna-se importante analisar o seu impacto tendo em conta as diversas condições de operação: regime estacionário, regime transitório, contingências e curto-circuito. Esta central está localizada no Município de Mocuba, na província da Zambézia, cobrindo uma área de 126 hectares e possuindo 123 070 módulos fotovoltaicos.

A CESOM está conectada à REN através de duas linhas de média tensão que interligam a Subestação de Mocuba que está ligada à Linha Centro-Norte. Esta subestação tem três níveis de tensão (220/110/33, kV) tendo capacidade total de 280 MVA.

## **1.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA**

Como foi referido na introdução, o país tem um elevado potencial energético e apresenta muitas regiões sem ligação de energia eléctrica. Mesmo com os esforços depreendidos pelo governo de Moçambique, continua sendo um desafio o fornecimento de energia eléctrica às Zonas Rurais. A Central de Mocuba está ligada a um barramento média tensão, e pela sua natureza intermitente, causa uma instabilidade na REN, pois esta tende a ter sobretensões devido à carga na região Centro-Norte, constituindo um desafio ter a rede a funcionar dentro dos parâmetros ideais. Assim sendo, torna-se necessário um estudo do impacto da interligação da mesma, por forma a analisar todos os aspectos técnicos relacionados a esta interligação, e por conseguinte, propor alternativas de solução.



## 1.3 OBJECTIVOS

### 1.3.1 Objectivo Geral

O presente trabalho tem como objectivo principal, estudo e análise o impacto da Central Solar de Mocuba na Rede Eléctrica Nacional.

### 1.3.2 Objectivos Específicos

O presente trabalho possui como objectivos específicos os seguintes:

- Análise do comportamento da rede estando interligada a Central Solar de Mocuba (fotovoltaica);
- Analise da eficiência de produção de energia eléctrica com base numa central fotovoltaica;
- Descrição do regime de funcionamento da Central Fotovoltaica de Mocuba;
- Analise da viabilidade técnica da Central Fotovoltaica de Mocuba, incluindo o estudo de perfil de tensão, perdas eléctricas e Curto-circuito;

## 1.4 QUESTÕES DE PESQUISA

- Qual é o comportamento da Rede Eléctrica Nacional (rede mãe), estando interligada a Central Fotovoltaica de Mocuba, assim como a eficiência e sustentabilidade da mesma central?

## 1.5 HIPÓTESE

Com a interligação da Central Solar de Mocuba (fotovoltaica) tem-se como hipótese o melhoramento da fiabilidade da REN, havendo um aumento da disponibilidade de energia na Rede Centro-Norte. Estando a eficiência de uma central solar fotovoltaica, dependente principalmente da radiação solar incidente na região e no tipo de células fotovoltaicas usadas nos painéis solares, a Central Fotovoltaica de Mocuba possui uma capacidade de produção de 40 MWp, produzindo 79 GWh anuais durante os 25 anos de vida útil.

## 1.6 JUSTIFICATIVA DA ESCOLHA DO TEMA

Apesar de o País possuir um potencial energético elevado, apresenta muitas regiões sem ligação de energia eléctrica, mesmo com os esforços depreendidos pelo governo, continua a ser problemático, fornecimento de energia eléctrica, sobretudo nas Zonas Rurais.

A escolha do presente tema foi feita com base no facto de ainda estar a decorrer o processo de electrificação do país, assim como de melhoria da fiabilidade da energia eléctrica fornecida, sendo importante saber o impacto da interconexão de uma central fotovoltaica na rede eléctrica nacional, de modo que se saiba até que ponto é tecnicamente viável a produção de energia por meio de painéis solares, neste caso a Central Solar de Mocuba, visto que a CESOM é a primeira de grande dimensão no país e pode ser usada para estudo de caso, uma vez que desta maneira torna-se possível levantar todos os constrangimentos técnicos e propor alternativas de solução.

## 1.7 METODOLOGIA

Para a realização do presente trabalho, será usada a seguinte metodologia:

- **Pesquisa Bibliográfica**– Será usada literatura que abordem tópicos relacionados com energia no geral e em particular energias renováveis;
- **Recolha de dados**– Na Direcção de Energias Renováveis da Electricidade de Moçambique (EDM) para obtenção de dados acerca da Central Solar de Mocuba e a rede nacional;
- **Simulações computacionais**– Por meio de ferramentas de cálculo computacional de redes eléctricas denominadas “*DigSILENT*” ou “*ETAP*” para a análise do comportamento da rede em relação à Central Solar de Mocuba (fotovoltaica).

## **CAPÍTULO II- REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 Rede Eléctrica**

Uma Rede Eléctrica é um sistema complexo projectado para o fornecimento de energia eléctrica ao consumidor. A Rede eléctrica é composta por três partes principais que são: a geração, a transmissão e a distribuição.

Na Rede Eléctrica, encontram-se componentes como:

- A planta de geração que compõem a geração;
- As linhas de transmissão que compõem a transmissão;
- A subestações e transformadores que compõem a transmissão e distribuição;
- O consumidor.

Para o presente caso de estudo, tem-se como planta de geração, a Central Solar de Mocuba (CESOM), fotovoltaica; como linhas de transmissão, linhas de média tensão que interligam a subestação de Mocuba à subestação de Quelimane; E como consumidor a região Centro-Norte de Moçambique.

#### **2.1.1 Rede Nacional De Transporte De Energia Eléctrica (RNT)**

A rede Nacional de Transporte é o conjunto de sistemas interligados que são utilizados para o transporte da energia eléctrica entre regiões nacionais (dentro do país) ou internacionais (fora do país) para a alimentação de redes, incluindo os sistemas de interligação entre redes, centrais ou centrais e redes.

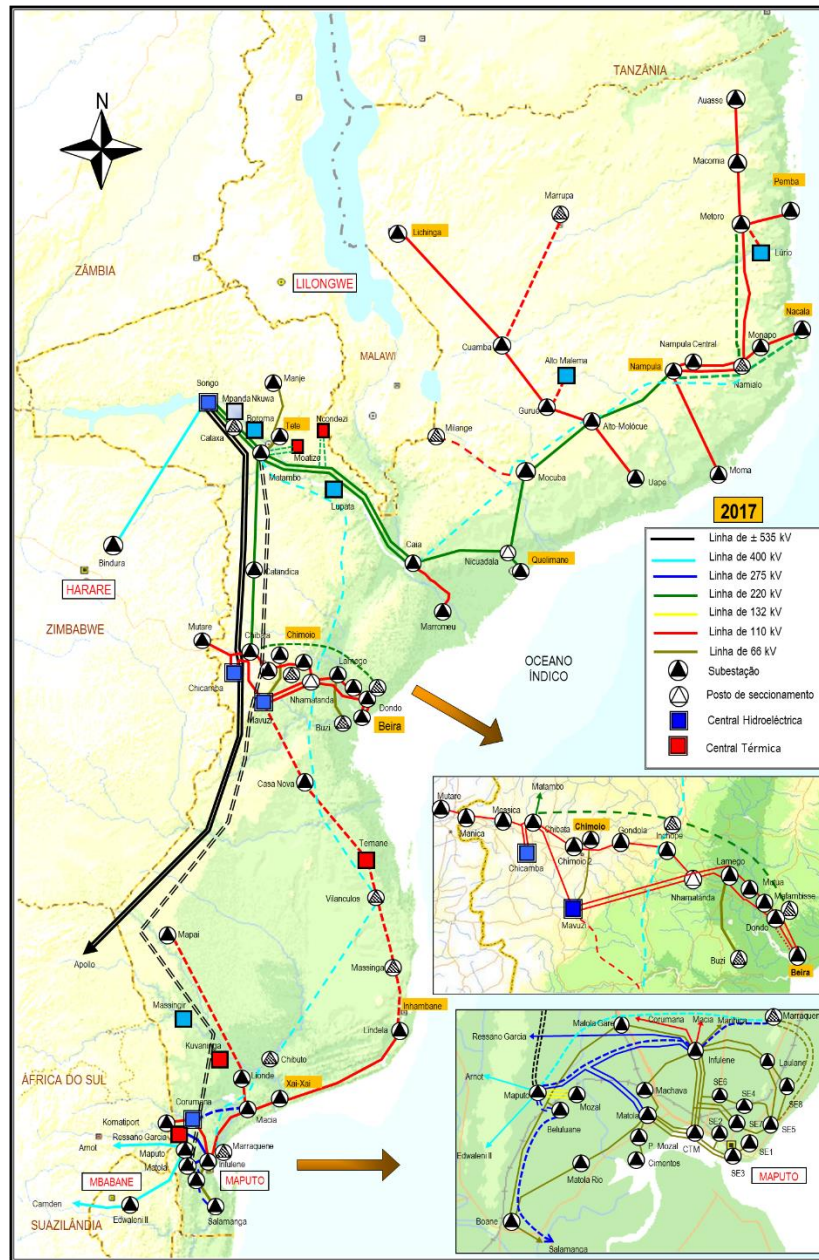


Figura 1- Rede Nacional de Transporte

Fonte: EDM

### 2.1.2 Planta de Geração

Uma planta de geração é o local onde estão instalados os equipamentos necessários para a produção de energia eléctrica.

De acordo com Gupta, o número de unidades de geração deve ser escolhido de forma que a capacidade da planta seja usada de forma eficiente e as unidades de geração devem suprir a variação da demanda da carga. (*“POWER PLANT ENGINEERING”*, 2012, p.243)

Considerando que as unidades de geração devem suprir a variação da demanda da carga, podemos ter unidades de geração de base e de pico, sendo que:

- **Unidade de Geração de Base-** é aquela que se encontra permanentemente em serviço na rede e desempenha um papel preponderante para que a rede esteja energizada, sendo concebida para poder suprir a demanda normal de carga;
- **Unidade de Geração Pico-** é aquela que é colocada em serviço temporariamente, em adição à unidade de geração de base, em casos de emergência, quando a unidade de geração de base não está capacitada a suprir a subida da demanda da carga, isto é, quando a unidade de geração não consegue suprir as situações de pico de carga na rede.

As unidades de Geração de Pico são ligadas durante a subida de demanda da carga e posteriormente desligadas quando a demanda reduz (estando a rede apta para funcionar alimentada apenas pela unidade de geração de base).

### 2.1.3 Linha de Transmissão

Uma linha de transmissão é a estrutura que é usada para transportar a energia eléctrica produzida na planta de geração até ao consumidor (utente da energia eléctrica).

A linha de transmissão é constituída por um conjunto de condutores de energia paralelos um ao outro, sobre uma estrutura de suporte.

**Condutor de energia-** é um material (normalmente metálico), normalmente revestido por um material isolante, que facilmente possibilita o movimento de cargas eléctricas no seu interior.

De acordo com SIVANAGARAJU & SATYANARAYANA (*“ELECTRIC POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION”*, 2009, p.16), os condutores de cobre e alumínio são usados para a transmissão aérea da energia eléctrica. No caso de transmissão de alta tensão, é normalmente usado o alumínio com centro (alma) de aço. Por vezes, o

cádmio, cobre, fósforo, bronze, cobre fundido e aço galvanizado também são usados como condutores de transmissão. A escolha do condutor usado para a transmissão depende inteiramente no custo, assim como nas propriedades eléctricas e mecânicas requeridas.

Como materiais isolantes para os condutores, são normalmente usados materiais como a borracha, o plástico, o papel e o vácuo.

#### **2.1.4 Subestação**

Uma subestação é um local onde é feita uma instalação eléctrica para o controle da transmissão e distribuição da energia eléctrica fazendo com que esta instalação seja de alta potência devido aos equipamentos requeridos para o efeito.

No transporte e distribuição da energia eléctrica desde a unidade geradora até ao consumidor, a subestação desempenha um papel importante pois esta possui equipamentos específicos que permitem que possam ser transformados os níveis de tensão, assim como possui equipamentos de protecção e comando, para que possa haver protecção no transporte, na instalação, assim como a segurança de pessoas e bens quando esta chega ao consumidor.

##### **2.1.4.1 Barramento**

O barramento é uma estrutura de uma rede eléctrica, onde a energia eléctrica fica acumulada, para a distribuição. No barramento, as correntes de entrada e saída encontram-se, fazendo com que o barramento seja responsável pela distribuição de tensão e corrente num sistema eléctrico.

##### **2.1.4.2 Transformador de Potência**

O transformador de potência é o componente de uma rede eléctrica, responsável pela transformação do nível de tensão e corrente, isto é, baixar ou aumentar o nível de tensão e corrente, para o nível desejado para a garantia do bom funcionamento da rede.

### **2.1.4.3 Banco de Condensadores**

O banco de condensadores (ou capacitores) é uma associação de capacitores, em série ou em paralelo, que faz a correcção do factor de potência ou faz a compensação da potência reactiva, adicionando carga capacitiva à rede.

### **2.1.4.4 Reactores**

O reactor é um elemento indutor, que faz a limitação da corrente, adequando a tensão da rede eléctrica à potência mais adequada, para que os equipamentos eléctricos funcionem devidamente.

### **2.1.4.5 Disjuntor**

O disjuntor é um dispositivo eléctrico, que serve para protecção de um circuito eléctrico de possíveis falhas de sobrecarga, normalmente de sobrecorrente, interrompendo o fornecimento de corrente no circuito.

### **2.1.4.6 Compensador Estático de Potência Reactiva**

O compensador estático de potência reactiva é um equipamento eléctrico que reduz as variações ocorridas na tensão, actuando de forma rápida e eficiente. O compensador estático possui chaves tiristorizadas que controlam a corrente em reactores ou banco de capacitores, produzindo uma compensação.

### **2.1.5 Carga**

A carga pode ser considerada um consumidor de potência num dado ponto de um sistema eléctrico, durante um intervalo de tempo. Assim sendo, um consumidor, um aparelho, uma linha de transmissão de energia eléctrica ou uma rede podem ser considerados como uma carga.

## 2.1.6 Consumidor

O consumidor é a entidade que faz o uso da energia eléctrica produzida e fornecida.

Numa rede de geração, transporte e distribuição de energia eléctrica, o consumidor representa o último estágio da rede.

É tomando em conta o consumidor que se pode saber a quantidade de energia eléctrica a produzir assim como também a partir da previsão de consumo é possível prever a construção de novas unidades de geração.

## 2.2 Funcionamento dos Sistemas de Energia Eléctrica

### 2.2.1 Características Das Cargas

Num sistema energético, a carga desempenha um papel preponderante no funcionamento do mesmo. Dependendo do tipo de carga, o sistema emite uma resposta em seu funcionamento. Os tipos de carga caracterizam-se pelos factores de carga, de demanda, de diversidade, de potência e de utilização, sendo que resultam em tipos de carga, as cargas: domésticas, comerciais, industriais e de agricultura.

### 2.2.2 Sobretensão

A sobretensão é a elevação dos níveis de tensão excedendo o limite recomendado ou estipulado para o funcionamento de um sistema de energia, gerando uma instabilidade no funcionamento do próprio sistema.

De acordo com SIVANAGARAJU & SATYANARAYANA (*"ELECTRIC POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION"*, 2009, p.389), para o controle da tensão, existem os seguintes métodos: controle por excitação, capacitores em curto-circuito e reactores, capacitores em série, transformadores comutadores de carga (*"tap-changing"*), Transformadores de impulso (*"booster transformers"*) e condensadores síncronos.



### **2.2.3 Efeito Coroa**

O efeito coroa é um fenómeno que ocorre nas linhas de transmissão aéreas, e é a subida da corrente de fuga o que faz com que haja um aumento da tensão até um nível que o ar como dieléctrico já não consegue isolar. O efeito de coroa é caracterizado por criar uma camada luminosa por volta do condutor, emitindo também um ruído.

### **2.2.4 Efeito Ferranti**

O efeito *Ferranti* é um fenómeno que ocorre nas linhas de transmissão muito longas, de corrente alternada, onde há um aumento da tensão no fim da linha de transmissão (extremidade receptora) relativamente ao valor de tensão no início desta, sendo que este fenómeno ocorre quando a carga é baixa, ou não há carga conectada.

## **2.3 Fontes Renováveis**

As fontes renováveis de energia são recursos não esgotáveis, isto é, que renovam-se normalmente de forma cíclica, dos quais podem ser extraídos a energia para o fim desejado. São exemplos de fontes renováveis a água, a radiação solar, o vento, a biomassa, o calor, etc.

“O futuro será uma mistura de tecnologias de energia com fontes renováveis tais como a solar, vento e biomassa, sendo um factor importante para o crescimento da economia da nova energia global.” (FOSTER; GHASSEMI & COTA, 2009, p.1)

### **2.3.1 Energia Renovável**

A energia renovável é aquela que é produzida a partir de uma fonte renovável, isto é, que tem como fonte de produção qualquer recurso que seja renovável.

### **2.3.2 Energia Solar**

A energia solar é aquela que é proveniente da radiação solar (do sol).

### 2.3.2.1 Radiação e Irradiação Solar

A radiação solar é a energia emitida pelo sol, transmitida a partir de ondas electromagnéticas, isto é, a transmissão de energia através do espaço.

A irradiação solar é o resultado da radiação solar, sendo a irradiação solar o alcance da radiação solar num determinado corpo.

“O máximo de colecção de energia solar é atingido quando os raios de Sol encontram-se perpendiculares à área de colecção.” (FOSTER; GHASSEMI & COTA, 2009, p.22)

## 2.4 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são aqueles em que são usados painéis solares fotovoltaicos para a obtenção de energia eléctrica. Dependendo do tipo de sistema fotovoltaico, os sistemas fotovoltaicos são constituídos por: painéis solares, cabos, inversores, controladores de carga e baterias.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser do tipo “*on-grid*” ou “*off-grid*”.

- **Sistemas Fotovoltaicos “*On-Grid*”** - são sistemas que estão conectados à rede de distribuição principal, isto é, a produção de energia feita pelos painéis solares é directamente injectada na rede. Os sistemas “*on-grid*” dispensam o uso de controladores de carga e baterias, o que faz com que o sistema “*on-grid*” seja mais económico que o sistema “*off-grid*”, assim como mais eficiente.
- **Sistemas Fotovoltaicos “*Off-grid*”** - são sistemas autónomos, que não estão conectados à rede de distribuição principal. Os sistemas “*off-grid*” são preferencialmente usados em locais onde não há acesso à rede de distribuição principal. Sendo autónomos, os sistemas “*off-grid*” necessitam de controladores de carga e baterias para o armazenamento da energia. Este tipo de sistema é mais dispendioso e menos eficiente quando comparado com o sistema “*on-grid*”.

No presente caso de estudo, a CESOM é conectada à Rede Nacional de Transporte, significando que é “*on-grid*”.

## 2.5 Central Fotovoltaica

Uma Central Fotovoltaica é uma instalação física em que é feita a transformação de energia solar em energia eléctrica a partir de fundamentalmente painéis solares fotovoltaicos.

