



**UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE**

**FACULDADE DE ENGENHARIA**

**CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**Trabalho de Licenciatura**

**TÍTULO:**

**ESTUDO E ANÁLISE DO SISTEMA DE TRANSPORTE CENTRO (STCE) COM A  
SAÍDA DAS CENTRAIS HÍDRICAS DE MAVUZI E CHICAMBA PARA  
REABILITAÇÃO**

**AUTOR:**

Nelson Faizal Silvestre Magaia

**SUPERVISORES:**

Eng° Manuel Telles [UEM]

Eng° António Munguambe [EDM]

**Maputo, Novembro de 2013**



**UNIVERSIDADE EDUARDO MONDLANE**

**FACULDADE DE ENGENHARIA**

**CURSO DE ENGENHARIA ELÉCTRICA**

**Trabalho de Licenciatura**

**TÍTULO:**

**ESTUDO E ANÁLISE DO SISTEMA DE TRANSPORTE CENTRO (STCE) COM A SAÍDA  
DAS CENTRAIS HÍDRICAS DE MAVUZI E CHICAMBA PARA REABILITAÇÃO**

**AUTOR:**

Nelson Faizal Silvestre Magaia

**SUPERVISORES:**

Eng° Manuel Telles [UEM]

Eng° António Munguambe [EDM]

**Maputo, Novembro de 2013**

**Nelson Faizal Silvestre Magaia**

**Estudo e análise do Sistema de Transporte Centro (STCE) com a saída das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba para reabilitação**

Trabalho de Licenciatura apresentado como requisito final para obtenção do grau de licenciatura pelo programa de graduação em Engenharia Eléctrica do Departamento de Engenharia Electrotécnica da Universidade Eduardo Mondlane.

Supervisores: Eng° Manuel Telles [UEM]

Eng° António Munguambe [EDM]

**Maputo, Novembro de 2013**

## DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho a todos aqueles que nunca me impediram de sonhar e que em algum momento contribuíram para que alguns dos meus sonhos se tornassem realidade.*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus pela vida. À minha mãe que sempre me apoiou, moral e materialmente ao longo de toda a minha vida estudantil, e que sem ela os cinco anos em que frequentei este curso teriam sido muito mais difíceis do que foram. À minha irmã Ginoca que sempre me apoiou nos momentos em que precisei.

À minha família, que com certeza torceu por mim ao longo do curso em especial aos meus tios Adriano Sêvano, Boaventura Canuma e Clarinda Ivone pelos conselhos valiosos. Aos meus primos em especial Egídio, Maninho e Ilda pela força que sempre me transmitiram.

Ao Eng<sup>o</sup> Manuel Telles, por ter aceite ser o meu tutor neste trabalho e pela disponibilidade e paciência que sempre teve.

Ao Eng<sup>o</sup> António Munguambe e a Eng<sup>a</sup> Olga Utchavo, pela proposta do tema, por toda ajuda para a realização deste trabalho e toda a paciência que sempre tiveram ao tirar as minhas dúvidas.

A todos os docentes do DEEL que contribuíram para a minha formação em especial ao Eng<sup>o</sup> Victor Funai Juga, Prof. Dr. Eng<sup>o</sup> Zacarias Chillengue, Eng<sup>o</sup> Fernando Chachaia, Eng<sup>o</sup> Zefanias Mabote, Eng<sup>o</sup> Manuel Telles e ao Prof. Eng<sup>o</sup> Afonso Lobo, que Deus o tenha.

Aos meus colegas de graduação em especial ao Eng<sup>o</sup> Tawanha Rogério, Júlio Norte, Mário Viegas, Atumane Caovane, Jorge Nacuvaneque, Eng<sup>o</sup> Denilson Bila, Karanjey Bigirimana, Angêla Novele e Yara Cabrá pela amizade e companheirismo.

## EPÍGRAFE

*“A aprendizagem compara-se a uma variável desconhecida  
com expoente infinito”*

[Nelson Faizal Silvestre Magaia]

## RESUMO

Este trabalho apresenta uma proposta de solução para alimentar a carga na Região Centro do país, com maior destaque para o Corredor de Desenvolvimento da Beira, durante a retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba para reabilitação, prevista para o seu início em 2014.

O principal objectivo do trabalho é o de analisar a resposta do Sistema em regime permanente com as centrais hídricas indisponíveis.

De início apresenta-se toda a teoria que sustenta os procedimentos de análise dos Sistemas Eléctricos de Potência (SEP) em regime permanente, bem como os pontos de análise da Rede de Transporte Centro: o perfil de tensão nas subestações, a carga nas linhas de transmissão e transformadores, as perdas eléctricas nas linhas de transmissão e as correntes de curto-circuito do sistema.

Para o estudo que aqui se apresenta, foram propostos e simulados através do programa informático designado por PSS®E vários cenários de operação estática da Rede de Transporte Centro e possíveis alternativas de solução para alimentar a carga na região.

Com os resultados obtidos da simulação dos cenários propostos de operação estática do sistema, verificou-se que com a retirada de uma das centrais em 2014, o sistema entra em colapso. Como solução para manter a estabilidade do sistema de modo que este possa alimentar a carga na região com as centrais hídricas fora de serviço, propõe-se a instalação de duas centrais “*back up*” a diesel sendo uma em Mavuzi com três (3) grupos geradores e a outra em Chicamba com dois (2) grupos geradores, bem como a inserção de um banco de condensadores na subestação da Beira com vista ao melhoramento do perfil de tensão no sistema. No entanto, propõe-se também a aplicação do método de gestão no fornecimento de potência às cargas “*Load Shedding*”.

Por fim, com as propostas de solução apresentadas torna-se possível a alimentação da carga ao longo do Corredor de Desenvolvimento da Beira, nas condições de operação de emergência do sistema, durante o período previsto das alterações no SEP.

## ÍNDICE

DEDICATÓRIA .....	ii
AGRADECIMENTOS.....	iii
RESUMO .....	v
CAPÍTULO 01 .....	1
I. INTRODUÇÃO .....	1
1.1 PROBLEMA DE ESTUDO E JUSTIFICAÇÃO .....	2
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	3
1.3 OBJETIVO .....	4
1.4 METODOLOGIA DE TRABALHO .....	4
CAPÍTULO 02 .....	5
II. REFERÊNCIAL TEÓRICO .....	5
2.1 Introdução .....	5
2.2 Estabilidade de Tensão na análise de SEP's.....	6
2.3 A regulação de tensão na análise de SEP's .....	8
2.3.1 A sequência de regulação da tensão nos SEP,s .....	9
2.3.1.1 Os princípios .....	9
2.3.1.2 Organização da regulação da tensão nos SEP,s.....	10
2.4 Análise do cálculo do fluxo de potência em SEP's através do PSS@E .....	11
2.5 Análise da compensação de energia reactiva em SEP's .....	12
2.5.1 Análise comparativa dos diversos dispositivos de compensação de energia reactiva em SEP's.....	13
2.6 Análise de perdas eléctricas vs limite de carregamento das linhas de transmissão e transformadores de potência em SEP's .....	16
2.6.1 Conclusões parciais .....	18
2.7 Correntes de Curto-Circuito na análise de SEP's.....	18
CAPÍTULO 03 .....	20
III. ESTUDO DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA CENTRO (RTEECE) ....	20
3.1 Descrição sumária .....	20
CAPÍTULO 04 .....	25
IV. ANÁLISE DO ESTADO DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA CENTRO	25
4.1 Introdução .....	25
4.2 OPÇÃO 1: Estado da Rede de Transporte Centro 2013.....	26



4.2.2 Carregamento das linhas aéreas de transmissão e transformadores de potência .....	27
4.2.3 Cálculo de perdas eléctricas nas linhas de transmissão.....	29
4.2.4 Cálculo da corrente de Curto-Circuito nas subestações do STCE .....	32
4.3 OPÇÃO 2: Estado da Rede de Transporte Centro 2014 com as centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba em operação.....	33
4.3.1 Resultados do perfil de tensão nas subestações .....	33
4.3.2 Carregamento das linhas aéreas de transmissão e transformadores de potência .....	35
4.3.3 Cálculo de perdas eléctricas nas linhas aéreas de transmissão.....	37
4.3.4 Cálculo das correntes de Curto-Circuito nas subestações do STCE.....	39
4.4 OPÇÃO 3: Estado da Rede de Transporte Centro 2014 com a retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba.....	41
4.4.1 Análise das correntes de curto-circuito com a inserção das centrais “ <i>back up</i> ” e o banco de condensadores.....	42
CAPÍTULO 05 .....	45
V. SOLUÇÕES PROPOSTAS PARA ALIMENTAR A CARGA NA REGIÃO CENTRO DO PAÍS COM A RETIRADA DAS CENTRAIS HÍDRICAS DE MAVUZI E CHICAMBA .....	45
5.1 Especificações técnicas das soluções propostas .....	45
5.1.1 Centrais “ <i>back up</i> ” a diesel .....	45
5.1.1.1 Estimativa de custo.....	47
5.1.1.2 Análise dos impactos ambientais .....	47
CONCLUSÃO .....	50
RECOMENDAÇÃO.....	51
BIBLIOGRAFIA .....	52
1) REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	52
2) OUTRA BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	53
ANEXOS .....	54
Anexo 1 .....	54
Anexo 2 .....	55
Anexo 3 .....	56
Anexo 4 .....	57
Anexo 7 .....	60
Anexo 8 .....	61
Anexo 10.....	63
Anexo 11.....	64

Anexo 12.....	65
Anexo 13.....	66
Anexo 14.....	67
Anexo 15.....	68
Anexo 16.....	69
Anexo 17.....	70
Anexo 18.....	71
Anexo 19.....	72
Anexo 20.....	73
Anexo 21.....	74
Anexo 22.....	75
Anexo 23.....	76
Anexo 24.....	77
Anexo 25.....	78
Anexo 26.....	79
Anexo 27.....	80
Anexo 28.....	81
Anexo 29.....	82
Anexo 30.....	83
Anexo 31.....	84
Anexo 32.....	85
Anexo 33.....	86
Anexo 34.....	87
Anexo 35.....	88
Anexo 36.....	89
Anexo 37.....	90
Anexo 38.....	91
Anexo 39.....	92
Anexo 40.....	93
Anexo 41.....	94
Anexo 42.....	95
Anexo 43.....	96
Anexo 44.....	97

Anexo 45 ..... 98  
Anexo 46 ..... 99  
Anexo 47 ..... 100  
Anexo 48 ..... 101  
Anexo 49 ..... 102  
Anexo 50 ..... 103  
Anexo 51 ..... 104  
Anexo 52 ..... 105  
Anexo 53 ..... 106  
Anexo 54 ..... 107  
Anexo 55 ..... 108  
Anexo 56 ..... 109  
Anexo 57 ..... 110  
Anexo 58 ..... 111  
Anexo 59 ..... 112  
Anexo 60 ..... 113

## LISTA DE SÍMBOLOS

$I_K$  - Corrente de curto-circuito

$K$  - Barramento qualquer do SEP

$n$  - Número de anos previstos para o crescimento da carga

$\alpha$  - Factor anual de evolução da carga

$P_n$  - Potência prevista durante anos

$P_A$  - Potência Actual

$Q_K$  - Potência Reactiva injectada no barramento k

$P_K$  - Potência Activa injectada no barramento k

$U_K$  - Tensão no barramento k

$\delta_K$  - Ângulo da tensão no barramento k

$S_{CC}$  - Potência de curto-circuito

$S_K$  - Potência de curto-circuito na subestação k do STEECE

$\Delta U [\%]$  - Regulação percentual da tensão

$R_{source(pu)}$  - Resistência do gerador dada em valores por unidade

$X_{source(pu)}$  - Reactância do gerador dada em valores por unidade

$R_{trans(pu)}$  - Resistência do Transformador dada em valores por unidade

$X_{trans(pu)}$  - Reactância do transformador dada em valores por unidade

## LISTA DE ABREVIATURAS

**ABB Ltd** – “*Asea Brown Boveri Limited*”

**AT** – Alta Tensão

**DTCE** – Divisão de Transporte Centro

**DEEL** – Departamento de Engenharia Electrotécnica

**DPS** – Direcção de Planeamento de Sistemas da EDM, E. P.

**EDM, E. P.** – Eletricidade de Moçambique, Empresa Pública

**FACTS** – “*Flexible AC Transmission Systems*” – Sistemas Flexíveis de Transmissão em Corrente Alternada

**GAZEDA** – Gabinete das Zonas Económicas de Desenvolvimento Acelerado

**HCB** – Hidroeléctrica de Cahora Bassa

**IEC** – “*International Electrotechnical Committee*” – Comité Electrotécnico Internacional

**LT** – Linhas de Transmissão

**MT** – Média Tensão

**MAT** – Muito Alta Tensão

**PSSE** – Power System Simulator for Engineering

**RNT** – Rede Nacional de Transporte

**STCE** – Sistema de Transporte Centro

**SEP** – Sistema Eléctrico de Potência

**SEP's** – Sistemas Eléctricos de Potência

**SVC** – “*Static Var Compensator*” - Compensador Estático de Reactivos

**SSSC** – “*Synchronous Static Series Compensator*” – Compensador Sincrono Série Estático

**STATCOM** – “*Synchronous Static Compensator*” – Compensador Síncrono Estático

**TCSC** – “*Fixed and Thyristor-Controlled Series Capacitor*” – Capacitor Série Fixo Controlado por Tiristores

**TST** – “*Phase-Shifting Transformer*” – Transformador desfasador

**UPFC** – “*Universal Power flow Controller*” – Controlador Universal do Fluxo de Potência

## CAPÍTULO 01

### I. INTRODUÇÃO

A Electricidade de Moçambique, E.P. (EDM), concessionária de energia eléctrica no país, pretende levar a cabo a reabilitação das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba, durante um período previsto de 3 anos, a partir de 2014.

Estas centrais localizam-se na província de Manica ao longo da bacia do rio Révue. As centrais hídricas existentes possuem as seguintes características:

- |                   |                            |                                 |
|-------------------|----------------------------|---------------------------------|
| - Mavuzi (1958)   | Cinco (5) grupos geradores | Capacidade instalada de 52 MW   |
| - Chicamba (1964) | Dois (2) grupos geradores  | Capacidade instalada de 38.4 MW |

Após várias décadas, vários equipamentos nas centrais encontram-se quase ou mesmo no limite do seu tempo de vida útil fazendo com que as capacidades instaladas das centrais não possam ser devidamente aproveitadas, de uma forma eficiente e que haja a hipótese de um perigo eminente de “*blackout*”.

Actualmente estas centrais asseguram a cobertura da demanda na Região Centro do país juntamente com a linha aérea de alta tensão de 220kV Matambo – Chibata (B00), a partir da Hidroeléctrica de Cahora Bassa (HCB).

Durante o período previsto para a reabilitação das centrais, as mesmas estarão totalmente indisponíveis, reduzindo significativamente a capacidade de energia eléctrica fornecida à região. Este tipo de regime de operação da rede poderá suceder numa fase em que a carga na região encontra-se num estágio de acentuado crescimento devido aos vários projectos de desenvolvimento em curso no Corredor de Desenvolvimento da Beira.

Com a reabilitação das centrais prespectiva-se assegurar maior garantia de continuidade no fornecimento de energia eléctrica à região Centro do país, bem como aumentar a sua capacidade de produção. Porém, durante a sua retirada do sistema torna-se necessário que a região continue a receber energia eléctrica suficiente para atender a carga actual e a prevista durante o período em que estas estarão indisponíveis.

Com o desenvolvimento deste tema pretende-se, de um modo geral, contribuir para a fiabilidade na alimentação da rede de energia eléctrica à Região Centro do país nas condições de operação normal do Sistema de Transporte Centro.

## 1.1 PROBLEMA DE ESTUDO E JUSTIFICAÇÃO

Todo e qualquer Sistema Eléctrico de Potência (SEP) é concebido para poder operar dentro de parâmetros técnico-operacionais previamente estabelecidos no seu planeamento. Durante a sua operação normal, cada componente deverá desempenhar um papel crucial, de acordo com a sua funcionalidade, para que estes parâmetros sejam mantidos e o sistema possa fornecer energia com fiabilidade e qualidade. A falha ou falta de um destes componentes altera significativamente a sua operação normal, podendo pôr em causa a estabilidade do próprio sistema [1].

Do ponto de vista técnico, a Rede de Transporte Centro incorre em implicações negativas com a retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba. Coloca-se em causa a estabilidade do sistema o que pode, de alguma forma culminar em um colapso de tensão na rede caso não sejam adoptadas medidas técnicas correctivas.

Com o desequilíbrio entre a produção e o consumo, o sistema não poderá manter os níveis de tensão dentro de limites admissíveis de operação  $\pm 5\%U_n$ . A tendência dos níveis de tensão será de se manter muito abaixo do pré-definido ( $\ll \pm 5\%U_n$ ), uma vez que a potência a fornecer torna-se inferior às necessidades de consumo.

Do ponto de vista económico, a Rede de Transporte Centro contribui em grande medida, para a economia à escala nacional, pelo facto de estarem associados a esta grandes projectos em curso ao longo do Corredor da Beira. Existe, no entanto, a necessidade de



manter a rede em condições operacionais que favoreçam estabelecer um paralelismo entre o aumento da carga na região e a capacidade do sistema em atender a este aumento da carga, em condições de funcionamento normal.

## **1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO**

Para melhor expôr o desenvolvimento do trabalho dividiu-se em cinco (5) capítulos com a inclusão do actual, que é referente a introdução. Aqui se explica os diversos aspectos do trabalho realizado.

No Segundo capítulo apresenta-se toda a teoria referente ao estudo e análise dos Sistemas Eléctricos de Potência (SEP).

O terceiro capítulo aborda a previsão de crescimento da carga na Região Centro do país e apresenta uma descrição do sistema em análise.