Uma central fotovoltaica, é geralmente composta por: painéis solares, inversores de potência, caixa/ painel de interconexão e medidores eléctricos.

### 2.5.1 Painel Solar

O painel solar é um dispositivo formado pelo conjunto de células fotovoltaicas, que fazem a transformação da radiação solar em energia eléctrica. Geralmente as células fotovoltaicas são acopladas em formato quadrangular e rectangular.

“Materiais semicondutores como o silicone são usados nas células solares fotovoltaicas. Nas células, os fotões que entram, separam os portadores de carga positiva e negativa. Isto produz uma voltagem eléctrica e a corrente eléctrica pode conduzir a carga. Uma vez que as células solares são modulares, elas podem ser fabricadas em unidades de qualquer tamanho. Um inversor converte voltagem DC em voltagem AC e alimenta a energia solar na rede.” (QUASCHNING & BLANCO, 2001, p.1)

#### 2.5.1.1 Tipos de Paineis Solares

Os painéis solares variam de acordo com as células fotovoltaicas de que são constituídos, podendo ser:

- Painel Solar Fotovoltaico de Silício Monocristalino;
- Painel Solar Fotovoltaico de Silício Policristalino;
- Painel Solar Fotovoltaico de Filme Fino;

- Painel Solar de silício Amorfo (a-Si);
- Painel Solar de Telureto de Cádmio (CdTe);
- Painel solar de Seleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIS/ CIGS);
- Painel de Células fotovoltaicas orgânicas (OPV);
- Painel solar híbrido (HJT).

### **2.5.2 Inversor de Potência**

O inversor de potência é um dispositivo que faz a transformação da corrente contínua que é produzida pelo painel solar em corrente alternada, com as mesmas características da rede eléctrica.

### **2.5.3 Caixa/ Painel de Interconexão**

A caixa/ painel de interconexão permite a conexão da central solar fotovoltaica à rede, visto que conexões precisam ser feitas para que a produção da central seja injectada na rede para que os parâmetros da energia produzida na central se adequem aos parâmetros da rede.

### **2.5.4 Contador Eléctrico**

O contador eléctrico é um dispositivo que faz a quantificação da energia que é gerada pelos painéis solares e injectada na rede.

## **2.5 Eficiência e Sustentabilidade de Centrais Solares Fotovoltaicas**

A eficiência de uma central solar fotovoltaica depende em grande percentagem do tipo de células fotovoltaicas usadas nos painéis solares. É possível que as centrais fotovoltaicas produzam a mesma quantidade de energia eléctrica ocupando um espaço físico diferente, isto é, para a produção de uma determinada quantidade de energia eléctrica, quanto maior for a eficiência do painel solar, um menor número de painéis solares será necessário para a produção da energia eléctrica, fazendo também com que a central fotovoltaica ocupe um espaço físico menor.

Embora a instalação de uma central fotovoltaica seja dispendiosa, a energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia limpa e possui um baixo custo operacional, o que ao longo do tempo compensa os custos da sua instalação.

O uso da energia solar para a produção de energia eléctrica tem sido uma aposta nos últimos anos, pois o sol é uma fonte inesgotável e havendo regiões em desenvolvimento, com incidência de radiação de sol considerável, torna-se oportuno fazer o uso da energia solar fotovoltaica, pois os habitantes da região podem ter o fornecimento de energia eléctrica com custos baixos. A vida útil de um painel solar pode superar os 30 anos, tornando a energia solar fotovoltaica sustentável.

## **2.6 Estudos a Serem Realizados na Rede**

### **2.6.1 Análise do Fluxo de Potência**

A análise do fluxo de potência é um estudo em que é determinado o estado operativo de uma rede, onde é analisado o comportamento da potência activa e reactiva. A análise do fluxo de potência é importante, pois permite a projecção de um sistema de potência fiável onde as condições de operação sejam as melhores assim como também permite o controle e supervisão de redes já existentes podendo verificar-se os possíveis defeitos existentes na rede.

### **2.6.2 Análise de Contingências**

A análise de contingências é um critério de confiabilidade da rede, que permite saber o quão robusta é a rede, isto é, até que ponto a rede pode funcionar de forma estável, com a remoção de elementos, sem que haja um apagão (“*Blackout*”). A Análise de contingências permite saber a potência máxima que os equipamentos conseguem suportar.

A análise de contingência pode ser de vários tipos, dependendo do número de elementos a serem removidos da rede.

A análise de contingências pode ser do tipo:

- **N-1-** Na qual é testada a continuidade do sistema, caso se remova um dos elementos da rede, sendo possível haver a continuidade de transmissão de energia por meio de outros elementos, não havendo um apagão;
- **N-2-** Na qual é testada a continuidade do sistema, caso se remova dois dos elementos da rede, sendo possível haver a continuidade de transmissão de energia por meio de outros elementos, não havendo um apagão e assim sucessivamente, dependendo do número de elementos fora da rede.

### **2.6.3 Análise de Perdas Eléctricas na Rede**

A análise de perdas eléctricas é um estudo feito para saber até que ponto perdas de potência na rede, durante o transporte de potência, em termos da quantidade de potência que sai de uma subestação para outra.

É importante que o estudo de perdas eléctricas seja feito, para garantir que num sistema de potência, haja o menor número possível de perdas, isto é, para saber até que ponto se pode fazer a compensação na rede de forma a reduzir as perdas eléctricas.

### **2.6.4 Análise dos Níveis de Curto Circuito**

A análise dos níveis de curto-circuito é um estudo que é feito para que se possa saber as possíveis falhas de curto-circuito que podem ocorrer no sistema, para que se possam tomar medidas de segurança e protecção (dimensionar protecções) para que a rede esteja protegida de possíveis danos.

Os curto-circuitos variam, podendo ser do tipo: trifásico ou simétrico, fase-fase, fase-fase com terra e fase-terra.

## **CAPÍTULO III- DESCRIÇÃO DA CENTRAL SOLAR DE MOCUBA**

A central Solar de Mocuba (CESOM) como o nome sugere, é uma central solar do tipo fotovoltaica, localizada em Moçambique, na província da Zambézia, distrito de Mocuba e é a primeira deste tipo no país.

A CESOM possui uma capacidade de 40 MW, produzindo ao fim de um ano 79 GWh. É previsto que esta possa fornecer energia eléctrica a 175 mil agregados familiares, numa região onde vivem 216 mil pessoas.

No seu tempo de vida útil de 25 anos, é previsto que a CESOM cubra 85% do consumo anual de energia onde somente 8% da população tem acesso à electricidade, assim como garantir o melhoramento da fiabilidade da rede.

Sendo a CESOM uma central do tipo solar fotovoltaica, usando a energia renovável que é o sol, a produção de energia a partir da CESOM vai evitar a emissão de 75 mil toneladas de carbono por ano.

A Central Solar de Mocuba está interligada à subestação de Mocuba para que possa haver o melhoramento do fornecimento de energia eléctrica à região Centro-Norte de Moçambique. Para além de se ter feito uma linha de média tensão para permitir a interligação entre a CESOM e a Subestação de Mocuba, também foram feitas remodelações em termos de equipamento à Subestação de Mocuba.

Para permitir que a CESOM melhore o funcionamento da rede nacional de energia centro-norte, a subestação de Mocuba está ligada à subestação de Quelimane que é a capital da província da Zambézia.

Para a produção de 40 MW, a CESOM ocupa um espaço de 126 hectares.



Figura 2- Central Solar de Mocuba

Fonte: norfund.no

### 3.1 Dados da Linha e Cabos entre a CESOM e a SE de Mocuba

Para a interligação da CESOM à Subestação de Mocuba, foi usada uma linha de média tensão de 33 kV, com os seguintes parâmetros:

Subestação	Nível de tensão (kV)	Comprimento da linha (km)	R	X	B
Mocuba	33	1	0.0101	0.028	0.00004

Tabela 1- Dados da Linhas

Fonte: EDM



A CESOM está conectada está conectada à SE Mocuba através de duas linhas aéreas de transmissão e é constituída por 9 blocos e cada bloco com o conjunto de painéis solares ligados à um inversor de 3.775 MW e a um transformador elevador de 3.8 MVA. Estes blocos são ligados ao local de ligação com cabos de alumínio XLPE de 33 kV 185 mm<sup>2</sup>.

## **CAPÍTULO IV- CARACTERIZAÇÃO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE- REGIÃO CENTRO-NORTE**

A Rede Nacional de Transporte (RNT) está dividida em 4 regiões que são: Região Sul, Região Centro, Região Centro-Norte e Região Norte.

A Rede Nacional de Transporte possui linhas de transmissão com os seguintes níveis de tensão: 535kV, 400kV, 330kV, 275kV, 220kV, 132kV, 110kV, 66kV e 33kV, havendo maior predominância de linhas de 110 kV. A Rede Nacional de Transporte (RNT) contava com 7364 Km de linhas de transporte subdivididos em 87 linhas possuindo níveis diferentes de tensão.

A região a ser considerada no presente trabalho é a região Centro-Norte, na qual está inserida a CESOM.

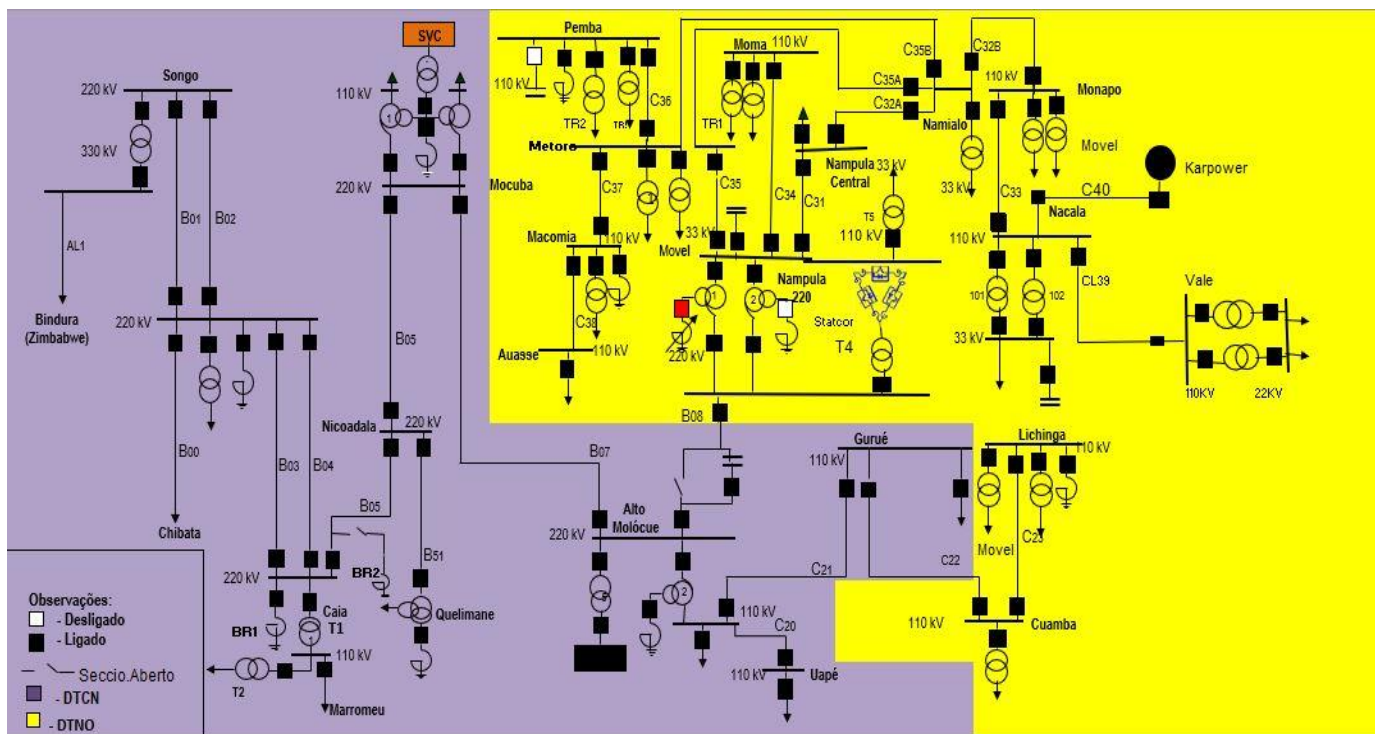


Figura 3- Esquema Eléctrico da Rede Nacional de Transporte Centro-Norte

Fonte: EDM

#### 4.1 Linhas de Transmissão da Região Centro-Norte

Na região Centro-Norte há predominância de linhas de transporte com o nível de tensão de 220Kv.

A Região Centro-Norte possui um total de 1572 Km, que são agrupadas por nível de tensão:

Nível de Tensão (kV)	535	400/330	275	220	132	110	66	33	Total
Comprimento das Linhas (Km)	0	0	0	1316	0	256	0	-	1572

Tabela 2- Comprimento de Linhas- região Centro-Norte

Fonte: EDM

Linhas da Área de Transporte Norte e Centro-Norte										
BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL	CÓDIGO Antigo	U [kV]	L [km]	ANO	CONDUTOR	R@30 [Ω/km]	X+/- [Ω/km]	B+/- [10-6/Ωkm]	Smáx [MVA]
Songo	Apollo*	AL1*	535	898,6	1975					1920 [MW]
Songo	Apollo*	AL1*	535	895,2	1975					1920 [MW]
Songo	Bindura	AL1	330	125	1997	3xBISON	0,0275	0,3032	3,8337	1041
Songo	Matambo	B01*	220	120	1984	ZEBRA	0,0704	0,4191	2,7787	247
Songo	Matambo	B02	220	115	1984	2xCONDOR	0,0249	0,2750	3,4773	477
Matambo	Chimuara	B03	220	294	1983	2xCONDOR	0,0249	0,2750	3,4773	477
Matambo	Chimuara	B04	220	291	1983	2xCONDOR	0,0249	0,2750	3,4773	477
Chimuara	Mocuba	B05	220	262	1984	2xCONDOR	0,0249	0,2750	3,4773	477
Mocuba	Alto Molócuê	B07	220	151	1986	CONDOR	0,0748	0,4254	2,7377	239
Alto Molócuê	Nampula 220	B08	220	183	1986	CONDOR	0,0748	0,4254	2,7377	239
Nicoadala	Quelimane	B51	220	20	1986	CONDOR	0,0748	0,4254	2,7377	239
Alto Molócuê	Gurué	C21	110	75,7	2000	DOVE	0,1049	0,3963	2,9154	99
Chimuara	Marromeu	C24	110	90,0	2008	LEOPARD	0,2216	0,3577	3,2134	63
Alto Molócuê	Uapé	C20	110	90,0	2008	LYNX	0,1607	0,4169	2,7807	77
Gurué	Cuamba	C22	110	100,0	2004	WOLF	0,1854	0,4216	2,7480	70
Cuamba	Lichinga	C23	110	235,0	2005	WOLF	0,1854	0,4216	2,7480	70
Nampula 220	Nampula Central	C31	110	4,0	1984/04	DOVE	0,1049	0,3963	2,9154	99
Nampula Central	Monapo	C32	110	131,0	1984/04	PANTHER	0,1397	0,4036	2,8741	84
Monapo	Nacala	C33	110	64,0	1984/04	PANTHER	0,1397	0,4036	2,8741	84
Nacala Porto	Nacala Velha(VALE)	C39	110	28,0	Nov-15	DOVE	0,1049	0,3963	2,9154	99
Nampula 220	Moma	C34	110	170,0	2007	LYNX	0,1606	0,3986	2,8937	77
Nampula 220	Metro	C35	110	301,0	2005	LYNX	0,1606	0,3986	2,8937	77
Metro	Pemba	C36	110	74,0	2005	LYNX	0,1606	0,3986	2,8937	77
Metro	Macomia	C37	110	132,0	2011	LYNX	0,1606	0,3986	2,8937	77
Macomia	Auasse	C38	110	87,5	2012	LYNX	0,1606	0,3986	2,8937	77

Tabela 3- Parâmetros das Linhas da Região Centro-Norte

Fonte: EDM

## 4.2 Subestações da Região Centro-Norte

A região Centro-Norte possui na sua configuração 7 subestações nomeadamente:

- Subestação de Alto-Molócuê;
- Subestação de Cerâmica;
- Subestação de Chimuara;
- Subestação de Gurué;
- Subestação de Matambo;
- Subestação de Mocuba;
- Subestação de Uapé.

## CARACTERÍSTICAS DAS SUBESTAÇÕES

Subestação		Ano de entrada em serviço	Níveis de Tensão	Número de Painéis em serviço							Potência Instalada		
				[kV]							Transfo	Reactores	Condensadores
Designação	Sigla		[kV]	400	330	275	220	132	110	66	MVA	MVAr	MVAr
Alto-Molócue	AMO	1984/15	220/1110/33/7.7	-	-	-	4	-	4	-	151	50	
Cerâmica	CER	2002	220/33/33	-	-	-	1	-	-	-	50	20	
Chimuara	CHM	2003	220/110/33	-	-	-	5	-	1	-	56	35	
Gurué	GUR	2002	110/33	-	-	-	-	-	3	-	16		
Matambo*	MAT	2016	220/66/33kV								130		
Matambo*	MAT	1982	220/66/33	-	-	-	8	-	-	-	44	65	
Mocuba	MOC	1984	220/110/33	-	-	-	4	-	2	-	280	20	
Uapé	UPE	2009	110/36(33)	-	-	-	-	-	1	-	16		

Tabela 4- Características das Subestações

Fonte: EDM

DTCN			
	Subestação	Tensão nominal (kV)	Capacidade (MVAr)
<b>Capacitores Paralelo</b>	Mocuba	220	0
	Alto Molocue	220	55,1
<b>Capacitores Serie</b>			
<b>Reactores</b>	Chimuara (Caia)	220	20
		220	15
	Matambo	220	50

	Cerâmica	33	20
	Mocuba	33	20
	Alto Molocue	33	20
<b>SVC's</b>	Alto Molocue	7,7	35 /-10
<b>SVC's Plus</b>	Mocuba	11	± 31.5

Tabela 5- Equipamentos na Rede Centro-Norte

Fonte:EDM

<b>DTCN</b>	<b>Total</b>
<b>Capacitores Paralelo</b>	41,5
<b>Capacitores Serie</b>	55,1
<b>Reactores</b>	211,5

Tabela 6-Total de Equipamento na Rede Centro-Norte

Fonte: EDM

## **CAPÍTULO V- PROGRAMA USADO PARA A SIMULAÇÃO**

Para o presente trabalho, o programa usado foi o “*Electrical Transient Analyzer Program*” (ETAP), que significa na língua portuguesa “Programa Eléctrico Analisador Transiente”.

O ETAP é um programa de origem Norte Americana (Irvine, Califórina), que permite que seja feita a simulação, o projecto, a monitoria, o controle, o treino do operador, a optimização e a automação dos sistemas de potência.

Para a realização da simulação, foram usadas foram respeitados os critérios apresentados no Diploma Ministerial n.º 185/2014 de 12 de Novembro de 2014, presentes no anexo 1 e 2 do presente trabalho.

Abaixo está representado o esquema rede Centro-Norte fornecido pela EDM, reproduzido no programa ETAP, que é possível observar com mais detalhe no anexo 3.

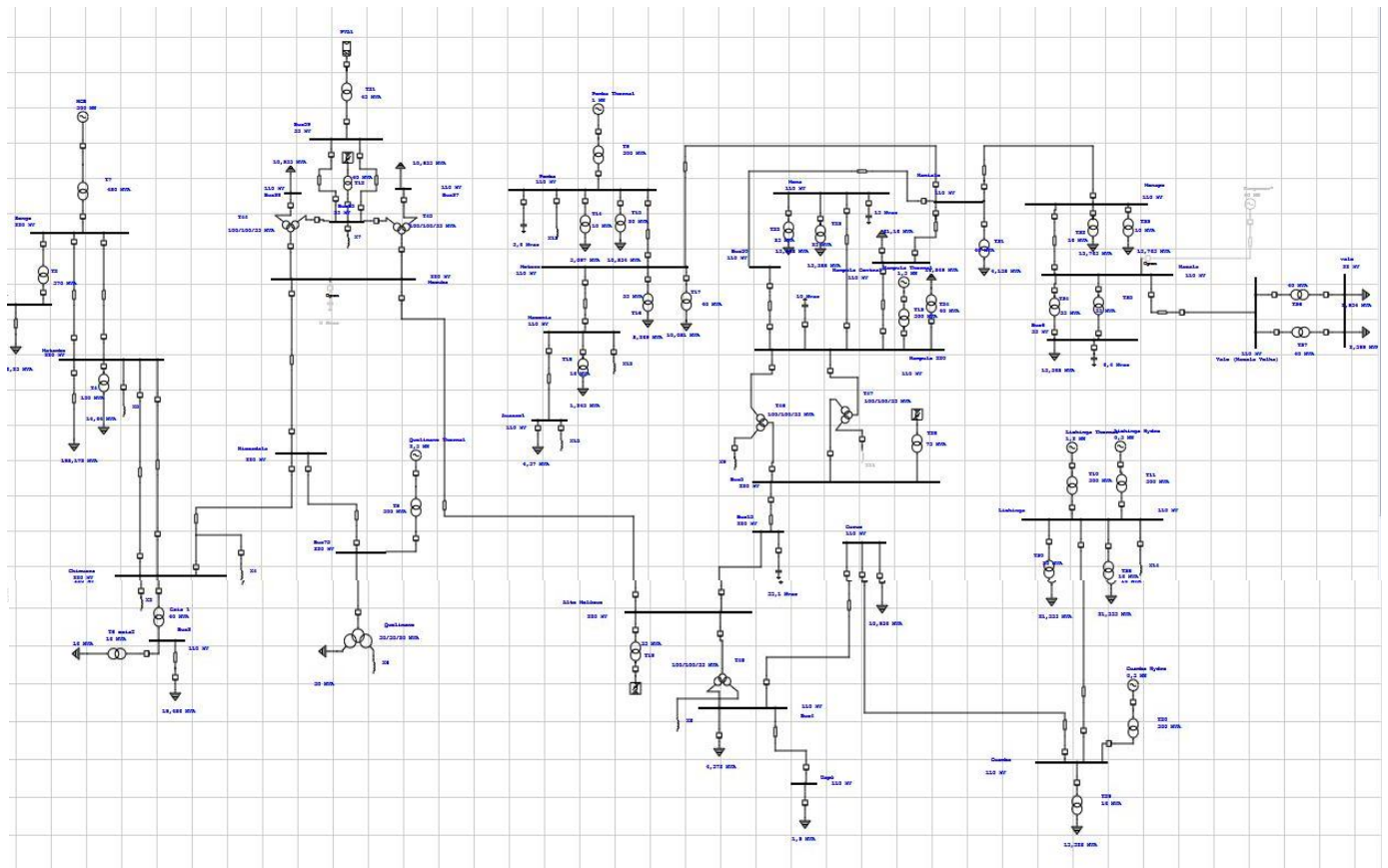


Figura 4- Simulação da Rede Centro-Norte no Programa ETAP

Fonte: Iris Siteo

## CAPÍTULO VI- DESCRIÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE- REGIÃO CENTRO-NORTE SEM A INTEGRAÇÃO DA CESOM

Como referido no capítulo anterior (V), para a simulação foi usado o programa ETAP e para o cálculo do fluxo de potência, foi usado o método usado de Newton-Raphson.

É importante referir que, para na análise, serão observados estados como:

- **Estado Normal-** onde o funcionamento encontra-se dentro dos parâmetros estabelecidos para um funcionamento ideal da rede (simbolizado pela cor preta no sistema usado);
- **Estado de Alerta-** onde o funcionamento encontra-se próximo aos limites dos parâmetros estabelecidos para um funcionamento ideal da rede, e requer

atenção, para que a rede não comece a funcionar em más condições, isto é, no estado crítico (simbolizado pela cor rosa no sistema usado);

- **Estado Crítico**- onde o funcionamento encontra-se fora dos parâmetros estabelecidos para um funcionamento ideal da rede, onde este estado afecta no bom funcionamento da rede, podendo afectar o funcionamento de outros componentes na rede (simbolizado pela cor vermelha no sistema usado).

**Nota:** Durante e no sistema de simulação, alguns componentes tomaram uma descrição diferente da descrição que foi fornecida nos dados da EDM.

Para análise da Zona de Transporte Centro-Norte, será feita uma uma divisão da zona entre os troços:

- Songo-Caia-Marromeu (primeiro troço);
- Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga (segundo troço);
- (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala (terceiro troço).

Esta divisão é feita tomando em consideração os centros de carga e o trajecto da rede (principalmente as linhas de transmissão) e características.

A rede Centro Norte toma direcções distintas, sendo que há sempre um ponto de conexão para as diversas direcções das concentrações/ cadeias de carga, sendo assim, surgem os troços.

As linhas e barramentos seguem uma certa trajectória, tendo um ponto em comum que interliga com uma trajectória num sentido diferente e assim surgem troços com características diferentes.

## 6.1 Barramentos

Tendo como base o anexo 6, têm-se como barramentos em estado crítico, isto é, extremamente fora dos limites estabelecidos para o funcionamento ideal da rede os seguintes: Mocuba, Metro, Macomia, Auasse, Alto-Molócue, Uapé, Moma, Namialo, Monapo, Nacala Porto e Nacala Velha.

## **Troço Songo-Caia-Marromeu**

Dividindo a rede de transporte Centro-Norte por zonas e observado os troços, pode observar-se que neste troço não há barramentos em estado crítico, havendo só em estado normal e de alerta. Os barramentos de Songo e Bindura são os únicos no estado normal, estado ligeiramente acima da tensão ideal (apresentando carácter indutivo) e sendo o barramento que mais debita potência na rede. Os restantes do troço encontram-se no estado de alerta.

Atendendo e considerando que a REN é instável, podemos considerar que neste, os barramentos apresentam um comportamento aceitável, pois nenhum barramento encontra-se em estado crítico.

No que tange aos equipamentos, este troço possui a presença de reactores em alguns barramentos para a diminuição da tensão, sendo o troço com a menor quantidade e variedade de equipamentos, pois a partir da tabela presente no anexo 6, nota-se que neste troço os barramentos apresentam maior estabilidade.

## **Troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga**

No troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga, encontram-se barramentos em estado crítico, de alerta e normal.

Há como barramentos em estado crítico, os barramentos de: Mocuba, Alto-Molócue e Uapé, estando todos sobrecarregados, apresentando todos um carácter indutivo, sendo o barramento de Alto Molócue de 220 kV o mais sobrecarregado, apresentando um carregamento de 110, 5%.

Neste troço da rede, encontram-se a funcionarem no estado normal, os barramentos de: Quelimane, Lichinga e Cuamba, que são barramentos conectados às centrais de pico de pequena escala.

Ainda no mesmo troço, verifica-se que, os barramentos no estado de alerta estão em menor quantidade, comparativamente aos barramentos no estado normal e crítico, e também que no troço não se verificam barramentos subcarregados.



É possível observar que nos barramentos de Mocuba e Alto-Molócue, os barramentos têm um nível alto de sobrecarga em relação aos outros dos troços, e que à jusante de Alto-Molócue, regista-se uma redução no nível da percentagem do carregamento dos barramentos, devido à concentração da carga e também ao trajecto da potência pela linha.

No que tange aos equipamentos, neste troço encontram-se reactores, compensadores estáticos de potência reactiva e o banco de capacitores, sendo que os reactores encontram-se em maior quantidade, pois a maior parte dos barramentos encontra-se em sobrecarga.

### **Troço de (Alto-Molócue) -Auasse- Nacala**

No troço de (Alto-Molócue)-Auasse-Nacala, encontram-se barramentos em estado crítico, de alerta e normal.

No troço de Nampula à Nacala, encontramos a maior parte dos barramentos em estado crítico, sendo eles os barramentos de: Moma, Namialo, Metoro, Macomia, Auasse, Monapo, Nacala Porto e Vale (Nacala Velha), estando todos subcarregados e apresentando um carácter capacitivo, sendo o barramento mais subcarregado, o barramento de 22 kV da Vale (Nacala Velha) com uma percentagem de 80,52%.

Neste troço da rede, encontram-se a funcionar no estado normal, os barramentos de: Nampula 220 de 110 kV, Nampula Central e Pemba, sendo que os barramentos de Nampula 220 de 110 kV e Pemba, são barramentos conectados a centrais de pico pequena escala.

Ainda no mesmo troço, verifica-se que, o barramento de Nampula de 220 kV é o único em estado de alerta e também o único sobrecarregado com carácter indutivo deste troço, sendo que também é o barramento ligado à Alto-Molócue (que é o ponto da rede que liga este troço com os restantes troços da rede).

No que tange aos equipamentos, neste troço encontram-se reactores, bancos de capacitores e compensador estático de potência reactiva. Os bancos de capacitores

encontram-se em maior quantidade, comparativamente aos outros troços, pois neste troço observamos a maior parte dos barramentos em estado de subcarga.

## **Resumo**

Tendo sido analisados todos os troços, é possível observar que existe ao menos um barramento em estado normal em cada troço, sendo estes em geral conectados a unidades de geração.

É também possível observar que a rede perde a sua estabilidade à medida que os componentes da rede tornam-se mais distantes da Hidroelétrica de Cahora Bassa (HCB), sendo que o primeiro troço imediatamente a seguir a HCB, não apresenta barramentos em estado crítico, mas os restantes troços já apresentam barramentos no estado crítico, onde no segundo troço, os barramentos no estado crítico apresentam-se sobrecarregados com um carácter indutivo e no terceiro troço apresentam-se subcarregados com carácter capacitivo.

Tem-se como barramento mais subcarregado, o barramento de 22 kV da Vale (Nacala Velha) com 80,95% e como barramento mais sobrecarregado o barramento de 220 kV de Alto Molócue com 110,5%.

Os reactores e bancos de condensadores são usados de acordo com a necessidade de cada barramento. Os Compensadores estáticos de potência reactiva são usados em número bastante reduzido, sendo usados onde o número de transformadores é elevado.

## **6.2 Transformadores**

Nota: não são tomados em consideração alguns transformadores que não fazem parte do esquema original da rede fornecido pela EDM, que foram acrescentados somente para acomodar as exigências do ETAP para o processo de simulação.

A tabela onde constam os valores adquiridos na simulação encontram-se no anexo 7.

### **Troço de Songo-Caia-Marromeu**

No troço de Songo-Caia-Marromeu, os transformadores encontram-se a funcionar dentro dos limites, não havendo nenhum transformador sobrecarregado. Este troço da rede é o que apresenta o menor número de transformadores e estes apresentam na sua maioria, um carregamento baixo.

### **Troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga**

No troço de Caia- (Alto-Molócue)-Uapé-Lichinga, encontram-se transformadores sobrecarregados que são os 2 transformadores ligados ao barramento de Lichinga (correspondentes aos transformadores T30 e T38 na simulação) apresentado uma sobrecarga de 190,8% e 123,1% respectivamente e estão ligados à carga. Este é o único troço da rede onde encontram-se transformadores sobrecarregados.

### **Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala**

No troço de (Alto-Molócue)-Auasse-Nacala, os transformadores encontram-se a funcionar dentro dos limites, não havendo nenhum transformador sobrecarregado. Este troço da rede é o que apresenta o maior número de transformadores.

### **Resumo**

Tendo sido analisados todos os troços, é possível observar que o Troço de Songo-Caia-Marromeu é o que apresenta o menor número de transformadores e o troço de Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala é o que apresenta o maior número de transformadores.

É também possível observar que a maioria dos transformadores da rede encontram-se a funcionar no estado normal e ainda que, os transformadores sobrecarregados e os com maior nível de carregamento, encontram-se ligados a cargas e que os transformadores que não apresentam carregamento, encontram-se ligados à compensadores estáticos de potência reactiva (SVC's).

### 6.3 Linhas

Para a avaliação da situação das linhas, tem-se para iniciar, a tabela presente no anexo 8.

Observando o carregamento das linhas da zona Centro-Norte, conclui-se que esta zona não possui nenhuma linha sobrecarregada, isto é, todas encontram-se dentro dos limites de funcionamento.

#### **Songo-Caia-Marromeu**

Neste troço da rede, observa-se o menor número de linhas. Observa-se também que possui linhas com maior carregamento nominal assim como possui a linha mais carregada que é a linha B00 (que sai de Matambo à Chibata) com um carregamento de 187,4 MVA's.

Pode notar-se que neste troço, o carregamento das linhas entre Matambo e Chimuara reduz significativamente.

#### **Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga**

Neste troço, encontra-se a linha menos carregada da zona Centro-Norte que é a linha C20 (que sai de Alto-Molócue a Uapé) com um carregamento de 2, 83 MVA's.

#### **(Alto-Molócue) -Auasse-Nacala**

Neste troço da linha, observa-se a predominância de linhas com menor carregamento e é onde se observa o maior número de linhas.

#### **Resumo**

Na rede Cento-Norte, as linhas encontram-se a operar dentro dos limites, havendo apenas uma linha que é a linha C31 que possui um carregamento próximo ao limite do carregamento nominal e esta encontra-se no troço (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala.

### 6.4 Centros de Geração (Alimentação da Rede)

Nas redes eléctricas, possuímos centrais de base e de pico, e é importante salientar que na zona de estudo que é Zona Centro-Norte, existem centrais de pico, o

que significa que entram em serviço por um determinado período de tempo, não sendo contínuas.

Para a observação dos resultados obtidos para os centros de geração, pode ser observado o anexo 4.

### **Troço de Songo-Caia-Marromeu**

No troço de Songo-Caia-Marromeu, encontra-se como centro de geração a Hidroeléctrica de Cahora Bassa, que se encontra num estado ideal (normal), pois apresenta um ligeiro consumo de potência reactiva.

Este é o troço com o menor número de centros de geração, possuindo apenas um centro de geração embora este centro de geração seja o que mais injecta potência na rede e seja o único de base.

### **Troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga**

No troço de Caia-(Alto-Molócue)-Uapé-Lichinga, encontram-se como centros de geração 4 centrais, sendo duas térmicas e duas centrais hídricas. É o troço que possui o maior número de centrais.

As centrais térmicas localizam-se em Quelimane e Lichinga, e as hídricas localizam-se em Lichinga e Cuamba.

No presente troço, todas as centrais encontram-se a operar em estado de alerta devido ao factor de potência.

### **Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala**

No troço de Nampula à Nacala, encontram-se como centros de geração duas centrais, sendo elas térmicas e localizando-se em Pemba e Nampula.

No presente troço, todas as centrais encontram-se a operar em estado de alerta devido ao factor de potência.

## Resumo

A Rede Centro-Norte possui apenas uma central de base que é a Hidroelétrica de Cahora Bassa. A maior parte das centrais desta zona são de pico e térmicas.

Na Rede Centro-Norte, a Hidroelétrica de Cahora Bassa é a única que se encontra a funcionar dentro dos limites, sendo que as restantes centrais encontram-se em estado de alerta.

## CAPÍTULO VII- DESCRIÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE- REGIÃO CENTRO-NORTE COM A INTEGRAÇÃO DA CESOM

Neste capítulo a Central Solar de Mocuba (CESOM) é interligada à rede.

De acordo com os dados fornecidos, colhidos em datas diferentes, a CESOM começa a produção de energia a partir das 7:00H até as 17:00H, sendo que os maiores níveis de irradiação solar e consequentemente maior produção de energia, registam-se nos intervalos das 10:00-11:00H e 13:00-14:00H.

No novo cenário, tem-se mais uma unidade de geração.

Nota: os estados da rede foram descritos no capítulo anterior (VI).

É tomado como base de comparação, o capítulo anterior (VI) que relata o comportamento da rede antes da interligação da CESOM.

### 7.1 Análise do Estado da Rede Interligada a CESOM

#### 7.1.1 Barramentos

De acordo com a tabela presente no anexo 9, interligada a CESOM, os barramentos de Mocuba, Metoro, Macomia, Auasse, Alto-Molócue, Uapé, Moma, Namialo, Monapo, Nacala Porto e Nacala Velha permanecem em estado crítico.

Observados os barramentos, é possível observar alterações em alguns barramentos, que são os barramentos de: Chimuara (Caia), Mocuba, Alto Molócue, Nicoadala, Quelimane, Gurúe, Marromeu, Uapé, Cuamba e Moma.

#### Troço Songo-Caia (Chimuara)-Marromeu

Tendo sido interligada a CESOM no troço de Songo-Caia-Marromeu, pode-se observar que continua não havendo barramentos em estado crítico, havendo só em

estado normal e de alerta. Sofreram alterações, sendo um ligeiro incremento de tensão, os barramentos de Caia e Marromeu que são os mais próximos à CESOM, comparativamente aos outros do troço.

### **Troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga**

No troço de Caia-(Alto-Molócue)-Uapé-Lichinga, os barramentos continuam apresentando os estados: crítico, alerta e normal.

Neste troço, observa-se que após interligada a CESOM, alguns barramentos, como o barramento de Mocuba e na sua maioria ligados ao barramento de Mocuba, apresentam um ligeiro incremento nos seus níveis de tensão, que são os barramentos de Chimuara, Marromeu, Nicoadala, Mocuba, Quelimane, Alto Molócue, Uapé e Gurúe. O barramento de Caia é o único que sofre um ligeiro decréscimo de tensão, permanecendo no estado normal.

Observa-se também que após a interligação, continua havendo barramentos em estado crítico, sendo os barramentos de: Mocuba, Alto-Molócue e Uapé, estando todos sobrecarregados, apresentando todos um carácter indutivo, sendo que o barramento de Alto-Molócue é o que mais sofre alterações comparativamente aos outros barramentos do troço estando ligado ao barramento de Mocuba.