O quarto capítulo ocupa-se na discussão das possíveis alternativas de solução para alimentar a carga no Corredor de Desenvolvimento da Beira durante o período de reabilitação das centrais de Mavuzi e Chicamba. Encarrega-se da análise dos resultados obtidos na simulação da Rede de Transporte Centro em suas diversas configurações.

Ainda neste capítulo, faz-se a análise do carregamento das linhas e dos transformadores, o perfil de tensão nos barramentos, as perdas eléctricas nas LT e as correntes de curto-circuito nas subestações através dos resultados de simulação com o programa PSS@E.

O quinto capítulo debruça-se sobre a solução proposta, que das possíveis alternativas de solução simuladas, reflecte-se óptima. Neste capítulo começa-se por apresentar a solução proposta de um modo geral e termina-se por tecer as especificações técnicas e a estimativa de custo associadas à sua implementação.

Finalmente na conclusão são evidenciados os aspectos mais importantes do trabalho, apresentando as ilações tiradas deste estudo e termina-se fazendo algumas recomendações a respeito da implementação da solução proposta.

### 1.3 OBJETIVO

O objectivo deste trabalho é analisar a resposta do Sistema de Transporte Centro em regime permanente, com a saída das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba para reabilitação de 2014 a 2016, e propôr uma solução para alimentar a carga na região durante este período.

### 1.4 METODOLOGIA DE TRABALHO

Para a elaboração do presente trabalho recorreu-se à pesquisa bibliográfica manual e electrónica:

**Manual:** A pesquisa manual consistiu na consulta manual de livros, artigos e revistas técnicas constantes nas referências do trabalho.

**Electrónica:** A consulta electrónica consistiu em pesquisar por informação relevante ligada ao tema em questão, através de livros disponíveis “*on-line*” em motores de busca como o Google, Bing, 4shared e Scripts.

O levantamento de dados técnicos da Rede de Transporte Centro e consultas técnicas a profissionais da área foi efectuado na EDM - Direcção de Planeamento de Sistemas (DPS).

Como forma de complementar as análises feitas ao longo do trabalho foi usado o programa de cálculo e de simulação de sistemas de energia Power System Simulator for Engineering (PSS®E) versão 32.0 para simular a Rede de Transporte Centro, já modelada pela EDM, nas suas variadas configurações associadas às possíveis alternativas de solução discutidas no trabalho.

## CAPÍTULO 02

### II. REFERÊNCIAL TEÓRICO

#### 2.1 Introdução

O estudo e análise de um Sistema Eléctrico de Potência (SEP) pressupõe que de acordo com o tipo de estudo e análise a ser efectuado diferentes hipóteses possam ser assumidas. Estas hipóteses podem ser assumidas com referência a geração, a carga ou outros equipamentos do sistema [1] [2] [3] [6].

O panorama de análise de SEP's constitui até hoje um campo de incessantes investigações desde 1882 com a inauguração da primeira central eléctrica de “*Pearl Street*” em Nova York e a destacada linha de transmissão em corrente continua de 59 km a 2.4kV na Alemanha [2] [4] [6].

Vários autores convergem na abordagem de metodologias de análise de SEP's [1] [2] [3] [4] [5] [6]. Assumem que a sua descrição é feita matematicamente por meio de equações e inequações. Portanto, quanto mais extenso é o sistema, maior é o número destas e mais exaustivos se tornam os cálculos a efectuar. No entanto, o cálculo manual de redes eléctricas se torna inconveniente quando associado aos extensos SEP's actuais.

Com o desenvolvimento da programação, várias ferramentas computacionais têm sido criadas de modo a auxiliar nos cálculos e análise destes sistemas [2].

***No presente trabalho, a simulação dos vários cenários de carga da Rede de Transporte Centro foram realizados através do programa PSS®E, versão 32.0 actualmente em uso na EDM.***

---

Com o PSS®E o cálculo do fluxo de potência foi efectivado pelo método de “Full Newton-Raphson” e o cálculo das correntes de Curto-Circuito baseado na Norma europeia **IEC 60909**<sup>[1]</sup>.

## 2.2 Estabilidade de Tensão na análise de SEP's

Segundo (**TAYLOR, C. W. et al., 1992**) os problemas de estabilidade de tensão ocorrem frequentemente em sistemas sobrecarregados. No entanto, uma situação que leve um SEP ao colapso poderá ser um aumento excessivo da carga, uma LT sobrecarregada ou uma grande perturbação que possa culminar na perda de um ou mais geradores da central de produção.

***Para o caso concreto do STEECE prespectiva-se um colapso do sistema com a retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba (retirada de unidades geradoras) sem a devida compensação da produção de energia eléctrica.***

Com base na bibliografia consultada, vários factores concorrem para a instabilidade de tensão nos SEP's. A sua análise tem conduzido à identificação destes factores no sistema e o seu devido controle e/ou correção [1] [2] [3] [4] [5] [6].

Para (**KUNDUR, P. 1994**) existe a necessidade de aplicação de ferramentas analíticas capazes de predizer o colapso de tensão em redes eléctricas complexas quantificando, exactamente as margens de estabilidade e os limites de transferência de potência activa e reactiva.

Existe também a necessidade de identificar os pontos fracos de tensão (barramentos críticos) no sistema e zonas susceptíveis à instabilidade, bem como a identificação dos factores principais para a sua contribuição e sensibilidade que forneçam características para a adoção de medidas correctivas ao sistema.

---

<sup>[1]</sup> A Norma europeia **IEC 60909** recomenda um procedimento de cálculo de Curto-Circuitos em SEP's [Vide com mais detalhes em [webstore.iec.ch/preview/info\\_iec60909](http://webstore.iec.ch/preview/info_iec60909) ,10 de Maio, 8:25 min ]

Em (ZOMBRONE DE SOUZA, 1995) faz-se menção da necessidade de definição de uma linha de estudos a ser seguida na caracterização de um colapso de tensão como um processo lento ou rápido.

***Por exemplo, a saída das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba da Rede de Transporte Centro enquadra-se na saída de unidades geradoras em um SEP como um processo rápido. Se a dinâmica do sistema não é suficientemente ‘robusta’ para superar esta falta, o sistema incorre na possibilidade de perda de estabilidade.***

Do ponto de vista do limite de transferência de potência, assume-se que uma linha que tenha atingido o seu limite máximo de transferência de potência ou a falta de suporte de energia reactiva em algum barramento de geração pode constituir uma das causas para o colapso de tensão [8] [10]. No entanto, para alguns autores este tipo de colapso de tensão é definido como um problema estático de tensão e as equações do fluxo de potência podem ser utilizadas para analisar o problema. Tais equações são aplicadas neste trabalho através do programa PSS®E para auxiliar na análise da resposta do sistema tendo em vista a estabilidade de tensão com a retirada dos grupos das centrais [3] [7] [11].

As equações básicas do fluxo de potência foram deduzidas pela aplicação das leis de Kirchhoff resultando em:

$$P_K = U_K \sum_{n=1}^N Y_{Kn} U_n \cos(\delta_K - \delta_n - \theta_{Kn}) \quad (2.2.1)$$

$$Q_K = U_K \sum_{n=1}^N Y_{Kn} U_n \sin(\delta_K - \delta_n - \theta_{Kn}) \quad (2.2.2)$$

Para  $K = 1, 2, \dots, N$ ; sendo  $N$  o número de barramentos do sistema, os métodos informáticos são geralmente compostos de duas etapas:

**1ª Resolução por métodos iterativos do algoritmo básico do sistema de equações algébricas, equações (2.2.1) e (2.2.2).**

**2ª Consideração da actuação de dispositivos de controle e a representação dos limites de geração de potência activa e reactiva, e restrições de operação do sistema.**

A incorporação de diversos dispositivos de controle e limites no cálculo do fluxo de potência têm uma influência especial no estudo do colapso de tensão e permite obter como resultado uma proximidade satisfatória da realidade [12].

### **2.3 A regulação de tensão na análise de SEP's**

Segundo (**António do Carmo P. Pinto, 1989**), a regulação de tensão é realizada por um conjunto de meios, tais como reguladores primários de tensão dos alternadores, reguladores em carga dos transformadores, condensadores, reactâncias e compensadores de potência reactiva.

***Para além dos reguladores primários (Centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba através das unidades geradoras) e os “taps” dos transformadores, o STCE apresenta bancos de condensadores e reactâncias (apenas dispositivos de compensação estática de energia reactiva).***

O desempenho dos reguladores de tensão em regime dinâmico tem uma influência considerável na manutenção da estabilidade das máquinas ligadas ao sistema, daí que as acções destes diversos meios de regulação devem ser coordenados em tempos e em zonas de protecção (regulação primária e secundária).

A potência reactiva consumida pelas cargas e pela rede, provém essencialmente dos alternadores e o seu trânsito através dos elementos da rede reduz não apenas as quedas de tensão como também as perdas quer activas, quer reactivas por efeito de Joule [2] [3].

É de total interesse, por parte das concessionárias de energia eléctrica, em evitar o transporte de energia reactiva da produção para o consumo e por isso é normal utilizarem-se baterias de condensadores nos centros de consumo.

As baterias de condensadores são colocadas nas subestações e nos centros de consumo (postos de transformação e de seccionamento), de alta e média tensão para compensar as linhas longas e as suas variações de carga. Estas são normalmente ligadas à rede automaticamente em módulos e em função das necessidades.

A compensação da potência reactiva a partir das baterias de condensadores reduz o fornecimento de energia reactiva desenvolvida pelos grupos de produção [3].

### **2.3.1 A sequência de regulação da tensão nos SEP,s**

#### **2.3.1.1 Os princípios**

Segundo (**António de Carmo P. Pinto, 1989**), a sequência de regulação de tensão é constituída por um conjunto de meios que permite controlar a tensão em todos os pontos da rede. Este controlo de tensão pode apresentar dois aspectos:

- Fixação dos valores médios da tensão, o que determina nomeadamente a relação de transformação dos transformadores que separam os diversos níveis de tensão. Esta relação pode variar segundo as condições de exploração, o que obriga a apetrechar os aparelhos de várias tomadas, de reguladores automáticos que fazem a mudança das tomadas e de outros meios complementares, tais como condensadores e indutâncias [3]

- Manutenção das variações da tensão dentro de limites admissíveis ( $\pm 5\%U_n$ ) <sup>[2]</sup>, para os diversos níveis de tensão, que são os meios de regulação propriamente ditos: reguladores de tensão dos alternadores, reguladores em carga dos transformadores e os compensadores síncronos [3].

### 2.3.1.2 Organização da regulação da tensão nos SEP,s

As funções dos diferentes equipamentos de regulação de tensão e compensação de potência reactiva, são as seguintes [1] [2] [3]:

- Os condensadores e compensadores síncronos compensam a energia reactiva solicitada pelas cargas. No plano dinâmico esta compensação é relativamente lenta, pois é função da velocidade da variação das cargas.
- Os grupos de produção fazem a compensação rápida das necessidades de energia reactiva, que é completada pelos condensadores e compensadores síncronos.
- A regulação de tensão ao nível de AT é assegurada pelos reguladores em carga dos transformadores.

A tensão na rede de AT é normalmente regulada por intermédio de transformadores de MAT/AT dotados de reguladores em carga. A gama de valores destes reguladores tem sido normalmente de  $15\%U_n$  repartida por 25 tomadas.

Os reguladores de tensão têm um funcionamento coordenado de forma temporizada e são afectos às zonas de protecção para limitar os trânsitos de potência reactiva entre consumidores próximos. Estes evitam instabilidades com os equipamentos de regulação de tensão instalados em MT e MAT, e deixam tempo suficiente para a actuação de autómatos [3].

---

<sup>[2]</sup> O CEI recomenda que os sistemas de transporte de energia eléctrica devem apresentar uma regulação de tensão de  $\pm 5\%U_n$



## 2.4 Análise do cálculo do fluxo de potência em SEP's através do PSS®E

O cálculo do fluxo de potência em SEP's através do PSS®E é efectuado observando apenas a resposta do sistema em regime de serviço permanente, isto é, a resposta do sistema à frequência fundamental, supondo que não haja variação transitória.

A utilização deste programa para a análise do fluxo de potência têm por objectivo calcular os fluxos de potência activa e reactiva em cada linha, baseada em hipóteses associadas às cargas e geradores; o cálculo das tensões em todos os barramentos do sistema; verificar se a linha de transmissão não se encontra sobrecarregada, isto é, a operar muito próximo do limite de transmissão ou do limite térmico e redireccionar o fluxo de potência<sup>[3]</sup> em casos de operação nas condições de emergência [1] [2].

As informações obtidas através do cálculo do fluxo de potência, com este programa, permitem avaliar a capacidade do sistema de transferir potência dos geradores para as cargas sem sobrecarregar as linhas de transmissão; avaliar a regulação da tensão através de bancos de condensadores e indutâncias, e ainda avaliar a capacidade de fornecer ou absorver energia reactiva dos grupos geradores [2].

Visto que os SEP's são descritos matematicamente por um sistema de equações algébricas não lineares, restringe a possibilidade de uma solução analítica a casos muito simples, o que normalmente através deste programa obtêm-se as soluções através de métodos iterativos.

As equações básicas de fluxo de potência são obtidas pela aplicação da Lei das Correntes de Kirchoff convertida para a Lei de Conservação de Potência, isto é, a potência injectada num barramento é igual à soma das potências que fluem pelos ramos ligados ao barramento. A Lei de Ohm é também utilizada para expressar os fluxos de potência nos

---

<sup>[3]</sup> O fluxo de potência é da geração para a carga. Para os sistemas em malha que tenham vários pontos de geração de energia eléctrica é possível redireccionar o fluxo dos vários pontos de geração para a carga dependendo das necessidades desta

elementos como função das tensões aos seus terminais. Para além de equações, o Fluxo de Potência envolve também inequações associadas aos limites de operação dos geradores e aos limites de transmissão de potência activa e reactiva [2].

## 2.5 Análise da compensação de energia reactiva em SEP's

A compensação de energia reactiva nas linhas de transmissão nem sempre verifica-se como a alternativa mais viável do ponto de vista de melhoramento do perfil de tensão e aumento da capacidade de transferência de potência para os SEP's [1] [2] [3]. No entanto, segundo vários autores recomenda-se que seja considerada em análises referentes ao controle e melhoramento do perfil de tensão e para tal que seja também tomada em conta a equação (2.5.1) para a determinação da capacidade de compensação.

$$\Delta U[\%] = \frac{\text{Capacidade [MVA}r\text{]}}{S_{cc}[\text{MVA}]} \quad (2.5.1)$$

Do ponto de vista económico, verifica-se que ambos os custos fixos e variáveis de geração de potência reactiva estática nos SEP,s são menores relativamente aos associados com a geração de potência reactiva dinâmica [6].

As fontes estáticas mais económicas (os bancos de condensadores) não fornecem a potência reactiva com a segurança necessária, porque estas não têm controle sobre a tensão e, portanto, a capacidade de produzir energia reactiva diminui, quando a tensão diminui [2].

Por outro lado, a potência reactiva, geralmente, não circula por longos percursos eléctricos devido às perdas de transmissão. No entanto, recomenda-se que a energia reactiva seja injectada em locais próximos das necessidades, o que justifica a utilização de fontes reactivas estáticas [1] [2] [3].

---

***A insuficiência de energia reactiva fornecida localmente, exige que esta seja fornecida em pontos distantes da rede, o que causa correntes elevadas e quedas de tensão ao longo do percurso [4].***

### **2.5.1 Análise comparativa dos diversos dispositivos de compensação de energia reactiva em SEP's**

Na planificação e/ou expansão de SEP's são paralelamente concebidos para o sistema vários dispositivos para a compensação de energia reactiva como forma de reduzir as perdas de transmissão de potência reactiva a partir dos geradores ligados ao sistema, como forma de melhorar o perfil de tensão com um mínimo de perdas [5] [6] [8] [15].

Os **geradores** ligados a um SEP são síncronos e por sua vez, constituem o principal dispositivo de controle de tensão [3].

Em condições de serviço, a tensão nos terminais do gerador deve ser mantida constante, sob a condição de tensões muito baixas nos barramentos do sistema. A necessidade de potência reactiva nos geradores pode fazer exceder os seus limites de corrente de campo e/ou corrente de armadura (limitações térmicas).

Quando a saída de potência reactiva é limitada, a tensão nos terminais não pode ser mantida constante. Os geradores síncronos, principal fonte de potência activa no sistema eléctrico de potência, também são grandes fornecedores e consumidores de potência reactiva [2] [3] [4].

Uma característica importante dos geradores síncronos é a sua capacidade de resposta rápida às perturbações no sistema. Em condições usuais de serviço, o fornecimento de potência reactiva dos geradores exige quantidades adicionais mínimas de combustível ou de potência activa na rede.

Devido às limitações térmicas de potência reactiva nos geradores e porque os equipamentos levam algum tempo para atingir o seu ponto de degradação, os geradores devem ser adequados para fornecer uma quantidade importante de potência reactiva por curtos períodos de tempo.

Um gerador pode aumentar ou diminuir a potência reactiva de forma suave e quase que instantaneamente dentro da sua capacidade projectada.

Os geradores são potenciais fornecedores do serviço de suporte de energia reactiva, mas o fornecimento de potência reactiva é dependente do nível de potência activa gerada. Esta dependência é definida pela curva de potência da máquina.

Desta forma, um gerador síncrono gera maior ou menor quantidade de potência reactiva alterando a sua capacidade de geração de potência activa [6] [8].

Quando a potência activa e a tensão terminal são assumidas constantes, os limites térmicos dos enrolamentos de campo (rotor) e do estator (armadura) restringem a geração de potência reactiva.

Os **Compensadores Síncronos** apresentam-se como máquinas síncronas especialmente construídas para fornecer apenas potência reactiva [7].