Os barramentos de Quelimane, Lichinga e Cuamba, continuam a funcionar no estado normal que estão conectados a centrais de pico de pequena escala.

Ainda no mesmo troço, verifica-se que, os barramentos no estado de alerta continuam em menor quantidade, comparativamente aos barramentos no estado normal e crítico, e também que no troço não se verificam barramentos subcarregados.

Este é o troço da rede que mais sofre alterações com a interligação da CESOM, o que é um comportamento previsto, visto que a CESOM encontra-se no troço.

### **Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala**

Com a interligação da CESOM, o troço de (Alto-Molócue)-Auasse-Nacala, os barramentos continuam apresentando os estados: crítico, de alerta e normal.

Neste troço, interligada a CESOM, encontra-se apenas um barramento com a variação da tensão, sendo um incremento, que é o barramento de Moma, e é o troço em que menos se regista alterações nos barramentos com a interligação da CESOM.

A maior parte dos barramentos permanece em estado crítico.

## **Resumo**

Com a interligação da CESOM, no geral alguns barramentos sofreram um ligeiro incremento de tensão, tirando o barramento de Cuamba, que é o único da Rede Centro-Norte, a registar um decréscimo ligeiro de tensão.

O troço mais que mais regista alterações de tensão com a interligação da CESOM é o troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga, onde se encontra a CESOM e o troço que menos regista alterações é o troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala, sendo possível notar que quanto mais próximo à CESOM, mais susceptíveis a alterações os barramentos estão.

Continua a existência pelo menos um barramento em estado normal em cada troço, sendo estes em geral conectados a unidades de geração.

### **7.1.2 Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 10, com a interligação da CESOM, há um aumento do número de transformadores (um transformador) na rede, que é o transformador que faz a elevação da tensão que é produzida pela CESOM para 33 kV (correspondente ao transformador T21 na simulação).

Os transformadores que se encontram sobrecarregados são os transformadores ligados ao barramento de Lichinga (correspondentes aos transformadores 30 e 38 na simulação).

Nota: não são tomados em consideração alguns transformadores que não fazem parte do esquema original da rede fornecido pela EDM, que foram acrescentados somente para a as exigências do ETAP para o processo de simulação.



### **Troço Songo-Caia-Marromeu**

Com a interligação da CESOM, no troço de Songo-Caia-Marromeu, os transformadores continuam a funcionar dentro dos limites, não havendo nenhum transformador sobrecarregado.

Este troço da rede continua apresentando o menor número de transformadores e estes continuam na sua maioria, com um nível de carregamento baixo.

### **Troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga**

Com a interligação da CESOM, no troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga, o número de transformadores sobrecarregados mantém, sendo 2 transformadores sobrecarregados que são os dois ligados ao barramento de Lichinga (correspondentes aos transformadores T30 e T38 na simulação) apresentado uma sobrecarga de 190,8% e 123,1% respectivamente e estão ligados à carga.

Este continua o único troço da rede onde encontram-se transformadores sobrecarregados e é o que possui mais alterações com a interligação da CESOM, comparativamente aos outros troços. Este troço é também o único onde se apresenta aumento e diminuição e aumento dos níveis de carregamento em simultâneo, interligada a CESOM.

### **Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala**

Com a interligação da CESOM, os transformadores continuam a funcionar dentro dos limites, não havendo nenhum transformador sobrecarregado. Este continua o troço da rede que apresenta o maior número de transformadores.

Neste troço da rede, as alterações nos transformadores foram apenas de diminuição do carregamento.

## Resumo

O troço de Songo-Caia-Marromeu continua sendo o que apresenta o menor número de transformadores e o troço de Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala é o que apresenta o maior número de transformadores.

Interligada a CESOM, todos os troços são afectados por alterações no carregamento dos transformadores, sendo que a interligação da CESOM reduz o carregamento de alguns transformadores, mas aumenta o carregamento aos próximos da CESOM e o troço onde se encontra a CESOM, é o que mais sofre alterações e é o único troço onde se apresentam transformadores sobrecarregados, assim como aumento e diminuição do carregamento em simultâneo.

Observa-se também que a maioria dos transformadores da rede continua a funcionar no estado normal e ainda que, os transformadores sobrecarregados e com maior nível de carregamento continuam os que encontram-se ligados a cargas.

### 7.1.3 Linhas

Feita a interligação da CESOM, surgem mais duas linhas que conectam a CESOM à Subestação de Mocuba. Para efeitos de simulação estas linhas foram designadas “Cesom1” e “Cesom2”.

Para a avaliação da situação das linhas, tem-se para iniciar, a seguinte tabela presente no anexo 11.

Observando o carregamento das linhas da zona Centro-Norte, conclui-se que esta zona não possui nenhuma linha sobrecarregada, isto é, todas encontram-se dentro dos limites de funcionamento.

Interligada a CESOM, as linhas que sofrem alteração são:

- Aumento do carregamento- B00, B03, B04, B07, C20, C23 e C31;
- Diminuição do carregamento- B01, B02, B05, B08, B51, C21, C22, C35 e C36.

### **Troço Songo-Caia-Marromeu**

Com a interligação da CESOM, quase todas as linhas do troço sofrem alterações de aumento e diminuição do carregamento, com a exceção da linha AL1.

O troço continua a possuir as linhas com o maior carregamento nominal da rede, assim como a linha mais carregada que é a linha B00 (que sai de Matambo à Chibata) tendo aumentado o seu carregamento para 187,7 MVA's.

### **Troço Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga**

Este troço continua sendo o que possui a linha menos carregada da zona Centro-Norte que é a linha C20 (que sai de Alto-Molócue a Uapé) com um carregamento de 2, 83 MVA.

Com a interligação da CESOM, o troço sofre o aumento e diminuição do carregamento das linhas, sendo que a maior parte das linhas sofre uma redução no carregamento. Todas as linhas sofrem alterações, sendo troço onde se encontra a CESOM.

### **Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala**

Neste troço da rede, observa-se a predominância de linhas com baixo carregamento.

Este é o único troço que apresenta algumas linhas que não sofrem variação no carregamento após interligação da CESOM.

### **Resumo**

Na região Cento-Norte, as linhas encontram-se a operar dentro dos limites, havendo apenas a linha C31 que possui um carregamento próximo ao limite do carregamento nominal e esta encontra-se no troço (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala.

Com a interligação da CESOM, mais linhas reduzem o carregamento, comparativamente às linhas que aumentaram o carregamento.

#### **7.1.4 Centros de Geração (Alimentação da Rede)**

Com a interligação da Central Solar de Mocuba, aumenta o número de centros de geração de base, que é a segunda que mais injecta potência na rede.

Para a avaliação dos valores que apresentam os centros de geração na simulação, pode ser observado o anexo 5.

##### **Troço Songo-Caia-Marromeu**

No troço de Songo-Caia-Marromeu, a Hidroeléctrica de Cahora Bassa continua o único centro de geração, que se encontra no estado normal, pois apresenta um ligeiro consumo de potência reactiva.

Este continua o troço com o menor número de centros de geração, possuindo apenas um centro de geração que continua sendo o que mais injecta potência na rede.

##### **Troço Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga**

Com a interligação da CESOM, no troço de Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga, passa a ter como centros de geração 5 centrais, sendo duas térmicas, duas centrais hídricas e uma solar. Continua o troço que possui o maior número de centrais e também a maior variedade de tipo de centrais.

No presente troço, todas as centrais continuam a operar em estado crítico, sendo devido ao factor de potência e consumo de energia reactiva.

##### **Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala**

No presente troço, todas as centrais continuam a operar em estado crítico devido ao factor de potência.

#### **Resumo**

Com a interligação da CESOM, a Rede Centro-Norte deixa de ter apenas uma central de base e passa a ter duas centrais de base.

Na Rede Centro-Norte, a Hidroelétrica de Cahora Bassa continua a única que se encontra a funcionar dentro dos limites, sendo que as restantes centrais encontram-se em estado de crítico.

## **7.2 Análise de Contingências**

No presente trabalho, será feita a análise de contingências do tipo N-1 e N-2, que foi mencionada no capítulo 2.6.2. Na análise, foram observados os efeitos nos barramentos, transformadores e linhas.

Tem-se como base de comparação, os valores da simulação, integrando a CESOM na rede.

### **7.2.1 Análise de Contingências do tipo N-1**

Como referido anteriormente, no capítulo 2.6.2 na análise de contingências deste tipo, é removido um elemento e avaliado o comportamento da rede, removido o elemento.

#### **7.2.1.1 Remoção da Linha B02**

##### **Barramentos**

De acordo com a tabela presente no anexo 12, removida a linha B02, regista-se:

- Uma redução significativa no carregamento do barramento de Matambo passando do estado subcarregado (alerta) para o estado subcarregado (crítico), sendo o barramento que sofre mais alterações;
- Uma redução relativa nos barramentos de Chimuará (Caia) e Quelimane passando do estado Sobrecarregado (alerta) para o estado normal;
- Uma redução relativa no barramento de Marromeu passando do estado Subcarregado (alerta) para o estado subcarregado (crítico).

##### **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 13, removida a linha B02, regista-se uma redução relativa nos transformadores de Caia, sendo o transformador com maior

alteração. A maior parte dos transformadores não regista alterações, sendo que os que registam alteração, registam uma alteração ligeira.

## **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 14, removida a linha B02, regista-se uma redução relativa do carregamento da linha B00. Regista-se também um aumento significativo do carregamento da linha B01 para mais que o dobro do carregamento e um aumento relativo do carregamento das linhas B03, B04 e B05.

## **Resumo**

Removida a linha B02, é possível notar que a remoção desta linha não provoca grande instabilidade na rede, e ainda assim é possível escoar a potência produzida na HCB para o resto da rede pela linha B01 que é paralela a esta e possui a mesma função.

Embora não provoque grande instabilidade na rede, a remoção desta provoca uma alteração significativa no barramento de Matambo no qual tem ligação e uma alteração relativa nos barramentos próximos. A remoção da linha possui vantagens e desvantagens pois aumenta e diminui a sobrecarga em alguns componentes.

### **7.2.1.2 Remoção da Linha B05**

#### **Barramentos**

De acordo com a tabela presente no anexo 15, removida a linha B05, regista-se:

- Alteração dos barramentos próximos à linha removida B05;
- Uma redução relativa no nível de tensão do barramento de Matambo;
- Uma redução relativa no nível de tensão do barramento de Caia, passando do estado sobrecarregado (alerta) para o estado Subcarregado (alerta);
- Um aumento significativo do carregamento do barramento de Mocuba, sendo o que mais sofre alterações;
- Um aumento relativo do carregamento do barramento de Alto-Molócue, aumentando a sua sobrecarga;

- Uma redução relativa dos carregamentos dos barramentos de Nicoadala e Quelimane, passando do estado sobrecarregado (alerta) para o estado normal;
- Um aumento relativo no carregamento do barramento de Gurúe, passando do Sobrecarregado (alerta) para Sobrecarregado (crítico);
- Uma redução relativa no barramento de Marromeu, passando do estado subcarregado (alerta) para o estado subcarregado (crítico);
- Um aumento relativo no carregamento do barramento de Uapé, permanecendo sobrecarregado (crítico).

## **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 16, removida a linha B05, regista-se:

- Uma redução relativa nos carregamentos dos transformadores de Caia e Quelimane;
- Um aumento relativo no carregamento dos transformadores 1 e 2 de Mocuba;
- Aumento significativo nos transformadores 1 e 2 de Nampula e o Transformador 2 de Alto-Molócue.

## **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 17, removida a linha B05, regista-se:

- Que as linhas próximas à linha removida são as mais afectadas;
- Uma diminuição significativa do carregamento da linha B51 para quase da metade do carregamento, sendo a linha que mais sofreu alterações.
- Um aumento significativo do carregamento B01, B02, B03, B04, B08, C21, C22.

## **Resumo**

Removida a linha B05, a nível dos barramentos, nota-se que à montante da linha, a tensão reduz e à jusante aumenta (a partir de Mocuba).

A linha B05 permite o escoamento da potência para Mocuba e outras partes da rede, sendo possível perceber o motivo pelo qual os barramentos à Jusate de Mocuba

umentam a sua tensão. A remoção da linha B05 possui efeitos positivos e negativos nos barramentos próximos.

A nível dos transformadores, à Montante da linha removida, os transformadores sofrem uma redução no seu carregamento e à montante sofrem aumento do seu carregamento. Os transformadores mais afectados são os próximos à linha afectada. Pode-se notar uma certa distância entre a linha B05 e os transformadores de Nampula, embora estes sejam afectados pois a linha B07 é paralela à linha B05, sendo que as duas linhas estão ligadas ao mesmo barramento de Mocuba, e a linha B07 está conectada ao barramento de Alto-Molócue que serve de ligação com o troço (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala, onde os transformadores de Nampula encontram-se logo no início para fazer a redução dos níveis de tensão.

A nível das linhas, nota-se que quase todas as linhas alteram e a remoção da linha B05 provoca alteração em quase todas as linhas e nota-se que a linha B51 que sofre mais alterações e está próxima à linha B05 e também estão ligadas ao mesmo barramento que é o barramento de Nicoadala.

### **7.2.1.3 Remoção da Linha B07**

#### **Barramentos**

De acordo com a tabela presente no anexo 18, removida a linha B07, regista-se:

- Uma redução relativa do carregamento dos barramentos de Quelimane e Nicoadala, passando do estado sobrecarregado (alerta) para o estado normal;
- Que o barramento mais afectado pela remoção, com uma variação significativa é o barramento de Mocuba, passando do estado Sobrecarregado (crítico) para o Sobrecarregado (alerta), com os valores de 238,6 kV para 225,1 kV respectivamente.

#### **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 19, removida a linha B07, regista-se que os transformadores que apresentam uma variação significativa são os transformadores de 1 de Mocuba (com diminuição no carregamento), 1 e 2 de Nampula



(com aumento de carregamento) e Alto-Molócue (com o aumento de carregamento), que são os barramentos ligados à linha B07.

## **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 20, removida a linha B07, regista-se:

- Variações ligeiras no carregamento várias linhas;
- Aumento significativo do carregamento das linhas B08, C21 e C22;
- Diminuição significativa do carregamento da linha B51;

## **Resumo**

A nível dos barramentos, pode observar-se que os barramentos mais afectados estão à montante da linha B07, embora seja de forma ligeira. A remoção da linha B07 não provoca muitas alterações no valores da tensão dos barramentos, embora melhore de forma significativa o estado de alguns barramentos. A remoção desta linha possui mais benefícios para a rede, pois, os barramentos que sofrem alterações, na sua maioria, mudam para um estado melhor.

Removida a linha B07, não há o escoamento da potência produzida pela HCB e CESOM para os troços Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga e Troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala, emboa os barramentos não sofram grandes alterações, podendo se verificar que as centrais de pico conseguem suprir a demanda da rede.

A nível dos transformadores, removida a linha B07, a maior parte dos transformadores não apresenta muita alteração no carregamento ou apresentam uma variação ligeira, sendo que os transformadores mais afectados são os mais próximos à linha removida.

A nível das linhas pode notar-se que as linhas mais afectadas são as linhas próximas à linha B07 e também que à montante da linha B07 regista-se uma diminuição no carregamento, sendo que, das linhas com variação significativa, a linha mais afectada é a linha B51. À jusante da linha B07 regista-se um aumento no carregamento das linhas.

#### 7.2.1.4 Remoção da Linha B08

##### **Barramentos**

De acordo com a tabela presente no anexo 21, removida a linha B08, regista-se:

- Uma redução significativa do nível de sobrecarga dos barramentos de Mocuba e Alto-Molócue, passando do estado Sobrecarregado (crítico) para Sobrecarregado (alerta);
- Uma redução relativa do nível de sobrecarga dos barramentos de Chimuará (Caia), Quelimane e Gurúe passando do estado Sobrecarregado (alerta) para o estado normal;
- Uma redução relativa do nível de tensão dos barramentos de Nampula 220 e Nampula Central, passando do estado normal a subcarregado (alerta);
- Uma redução relativa do nível de tensão do barramento de Uapé, passando do estado sobrecarregado (crítico) para o estado sobrecarregado (alerta).

##### **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 22, removida a linha B08, regista-se:

- Perda de carregamento, dos Transformadores 1 e 2 de Nampula 220, isto é, passam a não ter carregamento;
- Uma redução relativa do transformador 2 de Alto-Molócue o seu carregamento.

##### **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 23, removida a linha B08, regista-se:

- Uma redução significativa dos carregamentos das linhas B07, C21 e C22;
- Uma redução relativa do carregamento das linhas B51, C31 e C35.

## Resumo

A linha B08 interliga os troços Caia- (Alto-Molócue)- Uapé-Lichinga e (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala.

Em termos de barramentos, removida a linha B08, a maior parte dos barramentos reduz o seu nível de tensão, sendo que não há nenhum barramento que aumenta o seu nível de tensão. As variações significativas registam-se maioritariamente à montante da linha B08. Não há o escoamento da potência para o troço de (Alto-Molócue) -Auasse-Nacala e ainda assim, a rede funciona, mostrando que as centrais de pico conseguem suprir a demanda. Sendo que não há escoamento de potência para um dos troços (com maior concentração de carga), os troços à montante da linha reduzem o seu nível de tensão, melhorando o estado de alguns barramentos.

Em termos de transformadores, os afectados são os mais próximos a linha removida B08, e a maior parte dos transformadores possui redução de carregamento.

Em termos de linhas, a maior parte das linhas reduz o seu carregamento, sendo que as linhas próximas à linha removida sofrem uma diminuição significativa no seu carregamento, pois com a remoção da linha, a redução do escoamento de potência, reduz o carregamento nas linhas.

### 7.2.1.5 Remoção da Linha C31

#### Barramentos

De acordo com a tabela presente no anexo 24, removida a linha C31, regista-se:

- Um aumento relativo do nível de tensão no barramento de Nampula 220, passando do estado normal ao sobrecarregado (alerta);
- Uma diminuição bastante significativa do nível de tensão do barramento de Nampula Central, passando do estado Normal ao subcarregado (crítico);
- Uma diminuição relativa do nível de tensão do barramento de Pemba, passando do estado Normal ao subcarregado (alerta);

- Uma redução significativa no nível de tensão dos barramentos de Monapo, Namialo, Nacala Porto, Nacala Velha (Vale), Metro, Macomia, Auasse, permanecendo no estado subcarregado (crítico).

## **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 25, removida a linha C31, regista-se:

- Uma redução significativa do carregamento dos transformadores de Metro e Monapo;
- Uma redução relativa do carregamento dos transformadores de Macomia, Namialo, Nacala e Vale.

## **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 26, removida a linha C31, regista-se:

- Uma redução relativa do carregamento das linhas C33 e C37;
- Um aumento elevado do carregamento das linhas C35 e C36, para mais que o dobro do carregamento inicial.

## **Resumo**

Em termos de barramentos, os barramentos próximos à linha removida são os mais afectados, sofrendo diminuição de carregamento e aumentando o nível de subcarga, piorando o seu estado. A linha C31 afecta o escoamento de potência para o barramento de Nampula Central, o que faz também com que o barramento de Nampula 220 fique sobrecarregado, pois possui uma central conectada e a potência não é escoada como devidamente.

Em termos de transformadores, os transformadores de Metro e Monapo reduzem significativamente os seus carregamentos pois os barramentos a que se encontram conectados, têm ligação com o barramento de Namialo que está conectado ao barramento de Nampula Central (isto é, o barramento de Namialo faz a conexão de

Nampula Central, Metoro e Monapo) que é o barramento que não recebe a potência devida pois a C31 é removida.

Em termos de linhas, a linha C35 aumenta demasiado o seu carregamento pois esta é paralela à C31 que está fora de serviço e também faz o escoamento de potência para Namialo. Sendo que a linha C35 aumenta drasticamente o seu carregamento, a linha C36 também fica afectada, pois está ligada ao barramento de Metoro que fica afectado pela redução de potência, pois recebe a potência a partir da linha C35.

#### **7.2.1.6 Remoção da Linha C32**

Removida a linha C32 que está dividida em C32A e C32B, uma parte do troço (Alto-Molócue)- Auasse-Nacala fica em ilha, isto é, desenergizado, que são os barramentos de: Monapo, Nacala Porto e Nacala Velha (Vale).

#### **Barramentos**

De acordo com a tabela presente no anexo 27, removida a linha C32, regista-se:

- Os barramentos de Monapo, Nacala Porto e Nacala Velha (Vale) ficam desenergizados (em ilha);
- Um aumento relativo do nível de tensão dos barramentos de Namialo e Metoro, passando do estado Subcarregado (crítico) para o estado Subcarregado (alerta);
- Um aumento relativo dos níveis de tensão dos barramentos de Macomia e Auasse, embora permaneçam no estado subcarregado crítico;

#### **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 28, removida a linha C32, regista-se que os transformadores de Monapo, Nacala Porto e Nacala Velha (Vale) ficam desenergizados (em ilha).

#### **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 29, removida a linha C32, regista-se:

- Um aumento significativo no carregamento da linha B08, que é uma das linhas que faz a conexão dos troços;
- Uma redução significativa no carregamento das linhas C31 e C35, que estão próximas das linhas removidas;
- Desenergização das linhas C33 e C39, ficando em ilha.

## **Resumo**

Em termos de barramentos, a maior parte sofre alterações ligeiras, de aumento no seu valor de tensão e alteram o seu estado para melhor, que são barramentos próximos à linha removida, aumentando o seu nível de tensão, uma vez que parte da rede fica sem receber potência, em ilha, pois não há escoamento por meio de outra linha.

Em termos de transformadores, os que sofrem uma alteração estão em número bastante reduzido e esta é ligeira, sendo que as variações não ultrapassam o intervalo de 1 unidade, sendo de aumento no valor do carregamento.

Em termos de linhas, observa-se que a linha C31, possui uma redução significativa no seu carregamento, pois é a linha que antecede e permite que a potência chegue à linha C32 que removida que faz com que a parte da rede fique desenergizada, reduzindo o valor da potência escoada pela linha C31.

### **7.2.1.7 Remoção da Linha C34**

Removida a linha C34, uma parte do troço (Alto-Molócue)- Auasse-Nacala fica em ilha, isto é, desenergizado, que é o barramentos de Moma.

## **Barramentos**

De acordo com a tabela presente no anexo 30, com a remoção a linha C34, regista-se que:

- Poucos barramentos sofrem alterações, sendo que as alterações são bastante ligeiras, tendo a alteração do valor no intervalo de uma décima;
- O barramento de Moma fica desenergizado (em ilha).

## **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 31, removida a linha C34, regista-se que os transformadores não sofrem alterações em geral, tirando os de Nampula 220 que aumentam ligeiramente o seu carregamento.

## **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 32, removida a linha C34, regista-se que a remoção da linha C34 não provoca alterações significativas nas outras linhas.

## **Resumo**

Em termos de barramentos, o barramento de Namialo é o que mais sofre alterações, pois há mais escoamento de potência para o barramento de Namialo, pois a linha C34 e C35 são paralelas, estão as duas ligadas ao barramento de Nampula 220, e a linha C35 ligada ao barramento de Namialo.

Em termos de transformadores, a linha removida está ligada ao Barramento de Nampula 220 que é o mesmo barramento onde se encontram ligados os únicos transformadores que sofrem alterações com a remoção da linha.

Em termos de linhas, estão em número reduzido as linhas sofrem alterações, sendo estas ligeiras, na ordem de décimas.

### **7.2.2 Análise de Contingências do tipo N-2**

Como referido anteriormente, no capítulo 2.6.2 na análise de contingências deste tipo, são retirados dois elementos e avaliado o comportamento da rede com a remoção do elemento.

#### **7.2.2.1 Remoção da Linha B01 e B02**

### **Barramentos**

De acordo com a tabela presente no anexo 33, removidas as linhas B01 e B02, regista-se:

- Uma redução significativa do nível de tensão dos barramentos de Matambo e Marromeu, passando do estado subcarregado de alerta para o subcarregado crítico;
- Uma redução significativa do nível de tensão do barramento de Chimuara (Caia), passando do estado sobrecarregado alerta para o estado subcarregado crítico;
- Uma redução significativa do nível de tensão do barramento de Quelimane, passando do estado sobrecarregado de alerta para o estado normal.

### **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 34, removidas as linhas B01 e B02, regista-se:

- Uma redução significativa no carregamentos dos transformadores de Caia;
- Uma redução relativa no carregamento dos transformadores de Quelimane, 1 e 2 de Nampula e o 2 de Alto-Molócue.

### **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 35, removidas as linhas B01 e B02, regista-se:

- Uma redução significativa no carregamento da linha B00;
- Um aumento significativo no carregamento das linhas B03, B04, B05 e B51.

### **Resumo**

Em termos de barramentos, os que sofrem mais alterações, são os barramentos próximos às linhas removidas. À montante das linhas removidas, regista-se um aumento do nível de tensão dos barramentos e à jusante das mesmas uma redução do nível de tensão dos barramentos.

Removidas as linhas B01 e B02, não há o escoamento da potência produzida pela HCB para a rede, havendo só para Zimbábue (Bindura) e por esse motivo, o barramento de Matambo, fica ainda mais subcarregado, pois não recebe a potência da HCB.



Vários barramentos sofrem alterações, mas o troço mais afectado é o troço Songo-Caia-Marromeu. Pode-se notar que mesmo não recebendo a potência da HCB, que é a fonte que mais injecta potência na rede, a rede continua a funcionar.

Em termos de transformadores, os transformadores mais afectados são os transformadores próximos às linhas removidas, pois a potência é reduzida.

Em termos de linhas, removidas as linhas B01 e B02, as linhas B03, B04, B05 e B51 aumentam demasiado o seu carregamento, pois o barramento de Matambo passa a receber potência de Mocuba e a central de pico de Quelimane, sendo que a linha B51 transfere potência de Quelimane para Nicoadala e a linha B05 transfere a potência de Mocuba e Nicoadala para Caia, que pelas linhas B03 e B04 permitem que a potência chegue ao barramento de Matambo. As linhas ficam mais carregadas permitindo que haja fluxo de potência até ao barramento de Matambo.

### **7.2.2.2 Remoção dos Transformadores 1 e 2 de Nampula**

#### **Barramentos**

De acordo com a tabela presente no anexo 36, removidos os transformadores 1 e 2 de Nampula, regista-se:

- Um aumento significativo do nível de tensão dos barramentos de Uapé, Mocuba e Alto-Molócue;
- Uma redução relativa dos níveis de tensão dos barramentos de Nampula 220 e Nampula Central, passando do estado Normal para o estado Subcarregado de alerta;
- Um aumento relativo do nível de tensão do barramento de Quelimane, passando do estado Normal para Sobrecarregado de alerta;
- Um aumento significativo do nível de tensão do barramento de Gurúe, passando do estado sobrecarregado de alerta para o estado sobrecarregado (crítico);

## **Transformadores**

De acordo com a tabela presente no anexo 37, removidos os transformadores 1 e 2 de Nampula, regista-se:

- Um aumento relativo do carregamento dos transformadores de 1 e 2 de Caia e Quelimane;
- Um aumento significativo do carregamento transformador de Alto-Molócue, superior ao dobro do carregamento inicial.

## **Linhas**

De acordo com a tabela presente no anexo 38, removidos os transformadores 1 e 2 de Nampula, regista-se:

- Um aumento relativo do carregamento das linhas B00, B01 e B02;
- Uma redução relativa do carregamento das linhas B03 e B04;
- Um aumento significativo do carregamento das linhas B05, B07, C21 e C22, superior ao dobro do carregamento inicial;
- Uma redução significativa do carregamento das linhas B08, B51 e C31.

## **Resumo**

Em termos de barramentos, os barramentos à montante dos transformadores de Nampula aumentam o seu carregamento, apresentando um comportamento de sobrecarga, sendo os barramentos de Alto Molócue e Alto-Molócue os que mais sofrem alterações.

Em termos de transformadores, os mais afectados encontram-se à montante dos transformadores de Nampula, estando ligados aos barramentos que são mais afectados.

Em termos de linhas, as que apresentam mais variações são as que se encontram à montante e próximas dos transformadores de Nampula removidos. Estando o barramento de Alto-Molócue imediatamente antes do barramento de Nampula, as linhas mais afectadas sofrendo um aumento significativo no seu carregamento, que são o caso das linhas C21, B07, B05 e C22 estão ligadas ou possuem um componente que as ligam

ao barramento de Alto-Molócue. A linha B08 que conecta Alto-Molócue ao barramento de Nampula onde estão conectados os transformadores removidos sofre uma diminuição significativa, pois os transformadores não fazem a transformação da potência.

### 7.3 Análise dos Níveis de Curto-circuito

Para a análise dos níveis de curto-circuito, são analisados todos os barramentos que se encontram nas subestações interligadas à subestação de Mocuba (onde está conectada a CESOM) e também em subestações próximas à subestação de Mocuba, pois é sabido que as falhas ao longo da rede e podem afectar à subestações vizinhas.

Abaixo encontra-se a tabela com os valores de curto-circuito:

Subestação	Tensão do Barramento [kV]	Valores de Curto-Circuito sem a interligação da CESOM		Valores de Curto- Circuito Interligada a CESOM	
		I <sub>cc</sub> [A]	S <sub>cc</sub> [MVA]	I <sub>cc</sub> [A]	S <sub>cc</sub> [MVA]
Nicoadala	220	1305,261	497,371	1305,267	497,373
Quelimane	220	1213,791	462,516	1213,792	462,516
Caia (Chimuara)	220	1734,367	660,883	1734,374	660,885
Marromeu	110	1227,882	233,943	1227,884	233,943
Alto-Molócue	220	639,9026	243,836	639,9054	243,837
	110	1035,62	197,312	1035,624	197,313
Uapé	110	664,0986	126,528	664,0989	126,528
Gurué	110	755,1517	143,876	755,153	143,876
Cuamba	110	559,1487	106,532	559,1486	106,532
Nampula	220	493,1048	187,898	493,1062	187,899
	110	910,5337	173,480	910,5362	173,480
Nampula Central	110	893,5433	170,243	893,5457	170,243

Tabela 7- Níveis de Curto-Circuito

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

Interligando da CESOM, os valores de curto-circuito aumentam ligeiramente, variando apenas em termos de casas decimais, com excepção do barramento de

Cuamba que possui uma diminuição ligeira do valor, com variação de um milésimo, mantendo o valor da potência.

De acordo com os valores obtidos da simulação, pode notar-se uma diminuição da resistência na rede.

Os níveis de Curto-Circuito encontram-se dentro dos limites estabelecidos pela EDM que constam do anexo 39, sendo que não é necessário dimensionar novos equipamentos de protecção e manobra.

#### 7.4 Análise das Perdas na Rede

##### Perdas Eléctricas

Estado da Rede	Valor das Perdas no Sistema de Potência [MW]
Antes da Interligação da CESOM	18,565
Depois da Interligação da CESOM	19,925

Tabela 8- Perdas Eléctricas

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

Interligada a CESOM, as perdas passaram de 18,565 MW para 19,925 MW, tendo se registado um aumento de 1,36 MW, o que é possível justificar, pois com a interligação da central há um aumento de equipamento na rede, sendo que o transformador e as linhas adicionadas devido a CESOM apresentam perdas consideráveis que são as linhas designadas Cesom 1 e 2 no presente trabalho e o transformador 21, como é possível verificar no anexo 41.

Para uma informação detalhada acerca das perdas eléctricas da rede, estão presentes no anexo 40 e 41, onde se encontram os valores das perdas de cada componente.

## Conclusões

Tendo sido feita a análise do impacto da Central Solar de Mocuba na rede, conclui-se que:

1. Integrada a Cesom na rede, o impacto é mais notório nas proximidades da CESOM, e é possível também observar que regista-se o efeito ferranti, pois a região Centro-Norte possui um baixo índice de carga e a central foi construída para uma solução a longo prazo. Por a rede ser menos robusta, sofre alterações.
2. Feita análise de contingências, verifica-se que a rede suporta a remoção de alguns componentes sem entrar em “Blackout” e que no máximo uma parte da rede pode ficar em ilha, sendo que a CESOM contribui para que a rede possa funcionar sem a dependência total da HCB.
3. Observado o aumento de perdas no sistema, causado em grande parte pelas linhas que saem CESOM para a subestação mocuba, é possível concluir que as centrais Solares são boas pois possuem um baixo custo de operação, mas possuem perdas consideráveis. Também é possível concluir que por ser uma fonte renovável, a CESOM causa uma certa instabilidade nos barramentos pela sua inconstância na injeção de potencia.
4. A CESOM foi construída para acomodar o futuro progresso da carga e descongestionar a rede.
5. Com a existência da CESOM, os níveis de curto-circuito não alteram significativamente.
6. A CESOM traz benefícios à rede, pois faz parte de um plano a longo prazo para acomodar o crescimento da carga e melhoramento da qualidade da energia fornecida, sendo uma fonte de baixo custo de operação e manutenção.

## Recomendações

Feitas as simulações e se observado o estado da rede antes e após a integração da CESOM, tem-se como recomendações:

1. Investimento em formas e equipamentos para compensar as perdas na rede.
2. Investimento em elementos de compensação para reduzir a instabilidade trazida pela integração da CESOM.
3. Substituição dos transformadores de Lichinga por transformadores com uma potência maior, visto que estes encontram-se sobrecarregados.
4. Construção de linhas alternativas para regiões da rede que ficam em ilha, para que a potência possa ser escoada ou certas partes da rede possam ser alimentadas quando uma ou duas linhas são retiradas, como são os casos das linhas C32, C34, B05 e B07.
5. A inserção de outras fontes de potência, permitindo que a rede fique mais independente, isto é permitindo a redução da interdependência entre os componentes.
6. Investimento em equipamentos que reduzam o efeito ferranti enquanto ainda houver carga um nível baixo de carga.
7. Investimento em bancos de capacitores para compensar aos barramentos com carácter capacitivo, visto que os com carácter indutivo podem melhorar o seu estado consoante o crescimento da carga.

## Referências Bibliográficas

- [1] GLOVER, J. Duncan; SARMA, Mulukutla S.; OVERBYE, Thomas J.- Power System Analysis & Design, 5<sup>th</sup> ed., United States of America, CENGAGE Learning, 2012, ISBN 1-111-42579-5, Vol.
- [2] GUPTA, Manoj Kumar- Power Plant Engineering, New Dheli, PHI Learning Private Limited, 2012, ISBN 978-81-203-4612-3.
- [3] SIVANAGARAJU, S.; SATYANARAYANA, S.- Electric Power Transmission and Distribution, Dehli, Pearson Education, 2009, ISBN 978-81-317-0791-3.
- [4] FOSTER, Robert; GHASSEMI, Majid; COTA, Alma- Renewable Energy and the Environment, United States, CRC Press, 2009, ISBN 978-1-4200-7567-0.
- [5] SCHLABBACH, Jürgen; ROFALSKI, Karl-Heinz- Power System Engineering: Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment, Germany, WILEY-VCH, 2008, ISBN 978-3-527-40759-0.
- [6] CHAKRABARTI, Abhijit; HALDER, Sunita- Power System Analysis Operation and Control, 3<sup>rd</sup> ed., New Dheli, PHI Learning Private Limited, 2010, ISBN 978-81-203-4015-2.
- [7] LI, Jianming- Measurement and Analysis of Overvoltages in Power Systems, Singapore, John Wiley & Sons, 2018, ISBN 9781119129059.
- [8] CORSI, Sandro- Voltage Control and Protection in Electrical Power System: From System Components to Wide-Area Control, Italy, Springer, 2015, ISBN 978-1-44716635-1.
- [9] GRIGSBY, Leonard L.- Electric Power Generation, Transmission, and Distribution, 2<sup>nd</sup> ed., Boca Raton, CRC Press, 2007, ISBN 978-0-8493-9292-4.
- [10] ARCHER, Mary D.; GREEN, Martin A.- Clean Electricity From Photovoltaics, 2<sup>nd</sup> ed., London, Imperial College Press, 2015, ISBN 978-1-84816-767-4, Vol. 4.

- [11] LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven- Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, 2<sup>nd</sup> ed., United Kingdom, John Wiley & Sons LTD, 2011, ISBN 978-0-470-72169-8.
- [12] REINDERS, Angèle [et al.]- Photovoltaic Solar Energy: From Fundamentals to Applications, United Kingdom, John Wiley & Sons Ltd, 2017, ISBN 9781118927465.
- [13] GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V, U.- Photovoltaic Solar Energy Generation, Germany, Springer, 2005, ISBN 3-540-23676-7.
- [14] BREEZE, Paul- Solar Power Generation, United Kingdom, Elsevier Science, 2016, ISBN 9780128040546.
- [15] PRECUP, Radu-Emil; KAMAL, Tariq; HASSAN, Syed- Solar Photovoltaic Power Plants: Advanced Control and Optimization Techniques, Singapore, Springer, 2019, ISBN 978-981-13-6150-0.
- [16] VILLALVA, Marcelo Gradella, GAZOLI, Jonas Rafael, Energia solar fotovoltaica, Volume 2, primeira edição, 2012.
- [17] STINE, W.B., GEYER, M., Power from the Sun volume 5, n.3, 2001.
- [18] Nogueira, T. A. R.; Franco, A.; He, Z.; Braga, V. S.; Firme, L. P.; Abreu-Junior, C. H. Photovoltaic System. Journal of Environmental Management, 2013.
- [19] QUERINO, C. A. S.; MOURA, M. A. L., LYRA, R. F. F., MARIANO, G. L. Avaliação e comparação de radiação solar global, Revista Brasileira de Meteorologia, v.21, n.3a, p.42-49, 2006.