Oferecem respostas rápidas (um ou dois segundos) aos desvios de tensão no sistema e são considerados dispositivos altamente estabilizadores de tensão. Os compensadores síncronos têm uma capacidade de sobrecarga por um período pequeno de tempo, que pode ser usado em situações críticas de operação [4].

Os compensadores síncronos consomem aproximadamente 3% da potência activa fornecida ao sistema pela máquina, têm tempos de resposta similares aos dos geradores e possuem elevados custos de manutenção. O uso destes dispositivos em sistemas de transmissão é limitado, em grande parte, pelos equipamentos em operação [5].

Os **condensadores** podem ser instalados nos SEP's de forma fixa ou em bancos com possíveis combinações série/paralela (capacitores comutados ou variáveis) [6].

Durante os períodos de carga pesada, os condensadores comutados são utilizados para prover suporte de tensão por injeção de potência reactiva no SEP [4] [5].

Estes condensadores são ligados ao sistema por meio de chaves mecânicas ou disjuntores e suas perdas de potência activa são muito pequenas.

**O facto do fornecimento de potência reactiva dos condensadores ser proporcional ao quadrado da tensão pode constituir um problema durante uma contingência ou queda de tensão, visto que a potência reactiva fornecida por estes dispositivos diminui de acordo com o quadrado da tensão, causando uma queda de tensão ainda maior.**

Os condensadores comutados não podem ajustar com elevada precisão as suas saídas de potência reactiva porque dependem de comutadores mecânicos que necessitam de vários ciclos de tempo para operar.

Este tipo de limitação faz com que estes dispositivos sejam inadequados para resolver problemas de instabilidade transitória [4] [5].

Quando os condensadores encontram-se ligados, recomenda-se que sejam descarregados antes de uma nova religação, o que deverá ser feito com um tempo de descarga que pode variar de dois a quinze minutos. Em aplicações especiais que requeram a comutação e religação rápida, recomenda-se que os bancos de condensadores sejam equipados com reactâncias de descarga rápida que servem para descarrega-los com um tempo estimado de 120 milissegundos, permitindo a religação destes para fornecer suporte de tensão no sistema eléctrico [1] [2] [3] [6] [7] [9].

Os bancos de condensadores, do ponto de vista económico, apresentam custos de manutenção relativamente baixos. O custo das unidades de compensação varia de médio a baixo, quando feita uma comparação com outros equipamentos de compensação. Esse custo depende, entre outros aspectos, dos dispositivos de controle necessários [5].

Com o desenvolvimento da tecnologia **“FACTS”** o controle de tensão nos SEP's tornou-se mais aperfeiçoado devido à capacidade elevada destes equipamentos de fazer o controle dinâmico das necessidades de injeção de potência reactiva no sistema [14] [15].

Do ponto de vista económico estes dispositivos são caros e do ponto de vista técnico são mais eficientes na sua operação em comparação com os bancos de condensadores [15].

Dentre os dispositivos **“FACTS”** mais difundidos e mundialmente aplicados em SEP's tem-se o SVC, TCSC, TST, APST, STATCOM, SSSC e UPFC [Vide com mais detalhes a

---

**“ABB Review Reprint of 5/99 – FACTS: solutions to power flow control & stability problems”**, disponível em <http://www.abb.se/pow/> , 20 de Maio, 14:00 h]

## **2.6 Análise de perdas eléctricas vs limite de carregamento das linhas de transmissão e transformadores de potência em SEP's**

As perdas eléctricas activas e reactivas no SEP são um fenómeno inevitável, mas controlável no sentido de reduzi-las por meio de medidas técnicas correctivas [6].

Seria de sobremaneira muito mais económico do ponto de vista de transporte de energia se as perdas eléctricas não existissem nos equipamentos do SEP. Portanto, a dinâmica de operação destes sistemas mostra uma realidade diferente no que se refere a perdas eléctricas a ocorrer nos seus principais equipamentos (Geradores, Transformadores de potência e Linhas de transmissão).

O Limite térmico das linhas de transmissão e a capacidade instalada dos transformadores têm uma influência directa no limite de carregamento das linhas de transmissão e transformadores de potência. Quanto maior for o limite térmico de uma LT maior é a sua capacidade de transferência de potência. Quanto maior for a capacidade instalada de um transformador maior será a carga que poderá ser alocada a este [3] [9].

Tanto o limite térmico das linhas de transmissão e a capacidade instalada dos transformadores de potência não deve estar dissociada à produção e o consumo [2] [4] [6] [10] [12]. O SEP deverá manter um equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida, o que de preferência a potência gerada deverá ser maior que a potência consumida.

Na operação dos SEP's as variações de carga no consumo é um fenómeno previsível, desde que a variação não seja brusca. As variações na produção são incomuns, excepto para casos em que ocorram perturbações no sistema que culminem na perda de unidades geradoras ou planos de manutenção que requeram o desligamento de geradores [2] [5] [7] [8].

Se a produção não pode atender na sua totalidade o consumo em termos da potência gerada, o SEP torna-se frágil e viola o pressuposto do balanço entre a produção e o consumo, bem como o disposto nos **ARTIGOS 11 e 12** no ponto 1 do **Decreto nº 42/2005 de 29 de Outubro**<sup>[4]</sup> que estabelece:

**ARTIGO 11 - ponto 1:** *“O concessionário de transporte de energia eléctrica deve planificar, construir, deter e manter o seu sistema de transporte como for necessário para proporcionar capacidade de transporte que permita fazer face à procura de todos os consumidores ligados às suas instalações”.*

**ARTIGO 12 - ponto 1:** *“O concessionário de transporte de energia eléctrica deve manter disponível a capacidade instalada, como planeado”.*

A empresa EDM compra energia da empresa HCB e parte desta energia é drenada à Região Centro do país através da linha aérea de alta tensão de 220kV B00. Justificada pelo crescente aumento da carga na região e pela necessidade de fazer face ao consumo foram instaladas as centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba.

Para o presente ano de 2013 o STEECE apresenta um balanço entre a produção, transporte e consumo satisfatório. Mas para o ano de 2014 com a retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba este balanço poderá ser violado. Contudo, dois pontos emergem para análise:

---

<sup>[4]</sup> O Decreto nº 42/2005 de 29 de Outubro aprova o Regulamento que estabelece as normas referentes à Planificação, Financiamento, Construção, Posse, Manutenção e Operação de Instalações de Produção, Transporte, Distribuição e comercialização de energia eléctrica, bem assim as normas e os procedimentos relativos à gestão, operação e desenvolvimento global da Rede de Transporte de Energia Eléctrica [**Vide para mais detalhes o Suplemento do Boletim da República publicado no dia 29 de Novembro de 2005, I SÉRIE – NÚMERO 47**]

1. A carga na Região Centro do país apresenta uma taxa de crescimento contínuo anual elevada e a produção deverá acompanhar a este crescimento [**Vide gráfico 2**].
2. A redução da capacidade de produção e fornecimento de potência à região, o que culminará num desbalanceamento entre a produção, transporte e consumo.

### **2.6.1 Conclusões parciais**

Os efeitos causados pela retirada de um grande número de unidades geradoras nos pontos de geração de energia eléctrica só podem ser compensados por fontes alternativas de produção de energia eléctrica.

O sistema de transporte de energia eléctrica transporta a energia produzida de acordo com as necessidades da carga. No entanto, a sua capacidade de transferência de potencia reflecte-se no limite térmico das linhas de transmissão e a capacidade instalada dos transformadores de potência.

O aumento da capacidade de transferência de potência das linhas de transmissão ou a capacidade instalada dos transformadores de potência apenas aumenta a robustez do sistema em transferir potência da produção para o consumo.

**O aumento da capacidade de produção de energia eléctrica para permitir um balanço entre a produção e o consumo só pode ser efectivado com a disponibilidade de unidades geradoras de energia eléctrica [6] [11] [15].**

### **2.7 Correntes de Curto-Circuito na análise de SEP's**

No âmbito da análise das correntes de curto-circuito em SEP,s focaliza-se pela ordem de frequência de ocorrência: Os curto-circuitos monofásicos a terra; os Curto-Circuitos bifásicos sem contacto à terra; os curto-circuitos trifásicos com contacto à terra e por fim os curto-circuito tripolares [6].



*Para o presente estudo, vale analisar o curto-circuito trifásico. Para os diversos cenários de carga e contingência simulados, importa comparar o valor das correntes de curto-circuito com a capacidade máxima de interrupção dos dispositivos de protecção ao nível de 66kV, 110kV e 220kV. Portanto, a análise referênciada neste trabalho para as correntes de Curto-Circuito é visada no sentido comparativa após a retirada das centrais do STCE.*

## CAPÍTULO 03

### III. ESTUDO DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA CENTRO (RTEECE)

#### 3.1 Descrição sumária

***Os termos Rede de Transporte Centro, Sistema de Transporte Centro e Divisão de Transporte Centro ao longo do trabalho deverão ser considerados similares.***

A Rede de Transporte de energia eléctrica em Moçambique é constituída por quatro (4) Divisões de Transporte, nomeadamente a Divisão de Transporte Sul, Centro, Centro-Norte e Norte, sendo a rede da Divisão de Transporte Centro o objecto de estudo deste trabalho.

O sistema abrange as províncias de Sofala e Manica, também localizadas na região centro do país e através desta faz-se interligação com o Zimbabwe, por meio da linha aérea de alta tensão de 110kV entre Machipanda e Mutare (CL67).

Actualmente esta Divisão compreende as subestações de Chibata, Chimoio, Gondola, Inchope, Lamego, Mavita, Mafambisse, Dondo, Muda, Buzi, Manica, Messica e Beira [Vide anexo 2].

É constituída por uma linha aérea de 220kV Matambo-Chibata (B00), com a qual faz-se a transferência de potência da HCB para alimentar a região [Vide anexo 2].

Apresenta linhas de 110kV e 66kV, sendo as linhas de 110kV as que se encontram com maior frequência na rede [Vide anexo 2].

Actualmente o Sistema de Transporte Centro é alimentado pelas centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba juntamente com a linha aérea de alta tensão de 220kV B00.

A figura 1 apresenta a constituição da RNT e a área descrita pela elipse corresponde a DTCE.

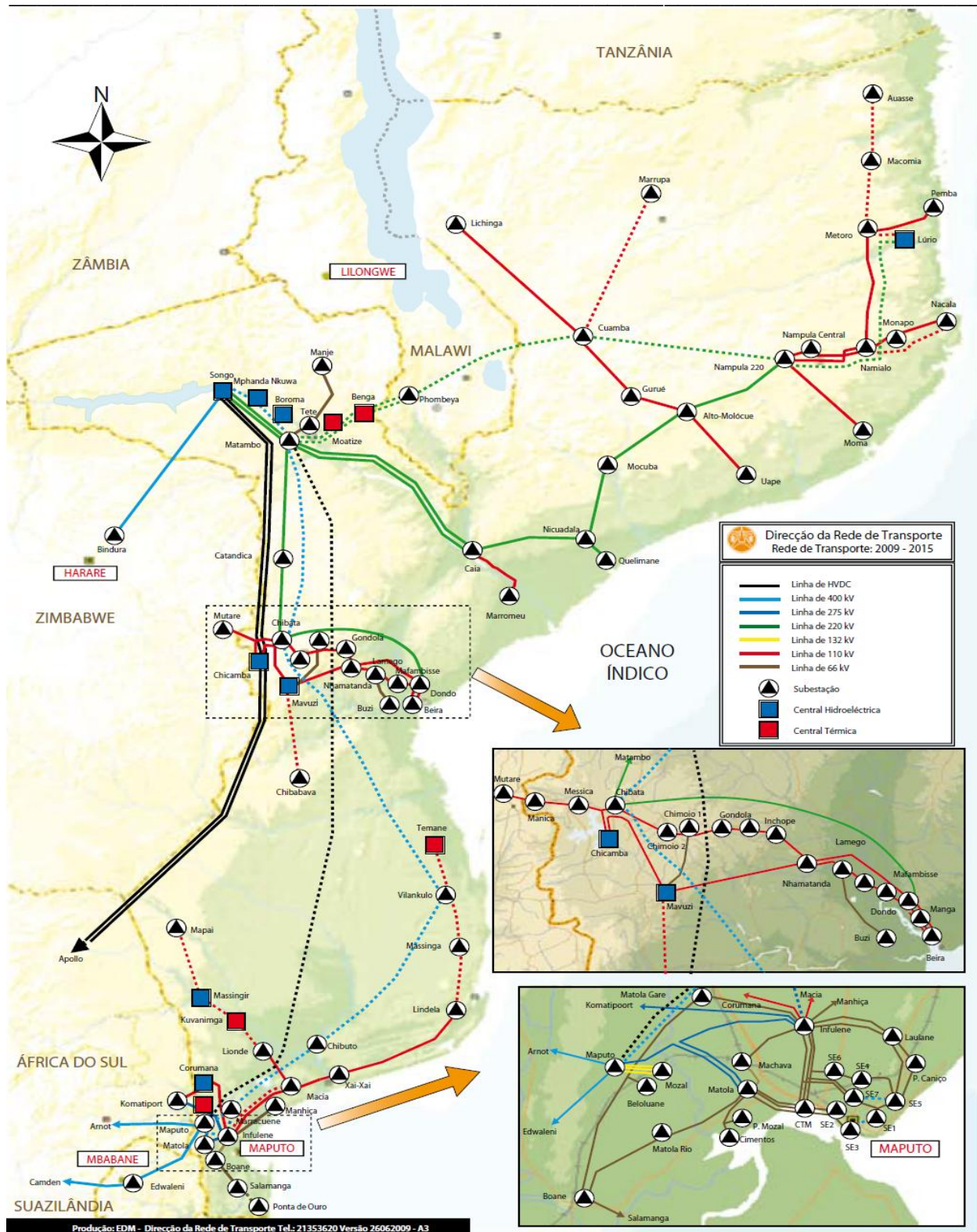


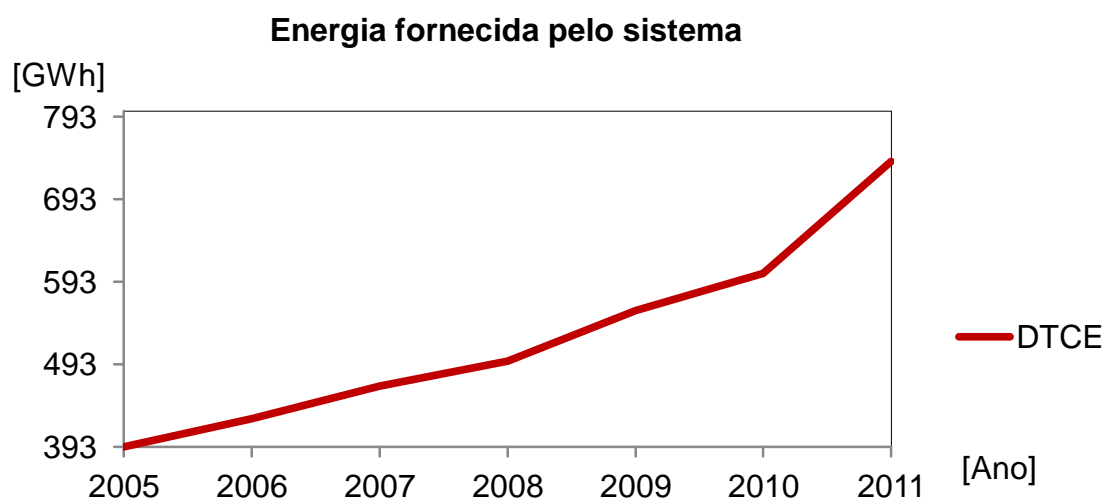
Figura 1: Área de estudo da Rede Nacional de Transporte (RNT) [Indicada pelo rectângulo em tracejado]

Segundo o **Plano Diretor de Electricidade Actualizado, 2012-2026**, as necessidades de consumo de energia eléctrica na Região Centro do país têm vindo a mostrar tendências de crescimento durante os últimos sete (7) anos, como resultado da taxa acentuada de crescimento da carga ao longo do Corredor de Desenvolvimento da Beira.

A tabela 1 a seguir apresenta o histórico da energia fornecida na Região Centro do país para um período compreendido de sete (7) anos contados a partir de 2005.

**Tabela 1**-Histórico da energia fornecida pela Rede de Transporte Centro [2005-2011]

<b>GWh</b>	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	AAG <sup>[5]</sup>
	393	427	467	497	558	603	739	11.1%



**Gráfico 1**- Histórico da energia fornecida pela Rede de Transporte Centro [2005-2011]

O histórico da energia fornecida pelo sistema, apresentado através do gráfico 1, mostra a crescente necessidade pela procura de energia eléctrica na Região Centro do país ao longo do período considerado. Este indicador ajuda a prespectivar da melhor maneira as necessidades por energia para os próximos anos.

<sup>[5]</sup> Média de Crescimento Annual Percentual de energia na Região Centro do País

### 3.2. Previsão do crescimento da carga na Zona Centro

A previsão do crescimento da carga na zona Centro, baseiou-se em dois factores fundamentais apresentados no Plano Diretor de Electricidade Actualizado, 2012-2026:

1. A carga regular <sup>[6]</sup>, que consiste nas diferentes categorias do consumidor geral de electricidade na Região Centro do país.
2. Grandes consumidores discretos <sup>[7]</sup>, que constituem um pequeno número dos que já existem na Região Centro do país.

***A carga esperada vinda de grandes projectos a ser alocada às subestações não foi considerada, uma vez que estes não se encontram em execução e por variadas razões poderão não se concretizar [Vide anexo 4].***

A previsão do crescimento da carga na DTCE foi elaborada para um periodo de cinco (5) anos compreendidos de 2014 a 2018. Foi usado como dado de partida a carga de 114.55 MW [EDM] de consumos doméstico e industrial na região referente ao ano de 2011.