## Outra Bibliografia Consultada

- [20] QUASCHNING, Volker. & BLANCO, Manuel Muriel- Solar Power – Photovoltaics or Solar Thermal Power Plants?, VGB Congress Power Plants 2001 · Brussels · October 10 to 12, 2001.
- [21] Integrated Master Plan, Mozambique Power System Development, Ministry of Mineral Resources and Energy, Final Report, November 2018.
- [22] Boletim da República, I serie- Número 91, Quarta-feira, 12 de Novembro de 2014, Diploma Ministerial nº184/2014, Código da Rede Eléctrica Nacional, Ministério da Planificação e Desenvolvimento.
- [23] MABUIE, Edgar; BANZE, Isidro- Manual De Caracterização Da RNT Rede Nacional de Transporte, Electricidade de Moçambique, EP., Direcção da Rede de Transporte, 2016
- [24] Estratégia da EDM 2018-2028, Electricidade de Moçambique, E.P.
- [25] Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 2009.
- [26] Sustainability of photovoltaics: The case for thin-film solar cells, Vasilis Fthenakis.
- [27] Photovoltaic Environmental Research Center, Brookhaven National Laboratory, and Center for Life Cycle Analysis, Columbia University, Bldg. 130, Upton, NY 11973, United States.
- [28] Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação, 2004, ALTENER.
- [29] Grid Interconnection of Renewable Energy Sources at the Distribution Level With Power-Quality Improvement Features, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 26, NO. 1, JANUARY 2011, Mukhtiar Singh, Student Member, IEEE, Vinod Khadkikar, Member, IEEE, Ambrish Chandra, Senior Member, IEEE, and Rajiv K. Varma, Senior Member, IEE.

[30] RODRIGUES, Carlos Nunes- Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica. Lisboa, 2008, Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, IP.

Perfil do Distrito de Mocuba, Província da Zambézia, República de Moçambique, Ministério da Administração Estatal, 2005, Serie “Perfis Distritais de Moçambique”.

[31] PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco António- Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos, Março 2014, Rio de Janeiro.

# Anexos

## Anexo 1

Tabela A1-1: Critérios de aceitabilidade para desvios de tensão, angulo e frequência

		Regime de operação		
		'n'	'n-1', 'n-½' e 'n-1-1'	'n-2'
Tensão	400 kV	-5% 380 +4% 416	-7% 372 +5% 420	-10% 360 +5% 420
	275 kV	-5% 261 +5% 289	-7% 256 +9% 300	-10% 248 +9% 300
	220 kV	-5% 209 +5% 231	-7% 205 +11% 245	-10% 198 +11% 245
	132 kV	-5% 125 +5% 139	-7% 123 +10% 145	-10% 119 +10% 145
	110 kV	-5% 105 +5% 116	-7% 102 +12% 123	-10% 99 +12% 123
	66 kV *	-5% 63 +5% 69	-5% 63 +5% 69	-7% 61 +5% 69
	MT	-3% +3%	-5% +5%	-7% +5%
Desvio angular **	-	30/60° para linhas na REN a uma distância, respectivamente, inferior/ superior a 100km de centrais em serviço, após redespachos de geração efectuados em 10 minutos		
Desvio de frequência	A estabelecer de acordo com as regras definidas pelo Gestor da Rede Nacional de Transporte tendo ainda em atenção os princípios acordadas no âmbito do "Southern African Power Pool" (SAPP)			

\* Tendo em conta a actuação de tomadas de transformadores MAT/MT e AT/MT.

\*\* Para as linhas de interligação os valores serão acordados entre os gestores das respectivas redes.

## Anexo 2

### Tabela A2-2: Parâmetros para o funcionamento da rede eléctrica nacional

**Tabela 2 – Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias**

Sobrecargas temporárias admissíveis [%] (*)					
	Época sazonal	t ≤ 20 min		20 min < t < 2 h	
		LINHAS	TRANSF	LINHAS	TRANSF
Sem falha 'n'	Todas	0	0	0	0
Em situação de falha 'n-1', 'n-1/2', 'n-1-1' ou 'n-2'	Inverno	15	25	0	20
	Intermédia	15	15	0	10
	Verão	15	10	0	5

(\*) Valores indicativos da sobrecarga temporária admissível, os quais podem ter pequenas variações em torno do valor indicado, em função da especificidade dos equipamentos constituintes dos elementos das redes.

5. Por questões de fiabilidade e segurança de operação da REN, não deverão ser consideradas quaisquer sobrecargas temporárias nos eixos de Muito Alta Tensão em Corrente Contínua e Muito Alta Tensão em Corrente Alternada (400 kV) de ligação entre a zona de Matambo e de Maputo assim como em todas as linhas de interligação.

6. No caso das linhas, os valores de sobrecargas temporárias admissíveis apresentados na Tabela 2 têm aplicabilidade somente no que diz respeito à capacidade do elemento linha, não sendo aplicáveis aos respectivos painéis terminais.

7. Nos barramentos aos quais estejam ligadas linhas de interligação, a tensão não poderá atingir valores fora do intervalo de  $\pm 5\%$  da nominal, tanto em regime normal de operação como de contingência.

8. A acção programada de ligar/desligar baterias de condensadores e/ou reactâncias na REN não deverá provocar variações da tensão superiores a 3% ou 5%, dependendo do local e nível de tensão, nos barramentos aos quais se encontrem ligados produtores ou consumidores.

9. O controlo do perfil de tensões na REN, nomeadamente para a sua redução, deverá ser conseguido por outros meios que não o recurso a desligar linhas que se encontrem em serviço.

Fonte: Boletim da República- Código da Rede Eléctrica Nacional de 12 de Novembro de 2014

## Anexo 3

### Diagramas

## Diagrama A3-4: esquema da rede centro-norte

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 4

**Tabela A4-5: Valores das fontes de geração sem a integração da CESOM**

ID	Rating/Limit	Rated kV	MW	Mvar	Amp	% PF	% Generation
Cuamba Hydro	0,5 MW	16	14,738	-8,804	619,5	-85,85	2947,5
HCB	500 MW	16	176,747	3,496	6379	99,98	35,3
Lichinga Hydro	0,5 MW	16	14,171	11,107	649,7	78,71	2834,3
Lichinga Thermal	1,2 MW	11	14,171	11,107	945	78,71	1180,9
Nampula Thermal	1,5 MW	11	107,904	-13,39	5707	-99,24	7193,6
Pemba Thermal	1 MW	11	34,84	10,146	1905	96,01	3484
Quelimane Thermal	2,5 MW	11	89,695	-41,703	5192	-90,68	3587,8

Fonte: Iris Siteo/ ETAP



## Anexo 5

**Tabela A5-6: Valores das fontes de geração sem a integração da CESOM**

ID	Rating/Limit	Rated kV	MW	Mvar	Amp	% PF	% Generation
Cuamba Hydro	0,5 MW	16	25,16	-13,712	1034	-87,81	5032
HCB	500 MW	16	261,513	-2,706	9437	-99,99	52,3
Lichinga Hydro	0,5 MW	16	14,208	10,996	648,3	79,08	2841,7
Lichinga Thermal	1,2 MW	11	14,208	10,996	943	79,08	1184
Nampula Thermal	1,5 MW	11	149,196	-16,725	7880	-99,38	9946,4
Pemba Thermal	1 MW	11	35,97	9,094	1947	96,95	3597

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 6

**Tabela A6-7: Valores do carregamento barramentos sem a integração da CESOM**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão do Barramento (kV)	Porcentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	99,91	Normal
Bindura	330	330,6	100,2	Normal
Matambo	220	214,3	97,39	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,8	101,3	Sobrecarregado (alerta)
Mocuba	220	236,6	107,6	Sobrecarregado (crítico)
Alto Molócue	220	236,6	110,5	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	100,3	Normal
Nampula Central	110	109	99,11	Normal
Nicoadala	220	224,5	102	Sobrecarregado (alerta)
Quelimane	220	222,1	101	Normal
Gurúe	110	113,3	103	Sobrecarregado (alerta)
Marromeu	110	105,2	95,66	Subcarregado (alerta)
Uapé	110	118,7	107,9	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,3	100,2	Normal
Lichinga	110	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	84,19	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	92,95	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	81,38	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	80,95	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,34	90,31	Subcarregado (crítico)

**Tabela A6-8: (continuação)**

Pemba	110	109,7	99,74	Normal
Metoro	110	102,3	92,96	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	91,83	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	90,55	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 7

**Tabela A7-9: Carregamento de Transformadores sem a CESOM**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,7	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,1	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	Normal
T2	Bindura	9	Normal
T4	Matambo	10,6	Normal
T6	2 Caia	85,8	Normal
T12	Mocuba SVC	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	Normal
T15	1 Pemba	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	Normal
T18	Macomia	6,5	Normal
T19	T2 Alto-Molócue-SVC	0	Normal
T22	1 Moma	42,2	Normal
T23	2 Moma	42,2	Normal
T24	5 Nampula 220	41	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	Normal
T29	Cuamba	91,6	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	Normal
T32	Monapo	57,7	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	Normal
T34	101 Nacala	10,2	Normal
T35	102 Nacala	10,2	Normal
T36	1 Vale	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	12,5	Normal
T44-S	1 Mocuba	0	Normal

**Tabela A7-10: (continuação)**

T44-T	1 Mocuba	37,7	Normal
T45-P	2 Mocuba	12,5	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,4	Normal
T45-T	2 Mocuba	0	Normal
T46-P	1 Nampula 220	31,2	Normal
T46-S	1 Nampula 220	0	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	30,2	Normal
T47-S	2 Nampula 220	31,2	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,2	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	21,7	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 8

**Tabela A8-11: Valores do carregamento das linhas sem a CESOM**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max-MVA}$ )	Carregamento da Linha (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	Normal
B00	247	187,6	Normal
B01	247	50	Normal
B02	477	82,2	Normal
B03	477	17,3	Normal
B04	477	16,8	Normal
B05	477	67	Normal
B07	239	11,3	Normal
B08	239	62,5	Normal
B09	-	-	Normal
B51	239	106,1	Normal
C20	77	2,83	Normal
C21	99	18,8	Normal
C22	70	17,3	Normal
C23	70	3,48	Normal
C24	63	14,7	Normal
C31	99	82,7	Normal
C32	84	29,5	Normal
C33	84	10,3	Normal
C34	77	18,4	Normal
C35	77	8,14	Normal
C36	77	23,5	Normal
C37	77	5,27	Normal
C38	77	3,04	Normal
C39	99	3,28	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 9

**Tabela A9-12: Valores do carregamento dos barramentos inserida a CESOM**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão do Barramento (kV)	Percentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	99,91	Normal
Bindura	330	330,6	100,2	Normal
Matambo	220	214,3	97,39	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,9	101,3	Sobrecarregado (alerta)
Mocuba	220	238,6	108,4	Sobrecarregado (crítico)
Alto-Molócue	220	244,2	111	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	100,3	Normal
Nampula Central	110	109	99,11	Normal
Nicoadala	220	224,7	102,1	Sobrecarregado (alerta)
Quelimane	220	222, 2	101	Normal
Gurúe	110	114	103,6	Sobrecarregado (alerta)
Marromeu	110	105,3	95,72	Subcarregado (alerta)
Uapé	110	119,4	108,5	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	100,2	Normal
Lichinga	110	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	84,19	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	92,95	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	81,38	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	80,95	Subcarregado (crítico)
Moma*	110	99,35	90,32	Subcarregado (crítico)

**Tabela A9-13: (continuação)**

Pemba	110	109,7	99,74	Normal
Metoro	110	102,3	92,96	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	91,83	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	90,55	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP



## Anexo 10

**Tabela A10-14: Valores do carregamento dos transformadores interligada a CESOM**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,2	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	Normal
T2	Bindura	9	Normal
T4	Matambo	10,6	Normal
T6	2 Caia	85,9	Normal
T12	Mocuba SVC	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	Normal
T15	1 Pemba	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	Normal
T18	Macomia	6,5	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	Normal
T21	CESOM	89,3	Normal
T22	1 Moma	42,2	Normal
T23	2 Moma	42,2	Normal
T24	5 Nampula 220	41	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	Normal
T32	Monapo	57,7	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	Normal
T34	101 Nacala	10,2	Normal
T35	102 Nacala	10,2	Normal
T36	1 Vale	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	Norma

**Tabela A10-15: (continuação)**

T44-S	1 Mocuba	19,2	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	Normal
T46-P	1 Nampula 220	30,1	Normal
T46-S	1 Nampula 220	29	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 11

**Tabela A11-16: Valores Carregamento das Linhas Interligada a CESOM**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max-MVA}$ )	Carregamento da Linha (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	Normal
B00	247	187,7	Normal
B01	247	48,5	Normal
B02	477	79,7	Normal
B03	477	19,2	Normal
B04	477	18,7	Normal
B05	477	61,3	Normal
B07	239	39,1	Normal
B08	239	60,1	Normal
B09	-	-	Normal
B51	239	93,4	Normal
C20	77	2,86	Normal
C21	99	18,4	Normal
C22	70	15,4	Normal
C23	70	3,53	Normal
C24	63	14,7	Normal
C31	99	82,8	Normal
C32	84	29,5	Normal
C33	84	10,3	Normal
C34	77	18,4	Normal
C35	77	8,13	Normal
C36	77	23,2	Normal
C37	77	5,27	Normal
C38	77	3,04	Normal
C39	99	3,28	Normal
CESOM 1	-	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 12

**Tabela A12-17: Valores da tensão nos barramentos após a remoção da linha B02**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção (KV)	Porcentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	219,6	99,8	Normal
Bindura	330	330,6	330,3	100,1	Normal
Matambo	220	214,3	206	93,62	Subcarregado (alerta)- Subcarregado (crítico)
Chimuara (Caia)	220	222,9	218	99,1	Sobrecarregado (alerta)- Normal
Mocuba	220	238,6	237,2	107,8	Sobrecarregado (crítico)
Alto Molócue	220	244,2	243,4	110,6	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	110,3	100,3	Normal
Nampula Central	110	109	109	99,08	Normal
Nicoadala	220	224,7	222,9	101,3	Sobrecarregado (alerta)-
Quelimane	220	222, 2	221, 2	100,6	Sobrecarregado (alerta)- Normal
Gurúe	110	114	113,7	103,4	Sobrecarregado (alerta)
Marromeu	110	105,3	103	93,62	Subcarregado (alerta)- Subcarregado (crítico)
Uapé	110	119,4	119	108,2	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	110,2	100,2	Normal
Lichinga	110	109,8	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	92,6	84,18	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	102,2	92,93	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	89,51	81,37	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	89,04	80,94	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,35	99,32	90,29	Subcarregado (crítico)
Pemba	110	109,7	109,7	99,73	Normal
Metoro	110	102,3	102,2	92,96	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	101	91,83	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	99,59	90,55	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 13

**Tabela A13-18: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção da linha B02**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	71,6	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	93,5	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,2	86,4	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	9	Normal
T4	Matambo	10,6	9,8	Normal
T6	2 Caia	85,9	82,2	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	49,3	Normal
T15	1 Pemba	52,1	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	20	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	21,4	Normal
T18	Macomia	6,5	6,5	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Normal
T22	1 Moma	42,2	42,2	Normal
T23	2 Moma	42,2	42,2	Normal
T24	5 Nampula 220	41	41	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	91,5	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	8,9	Normal
T32	Monapo	57,7	57,7	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	90,4	Normal
T34	101 Nacala	10,2	10,2	Normal
T35	102 Nacala	10,2	10,2	Normal
T36	1 Vale	4,5	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	13,2	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,2	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	37,8	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	13,2	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	12,5	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	58,2	Normal

**Tabela A13-19: (continuação)**

T46-S	1 Nampula 220	29	28,5	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	28,5	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	29,5	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	22	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	21,6	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 14

**Tabela A14-20: Valores do carregamento das linhas após a remoção da linha B02**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	61,4	Normal
B00	247	187,7	173,4	Normal
B01	247	48,5	97,1	Normal
B02	477	79,7	Removida	Normal
B03	477	19,2	29,3	Normal
B04	477	18,7	29,2	Normal
B05	477	61,3	84	Normal
B07	239	39,1	39,3	Normal
B08	239	60,1	59	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	93,6	Normal
C20	77	2,86	2,84	Normal
C21	99	18,4	18	Normal
C22	70	15,4	15,3	Normal
C23	70	3,53	3,53	Normal
C24	63	14,7	14,4	Normal
C31	99	82,8	82,7	Normal
C32	84	29,5	29,5	Normal
C33	84	10,3	10,3	Normal
C34	77	18,4	18,4	Normal
C35	77	8,13	8,12	Normal
C36	77	23,2	23,3	Normal
C37	77	5,27	5,27	Normal
C38	77	3,04	3,04	Normal
C39	99	3,28	3,28	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 15

**Tabela A15-21: Valores da tensão nos barramentos após a remoção da linha B05**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção	Porcentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	218,7	99,42	Normal
Bindura	330	330,6	329	99,7	Normal
Matambo	220	214,3	210,8	95,8	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,9	215,4	97,91	Sobrecarregado (alerta)- Subcarregado (alerta)
Mocuba	220	238,6	253,1	115	Sobrecarregado (crítico)
Alto Molócue	220	244,2	253,2	115,1	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	110,8	100,7	Normal
Nampula Central	110	109	109,4	99,49	Normal
Nicoadala	220	224,7	218, 5	99,3	Sobrecarregado (alerta)-Normal
Quelimane	220	222, 2	218, 4	99,27	Sobrecarregado (alerta)- Normal
Gurúe	110	114	116, 4	105,8	Sobrecarregado (alerta)- Sobrecarregado (crítico)
Marromeu	110	105,3	101,8	92,5	Subcarregado (alerta)-(crítico)
Uapé	110	119,4	123,3	112,1	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	110,3	100,3	Normal
Lichinga	110	109,8	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	92,83	84,39	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	102,5	93,17	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	89,73	81,29	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	89,26	81,14	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,35	99,74	90,67	Subcarregado (crítico)
Moma	110	109,7	109,7	99,74	
Metoro	110	102,3	102,5	93,18	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	101,3	92,05	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	99,84	90,77	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP



## Anexo 16

**Tabela A16-22: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção da linha B05**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	69,9	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	91,1	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,2	84,2	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	8,9	Normal
T4	Matambo	10,6	10,2	Normal
T6	2 Caia	85,9	80,2	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	49,3	Normal
T15	1 Pemba	52,1	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	20,1	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	21,5	Normal
T18	Macomia	6,5	6,5	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Normal
T22	1 Moma	42,2	42,5	Normal
T23	2 Moma	42,2	42,5	Normal
T24	5 Nampula 220	41	41,3	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	91,7	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	9	Normal
T32	Monapo	57,7	58	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	90,8	Normal
T34	101 Nacala	10,2	10,2	Normal
T35	102 Nacala	10,2	10,2	Normal
T36	1 Vale	4,5	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	13	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,3	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	43,1	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	13	Normal