A equação 3.3.1[16] apresenta a expressão usada para prevêr o crescimento da carga e os resultados encontram-se na tabela 5 em anexo 3.

$$P_n = P_A \cdot (1 + \alpha)^n \quad (3.3.1)$$

---

<sup>[6]</sup> A carga regular encontra-se associada aos consumidores domésticos e industriais de pequena escala cujo valor está abaixo de 2MW

<sup>[7]</sup> Grandes consumidores discretos são considerados aqueles que tenham uma carga superior ou igual a 2MW segundo o Plano Diretor de Electricidade Actualizado, 2012-2026

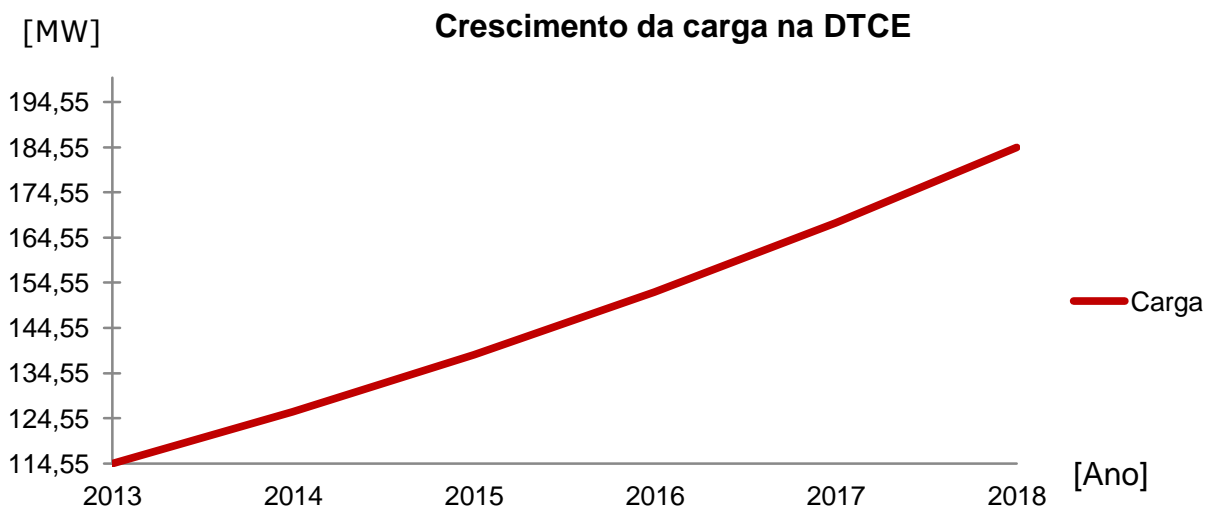
Para o factor de evolução de carga anual  $\alpha$  foi considerado 10% [EDM], tendo em vista a entrada massiva de novos projectos ao longo do Corredor de Desenvolvimento da Beira.

O gráfico 2 apresentado a seguir ilustra a previsão do crescimento da carga na Divisão de Transporte Centro para o período compreendido de cinco (5) anos.

Verifica-se através do gráfico que a curva da previsão do crescimento da carga apresenta um crescimento quase exponencial e para o ano de 2018 a carga atinge o seu valor máximo, para o intervalo de tempo previsto.

Grandes consumidores discretos compoem a maior percentagem de carga na região e com a previsão do crescimento da carga, esta continua assumindo proporções ainda maiores.

O principal foco desta previsão é a carga total da RTCE, não constituindo no entanto as cargas parciais menos importantes.



**Gráfico 2: Previsão do crescimento da carga na DTCE**

Segundo mostra o gráfico da previsão do crescimento da carga (gráfico 2), a Região Centro do país atenta para um crescimento de carga muito rápido ao longo dos próximos cinco anos.

Este crescimento denota-se pela entrada massiva de vários empreendimentos ao longo do corredor da Beira. Neste contexto, a curva de previsão do crescimento de carga mostra o que poderá vir a ser a realidade do crescimento da carga nesta região.

## CAPÍTULO 04

### IV. ANÁLISE DO ESTADO DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA CENTRO

#### 4.1 Introdução

Neste capítulo faz-se a apresentação e a análise dos resultados obtidos na simulação da Rede de Transporte Centro. As simulações foram realizadas no módulo “*Power Flow*” do programa PSS®E utilizando fotografias do sistema real de transporte. Estas simulações compreenderam vários cenários de carga e o estado de operação da própria rede. A princípio foi feita a simulação da rede com a carga correspondente ao ano de 2013 e permitiu obter resultados para a análise do actual estado da rede antes da retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba.

Foram simulados e apresentados os cenários de carga na rede para 2014, 2015 e 2016. Sendo que a partir de 2014, as centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba já terão sido retiradas do sistema conforme a previsão para a sua reabilitação. Durante o período considerado foram também simuladas em paralelo possíveis alternativas de solução com vista a manter a rede nas condições de operação aceitáveis mesmo com a saída das centrais.

- Nas condições normais de operação da rede as tensões em todo o sistema devem manter-se no intervalo de variação de  $\pm 5\%$  da tensão nominal, isto é, de 0.95pu a 1.05pu

Para as tensões de 66kV devem situar-se numa faixa de 62.7kV a 69.3kV, para 110kV devem situar-se numa faixa de 104.5kV a 115.5kV e para 220kV devem situar-se numa

faixa de 209kV a 231kV. Todos os valores de tensão fora das faixas indicadas são considerados Segundo o critério assumido inadmissíveis.

- A carga das linhas não deve exceder 90% do seu limite térmico para que o sistema esteja a operar em condições normais aceitáveis
- A carga dos transformadores não deve exceder 75% da sua capacidade de potência instalada

#### 4.2 OPÇÃO 1: Estado da Rede de Transporte Centro 2013

Para realizar as simulações referentes ao Sistema de Transporte Centro 2013, foi utilizado o **caso básico 2013**.

O gráfico 3 a seguir mostra as subestações com tensões fora dos limites pré-definidos, de acordo com o critério de análise N-1 estabelecido no ponto 4.1.

##### 4.2.1 Resultados do perfil de tensão nas subestações de transporte

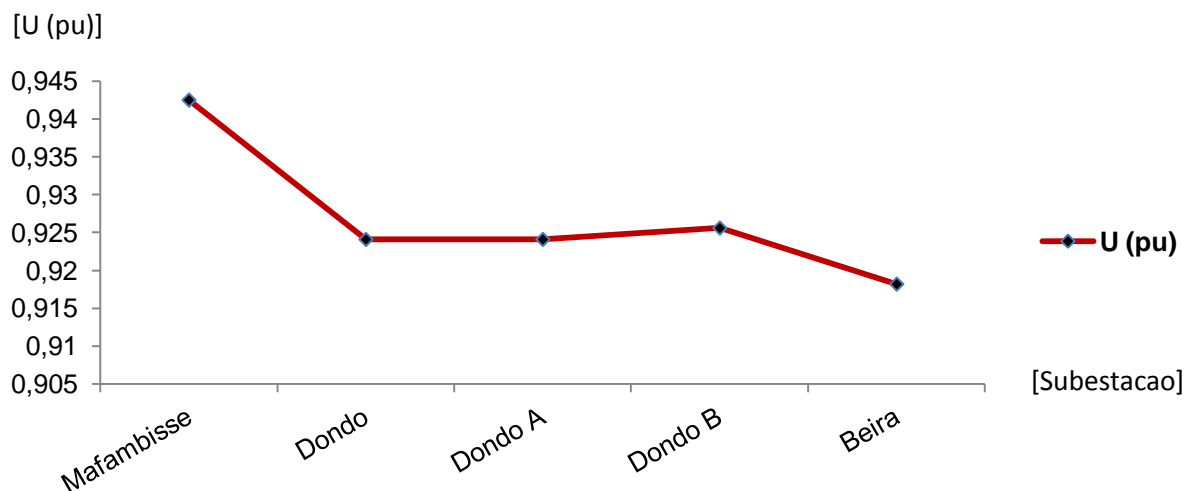
**Tabela 2: Perfil de tensão nas subestações de transporte**

Subestação	U (pu)	U (kV)
Mafambisse	0.9425	103.68
Dondo	0.9241	203.3
Dondo A	0.9241	101.65
Dondo B	0.9256	101.81
Beira	0.9182	101.01

A tabela 2, mostrada acima, apresenta os valores de tensão respeitante às subestações de transporte da Região Centro do país, referente ao ano de 2013.



A particularidade destes valores é o facto de serem inferiores ao valor mínimo tecnicamente aceitável (0.95pu) para que o sistema opere em condições estáveis. Estes valores encontram-se também ilustrados a seguir [Vide gráfico 3].



**Gráfico 3: Subestações com tensões abaixo de 0.95pu**

Com base nos resultados do perfil de tensão apresentados no gráfico 3 é possível verificar que o sistema não se encontra em conformidade com o critério N-1.

O facto das principais subestações ao longo do Corredor da Beira apresentarem níveis de tensão abaixo de 0.95pu constitui uma fraqueza para o Sistema de Transporte Centro, uma vez que a carga encontra-se maioritariamente concentrada ao longo deste Corredor.

#### **4.2.2 Carregamento das linhas aéreas de transmissão e transformadores de potência**

O Sistema de Transporte Centro compreende linhas aéreas de alta tensão de 66kV, 110kV e 220kV. A tabela abaixo apresenta a carga actual destas linhas em MW, o seu limite térmico em MVA e a sua carga em [%].

**Tabela 3: Carregamento das linhas aéreas e transformadores de potência**

Barr. 1	U (kV)	Barr. 2	U (kV)	Carga (MW)	Capacidade (MVA)	Carga [%]	Equipamento
Mavuzi	110	Mavuzi	66	2.90	9.0	32.1	Transformador
Mavuzi	110	Nhamat. B	110	39.3	77.0	51.0	LT
Mavuzi	66	Chimoio	66	7.7	46.0	16.7	LT
Chicamba	110	Xigodora A	110	33.1	77.0	43	LT
Chicamba	110	Xigodora B	110	27.9	77.0	36.2	LT
Mavita D		Mavita	110	0.2	12.5	1.3	LT
Mavita D		Mavita	22	0.2	6.5	2.4	LT
Nhamat. A	110	Dondo B	110	34.0	77.0	44.2	LT
Nhamat. A	110	Inchope	110	34.0	100	34.0	LT
Nhamat. B	110	Lamego	110	39.4	70.0	56.2	LT
Lamego	110	Lamego	22	4.3	12.5	34.5	Transformador
Lamego	110	Muda	110	35.1	70.0	50.2	LT
Lamego	66	Lamego	22	1.4	6.3	21.6	Transformador
Lamego	66	Buzi	66	1.3	28.0	4.8	LT
Muda	110	Mafambisse	110	35.1	70.0	50.2	LT
Mafambis.	110	Nhessemb	110	26.0	70.0	37.2	LT
Nhessemb	110	Dondo A	110	26.1	70.0	37.3	LT
Dondo A	110	Dondo	22	7	20.0	35.1	Transformador
Dondo A	110	Beira	110	18.8	70.0	26.9	LT
Dondo B	110	Beira	110	34.0	77.0	44.1	LT
Gondola	110	Gondola	22	38.2	100	38.2	Transformador
Gondola	110	Inchope	110	36	100	36	LT

Buzi	66	Buzi	22	1.2	6.3	19.5	Transformador
Matamb. A	220	Catandica	220	66.1	247	26.8	LT
Chimoio	110	Chibata	110	44.4	100	44.4	LT
Xigodora A	110	E.Chicamba	110	3	77.0	3.9	LT
Xigodora A	110	Chibata	110	34.9	100	34.9	LT
E.Chicamba	110	Messica	110	3	77.0	3.9	LT
Messica D		Messica	110	0.2	12.5	1.9	T Off
Messica D		Messica	22	0.2	6.5	3.7	T Off
Messica	110	Manica	110	2.5	77.0	3.2	LT
Manica	110	Manica	33	2.9	6.3	45.9	Transformador
Manica	110	Machipanda	110	1.2	77.0	1.6	LT
Chibata	220	Catandica	220	54.2	247	21.9	LT
Catandica	220	Catandica	33	1.3	25	5.4	Transformador

De acordo com os resultados da tabela 4, no que diz respeito ao Critério **N-1** referente à carga de linhas e transformadores, o sistema encontra-se em condições operacionais aceitáveis. Pode-se verificar também a partir da tabela que estes equipamentos não se encontram sobrecarregados ou muito próximos do seu limite de carga de acordo com o estabelecido no ponto 4.1.

#### 4.2.3 Cálculo de perdas eléctricas nas linhas de transmissão

Os resultados referentes às perdas eléctricas das linhas de transmissão e transformadores para 2013 apresentados na tabela 5 são tomados como valores de base para efectuar comparações com as perdas durante a operação do sistema no regime de emergência, e tomar as medidas técnicas necessárias caso preciso para a devida redução.

**Tabela 4: Perdas eléctricas nas linhas de transmissão e transformadores**

							Perdas	
Barr. 1	Barr. 2	U <sub>1</sub> (kV)	U <sub>2</sub> (kV)	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
Mavuzi	Mavuzi	110	66	1.9	2.2	36	0	0.08
	Mavita		110	21.5	16.9	2.9	0	0
	Nhamat. B		110	38.6	11.5	40.2	1.61	3.99
Mavuzi	Mavuzi	66	110	1.9	2.1	2.8	0	0.08
	Chimoio		66	5.9	4.6	7.5	0.2	0.25
Chicamba	Xigodora A	110	110	6.2	33	33.6	0.16	0.38
	Xigodora B		110	22.5	17.6	28.6	0.11	0.27
Buzi	Lamego	66	66	1.2	0.3	1.2	0	0
Inchope	Nhamat. A	110	110	32.9	0.2	32.9	0.31	1.18
	Gondola		110	34.8	0.9	34.8	0.53	1.98
Chimoio	Mavuzi	66	66	5.7	4.9	7.5	0.2	0.25
Gondola	Chimoio	110	110	37.5	2	37.6	0.23	0.88
	Inchope		110	35.3	1.3	35.4	0.53	1.98
Chimoio	Chibata	110	110	43.9	6.5	44.4	0.34	1.29

Estudo e Análise do Sistema de Transporte de Energia Eléctrica Centro com a saída das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba para reabilitação

Xigodora A	Chicamba	110	110	6.4	33	33.6	0.16	0.38
	E. Chicamba		110	3	0.8	3.1	0	0
	Chibata		110	9.3	33.8	35.1	0.12	0.44
Xigodora B	Chicamba	110	110	22.4	17.5	28.4	0.11	0.27
E.Chicamba	Xigodora A	110	110	3	0.6	3	0	0
	Messica		110	3	0.6	3	0	0
Messica	Manica	110	110	2.5	0.4	2.5	0	0
Manica	Machipanda	110	110	0	1.2	1.2	0	0
Chibata	Chimoio	110	110	43.9	6.5	44.4	0.34	1.29
	Xigodora A		110	9.4	33.8	35.1	0.12	0.44
Chibata	Catandica	220	220	53.4	0.7	53.4	0.49	2.91
Catandica	Matambo A	220	220	55	13.3	56.6	1.08	6.12

Para este período, o STCE registou um total de perdas activas de 6.64 MW e um total de perdas reactivas de 15.97 MVar.

#### 4.2.4 Cálculo da corrente de Curto-Circuito nas subestações do STCE

Para o presente estudo foram calculados os níveis de Curto-Circuito trifásico. A tabela 6 apresenta a potência de Curto-Circuito ( $S_k$ ) em MVA e a corrente de Curto-Circuito ( $I_k$ ) em A para cada subestação da DTCE.

A adição de geração ou redução da impedância total de um SEP<sup>[8]</sup> aumenta o nível das correntes de Curto-Circuito [6]. Quanto maiores forem os níveis de Curto-Circuito menores são as variações nos níveis de tensão do sistema, o que torna favorável a operação em condições normais de um SEP.

**Tabela 5: Corrente de Curto-Circuito**

SUBESTAÇÃO	2014		
	$U_n$ [kV]	$S_k$ [MVA]	$I_k$ [A]
Mavuzi	110	353.74	5087.2
Mavuzi	66	136.79	3384.4
Chicamba	110	438.81	6364.4
Nhamatanda A	110	225.71	2968.9
Nhamatanda B	110	230.09	2966.4
Lamego	110	223.09	2858.0
Lamego	66	56.03	1386.2
Muda	110	209.78	2658.7
Mafambisse	110	208.46	2639.5

---

<sup>[8]</sup> Um dos exemplos de redução da impedância total de um SEP reflecte-se no encurtamento eléctrico das linhas do SEP. Este procedimento pode ser efectuado pela compensação série da potência reactiva nas linhas aéreas de transmissão.

Dondo A	110	200.77	2533.9
Dondo B	110	200.63	2544.7
Dondo	220	168.0	966.6
Beira	110	199.87	2526.8
Buzi	66	53.45	1322.6
Inchope	110	353.74	2927.1
Mavita	110	251.12	5086.9
Chimoio	66	353.4	1692.3
Gondola	110	84.54	3907.9
Chimoio	110	325.27	4641.7
Xigodora A	110	378.87	6552.9
Xigodora B	110	410.04	5835.3
E. Chicamba	110	420.57	5217.3
Messica	110	360.81	4307.4
Manica	110	300.02	3452.0
Machipanda	110	234.56	2599.5
Mutare	110	221.58	2438.1
Chibata	110	471.91	5975.7
Chibata	220	457.17	2867.1
Catandica	220	537.12	3306.8

Os níveis de Curto-Circuito apresentados na tabela 6 são referentes à DTCE e a capacidade de interrupção dos dispositivos de proteção existentes ao nível de tensão de 220kV, 110kV e 66kV é de 31.5 kA [EDM].