**Tabela A16-23: (continuação)**

T45-S	2 Mocuba	12,6	14,2	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	58,5	Normal
T46-P	1 Nampula 220	30,1	39,1	Normal
T46-S	1 Nampula 220	29	37,4	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	37,4	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	39,1	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	28,8	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	28,1	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 17

**Tabela A17-24: Valores do carregamento das linhas após a remoção da linha B05**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	60,9	Normal
B00	247	187,7	181,5	Normal
B01	247	48,5	69,4	Normal
B02	477	79,7	115,2	Normal
B03	477	19,2	38,6	Normal
B04	477	18,7	38,5	Normal
B05	477	61,3	Removida	Normal
B07	239	39,1	25,9	Normal
B08	239	60,1	78,2	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	45,6	Normal
C20	77	2,86	3,05	Normal
C21	99	18,4	24,2	Normal
C22	70	15,4	19,3	Normal
C23	70	3,53	3,5	Normal
C24	63	14,7	13,8	Normal
C31	99	82,8	83,9	Normal
C32	84	29,5	29,7	Normal
C33	84	10,3	10,4	Normal
C34	77	18,4	18,5	Normal
C35	77	8,13	8,27	Normal
C36	77	23,2	22,8	Normal
C37	77	5,27	5,3	Normal
C38	77	3,04	3,06	Normal
C39	99	3,28	3,3	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 18

**Tabela A18-25: Valores da tensão nos barramentos após a remoção da linha B07**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção (KV)	Porcentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	219,5	96,76	Normal
Bindura	330	330,6	330,1	100	Normal
Matambo	220	214,3	213,5	97,06	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,9	221	100,4	Sobrecarregado (alerta)
Mocuba	220	238,6	225,1	102,3	Sobrecarregado (crítico)- Sobrecarregado (alerta)
Alto Molócue	220	244,2	248,1	112,8	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	110,6	100,5	Normal
Nampula Central	110	109	109,3	99,32	Normal
Nicoadala	220	224,7	222	100,9	Sobrecarregado (alerta)-Normal
Quelimane	220	222, 2	220,6	100,3	Sobrecarregado (alerta)-Normal
Gurúe	110	114	114,7	104,3	Sobrecarregado (alerta)
Marromeu	110	105,3	104,4	94,9	Subcarregado (alerta)
Uapé	110	119,4	120,9	109,9	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	110,3	100,3	Normal
Lichinga	110	109,8	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	92,73	84,3	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	102,4	93,07	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	89,63	81,49	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	89,16	81,06	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,35	99,56	90,51	Subcarregado (crítico)
Pemba	110	109,7	109,7	99,74	Normal
Metoro	110	102,3	102,4	93,08	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	101,1	91,95	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	99,7	90,67	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 19

**Tabela A19-26: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção da linha B07**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	73,5	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	93	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,2	85,9	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	9	Normal
T4	Matambo	10,6	10,5	Normal
T6	2 Caia	85,9	84,4	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	49,3	Normal
T15	1 Pemba	52,1	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	20,1	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	21,4	Normal
T18	Macomia	6,5	6,5	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Normal
T22	1 Moma	42,2	42,4	Normal
T23	2 Moma	42,2	42,4	Normal
T24	5 Nampula 220	41	41,2	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	91,7	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	8,9	Normal
T32	Monapo	57,7	57,8	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	90,6	Normal
T34	101 Nacala	10,2	10,2	Normal
T35	102 Nacala	10,2	10,2	Normal
T36	1 Vale	4,5	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	13,4	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,1	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	34	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	13,4	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	11,2	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	58	Normal

**Tabela A19-27: (continuação)**

T46-P	1 Nampula 220	30,1	36,2	Normal
T46-S	1 Nampula 220	29	34,7	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	34,7	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	36,2	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	25,7	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	25,1	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 20

Tabela A20-28: Valores do carregamento das linhas após a remoção da linha B07

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	61,3	Normal
B00	247	187,7	186,3	Normal
B01	247	48,5	47,8	Normal
B02	477	79,7	78,7	Normal
B03	477	19,2	20,7	Normal
B04	477	18,7	20,2	Normal
B05	477	61,3	63	Normal
B07	239	39,1	Removida	Normal
B08	239	60,1	72,3	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	60,7	Normal
C20	77	2,86	2,93	Normal
C21	99	18,4	22	Normal
C22	70	15,4	19,2	Normal
C23	70	3,53	3,46	Normal
C24	63	14,7	14,8	Normal
C31	99	82,8	83,3	Normal
C32	84	29,5	29,6	Normal
C33	84	10,3	10,4	Normal
C34	77	18,4	18,5	Normal
C35	77	8,13	8,22	Normal
C36	77	23,2	23,2	Normal
C37	77	5,27	5,29	Normal
C38	77	3,04	3,05	Normal
C39	99	3,28	3,29	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 21

**Tabela A21-29: Valores da tensão nos barramentos após a remoção da linha B08**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção (KV)	Porcentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	219,6	99,82	Normal
Bindura	330	330,6	330,3	100,1	Normal
Matambo	220	214,3	213,8	97,18	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,9	221,7	100,8	Sobrecarregado (alerta)- Normal
Mocuba	220	238,6*	229,4	104,3	Sobrecarregado (crítico)- Sobrecarregado (alerta)
Alto Molócue	220	244,2	228,8	104	Sobrecarregado (crítico)- Sobrecarregado (alerta)
Nampula 220	110	110,3	108,8	98,93	Normal- subcarregado (alerta)
Nampula Central	110	109	107,6	97,78	Normal- subcarregado (alerta)
Nicoadala	220	224,7	222,9	101,3	Sobrecarregado (alerta)
Quelimane	220	222, 2	221, 2	100,5	Sobrecarregado (alerta)- Normal
Gurúe	110	114	110	100	Sobrecarregado (alerta)-Normal
Marromeu	110	105,3	104,7	95,18	Subcarregado (alerta)
Uapé	110	119,4	112,8	102,6	Sobrecarregado (crítico)- Sobrecarregado (alerta)
Cuamba	110	110,2	110	100	Normal
Lichinga	110	109,8	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	91,86	83,51	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	101,4	92,19	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	88,79	80,72	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	88,33	80,3	Subcarregado (crítico)
Moma*	110	99,35	97,98	89,08	Subcarregado (crítico)
Pemba	110	109,7	109,7	99,69	Normal
Metoro	110	102,3	101,4	92,22	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	100,2	91,1	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	98,81	89,83	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP



## Anexo 22

**Tabela A22-30: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção da linha**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	74	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	93,4	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,2	86,4	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	9	Normal
T4	Matambo	10,6	10,5	Normal
T6	2 Caia	85,9	84,9	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	49,2	Normal
T15	1 Pemba	52,1	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	21	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	21	Normal
T18	Macomia	6,5	6,4	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Normal
T22	1 Moma	42,2	41,1	Normal
T23	2 Moma	42,2	41,1	Normal
T24	5 Nampula 220	41	39,9	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	91,2	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	8,8	Normal
T32	Monapo	57,7	56,8	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	88,9	Normal
T34	101 Nacala	10,2	10	Normal
T35	102 Nacala	10,2	10	Normal
T36	1 Vale	4,5	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	13,3	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,2	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	35,4	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	13,3	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	11,7	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	58,1	Normal

**Tabela A22-31: (continuação)**

T46-P	1 Nampula 220	30,1	0	Normal
T46-S	1 Nampula 220	29	0	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	0	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	0	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	12,9	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	12,8	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 23

**Tabela A23-32: Valores do carregamento das linhas após a remoção da linha B08**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	61,4	Normal
B00	247	187,7	186,8	Normal
B01	247	48,5	48,3	Normal
B02	477	79,7	79,5	Normal
B03	477	19,2	19,7	Normal
B04	477	18,7	19,2	Normal
B05	477	61,3	61,5	Normal
B07	239	39,1	15,8	Normal
B08	239	60,1	Removida	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	75	Normal
C20	77	2,86	2,56	Normal
C21	99	18,4	8,9	Normal
C22	70	15,4	8,59	Normal
C23	70	3,53	4,2	Normal
C24	63	14,7	14,8	Normal
C31	99	82,8	79	Normal
C32	84	29,5	29	Normal
C33	84	10,3	10,2	Normal
C34	77	18,4	17,9	Normal
C35	77	8,13	5,68	Normal
C36	77	23,2	24,5	Normal
C37	77	5,27	5,19	Normal
C38	77	3,04	3	Normal
C39	99	3,28	3,23	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 24

**Tabela A24-33: Valores da tensão nos barramentos após a remoção da linha C31**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção (KV)	Porcentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	219,8	99,91	Normal
Bindura	330	330,6	330,7	100,2	Normal
Matambo	220	214,3	214,4	97,45	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,9	223	101,4	Sobrecarregado (alerta)
Mocuba	220	238,6	239,3	108,8	Sobrecarregado (crítico)
Alto Molócue	220	244,2	245,5	111,6	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	111,5	101,3	Normal-sobrecarregado (alerta)
Nampula Central	110	109	72,66	66,06	Normal-subcarregado (crítico)
Nicoadala	220	224,7	224,9	102,2	Sobrecarregado (alerta)
Quelimane	220	222, 2	222, 3	101	Normal
Gurúe	110	114	114,4	104	Sobrecarregado (alerta)
Marromeu	110	105,3	105,3	95,76	Subcarregado (alerta)
Uapé	110	119,4	120	109,1	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	110,2	100,2	Normal
Lichinga	110	109,8	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	77,06	70,06	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	85,08	77,34	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	74,49	67,72	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	74,1	67,36	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,35	100,4	91,24	Subcarregado (crítico)
Pemba	110	109,7	108,9	98,99	Normal-subcarregado (alerta)
Metoro	110	102,3	85,32	77,56	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	84,28	76,62	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	83,11	75,55	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 25

**Tabela A25-34: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção da linha C31**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	74,9	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	94,4	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,2	87,3	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	9	Normal
T4	Matambo	10,6	10,6	Normal
T6	2 Caia	85,9	86	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	48,6	Normal
T15	1 Pemba	52,1	51,4	Normal
T16	1 Metoro	20	14	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	14,9	Normal
T18	Macomia	6,5	4,5	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Alerta (Sobrecarregado)
T22	1 Moma	42,2	43,1	Normal
T23	2 Moma	42,2	43,1	Normal
T24	5 Nampula 220	41	41,9	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	91,6	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	6,2	Normal
T32	Monapo	57,7	39,9	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	62,6	Normal
T34	101 Nacala	10,2	7,1	Normal
T35	102 Nacala	10,2	7,1	Normal
T36	1 Vale	4,5	3,1	Normal
T37	2 Vale	4,5	3,1	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	13,1	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,2	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	38,5	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	13,1	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	12,7	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	58,3	Normal

**Tabela A25-35: (continuação)**

T46-P	1 Nampula 220	30,1	30,1	Normal
T46-S	1 Nampula 220	29	29,1	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	29,2	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	30,3	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	23,4	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	22,9	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 26

**Tabela A26-36: Valores do carregamento das linhas após a remoção da linha C31**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	61,5	Normal
B00	247	187,7	187,8	Normal
B01	247	48,5	48,3	Normal
B02	477	79,7	79,5	Normal
B03	477	19,2	19,4	Normal
B04	477	18,7	18,9	Normal
B05	477	61,3	61,7	Normal
B07	239	39,1	39,7	Normal
B08	239	60,1	60,3	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	93,1	Normal
C20	77	2,86	2,89	Normal
C21	99	18,4	19	Normal
C22	70	15,4	15,3	Normal
C23	70	3,53	3,54	Normal
C24	63	14,7	14,7	Normal
C31	99	82,8	Removida	Normal
C32	84	29,5	30,5	Normal
C33	84	10,3	7,15	Normal
C34	77	18,4	18,8	Normal
C35	77	8,13	38,1	Normal
C36	77	23,2	62,7	Normal
C37	77	5,27	3,67	Normal
C38	77	3,04	2,12	Normal
C39	99	3,28	2,27	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 27

**Tabela A27-37: Valores da tensão nos barramentos após a remoção da linha C32**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção (KV)	Percentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	219,8	99,91	Normal
Bindura	330	330,6	330,6	100,2	Normal
Matambo	220	214,3	214,4	97,43	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,9	222,9	101,3	Sobrecarregado (alerta)
Mocuba	220	238,6	238,8	108,5	Sobrecarregado (crítico)
Alto Molócue	220	244,2	244,6	111,2	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	110,7	100,6	Normal
Nampula Central	110	109	109,7	99,7	Normal
Nicoadala	220	224,7	224,8	102,2	Sobrecarregado (alerta)
Quelimane	220	222, 2	222, 3	101	Sobrecarregado (alerta)
Gurúe	110	114	114,1	103,8	Sobrecarregado (alerta)
Marromeu	110	105,3	105,3	95,74	Subcarregado (alerta)
Uapé	110	119,4	119,6	108,7	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	110,2	100,2	Normal
Lichinga	110	109,8	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	Desenergizado	-	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	104,7	95,23	Subcarregado (crítico)- Subcarregado (alerta)
Nacala Porto	110	89,52	Desenergizado	-	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	Desenergizado	-	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,35	99,63	90,58	Subcarregado (crítico)
Pemba	110	109,7	109,8	99,81	Normal
Metoro	110	102,3	104,7	95,21	Subcarregado (crítico)- Subcarregado (alerta)
Macomia	110	101	103,5	94,05	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	102	92,74	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP



## Anexo 28

**Tabela A28-38: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção da linha C32**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	74,8	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	94,4	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,2	87,2	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	9	Normal
T4	Matambo	10,6	10,6	Normal
T6	2 Caia	85,9	85,9	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	49,4	Normal
T15	1 Pemba	52,1	52,2	Normal
T16	1 Metoro	20	21	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	22,4	Normal
T18	Macomia	6,5	6,8	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Sobrecarregado (Alerta)
T22	1 Moma	42,2	42,4	Normal
T23	2 Moma	42,2	42,4	Normal
T24	5 Nampula 220	41	41,3	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	91,5	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	9,4	Normal
T32	Monapo	57,7	Desenergizado	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	Desenergizado	Normal
T34	101 Nacala	10,2	Desenergizado	Normal
T35	102 Nacala	10,2	Desenergizado	Normal
T36	1 Vale	4,5	Desenergizado	Normal
T37	2 Vale	4,5	Desenergizado	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	13,1	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,2	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	38,3	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	13,1	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	12,6	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 29

Tabela A29-39: Valores do carregamento das linhas após a remoção da linha C32

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	61,5	Normal
B00	247	187,7	187,8	Normal
B01	247	48,5	47,4	Normal
B02	477	79,7	79,6	Normal
B03	477	19,2	19,3	Normal
B04	477	18,7	18,8	Normal
B05	477	61,3	60,7	Normal
B07	239	39,1	39,2	Normal
B08	239	60,1	72,3	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	93,2	Normal
C20	77	2,86	2,87	Normal
C21	99	18,4	18,5	Normal
C22	70	15,4	15,3	Normal
C23	70	3,53	3,54	Normal
C24	63	14,7	14,7	Normal
C31	99	82,8	61,3	Normal
C32	84	29,5	Retirada	Normal
C33	84	10,3	Desenergizada	Normal
C34	77	18,4	18,5	Normal
C35	77	8,13	7,19	Normal
C36	77	23,2	17	Normal
C37	77	5,27	5,53	Normal
C38	77	3,04	3,19	Normal
C39	99	3,28	Desenergizada	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 30

**Tabela A30-40: Valores da tensão nos barramentos após a remoção da linha C34**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção (KV)	Percentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	219,8	99,91	Normal
Bindura	330	330,6	330,6	100,2	Normal
Matambo	220	214,3	214,3	97,43	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,9	222,9	101,3	Sobrecarregado (alerta)
Mocuba	220	238,6	238,5	108,4	Sobrecarregado (crítico)
Alto Molócue	220	244,2	244,2	111	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	110,3	100,3	Normal
Nampula Central	110	109	109	99,09	Normal
Nicoadala	220	224,7	224,7	102,2	Sobrecarregado (alerta)
Quelimane	220	222, 2	222, 2	101	Sobrecarregado (alerta)
Gurúe	110	114	114	103,7	Sobrecarregado (alerta)
Marromeu	110	105,3	105,3	95,72	Subcarregado (alerta)
Uapé	110	119,4	119,4	108,6	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	110,2	100,2	Normal
Lichinga	110	109,8	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	92,61	84,19	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	104,2	92,94	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	89,51	81,38	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	89,04	80,95	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,35	Desenergizado	-	Subcarregado (crítico)
Pemba	110	109,7	109,8	99,72	Normal
Metoro	110	102,3	109,7	92,96	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	101	91,83	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	99,6	90,55	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 31

**Tabela A31-41: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção da linha C34**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	74,8	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	94,3	Normal
Quelimane-S	Quelimane	87,2	87,2	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	9	Normal
T4	Matambo	10,6	10,6	Normal
T6	2 Caia	85,9	85,9	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	49,3	Normal
T15	1 Pemba	52,1	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	20	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	21,4	Normal
T18	Macomia	6,5	6,5	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Normal
T22	1 Moma	42,2	Desenergizado	Normal
T23	2 Moma	42,2	Desenergizado	Normal
T24	5 Nampula 220	41	41	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	91,5	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	8,9	Normal
T32	Monapo	57,7	57,7	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	90,4	Normal
T34	101 Nacala	10,2	10,2	Normal
T35	102 Nacala	10,2	10,2	Normal
T36	1 Vale	4,5	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	13,1	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,2	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	38,3	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	13,1	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	12,6	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	58,2	Normal

**Tabela A31-42: (continuação)**

T46-P	1 Nampula 220	30,1	30,3	Normal
T46-S	1 Nampula 220	29	29,2	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	29,2	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	30,3	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	22,5	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	22,1	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 32

**Tabela A32-43: Valores do carregamento das linhas após a remoção da linha C34**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	61,5	Normal
B00	247	187,7	187,7	Normal
B01	247	48,5	48,5	Normal
B02	477	79,7	79,6	Normal
B03	477	19,2	19,3	Normal
B04	477	18,7	18,8	Normal
B05	477	61,3	61,4	Normal
B07	239	39,1	38,7	Normal
B08	239	60,1	60,5	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	92,9	Normal
C20	77	2,86	2,86	Normal
C21	99	18,4	18,3	Normal
C22	70	15,4	15,2	Normal
C23	70	3,53	3,54	Normal
C24	63	14,7	14,7	Normal
C31	99	82,8	82,8	Normal
C32	84	29,5	29,5	Normal
C33	84	10,3	10,3	Normal
C34	77	18,4	Removida	Normal
C35	77	8,13	8,09	Normal
C36	77	23,2	22,8	Normal
C37	77	5,27	5,27	Normal
C38	77	3,04	3,04	Normal
C39	99	3,28	3,28	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 33