### 4.3 OPÇÃO 2: Estado da Rede de Transporte Centro 2014 com as centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba em operação

#### 4.3.1 Resultados do perfil de tensão nas subestações

**Tabela 6: Perfil de tensão das subestações de transporte**

Subestação	$U_n$ (kV)	U (pu)	U (KV)	Subestação	$U_n$ (kV)	U (pu)	U (kV)
NHAMAT.A	110	0.8809	96.899	NHAMAT.B	110	0.9137	100.5
LAMEGO	110	0.896	98.556	LAMEGO	66	0.9303	61.401
LAMEGO	22	0.9124	20.073	MUDA	110	0.8542	93.967
MAFAMBIS	110	0.8486	93.345	NHESSEMB	110	0.828	91.076
DONDO CEMENT	33	0.828	27.323	DONDO A	110	0.8117	89.285
DONDO B	110	0.8136	89.495	DONDO	220	0.8117	178.57
DONDO	22	0.8333	18.332	BEIRA-D1		0.8019	
		0.8014		BEIRA	110	0.8001	88.009
BEIRA	6.6	0.8027	5.298	BEIRA	22	0.8031	17.667
CHIMOIO	6.6	0.5481	3.617	CHIMOIO	66	0.7565	49.931
CHIMOIO	22	0	0	GONDOLA	110	0.9484	104.32
MANICA	33	0.9454	31.197	BUZI	66	0.9285	61.281
BUZI	22	0.9173	20.181	INCHOPE	110	0.9051	99.564

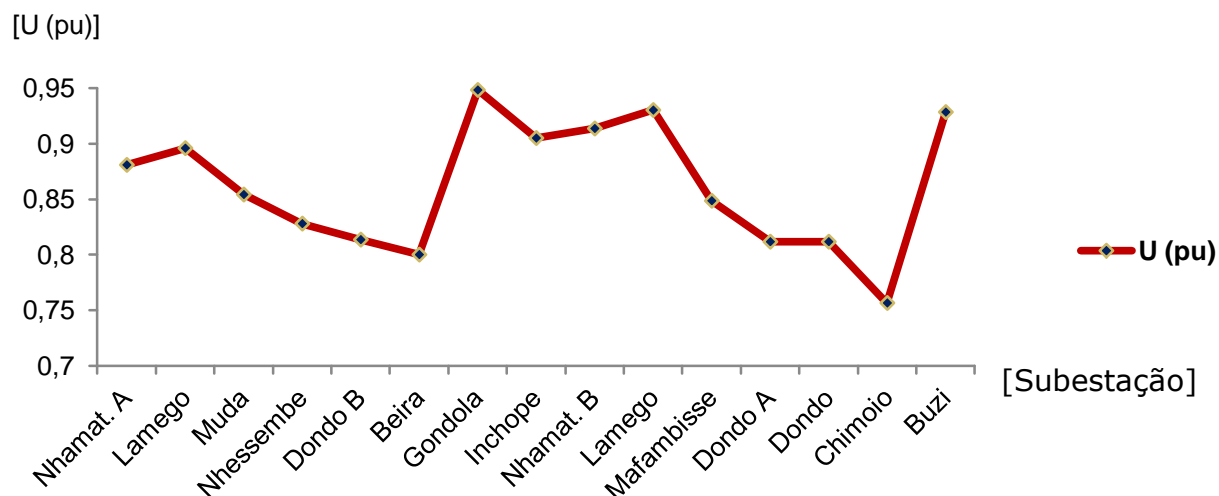
Os valores de tensão apresentados na tabela 6, são respeitantes às subestações da Região Centro para o ano de 2014, sem no entanto retirar-se as subestações de Mavuzi e Chicamba.

O aumento da carga em 2014, reflecte-se no aumento de subestações com um valor de tensão débil (abaixo de 0.95pu). Este indicador, mostra que mesmo com as centrais disponíveis o Sistema de Transporte Centro poderá enfrentar instabilidades na sua operação devido a este acréscimo.

Uma vez que o crescimento acentuado de carga não se verifica de forma uniforme em todas as subestações da Região Centro do país, existem aquelas mais vulneráveis no que diz respeito a redução dos seus níveis de tensão para valores inferiores a 0.95pu.

Como forma de melhor ilustrar o perfil de tensão nas subestações acima apresentam-se os mesmos valores de tensão a seguir [**Vide gráfico 4**].





**Gráfico 4: Subestações a operar com tensões abaixo de 0.95pu**

Como se pode ver a partir do gráfico 4, com o aumento da carga na Região Centro do país, aumentou o número de subestações com níveis de tensão cada vez mais baixos.

Quanto as subestações apresentadas para o caso básico 2013, cujo nível de tensão encontrava-se abaixo de 0.95pu, tiveram uma tendência de redução no seu nível de tensão para valores muito mais baixos [Vide gráfico 3].

#### 4.3.2 Carregamento das linhas aéreas de transmissão e transformadores de potência

**Tabela 7: Carregamento de Linhas e Transformadores**

Barr. 1	U (kV)	Barr. 2	U (kV)	Carga (MW)	Capacidade (MVA)	Carregamento [%]	Equipamento
Mavuzi	110	Mavuzi	66	14.8	9.0	164.5	Transformador
Mavuzi	110	Nhamat. B	110	59.5	77.0	77.3	LT
Mavuzi	66	Chimoio	66	51.3	46.0	111.5	LT

Estudo e Análise do Sistema de Transporte de Energia Eléctrica Centro com a saída das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba para reabilitação

Chicamba	110	Xigodora A	110	72.1	77.0	93.6	LT
Chicamba	110	Xigodora B	110	55.8	77.0	72.5	LT
Mavita D		Mavita	110	0.6	12.5	4.5	LT
Mavita D		Mavita	22	0.5	6.5	8.4	LT
Nhamat. A	110	Dondo B	110	53.5	77.0	69.5	LT
Nhamat. A	110	Inchope	110	53.5	100	53.3	LT
Nhamat. B	110	Lamego	110	59.7	70.0	85.2	LT
Lamego	110	Lamego	22	7.6	12.5	61.0	Transformador
Lamego	110	Muda	110	52.0	70.0	74.3	LT
Lamego	66	Lamego	22	3.3	6.3	52.8	Transformador
Lamego	66	Buzi	66	3.7	28.0	13.2	LT
Muda	110	Mafambis.	110	52.1	70.0	52.5	LT
Mafambis.	110	Nhesssemb	110	36.7	70.0	52.5	LT
Nhessembe	110	Dondo A	110	36.9	70.0	52.8	LT
Dondo A	110	Dondo	22	11.5	20.0	57.7	Transformador
Dondo A	110	Beira	110	22.9	70.0	32.8	LT
Dondo B	110	Beira	110	53.6	77.0	69.6	LT
Gondola	110	Gondola	22	2.6	10.0	26.1	Transformador
Gondola	110	Inchope	110	56.6	100	56.6	LT
Buzi	66	Buzi	22	3.4	6.3	54.3	Transformador
Matamb. A	220	Catandica	220	118.2	247	47.8	LT
Chimoio	110	Chibata	110	58.8	100	58.8	LT
Xigodora A	110	E.Chicamba	110	4.7	77.0	6.1	LT
Xigodora A	110	Chibata	110	75.3	100	75.3	LT
E.Chicamba	110	Messica	110	4.7	77.0	6.1	LT
Messica D		Messica	110	0.5	12.5	3.8	T Off
Messica D		Messica	22	0.5	6.5	7.3	T Off

Messica	110	Manica	110	3.8	77.0	4.9	LT
Manica	110	Manica	33	4.0	6.3	64.1	Transformador
Manica	110	Machipanda	110	1.2	77.0	1.6	LT
Chibata	220	Catandica	220	105.4	247	42.7	LT
Catandica	220	Catandica	33	6.9	25	27.5	Transformador

Para o caso básico 2014 de acordo com a tabela 8, verifica-se uma tendência de aparecimento de algumas linhas aéreas quase sobrecarregadas e outras a operar sobrecarregadas. Estas linhas encontram-se na tabela pintadas a amarelo.

#### 4.3.3 Cálculo de perdas eléctricas nas linhas aéreas de transmissão

As perdas eléctricas activas e reactivas totais apresentadas na tabela 9, a seguir mostram um crescimento de 356.7% (23.69 MW) e 458.42% (73.21 MVAR) respectivamente em relação ao ano de 2013.

Este fenómeno deve-se ao facto de se ter aumentado a produção para fazer face ao crescimento da carga, onde as capacidades de transferência de potência das linhas foram mantidas, e como consequência o aumento da corrente nas linhas e de forma proporcional o aumento de perdas eléctricas. Os equipamentos pintados a amarelo são os que contribuíram com mais perdas durante este período.

**Tabela 9: Perdas eléctricas nas linhas aéreas de transmissão**

							Perdas	
Barr. 1	Barr. 2	U <sub>1</sub> (kV)	U <sub>2</sub> (kV)	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
Mavuzi	Mavuzi	110	66	14.5	3.1	14.8	0	2
	Mavita		110	47.2	30.7	56.3	0	0
	Nhamat. B		110	51.8	31.9	60.8	3.69	9.16

Estudo e Análise do Sistema de Transporte de Energia Eléctrica Centro com a saída das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba para reabilitação

Mavuzi	Mavuzi	66	110	14.5	1.1	14.5	0	2
	Chimoio		66	18.5	48.7	52.1	9.25	11.46
Chicamba	Xigodora A	110	110	34.9	64.7	73.5	0.75	1.83
	Xigodora B		110	51.2	25.5	57.2	0.45	1.10
Buzi	Lamego	66	66	3.3	0.9	3.4	0	0.01
Inchope	Nhamat. A	110	110	47.1	9.8	48.1	0.77	2.89
	Gondola		110	50	11	51.2	1.29	4.88
Chimoio	Mavuzi	66	66	9.2	37.7	38.8	9.25	11.46
Gondola	Chimoio	110	110	53.8	15.2	55.9	0.55	2.09
	Inchope		110	51.3	14.4	53.3	1.29	4.88
Chimoio	Chibata	110	110	54.4	16.7	56.9	0.6	2.26
Xigodora A	Chicamba	110	110	35.7	63.2	72.6	0.75	1.83
	E. Chicamba		110	4.7	0.7	4.8	0	0
	Chibata		110	40.4	63.9	75.6	0.54	2.04
Xigodora B	Chicamba	110	110	50.8	26.2	57.1	0.45	1.10
E.Chicamba	Xigodora A	110	110	4.7	0.5	4.7	0	0
	Messica		110	4.7	0.5	4.7	0	0.01

Messica	Manica	110	110	3.8	0.4	3.8	0	0.01
Manica	Machipanda	110	110	0	1.2	1.2	0	0
Chibata	Chimoio	110	110	55	18.3	57.9	0.6	2.26
	Xigodora A		110	40.9	62.3	74.5	0.54	2.04
Chibata	Catandica	220	220	95.9	30.1	100.5	1.86	11.09
Catandica	Matambo A	220	220	103.8	32.3	108.7	3.94	22.39

#### 4.3.4 Cálculo das correntes de Curto-Circuito nas subestações do STCE

Tabela 4: Corrente de Curto-Circuito

SUBESTAÇÃO	2014		
	$U_n$ [kV]	$S_k$ [MVA]	$I_k$ [A]
Mavuzi	110	353.74	5087.2
Mavuzi	66	136.79	3384.4
Chicamba	110	438.81	6364.4
Nhamatanda A	110	225.71	2968.9
Nhamatanda B	110	230.09	2966.4
Lamego	110	223.09	2858.0
Lamego	66	56.03	1386.2
Muda	110	209.78	2658.7
Mafambisse	110	208.46	2639.5

Dondo A	110	200.77	2533.9
Dondo B	110	200.63	2544.7
Dondo	220	168.0	966.1
Beira	110	199.87	2526.8
Buzi	66	53.45	1322.6
Inchope	110	251.12	2927.1
Mavita	110	353.4	5086.9
Chimoio	66	84.54	1692.3
Gondola	110	325.27	3907.9
Chimoio	110	378.87	4641.7
Xigodora A	110	451.55	6552.9
Xigodora B	110	410.04	5835.3
E. Chicamba	110	420.57	5217.3
Messica	110	360.81	4307.4
Manica	110	300.02	3452.0
Machipanda	110	234.56	2599.5
Mutare	110	221.58	2438.1
Chibata	110	471.91	5975.7
Chibata	220	457.17	2867.1
Catandica	220	537.12	3306.8

Com base nos valores das correntes de Curto-Circuito apresentadas através da tabela 4 para o ano de 2014, verifica-se que em comparação com os valores referentes às correntes de Curto-Circuito para o ano de 2013 houve uma invariação.

Esta invariação nos valores das correntes de Curto-Circuito vem a mostrar que não houve uma mudança significativa na configuração do sistema em análise durante esta transição de modo que houvesse uma redução ou acréscimo dos valores destas correntes.

#### **4.4 OPÇÃO 3: Estado da Rede de Transporte Centro 2014 com a retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba**

Com a retirada de uma das centrais do STCE (Central hídrica de Mavuzi ou de Chicamba) com a carga correspondente ao ano de 2014, o Sistema não consegue atender às exigências da carga e entra em colapso. Face a este cenário, propõe-se reduzir a carga do sistema em 44, 44%, isto é a carga passa para 70MW de 126 MW previsto.

Com esta carga, que por sinal corresponde ao valor máximo para que o sistema opere em condições aceitáveis de acordo com o estabelecido no critério N-1, sem a central hídrica de Mavuzi, tornou-se possível retirá-la do sistema sem que este pudesse entrar em colapso. No entanto, foram verificados alguns aspectos:

Com a central hídrica de Mavuzi disponível, tem-se dois sentidos de fluxo de potência a alimentar a cidade de Chimoio nomeadamente Chibata – Chimoio e Mavuzi – Chimoio. Portanto, a retirada da central hídrica de Mavuzi faz com que todo o fluxo de potência para alimentar a cidade de Chimoio concentre-se no sentido Chibata – Chimoio e como consequência, verifica-se os transformadores de Chibata e Chimoio a operar sobrecarregados.

Com a retirada da central hídrica de Chicamba, o sistema volta a entrar em colapso e como proposta de solução recomenda-se a instalação de uma central “back up” a diesel com três (3) grupos geradores em Mavuzi e uma em Chicamba com dois (2) grupos geradores.

As centrais “back up” juntamente com a linha aérea de alta tensão B00 têm uma capacidade de 372 MVA e são capazes de suprir 115 MW da carga, ou seja, 91,27% da carga prevista correspondente ao ano de 2014.

Com a instalação destes grupos geradores, o corredor da Beira passa a apresentar níveis de tensão abaixo de 0.95pu e acima de 1.05pu, isto é, fora dos limites admissíveis [Vide a tabela em anexo 4].

Com vista o melhoramento do perfil de tensão ao longo do corredor da Beira propõe-se a alocação de um banco de condensadores “*shunt*” com uma capacidade de 30MVar no barramento de 110kV na Beira (**81011**), donde os níveis de tensão ao longo do Corredor melhoraram bastante, estando em concordância com o critério N-1[Vide a tabela em anexo 5].

Uma vez que o sistema encontra-se a operar em regime de emergência, com o crescimento da carga ao longo do Corredor até 2016, as centrais “back up” juntamente com a linha aérea de alta tensão B00 não serão capazes de suprir a carga total na região, para tal propõe-se o método de gestão no fornecimento de carga por parte da concessionária de energia eléctrica [EDM] “**Load Shedding**”<sup>[9]</sup>.

O procedimento de “*Load Shedding*” consiste na redução da carga do sistema quando esta tende a ser maior que a capacidade de produção das centrais. No entanto, utiliza-se este método com vista a evitar que o sistema entre em colapso e um grande numero de consumidores fique sem energia.

É da responsabilidade das concessionárias criar planos de redução de carga caso situações do género ocorram na sua rede.

#### **4.4.1 Análise das correntes de curto-circuito com a inserção das centrais “back up” e o banco de condensadores**

A tabela 5 apresenta os valores da corrente de curto-circuito no sistema após a inserção dos grupos geradores e o banco de condensadores. Como se pode verificar, o nível de curto-circuito teve um certo acréscimo devido a alocação dos grupos geradores com potência diferente aos anteriores. No entanto, estes valores ainda se encontram abaixo do valor nominal de 31.5 kA referente à capacidade de ruptura dos dispositivos de protecção ao nível dos 66kV, 110kV e 220kV.

---

<sup>[9]</sup> Este procedimento refere-se ao desligamento forçado por parte das concessionárias de energia eléctrica no fornecimento de potência aos seus clientes como forma de fazer face a indisponibilidade da potência produzida para atender à carga total do sistema (Situações em que o sistema esteja a operar em regime de emergência)



**Tabela 5: cálculo das correntes de curto-circuito nas subestações**

SUBESTAÇÃO	2014			
	$U_n$ [kV]	$S_k$ [MVA]	$I_k$ [A]	$I_k$ [Δ %]
Mavuzi	110	353.74	6500.7	27.79
Mavuzi	66	136.79	-	-
Chicamba	110	438.81	7015.0	10.22
Nhamatanda A	110	225.71	3110.7	4.78
Nhamatanda B	110	230.09	3287.8	10.83
Lamego	110	223.09	3143.0	9.97
Lamego	66	56.03	1435.7	3.57
Muda	110	209.78	2877.5	8.23
Mafambisse	110	208.46	2851.7	8.04
Dondo A	110	200.77	2701.4	6.61
Dondo B	110	200.63	2689.9	5.71
Dondo	220	168.0	1022.8	5.81
Beira	110	199.87	2680.7	6.1
Buzi	66	53.45	1367.5	3.39
Inchope	110	251.12	3071.4	4.93
Mavita	110	353.4	6499.1	27.76
Chimoio	66	84.54	-	-
Gondola	110	325.27	4121.3	5.46
Chimoio	110	378.87	4922.0	6.04
Xigodora A	110	451.55	7086.9	8.15

Estudo e Análise do Sistema de Transporte de Energia Eléctrica Centro com a saída das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba para reabilitação

Xigodora B	110	410.04	6494.0	11.29
E. Chicamba	110	420.57	5608.4	7.50
Messica	110	360.81	4566.6	6.02
Manica	110	300.02	3614.0	4.69
Machipanda	110	234.56	2689.0	3.44
Mutare	110	221.58	2516.4	3.21
Chibata	110	471.91	6408.9	7.25
Chibata	220	457.17	3054.9	6.55
Catandica	220	537.12	3435.2	3.88

## CAPÍTULO 05

### V. SOLUÇÕES PROPOSTAS PARA ALIMENTAR A CARGA NA REGIÃO CENTRO DO PAÍS COM A RETIRADA DAS CENTRAIS HÍDRICAS DE MAVUZI E CHICAMBA

*A análise dos resultados de simulação dos vários cenários de carga e contingência da DTCE, apresentados nos pontos do capítulo anterior, juntamente com as possíveis alternativas de solução conduziram a apresentação de uma proposta de solução para alimentar a carga na Região Centro do país com a retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba para reabilitação de 2014 a 2016.*

#### 5.1 Especificações técnicas das soluções propostas

##### 5.1.1 Centrais “back up” a diesel

A central “back up” a diesel em Chicamba com dois (2) grupos geradores tem uma potência máxima gerada de 44.2 MW e uma capacidade de 50 MW. A central de Mavuzi com três (3) grupos geradores tem uma potência máxima gerada de 66.3 MW e uma capacidade de 75 MW. Sendo que cada um dos grupos geradores a diesel tem uma potência máxima gerada de 22.1 MW e uma capacidade de 25 MW.

Os grupos geradores escolhidos são da **CFAS Enterprise Inc.** e apresentam as seguintes especificações técnicas:

**Tabela 5: Especificações técnicas dos grupos**

DETALHES	GERADOR 1	GERADOR 2
RPM	3000	3000
Tensão	11500	11500
Corrente nominal	1154	1154
Frequência/Hz	50	50

Corrente excitação	295	295
Data de fabrico	1979	1978
Arrefecimento	Ar	Ar
Placa de identificação	BDAX 70.84	BDAX 70.84
Nº da máquina	30599A-3G	30541A-5G
Temp. ambiente	380°C	380°C
Classe de isol. do rotor	Classe F	Classe F
Classe de isol. Do estator	Classe B	Classe B
Factor de potência	0.85	0.85
Altitude	Até 1000 m	Até 1000 m
<b>Características eléctricas</b>		
$P_{gerada}$	19.89	19.89
$P_{máx. gerada}$	22.1	22.1
$P_{min. gerada}$	14.365	14.365
$Q_{gerada}$	20	20
$Q_{máx. gerada}$	25	25
$Q_{min. gerada}$	-20	-20
$S_{base}$ (MVA)	26	26
$R_{source}$ (pu)	0.1	0.1
$X_{source}$ (pu)	0.25	0.25
$R_{tran}$ (pu)	0.01	0.01
$X_{tran}$ (pu)	0.1	0.1
Regulação da tensão	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$
<b>Banco de Condensador</b>		
Potência Reactiva (MVAr)		30

$U_{\text{nominal}}$ (kV)		110
---------------------------	--	-----

Os geradores apresentam um kit completo com o sistema de excitação, sistema de controle de tensão, relés de protecção e sistema de sincronização. Cada um dos grupos geradores é concebido para que possa operar em sincronismo com redes eléctricas extensas ou isolado.

#### 5.1.1.1 Estimativa de custo de aquisição dos grupos geradores

Para a estimativa de custo apresentada neste trabalho, foi feita uma análise tendo em vista o regime estático das centrais.

A cada grupo gerador alocado às centrais “*back up*”, está associado um custo de aquisição de US \$345,000 (trezentos e quarenta e cinco mil dolares norte-americanos).

Para cinco (5) grupos geradores propostos para as centrais totaliza um custo de US \$1,725,000 (um milhão e setecentos e vinte e cinco mil dolares norte-americanos).

### 5.1.1.2 Análise dos impactos ambientais

A partir da conferência das Nações Unidas para o meio ambiente Humano realizada em Estocolmo, 1972, começou-se por discutir o impacto das actividades humanas no meio ambiente. Essa discussão resultou em uma série de iniciativas dentre as quais se destacam a ECO-92 e o protocolo de Quioto, 1997 (UNFCCC, 2011).

A primeira das iniciativas tinha como objectivo conciliar o desenvolvimento socioeconómico e a conservação do meio ambiente e o foco da segunda era a redução dos gases do efeito estufa (GEE).

Neste trabalho, julgou-se necessário avaliar a questão do impacto ambiental tomando como referência os aspectos decorrentes apenas do regime de exploração dos grupos.

Para a operacionalização da central é necessário que se efectue a combustão do diesel, principal combustível dos grupos. Durante este processo, a grande preocupação ambiental é a emissão de gases de efeito de estufa e nocivos a longo prazo ao ambiente.

Os grupos utilizam óleos, os quais devem ser trocados periodicamente segundo um plano de manutenção para os mesmos. Este factor torna-se de extrema importância na sua análise, visto que nas proximidades das centrais encontram-se um rio cuja importância é vital para as comunidades vizinhas.

Na combustão do diesel para a operação dos grupos, emite-se para a atmosfera subprodutos resultantes deste processo, que expostos ao ambiente apresentam impactos negativos. Dessa forma, por questões de ordem prática, para a análise da qualidade do ar encontra-se limitado um número restrito de poluentes, definidos em função da sua importância e dos recursos materiais e humanos disponíveis para determiná-los.

De uma forma geral, a escolha recai sempre sobre um grupo de poluentes que servem como indicadores de qualidade do ar, que são regulamentados e de uso universal: dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), material particulado (MP), monóxido de carbono (CO), ozônio (O<sub>3</sub>) e óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>).

Os efeitos da poluição do ar podem ser caracterizados pela alteração de condições consideradas normais e pela potencialização de problemas já existentes, que podem se manifestar na saúde, no bem estar da população, na vegetação, na fauna e sobre os materiais.

O material particulado resultante da combustão do diesel, quando emitido para a atmosfera pode:

- Agir como núcleo de condensação de nuvens podendo modificar o clima em escala local, bem como afetar a visibilidade atmosférica;
- Absorver ou espalhar a radiação solar, com efeitos potencialmente significativos para o aquecimento global;
- Representar superfícies activas sobre as quais ocorrem reacções químicas e fotoquímicas atmosféricas;
- Em suspensão na atmosfera, ter influência sobre a saúde humana, através de mecanismos diretos ou indiretos de atuação;
- Ser transportadoras de substâncias poluentes para ecossistemas terrestres e aquáticos, assim como realizar o transporte desses materiais a longas distâncias, tendo um papel importante no balanço geoquímico, na disseminação da poluição e na deposição efetiva de partículas sobre o solo e a água.

A queima do diesel pode também emitir partículas com conteúdo composto de material parcialmente queimado, matéria orgânica do combustível e do óleo lubrificante, carbono elementar, sulfatos, óxidos metálicos, hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, compostos reduzidos de enxofre, entre outros componentes.

De acordo com o tamanho, as partículas podem instalar-se em diferentes regiões do sistema respiratório. As partículas inaláveis grossas são as que possuem o diâmetro aerodinâmico médio ( $d_p$ ) entre 2,5 e 10  $\mu\text{m}$  ( $\text{MP}_{2,5}$  e  $\text{MP}_{10}$ ) e as partículas finas ou respiráveis são as inferiores a 2,5  $\mu\text{m}$  ( $\text{MP}_{2,5}$ ).

A emissão de gases nocivos à atmosfera como resultado da combustão incompleta do diesel, bem como a exposição dos óleos lubrificantes ao meio ambiente não pode ser extinguida, mas pode ser controlada.

Para a mitigação destes impactos, recomenda-se a utilização de chaminés suficientemente altas com filtros para a retenção do material particulado.

Para a drenagem dos óleos, que se conceba um sistema de drenagem para o efeito, de modo a salvaguardar a não contaminação dos lençóis de água nas proximidades das centrais.

*O ruído provocado durante a exploração dos grupos geradores. Uma vez que estes são de grande porte, torna-se importante contemplar este aspecto como tendo influência para o meio ambiente.*

## CONCLUSÃO

Como resultado do estudo e análises feitas ao longo deste trabalho, conclui-se que a alocação de centrais “*back up*” à Rede de Transporte Centro verifica-se a melhor solução para fazer face a perda de unidades geradoras, como resultado da retirada das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba, para reabilitação. Com esta solução, verifica-se também o cumprimento do objectivo do trabalho.

No que diz respeito aos valores das correntes de curto-circuito com a inserção dos grupos, apesar de terem sofrido um acréscimo devido a introdução de geração na rede, estas novas correntes ainda mantêm-se inferiores à capacidade de interrupção máxima dos dispositivos de protecção alocados ao sistema.

A apresentação do método, “*Load Shedding*”, de forma a auxiliar na exploração eficiente da rede durante o período previsto para a reabilitação das centrais tem vantagem de estender-se para além deste período, caso algum incidente para o não cumprimento dos prazos possa ocorrer.

As centrais “back up” a diesel não substituem as centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba. Estas constituem fontes alternativas para alimentar a carga na Região centro do país com as centrais hídricas fora de serviço.

Com as alternativas de solução conjuntas para alimentar a carga na Região Centro do país, concorre-se para que o STCE opere em regime de emergência durante o período previsto de reabilitação das centrais hídricas, sem no entanto manter o sistema instável



## RECOMENDAÇÃO

Fim do trabalho e propostas as soluções para alimentar a região centro do país durante o período de reabilitação das centrais hídricas, recomenda-se à empresa EDM, a considerar uma plano interno, ao nível da Região Centro do país, para a implementação do método de “*Load Shedding*” (redução da carga do sistema pelo desligamento de alimentadores com vista a manter a estabilidade do sistema de acordo com a capacidade de produção estabelecida para os grupos).

Recomenda-se ainda que este procedimento seja regido de critérios a estabelecer pela empresa a partir de informações sobre os seus clientes como: o tipo de carga (industrial ou doméstica), o regime de funcionamento da Instalação de Utilização de Energia Eléctrica (IUEE), áreas de concentração de maior carga, o período do dia em que se atinge a ponta, e mais informações consideradas necessárias para a redução intermitente da carga do sistema de forma a manter a sua estabilidade.

Uma vez que os grupos das centrais não poderão funcionar 24h por dia, todos no mesmo período, recomenda-se que a Empresa implemente um plano de exploração rotativo dos mesmos.

## BIBLIOGRAFIA

### 1) REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Monticelli, A., 1993, Fluxo de carga em Redes de Energia Eléctrica, Edgar Blutcher
- [2] Stevenson, W. D. Jr., 1982, “Elements of Power System Analysis”, 4<sup>th</sup> Edition, McGraw-Hill
- [3] Grainjer, J. J. e Steavenson W., 1994, “Power System Analysis”, McGraw-Hill, New York
- [4] OBADINA, O and BERG, G, 1989, “VAr planning for power systems security”, *IEEE Transactions on power system*, Piscataway, vol. 4, n. 2, P. 677-686
- [5] Guile, A. E. and Peterson, W., “Electrical Power Systems”, Vol. 1, New York
- [6] Fink, D. G. and Beaty, H. W., 1993, “Standard Handbook for Electrical Engineers”, 13<sup>th</sup> edition, New York
- [7] Cutsem, T. Van, 1998, “Voltage Stability of Electric Power Systems”, Kluwer academic publishers, Norwell, MA
- [8] ZOMBRONE DE SOUZA, A. C., 1995, “New techniques to efficiently determine proximity to static voltage collapse”, PhD thesis-University of Waterloo, Canada
- [9] WANG, Y. and DA SILVA, L. C. P. and WILSON, X., 2000, “Investigation of the relationship between ill-conditioned power flow and voltage collapse”, *IEEE Power Engineering Review*, vol 20, n. 1, p. 43 – 45
- [10] STEVENSON, William D., 1986, Elementos de Análise de Sistemas de Potência, 2<sup>a</sup> Edição, McGraw-Hill, São Paulo

- [11] KUNDUR, P., 1994, “Power System Stability and Control”, EPRI, Power System Engineering Series, McGraw-Hill
- [12] PAI, M. A., 1981, “Power System Stability”, N. Holland, Amsterdam
- [13] CAUSILLO, B. and PARIS, L. and PIROVANO, G., 2002, “Ampacity Assessment of Overhead line Conductors as a Compromise Between Safety and Deregulated Market Requirements”, paper 22-206
- [14] Taylor, Carson W., 1999, “Improving Grid Behavior”, *IEEE Spectrum*, vol. 36, n. 6, P.40-45
- [15] Grudin, Nikolai and Roytelman, Ilya, 1997, “Heading off Emergencies in large Electric Grids”, *IEEE Spectrum*, vol. 34, n. 4, P. 43-47
- [16] Taylor, C. W. and Venkatasubramanian, M. V. and Chen, Y., 2000, “Wide Area Stability and Voltage Control”, VII SEPOPE

## **2) OUTRA BIBLIOGRAFIA CONSULTADA**

- [1] EDM – Direcção da Rede de Transporte, “Caracterização da Rede Nacional de Transporte”, Maputo, 2011.
- [2] EDM – Direcção de Planeamento de sistemas, “Plano Director de Electricidade Actualizado, 2012-2027”, Maputo
- [3] Schmidt, D., 1984, Bases de Cálculo para Redes de Transporte e Distribuição, 1ª Edição, UEM, Maputo

## ANEXOS

### Anexo 1

**Tabela A1-54 Principais características das subestações**

Subestação	Tensão	Número de painéis em serviço [kV]			Potência Instalada		
					Transformador	Reactor	Condensador
Designação	[kV]	220	110	66	MVA	MVAr	MVAr
Beira	110/22/6.6	-	5	-	80	-	7.5
Chimoio 1	66/22/6.6	-	4	-	18	-	-
Chimoio 2	110/22/6.6	-	1	-	27.5	-	-
Chibata	220/110	1	3	-	84	15	-
Chicamba	110/22	-	4	-	48	-	-
Dondo	110/22	-	1	-	20	-	-
Gondola	110/22	-	1	-	10	-	-
Inchope	110/33	-	1	-	10	-	-
Lamego	110/66/22	-	1	1	18.8	-	-
Manica	110/33	-	-	-	6.3	-	-
Messica	110/22/6.6	-	1	-	12.5	-	-
Mavuzi	110/66/6.6	-	-	-	73.9	-	-
Mavita	110/22	-	1	-	12.5	-	-
Mafambisse	110/22	-	1	-	12.5	-	-

## Anexo 2

Tabela A 1- 55 Principais características técnicas dos transformadores de potência

Subestação	Tensão nominal [kV]	Potência nominal [MVA]	Ucc [%]	Tap Changer	Modo de aterramento	
					Primário	Secundário
Beira	110.4/25.7	22/30	11.6	(+13-7)x 1.2	Directo	Directo/ Delta
Chibata	220/110/ 18.6	84/72/57	10.5/4.66/17. 5	±25x0.893	Directo	Directo
Chimoio 1	66/6.6	6	6.8	-	Pararaio	Delta
Chimoio 1	66/22	6	6.8	±12x1.55	Pararaio	Delta
Chimoio 1	62/6.6	6	6.8	±6x1.07	pararaio	Delta
Chimoio 2	110/22/6.6	12.5/6.5/ 6.5	8.23/1.79/ 11.75	-4*1.8	Directo	Delta
Chimoio 2	110/66/22	25	12/5	±6x1.25	Directo	Delta
Dondo	110/22	20	11.7	±13x1.0	Directo	Directo
Gondola	110/22	10	8.89	±9x1.1	Directo	Directo
Inchope	110/33	10	6.04	±9x1.25	Directo	Directo
Lamego	110/23	12.5	10.85	±9x1.39	Directo	Directo
Lamego	66/22	6.3	9	±2x2.25	Directo	Directo
Mafambisse	110/23	12.5	10.3	±10x1.0	Isolado	Isolado
Mavita	110/22/6.6	12.5/6.5/ 6.5	8.23/1.79/11. 75	+2x4	Directo	Directo

### Anexo 3

**Tabela A1-56 Características eléctricas das linhas aéreas de transmissão de 66kV**

Barramento inicial	Barramento Final	Código	L (km)	Condutor	R@30 [Ω/Km]	X+/- [10 <sup>-6</sup> /km]	B+/- [10 <sup>-6</sup> /Ωkm]	S <sub>máx</sub> [MVA]
Mavuzi	Chimoio 1	DL1	46.0	COBRE	0.336	0.416	2.733	38
Matambo	Tete	DL03	20.0	DOVE	0.105	0.375	3.102	60

**Tabela A2-56 Características eléctricas das linhas aéreas de transmissão de 110kV**

Barramento inicial	Barramento Final	Código	L (km)	Condutor	R@30 [Ω/Km]	X+/- [10 <sup>-6</sup> /km]	B+/- [10 <sup>-6</sup> /Ωkm]	S <sub>máx</sub> [MVA]
Mavuzi	Nhamatanda	CL51	80.0	LYNX	0.161	0.399	2.894	77
Nhamatanda	Beira	CL52	91.0	LYNX	0.161	0.399	2.894	77
Mavuzi	Chicamba	CL61	72.0	LYNX	0.161	0.417	2.781	77
Chicamba	Xigodora	CL64	11.0	LYNX	0.161	0.390	2.978	77
Xigodora	E. Chicamba	CL65	5.0	LYNX	0.161	0.417	2.781	77
E. Chicamba	Machipanda	CL66	50.0	LYNX	0.161	0.417	2.781	77
Machipanda	Mutare	CL67	7.5	LYNX	0.161	0.417	2.781	77
Mavuzi	Beira	CL71	171.0	WOLF	0.185	0.422	2.748	70
Nhamatanda	Gondola	CL75	78.0	DOVE	0.105	0.396	2.915	99
Gondola	Xigodora	CL76	37.0	DOVE	0.105	0.396	2.915	99