**Tabela A33-44: Valores da tensão nos barramentos após a remoção das linhas B01 e B02**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção (KV)	Porcentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	220,7	100,3	Normal
Bindura	330	330,6	332	100,6	Normal
Matambo	220	214,3	186,7	84,86	Subcarregado (alerta)-crítico
Chimuara (Caia)	220	222,9	205,8	93,57	Sobrecarregado (alerta)-subcarregado (crítico)
Mocuba	220	238,6	233,7	106,2	Sobrecarregado (crítico)
Alto Molócue	220	244,2	241,2	109,6	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	110,2	100,2	Normal
Nampula Central	110	109	108,9	99,01	Normal
Nicoadala	220	224,7	218,4	99,25	Sobrecarregado (alerta)- Normal
Quelimane	220	222, 2	218,7	99,41	Sobrecarregado (alerta)- Normal
Gurúe	110	114	113	102,7	Sobrecarregado (alerta)
Marromeu	110	105,3	97,24	88,4	Subcarregado (alerta)- Subcarregdo (crítico)
Uapé	110	119,4	118	107,2	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	110,2	100,2	Normal
Lichinga	110	109,8	109,8	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	92,56	84,14	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	102,2	92,89	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	89,47	81,33	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	88,99	80,9	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,35	99,25	90,22	Subcarregado (crítico)
Pemba	110	109,7	109,7	99,73	Normal-subcarregado (alerta)
Metoro	110	102,3	102,2	92,91	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	101	91,78	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	99,55	90,5	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 34

**Tabela A34-45: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção das linhas B01 e B02**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	63,8	Normal
Quelimane- P	Quelimane	94,3	91,4	Normal
Quelimane- S	Quelimane	87,2	84,5	Normal
Quelimane- T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	9,1	Normal
T4	Matambo	10,6	8	Normal
T6	2 Caia	85,9	73,3	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	49,3	Normal
T15	1 Pemba	52,1	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	20	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	21,3	Normal
T18	Macomia	6,5	6,5	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Alerta (Sobrecarregado)
T22	1 Moma	42,2	42,1	Normal
T23	2 Moma	42,2	42,1	Normal
T24	5 Nampula 220	41	40,9	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	91,5	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	8,9	Normal
T32	Monapo	57,7	57,6	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	90,3	Normal
T34	101 Nacala	10,2	10,2	Normal
T35	102 Nacala	10,2	10,2	Normal
T36	1 Vale	4,5	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	13,2	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,2	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	36,7	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	13,2	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	12,1	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	58,1	Normal



**Tabela A34-46: (continuação)**

T46-P	1 Nampula 220	30,1	28,4	Normal
T46-S	1 Nampula 220	29	27,4	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	0	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	27,4	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	28,4	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	0	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	20,7	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	20,3	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 35

**Tabela A35-47: Valores do carregamento das linhas após a remoção das linhas B01 e B02**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	62	Normal
B00	247	187,7	142,4	Normal
B01	247	48,5	Retirada	Normal
B02	477	79,7	Retirada	Normal
B03	477	19,2	65,3	Normal
B04	477	18,7	65,4	Normal
B05	477	61,3	158,5	Normal
B07	239	39,1	39,8	Normal
B08	239	60,1	56,7	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	136,4	Normal
C20	77	2,86	2,79	Normal
C21	99	18,4	17,1	Normal
C22	70	15,4	15,5	Normal
C23	70	3,53	4,31	Normal
C24	63	14,7	12,8	Normal
C31	99	82,8	82,4	Normal
C32	84	29,5	29,5	Normal
C33	84	10,3	10,3	Normal
C34	77	18,4	18,4	Normal
C35	77	8,13	8,1	Normal
C36	77	23,2	23,5	Normal
C37	77	5,27	5,27	Normal
C38	77	3,04	3,04	Normal
C39	99	3,28	3,28	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 36

**Tabela A36-48: Valores da tensão nos barramentos após a remoção dos transformadores de Nampula**

Barramento	Tensão Nominal do Barramento	Tensão Anterior do Barramento (kV)	Tensão do Barramento Após a Remoção (KV)	Percentagem de Carregamento (%)	Situação
Songo	220	219,8	220,3	100,1	Normal
Bindura	330	330,6	331,4	100,4	Normal
Matambo	220	214,3	215,6	97,99	Subcarregado (alerta)
Chimuara (Caia)	220	222,9	225,8	102,7	Sobrecarregado (alerta)
Mocuba	220	238,6	259,5	117,9	Sobrecarregado (crítico)
Alto Molócue	220	244,2	279,5	127	Sobrecarregado (crítico)
Nampula 220	110	110,3	108,8	98,93	Normal-subcarregado (alerta)
Nampula Central	110	109	107,6	97,78	Normal-subcarregado (alerta)
Nicoadala	220	224,7	228,9	104	Sobrecarregado (alerta)
Quelimane	220	222, 2	224, 7	102,1	Normal-Sobrecarregado (alerta)
Gurúe	110	114	122,7	111,5	Sobrecarregado (alerta)-Sobrecarregado (crítico)
Marromeu	110	105,3	105,3	95,72	Subcarregado (alerta)-crítico
Uapé	110	119,4	134,7	122	Sobrecarregado (crítico)
Cuamba	110	110,2	110,8	100,7	Normal
Lichinga	110	109,8	109,9	99,86	Normal
Monapo	110	92,61	91,86	83,51	Subcarregado (crítico)
Namialo	110	102,2	101,4	92,19	Subcarregado (crítico)
Nacala Porto	110	89,52	88,79	80,72	Subcarregado (crítico)
Nacala Velha (Vale)	110	89,05	88,33	80,3	Subcarregado (crítico)
Moma	110	99,35	97,98	89,08	Subcarregado (crítico)
Pemba	110	109,7	109,7	99,69	Normal
Metoro	110	102,3	101,4	92,22	Subcarregado (crítico)
Macomia	110	101	100,2	91,1	Subcarregado (crítico)
Auasse	110	99,61	98,81	89,83	Subcarregado (crítico)

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 37

**Tabela A37-49: Valores do carregamento dos transformadores após a remoção dos transformadores de Nampula**

Designação do Transformador (Etap)	Designação do Transformador na Rede	Percentagem de Carregamento (%)	Percentagem de Carregamento Após a Remoção (%)	Situação
Caia	1 Caia	74,8	76,8	Normal
Quelimane-P	Quelimane	94,3	96,4	Alerta
Quelimane-S	Quelimane	87,2	89,2	Normal
Quelimane-T	Quelimane	0	0	Normal
T2	Bindura	9	9,1	Normal
T4	Matambo	10,6	10,7	Normal
T6	2 Caia	85,9	88,2	Normal
T12	Mocuba SVC	0	0	Normal
T14	2 Pemba	49,3	49,2	Normal
T15	1 Pemba	52,1	52,1	Normal
T16	1 Metoro	20	19,7	Normal
T17	Móvel Metoro	21,4	21	Normal
T18	Macomia	6,5	6,4	Normal
T19	T2 Alto Molócue-SVC	0	0	Normal
T21	CESOM	89,3	89,3	Normal
T22	1 Moma	42,2	41,1	Normal
T23	2 Moma	42,2	41,1	Normal
T24	5 Nampula 220	41	39,9	Normal
T28	T4 Nampula 220	0	0	Normal
T29	Cuamba	91,5	92,4	Normal
T30	Móvel Lichinga	190,8	190,8	Sobrecarregado (crítico)
T31	Namialo	8,9	8,8	Normal
T32	Monapo	57,7	56,8	Normal
T33	Móvel Monapo	90,4	88,9	Normal
T34	101 Nacala	10,2	10	Normal
T35	102 Nacala	10,2	10	Normal
T36	1 Vale	4,5	4,5	Normal
T37	2 Vale	4,5	4,5	Normal
T38	1 Lichinga	123,1	123,1	Sobrecarregado (crítico)
T44-P	1 Mocuba	13,1	12,9	Normal
T44-S	1 Mocuba	19,2	19,3	Normal
T44-T	1 Mocuba	38,3	45,3	Normal
T45-P	2 Mocuba	13,1	12,9	Normal
T45-S	2 Mocuba	12,6	14,9	Normal
T45-T	2 Mocuba	58,2	58,6	Normal
T46-P	1 Nampula 220	30,1	Desenergizado	Normal

**Tabela A37-50: (continuação)**

T46-S	1 Nampula 220	29	Desenergizado	Normal
T46-T	1 Nampula 220	0	Desenergizado	Normal
T47-P	2 Nampula 220	29	Desenergizado	Normal
T47-S	2 Nampula 220	30,1	Desenergizado	Normal
T47-T	2 Nampula 220	0	Desenergizado	Normal
T48-P	2 Alto-Molócue	22,5	50,9	Normal
T48-S	2 Alto-Molócue	22,1	49	Normal
T48-T	2 Alto-Molócue	0	0	Normal

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 38

**Tabela A38-51: Valores do carregamento das linhas após a remoção dos transformadores de Nampula**

Designação da Linha	Carregamento Nominal ( $S_{max}$ -MVA)	Carregamento da Linha (MVA)	Carregamento Após a Remoção (MVA)	Situação
AL1	1041	61,5	61,8	Normal
B00	247	187,7	189,9	Normal
B01	247	48,5	49,7	Normal
B02	477	79,7	81,5	Normal
B03	477	19,2	17,8	Normal
B04	477	18,7	17,4	Normal
B05	477	61,3	124	Normal
B07	239	39,1	106,8	Normal
B08	239	60,1	39,5	Normal
B09	-	-	-	Normal
B51	239	93,4	144	Normal
C20	77	2,86	3,62	Normal
C21	99	18,4	45,2	Normal
C22	70	15,4	35	Normal
C23	70	3,53	3,29	Normal
C24	63	14,7	15,4	Normal
C31	99	82,8	79	Normal
C32	84	29,5	29	Normal
C33	84	10,3	10,2	Normal
C34	77	18,4	17,9	Normal
C35	77	8,13	7,63	Normal
C36	77	23,2	24,6	Normal
C37	77	5,27	5,19	Normal
C38	77	3,04	3	Normal
C39	99	3,28	3,23	Normal
CESOM 1	-	24,4	24,4	-
CESOM 2	-	16,7	16,7	-

Fonte: Iris Siteo/ ETAP

## Anexo 39

### Tabela A39-52: Valores de curto-circuito

SUBESTAÇÃO	Mais Altos					Mais Baixos			
	Barramento [kV]	Icc [A]	Ângulo [graus]	Impedância [ $\Omega$ ]	Potência [MVA]	Icc [A]	Ângulo [graus]	Impedância [ $\Omega$ ]	Potência [MVA]
DIVISÃO DE TRANSPORTE NORTE E CENTRO-NORTE									
CHIMUARA	220	2057	-77	62	784	842	-69	151	321
CHIMUARA	110	1450	-84	44	276	1386	-83	46	264
CHIMUARA	33	2067	-85	9	118	2026	-85	9	116
NICUADALA	220	1519	-73	84	579	1277	-71	99	487
CERAMICA	220	1394	-74	91	531	1197	-72	106	456
CERAMICA	33	4891	-78	4	280	4507	-77	4	258
MOCUBA	220	1345	-71	94	513	1077	-68	118	410
MOCUBA	110	2329	-78	27	444	1548	-76	41	295
MOCUBA	33	4052	-81	5	232	3641	-79	5	208
GURUE	110	945	-68	67	180	878	-68	72	167
GURUE	33	1824	-76	10	104	1747	-76	11	100
UAPE	66	147	-69	259	17	771	-69	49	88
UAPE	33	1654	-78	12	95	1590	-77	12	91
NAMPULA 220	220	922	-59	138	351	817	-60	156	311
NAMPULA 220	110	1610	-57	39	307	1421	-59	45	271
NAMPULA 220	33	3314	-66	6	189	3957	-62	5	226
UAPE	33	1654	-78	12	95	1590	-77	12	91
NAMPULA 220	220	922	-59	138	351	817	-60	156	311
NAMPULA 220	110	1610	-57	39	307	1421	-59	45	271
NAMPULA 220	33	3314	-66	6	189	3957	-62	5	226
NAMP.CEN	110	1568	-57	41	299	1391	-59	46	265
NAMP.CEN	33	3321	-65	6	190	3048	-66	6	174
MONAPO	110	773	-56	82	147	777	-61	82	148
MONAPO	33	1622	-67	12	93	1606	-70	12	92
MOVEL MONAPO	33	1368	-72	14	78	1354	-75	14	77
NACALA	110	625	-56	102	119	658	-62	97	125
NACALA	33	1704	-58	11	97	1899	-64	10	109
MOMA	110	715	-56	89	136	672	-57	95	128
MOMA	22	3053	-57	4	116	2891	-59	4	110
CUAMBA	110	621	-63	102	118	587	-64	108	112
CUAMBA	33	1428	-70	13	82	1370	-70	14	78
LICHINGA	110	348	-58	183	66	332	-59	191	63
LICHINGA	33	933	-60	20	53	894	-61	21	51
METORO	110	556	-55	114	106	514	-56	124	98
METORO	33	1202	-65	16	69	1135	-66	17	65
MACOMIA	110	410	-57	155	78	385	-58	165	73
MACOMIA	33	1071	-65	18	61	1016	-65	19	58
AUASSE	110	338	-58	188	64	320	-59	199	61
AUASSE	33	903	-64	21	52	862	-64	22	49
PEMBA	110	441	-55	144	84	408	-56	156	78
PEMBA	33	1131	-60	17	65	1056	-62	18	60

Fonte: EDM

## Anexo 40

### Tabela A40-53: Valores das perdas sem a CESOM

ID	kW Losses	kvar Losses
AL1	203	-51074,4
B00	134,9	194
B01	1093,7	-13103,1
B02	1049,4	-14202,9
B03	243,7	-47754,3
B04	221,1	-47233,7
B05	453	-17995,2
B05-	662,3	-45528,8
B07	258,6	-23188,9
B08	1633,7	-24168,1
B51	334,4	-828,7
C20	8,52	-3525,5
C21	576,2	-2110,2
C22	937,2	-2583
C23	1,8	-7820
C24	1083,4	-2247,3
C31	612,9	786,3
C32A	1143,5	-774,3
C32B	1958,5	482,9
C33	284,6	-1188
C34	1863,2	-3568,8
C35	264,6	-9293,8
C35A	3,35	-26,76
C35B	2,66	-27,44
C36	1644,5	-770,2
C37	90,05	-3834,1
C38	35,11	-2498,6
Caia 1	60,49	2721,9
CL39	10,85	-630,6
Quelimane-P	121	5444,8
Quelimane-S	121	5444,8
Quelimane-T	121	5444,8
T2	12,82	577
T4	4,27	192,1
T6 caia2	64,26	1285,1
T7	188,9	8499,8
T8	76,11	3425
T9	8,25	371,2
T10	14,38	21,56
T11	14,38	21,56
T12	0	0
T13	76,06	3422,6
T14	15,65	203,5
T15	27,3	546
T16	4,49	202,2
T17	5,83	262,4
T18	0,4	8,01
T19	0	0

ID	kW Losses	kvar Losses
T20	2,23	100,5
T22	27,24	544,8
T23	27,24	544,8
T24	18,56	835,1
T28	0	0
T29	66,71	1334,1
T30	233,7	3037,9
T31	1,01	45,66
T32	37,3	746
T33	73,41	954,4
T34	1,52	68,29
T35	1,52	68,29
T36	0,345	15,52
T37	0,345	15,52
T38	121,5	2429,8
T44-P	3,78	169,9
T44-S	3,78	169,9
T44-T	3,78	169,9
T45-P	3,78	169,9
T45-S	3,78	169,9
T45-T	3,78	169,9
T46-P	25,18	1133,2
T46-S	25,18	1133,2
T46-T	25,18	1133,2
T47-P	25,18	1133,2
T47-S	25,18	1133,2
T47-T	25,18	1133,2
T48-P	11,15	501,9
T48-S	11,15	501,9
T48-T	11,15	501,9
Total	18565,17	

Fonte: Iris Siteo/ ETAP



## Anexo 41

**Tabela A41-54: Valores das perdas após a interligação da CESOM**

ID	kW Losses	kvar Losses
AL1	203	-51078,1
B00	135	194,2
B01	1032,3	-13255,7
B02	990,5	-14470,7
B03	265,9	-47710,1
B04	241,3	-47186,8
B05	519,2	-17739,9
B05-	573,1	-46394
B07	388,4	-23201,1
B08	1456,4	-24706,9
B51	257,6	-1269,9
C20	8,62	-3569,8
C21	543,6	-2195,4
C22	717,5	-2802,2
C23	1,39	-7818,6
C24	1085	-2250,5
C31	614,6	788,8
C32A	1158,9	-756,7
C32B	1958,8	483
C33	284,7	-1188,2
C34	1863,3	-3569
C35	264,7	-9295
C35A	3,35	-26,76
C35B	2,45	-27,65
C36	1612,1	-802,3
C37	90,06	-3834,5
C38	35,12	-2498,9
Caia 1	60,57	2725,7
Cesom1	1117,1	504,1
Cesom2	524,2	655,8
CL39	10,85	-630,6
Quelimane-P	121,1	5449,5
Quelimane-S	121,1	5449,5
Quelimane-T	121,1	5449,5
T2	12,82	577
T4	4,27	192,2
T6 caia2	64,35	1286,9
T7	180,8	8135,2
T8	54,24	2440,8
T9	8,15	366,7
T10	14,39	21,58
T11	14,39	21,58
T12	0	0
T13	62,91	2830,8
T14	15,65	203,4
T15	27,3	545,9
T16	4,49	202,3
T17	5,83	262,4

ID	kW Losses	kvar Losses
T17	5,83	262,4
T18	0,4	8,01
T19	0	0
T20	1,63	73,37
T21	235,9	2005,5
T22	27,24	544,8
T23	27,24	544,8
T24	18,56	835,2
T28	0	0
T29	66,67	1333,5
T30	233,7	3037,9
T31	1,01	45,66
T32	37,3	746
T33	73,42	954,5
T34	1,52	68,3
T35	1,52	68,3
T36	0,345	15,53
T37	0,345	15,53
T38	121,5	2429,7
T44-P	8,37	376,6
T44-S	8,37	376,6
T44-T	8,37	376,6
T45-P	8,37	376,6
T45-S	8,37	376,6
T45-T	8,37	376,6
T46-P	23,31	1048,9
T46-S	23,31	1048,9
T46-T	23,31	1048,9
T47-P	23,31	1048,9
T47-S	23,31	1048,9
T47-T	23,31	1048,9
T48-P	11,4	512,9
T48-S	11,4	512,9
T48-T	11,4	512,9
Total	19925,08	

Fonte: Iris Siteo/ ETAP