## Anexo 4

**Tabela A1-57 Características eléctricas da linha aérea de transmissão de 220kV**

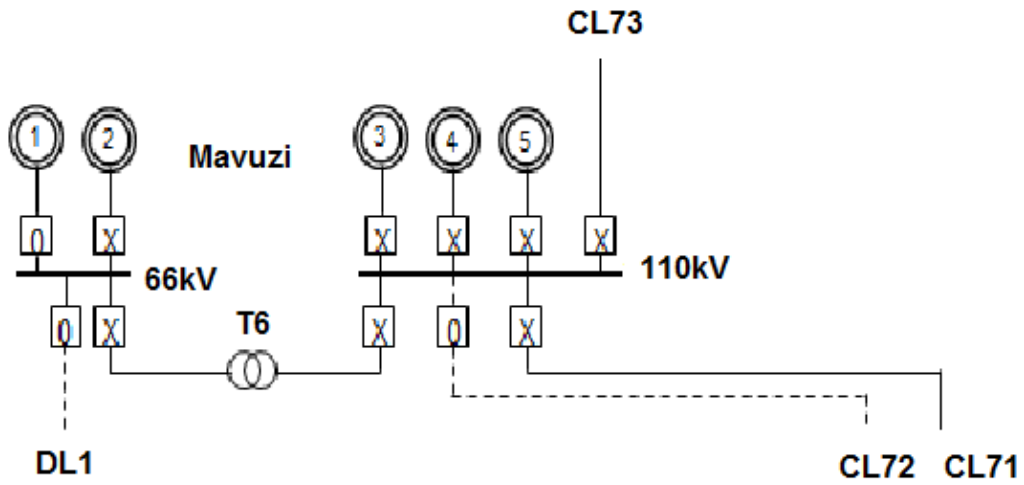
Barramento inicial	Barramento Final	Código	L (km)	Condutor	R@30 [Ω/Km]	X+/- [10 <sup>-6</sup> /km]	B+/- [10 <sup>-6</sup> /Ωkm]	S <sub>máx</sub> [MVA]
Matambo	Chibata	B00	320.0	LYNX	0.161	0.399	2.894	77

**Tabela A2- 57 Previsão de crescimento de carga na DTCE**

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Carga [MW]</b>	114.55	126	138.6	152.48	167.728	184.5

Anexo 5

Figura A1-58 Diagrama unifilar da Central hídrica de Mavuzi



**Observações:**

- O - Desligado/aberto
- X - Ligado/fechado



Anexo 6

Figura A1-59 Diagrama unifilar da Central hídrica de Chicamba

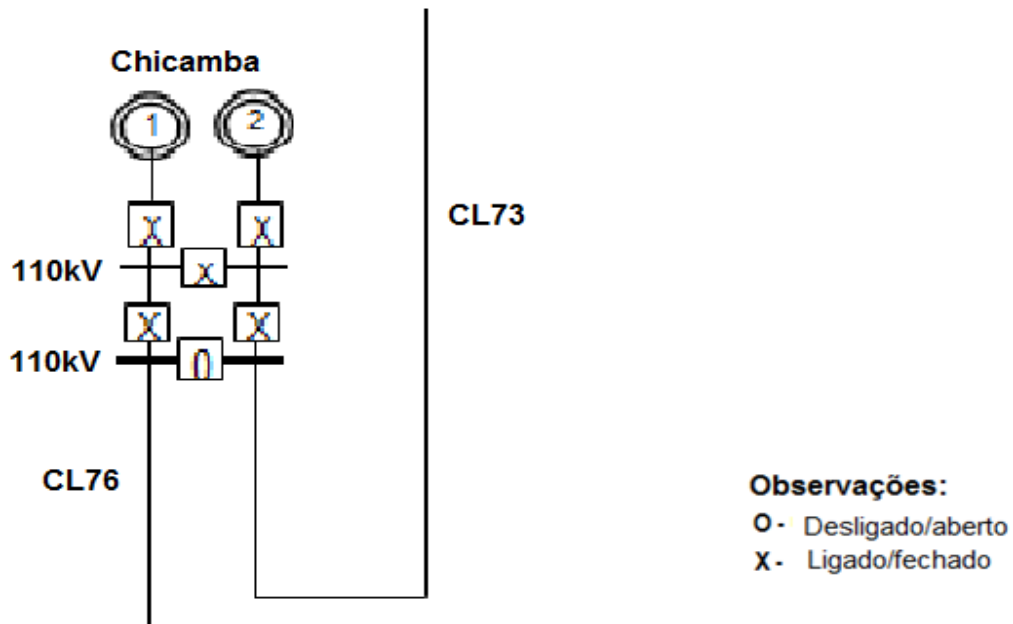
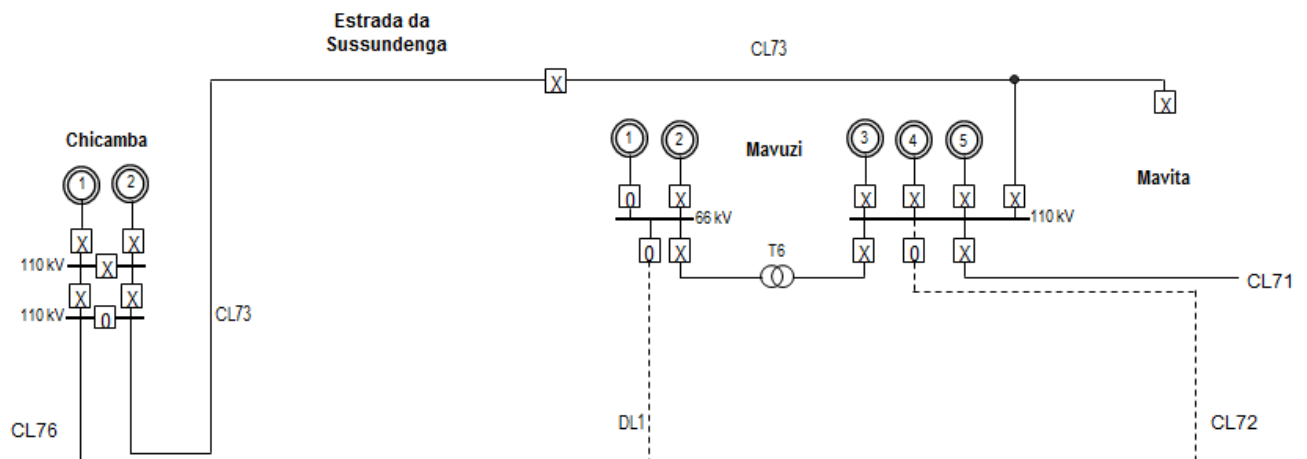
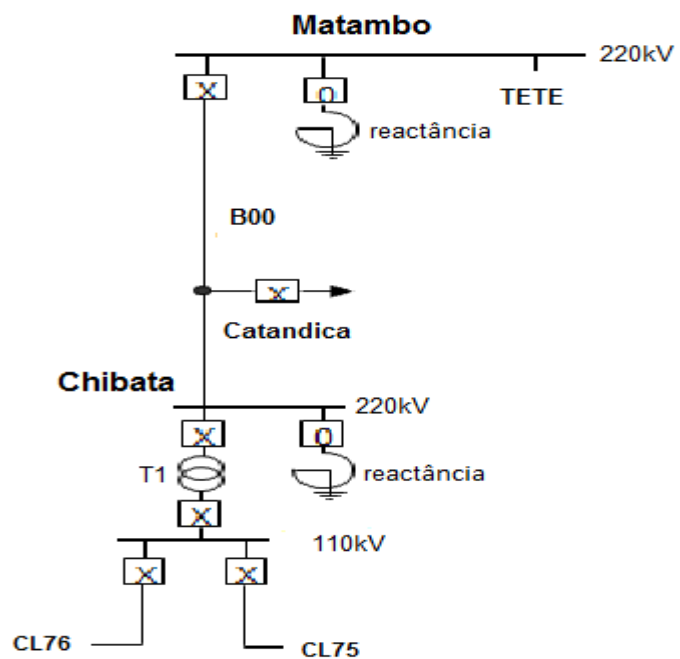


Figura A2-59 Diagrama unifilar de interligação das centrais hídricas de Mavuzi e Chicamba



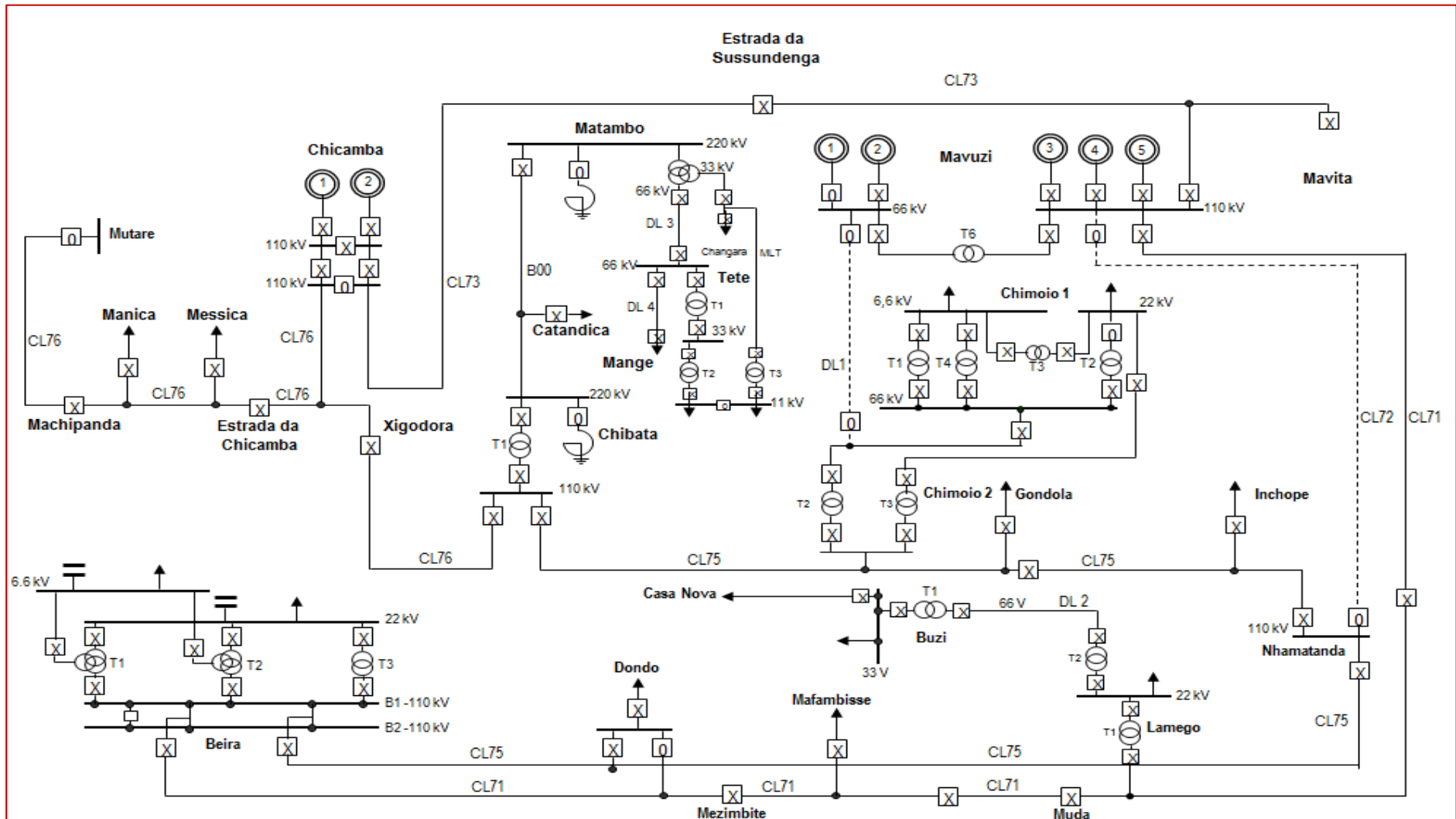
Anexo 7

Figura A1-60 Diagrama unifilar da linha aérea de alta tensão Matambo- Chibata



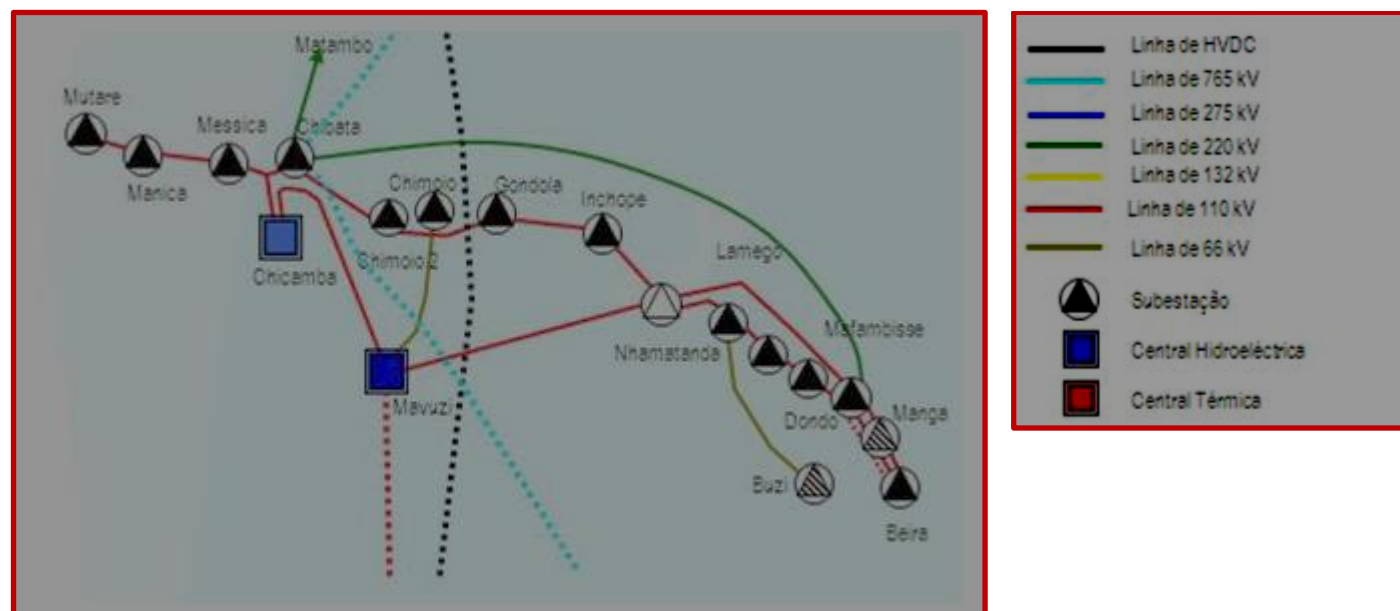
Anexo 8

Figura A1- 61 Configuração da Rede de Transporte – Região Centro



## Anexo 9

Figura A1-62 Diagrama unifilar de interligação dos subsistemas de transporte de energia eléctrica na RTCE



## Anexo 10

### A1-63 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

PSS®E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, SEP 05 2013 10:43

MASTER PLAN UPDATE 2012 \*\* +VE SEQ LINE CHARGING 0.0 \*\*

INDIVIDUAL PEAK LOADS 2011 \*\* +VE SEQ LOAD, FIXED SHUNT, SWITCHED SHUNT 0.0 \*\*

OUTPUT FOR AREA 82 [Z CHIMO I ]

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP

80111 [MAVUZI 110.00] 3PH 353.74 1856.6 -82.63 5087.2 4510.0 1618.1 1844.3 2453.5

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/37.627/82.628, 7.72957

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP

80161 [MAVUZI 66.000] 3PH 136.79 1196.6 -87.84 3384.4 3220.7 1368.5 1195.1 1816.9

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/35.030/87.840, 26.50993

## Anexo 11

### A1-64 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80211 [CHICAMBA 110.00] 3PH	438.81	2303.1	-83.03	6364.4	5568.8	793.9	2289.4	2423.1	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/30.332/83.030, 8.17985

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
80301 [MAVITA D ] 3PH	1.41	1.4080	-86.93	3.5842	3.7166	1.5055	1.4080	2.0613	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.746/86.932, 18.65707

## Anexo 12

### A1-65 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80411 [NHAMAT.A 110.00] 3PH	225.71	1184.7	-78.10	2968.9	2595.8	9.5	1184.7	1184.7	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/58.969/78.105, 4.74720

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80412 [NHAMAT.B 110.00] 3PH	230.09	1207.7	-77.00	2966.4	2606.1	23.8	1207.2	1207.4	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/57.846/77.001, 4.33166

## Anexo 13

### A1-66 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80511 [LAMEGO 110.00] 3PH	223.09	1170.9	-76.65	2858.0	2508.9	16.2	1170.7	1170.8	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/59.662/76.647, 4.21297

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80561 [LAMEGO 66.000] 3PH	56.03	490.1	-86.32	1386.2	1269.4	148.5	490.1	512.1	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/85.523/86.318, 15.53872



## Anexo 14

### A1-67 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80581 [LAMEGO 22.000] 3PH	99.05	2599.3	-83.77	6346.3	6369.3	312.0	2599.3	2618.0	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.375/83.772, 9.16347

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80611 [MUDA 110.00] 3PH	209.78	1101.0	-76.03	2658.7	2330.2	7.4	1101.0	1101.1	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/63.449/76.034, 4.02085

## Anexo 15

### A1-68 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80711 [MAFAMBIS 110.00] 3PH	208.46	1094.1	-75.98	2639.5	2312.9	6.8	1094.1	1094.1	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/63.851/75.981, 4.00506

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80811 [NHESSEMB 110.00] 3PH	203.15	1066.3	-75.81	2564.6	2245.6	4.8	1066.3	1066.3	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/65.518/75.808, 3.95436

## Anexo 16

### A1-69 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80861 [DONDO CEMENT33.000] 3PH	87.09	1523.7	-83.97	3735.9	3744.9	143.9	1523.7	1530.5	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.755/83.967, 9.46172

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80911 [DONDO A 110.00] 3PH	200.77	1053.8	-75.79	2533.9	2217.7	4.1	1053.8	1053.8	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/66.293/75.790, 3.94920

## Anexo 17

### A1-70 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80912 [DONDO B 110.00] 3PH	200.63	1053.1	-76.08	2544.7	2225.7	3.6	1053.1	1053.1	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/66.340/76.077, 4.03377

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80921 [DONDO 220.00] 3PH	168.00	440.9	-78.15	961.6	966.6	4.0	440.9	440.9	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/316.897/78.147, 4.76467

## Anexo 18

### A1-71 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80981 [DONDO 22.000] 3PH	103.33	2711.8	-81.78	6348.3	6369.6	99.3	2711.8	2713.6	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.152/81.780, 6.92218

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
81001 [BEIRA-D1 ] 3PH	1.59	1.5864	-77.87	3.4425	3.4604	0.0119	1.5864	1.5865	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.662/77.874, 4.65430

## Anexo 19

### A1-72 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
81003 [BEIRA-D3 ] 3PH	1.67	1.6658	-77.29	3.5763	3.5960	0.0100	1.6658	1.6658	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.630/77.288, 4.43286

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81011 [BEIRA 110.00] 3PH	199.87	1049.0	-75.89	2526.8	2210.8	3.8	1049.0	1049.0	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/66.594/75.891, 3.97847

## Anexo 20

### A1-73 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
81051	[BEIRA	6.6000]	3PH	150.21	13140.0	-79.02	29132.4	29266.9	153.1	13140.0	13140.9

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/0.319/79.025, 5.15641

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
81081	[BEIRA	22.000]	3PH	162.02	4251.8	-78.15	9273.2	9320.1	35.4	4251.8	4252.0

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/3.286/78.149, 4.76540

## Anexo 21

### A1-74 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81181 [CHIMOIO 22.000] 3PH	198.83	5217.9	-85.56	13255.0	13268.6	1130.4	5217.9	5338.9	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/2.678/85.558, 12.87188

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81281 [GONDOLA 22.000] 3PH	115.96	3043.2	-86.56	7911.8	7917.5	885.2	3043.2	3169.3	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.591/86.561, 16.64136



## Anexo 22

### A1-75 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
82161	[BUZI	66.000]	3PH	53.45	467.6	-85.44	1322.6	1186.9	89.0	467.6	476.0

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/89.640/85.438, 12.53331

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
82181	[BUZI	22.000]	3PH	38.38	1007.1	-86.72	2628.3	2631.5	326.2	1007.1	1058.7

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.873/86.722, 17.45865

## Anexo 23

### A1-76 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82311 [INCHOPE 110.00] 3PH	251.12	1318.0	-78.90	2915.1	2927.1	15.9	1318.0	1318.1	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/53.003/78.898, 5.09612

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80311 [MAVITA 110.00] 3PH	353.74	1856.6	-82.63	5086.9	4509.6	1611.3	1844.3	2449.0	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/37.627/82.626, 7.72654

## Anexo 24

### A1-77 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80351	[MAVITA	6.6000]	3PH	111.01	9711.1	-87.69	25934.0	26054.2	10961.7	9711.1 14644.6

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/0.432/87.691, 24.80558

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80381	[MAVITA	22.000]	3PH	151.39	3972.9	-86.85	10399.3	10469.2	4225.3	3972.9 5799.8

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/3.517/86.851, 18.17725

## Anexo 25

### A1-78 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81151 [CHIMOIO 6.6000] 3PH	60.26	5271.2	-76.07	11074.5	11114.4	11.8	5271.2	5271.2	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/0.795/76.067, 4.03088

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81161 [CHIMOIO 66.000] 3PH	84.54	739.5	-72.79	1692.3	1478.3	0.4	739.4	739.4	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/56.678/72.792, 3.22897

## Anexo 26

### A1-79 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81211 [GONDOLA 110.00] 3PH	325.27	1707.2	-80.53	3897.0	3907.9	56.0	1706.7	1707.6	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/40.919/80.528, 5.99358

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81311 [CHIMOIO 110.00] 3PH	378.87	1988.5	-81.51	4629.9	4641.7	119.9	1985.8	1989.5	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/35.131/81.513, 6.70126

## Anexo 27

### A1-80 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81381 [CHIMOIO 22.000] 3PH	198.83	5217.9	-85.56	13255.0	13268.6	1130.4	5217.9	5338.9	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/2.678/85.558, 12.87188

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81411 [E.SUSSUN 110.00] 3PH	371.90	1952.0	-81.42	4536.1	4582.3	321.9	1943.6	1970.1	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/35.789/81.420, 6.62785

## Anexo 28

### A1-81 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81511 [XIGODO.A 110.00] 3PH	451.55	2370.0	-83.06	6552.9	5719.0	466.8	2359.0	2404.7	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/29.477/83.057, 8.21196

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81512 [XIGODO.B 110.00] 3PH	410.04	2152.1	-82.12	5835.3	5110.5	455.4	2141.4	2189.3	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/32.460/82.125, 7.22944

## Anexo 29

### A1-82 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81611 [E.CHICAM 110.00] 3PH	420.57	2207.4	-82.07	5198.4	5217.3	280.6	2199.4	2217.3	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/31.648/82.069, 7.17843

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
81701 [MESSIC.D ] 3PH	1.42	1.4218	-85.96	3.6193	3.6487	0.3794	1.4218	1.4715	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.739/85.960, 14.15936



## Anexo 30

### A1-83 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81711 [MESSICA 110.00] 3PH	360.81	1893.7	-80.17	4292.7	4307.4	96.8	1890.4	1892.9	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/36.890/80.174, 5.77390

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81751 [MESSICA 6.6000] 3PH	111.85	9784.3	-86.97	25681.7	25698.3	3760.3	9784.3	10482.0	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/0.428/86.968, 18.87625

## Anexo 31

### A1-84 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81781 [MESSICA 22.000] 3PH	152.90	4012.7	-85.85	10262.4	10272.6	1031.6	4012.7	4143.2	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/3.482/85.853, 13.79126

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81811 [MANICA 110.00] 3PH	300.02	1574.7	-78.26	3441.4	3452.0	28.7	1574.0	1574.3	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/44.364/78.259, 4.81147

## Anexo 32

### A1-85 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
81891	[MANICA	33.000]	3PH	90.06	1575.7	-86.76	4115.9	4118.0	503.1	1575.7	1654.1

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.300/86.762, 17.67790

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
81911	[MACHIPAN	110.00]	3PH	234.56	1231.1	-76.21	2592.9	2599.5	6.4	1231.1	1231.1

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/56.744/76.208, 4.07381

### Anexo 33

#### A1-86 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82011 [MUTARE 110.00] 3PH	221.58	1163.0	-75.80	2432.2	2438.1	4.6	1163.0	1163.0	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/60.070/75.803, 3.95279

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
82201 [CHIBATA ] 3PH	4.50	4.5046	-83.10	10.8398	10.8677	0.6707	4.4901	4.5399	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.233/83.098, 8.26068

## Anexo 34

### A1-87 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP

82211 [CHIBATA 110.00] 3PH 471.91 2476.9 -83.10 5960.3 5975.7 368.8 2467.8 2495.2

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/28.204/83.098, 8.26068

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP

82221 [CHIBATA 220.00] 3PH 457.17 1199.8 -82.61 2857.4 2867.1 174.2 1196.7 1209.3

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/116.455/82.608, 7.70792

## Anexo 35

### A1-88 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82281 [CHIBATA 22.000] 3PH	471.91	12384.5	-83.10	29801.6	29878.4	1844.1	12339.0	12476.0	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/1.128/83.098, 8.26068

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82331 [CATANDICA 220.00] 3PH	537.12	1409.6	-81.77	3299.4	3306.8	86.6	1408.5	1411.2	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/99.121/81.773, 6.91656

## Anexo 36

### A1-89 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82332 [CATANDICA 3333.000] 3PH	200.97	3516.1	-86.93	9221.1	9226.2	1259.3	3516.1	3734.9	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.960/86.931, 18.65056

### A2-89 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

PSS®E IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS TUE, SEP 17 2013 15:18

MASTER PLAN UPDATE 2012 \*\* +VE SEQ LINE CHARGING 0.0 \*\*

INDIVIDUAL PEAK LOADS 2011 \*\* +VE SEQ LOAD, FIXED SHUNT, SWITCHED SHUNT 0.0 \*\*

OUTPUT FOR AREA 82 [Z CHIMO I ]

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80111 [MAVUZI 110.00] 3PH	465.22	2441.8	-81.23	6500.7	5784.6	2134.2	2415.6	3223.3	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/28.610/81.232, 6.48333

## Anexo 37

### A1-90 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80211 [CHICAMBA 110.00] 3PH	521.31	2736.2	-79.32	7015.0	6129.7	52.0	2731.0	2731.5	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/25.532/79.316, 5.30027

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
80301 [MAVITA D ] 3PH	1.56	1.5650	-86.92	3.9837	4.1282	1.7073	1.5650	2.3160	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.671/86.918, 18.57045



## Anexo 38

### A1-91 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80411 [NHAMAT.A 110.00] 3PH	244.59	1283.8	-76.23	3110.7	2723.9	4.0	1283.8	1283.8	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/54.418/76.233, 4.08139

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80412 [NHAMAT.B 110.00] 3PH	263.72	1384.2	-75.08	3287.8	2890.3	16.9	1384.2	1384.3	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/50.471/75.077, 3.75208

## Anexo 39

### A1-92 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
80511	[LAMEGO	110.00]	3PH	253.58	1331.0	-74.73	3143.0	2760.7	11.1	1331.0	1331.0

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/52.488/74.728, 3.66247

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
80561	[LAMEGO	66.000]	3PH	58.03	507.6	-86.17	1435.7	1310.1	143.5	507.6	527.5

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/82.574/86.173, 14.95027

## Anexo 40

### A1-93 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80581 [LAMEGO 22.000] 3PH	105.14	2759.3	-83.36	6677.9	6701.4	283.3	2759.3	2773.8	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.064/83.365, 8.59639

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80611 [MUDA 110.00] 3PH	234.42	1230.4	-74.14	2877.5	2523.2	4.7	1230.4	1230.4	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/56.778/74.145, 3.52091

## Anexo 41

### A1-94 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I<sup>k</sup> rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80711 [MAFAMBIS 110.00] 3PH	232.50	1220.3	-74.10	2851.7	2500.2	4.3	1220.3	1220.3	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/57.246/74.096, 3.50967

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I<sup>k</sup> rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80811 [NHESSEMB 110.00] 3PH	224.63	1179.0	-73.95	2748.4	2407.9	2.9	1179.0	1179.0	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/59.253/73.948, 3.47539

## Anexo 42

### A1-95 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80861 [DONDO CEMENT33.000] 3PH	90.96	1591.4	-83.57	3868.5	3878.0	127.6	1591.4	1596.5	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.169/83.571, 8.87468

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80911 [DONDO A 110.00] 3PH	220.79	1158.9	-73.95	2701.4	2365.9	2.4	1158.9	1158.9	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/60.283/73.945, 3.47492

## Anexo 43

### A1-96 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80912 [DONDO B 110.00] 3PH	218.73	1148.0	-74.26	2689.9	2354.7	2.0	1148.0	1148.0	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/60.852/74.257, 3.54741

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80921 [DONDO 220.00] 3PH	182.01	477.7	-76.82	1016.9	1022.8	2.7	477.7	477.7	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/292.512/76.822, 4.27089

## Anexo 44

### A1-97 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80981 [DONDO 22.000] 3PH	109.29	2868.1	-81.09	6620.5	6644.0	80.1	2868.1	2869.2	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.871/81.088, 6.37682

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU
81001 [BEIRA-D1 ] 3PH	1.72	1.7153	-76.48	3.6296	3.6507	0.0077	1.7153	1.7153

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.612/76.475, 4.15731

## Anexo 45

### A1-98 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
81003 [BEIRA-D3 ] 3PH	1.81	1.8076	-75.77	3.7779	3.8011	0.0063	1.8076	1.8076	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.581/75.766, 3.94226

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81011 [BEIRA 110.00] 3PH	218.69	1147.8	-74.06	2680.7	2347.3	2.2	1147.8	1147.9	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/60.861/74.059, 3.50097



## Anexo 46

### A1-99 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
81051	[BEIRA	6.6000]	3PH	161.26	14107.0	-77.85	30598.3	30755.0	105.7	14107.0	14107.4

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/0.297/77.850, 4.64495

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
81081	[BEIRA	22.000]	3PH	174.89	4589.5	-76.81	9768.5	9823.6	23.3	4589.5	4589.6

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/3.044/76.805, 4.26521

## Anexo 47

### A1-100 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81181 [CHIMOIO 22.000] 3PH	201.44	5286.4	-84.71	13176.4	13202.3	652.5	5286.4	5326.5	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/2.643/84.714, 10.80798

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81281 [GONDOLA 22.000] 3PH	120.17	3153.5	-85.97	8086.4	8096.9	638.1	3153.5	3217.4	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/4.431/85.967, 14.18420

## Anexo 48

### A1-101 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
82161	[BUZI	66.000]	3PH	55.27	483.5	-85.27	1367.5	1222.4	85.0	483.5	490.9

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/86.695/85.271, 12.08739

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
82181	[BUZI	22.000]	3PH	39.31	1031.5	-86.63	2686.4	2689.4	318.8	1031.5	1079.7

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.545/86.634, 17.00001

## Anexo 49

### A1-102 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82311 [INCHOPE 110.00] 3PH	272.81	1431.9	-76.92	3054.0	3071.4	5.9	1431.9	1431.9	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/48.788/76.921, 4.30450

-----  
 BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80311 [MAVITA 110.00] 3PH	465.18	2441.5	-81.22	6499.1	5783.0	2121.6	2415.4	3214.8	

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/28.613/81.224, 6.47776

## Anexo 50

### A1-103 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80351 [MAVITA 6.6000] 3PH	120.08	10503.8	-87.74	28086.0	28205.5	12095.3	10503.8	16019.6	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/0.399/87.743, 25.37268

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib->

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
80381 [MAVITA 22.000] 3PH	168.76	4428.7	-86.83	11586.0	11660.3	4805.4	4428.7	6535.0	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/3.155/86.827, 18.03962

## Anexo 51

### A1-104 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81211 [GONDOLA 110.00] 3PH	358.20	1880.1	-78.17	4101.8	4121.3	15.6	1880.1	1880.1	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/37.158/78.168, 4.77326

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81311 [CHIMOIO 110.00] 3PH	422.18	2215.9	-78.87	4898.1	4922.0	29.3	2215.9	2216.1	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/31.527/78.867, 5.08144

## Anexo 52

### A1-105 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81381 [CHIMOIO 22.000] 3PH	201.44	5286.4	-84.71	13176.4	13202.3	652.5	5286.4	5326.5	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/2.643/84.714, 10.80798

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81411 [E.SUSSUN 110.00] 3PH	451.22	2368.3	-78.60	5209.1	5263.3	124.8	2361.1	2364.4	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/29.498/78.603, 4.96087

## Anexo 53

### A1-106 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81511	[XIGODO.A	110.00]	3PH	524.02	2750.4	-79.58	7086.9	6196.4	60.4	2748.0 2748.6

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/25.400/79.576, 5.43594

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81512	[XIGODO.B	110.00]	3PH	488.16	2562.2	-78.71	6494.0	5681.5	52.3	2558.2 2558.7

Note - ip(B) currents include safety factor multiplier (1.15).

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/27.266/78.711, 5.00938



## Anexo 54

### A1-107 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81611 [E.CHICAM 110.00] 3PH	482.27	2531.2	-78.72	5579.6	5608.4	34.0	2530.7	2530.9	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/27.599/78.719, 5.01315

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
81701 [MESSIC.D ] 3PH	1.49	1.4917	-85.06	3.7472	3.7524	0.1960	1.4917	1.5045	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.704/85.065, 11.58051

## Anexo 55

### A1-108 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81711 [MESSICA 110.00] 3PH	404.61	2123.7	-77.13	4546.3	4566.6	10.9	2123.7	2123.7	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/32.896/77.129, 4.37642

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81751 [MESSICA 6.6000] 3PH	115.95	10143.4	-86.34	26235.1	26260.3	2386.9	10143.4	10420.4	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/0.413/86.340, 15.63286

## Anexo 56

### A1-109 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81781 [MESSICA 22.000] 3PH	160.62	4215.2	-84.93	10556.5	10571.6	520.8	4215.2	4247.3	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/3.315/84.927, 11.26427

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
81811 [MANICA 110.00] 3PH	329.23	1728.0	-75.59	3600.7	3614.0	3.2	1728.0	1728.0	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/40.428/75.591, 3.89230

## Anexo 57

### A1-110 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
81891	[MANICA	33.000]	3PH	92.50	1618.3	-86.29	4181.2	4184.2	352.0	1618.3	1656.2

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.950/86.294, 15.43836

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X-----	BUS	-----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	
81911	[MACHIPAN	110.00]	3PH	251.74	1321.3	-74.02	2681.3	2689.0	0.8	1321.3	1321.3

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/52.873/74.016, 3.49103

## Anexo 58

### A1-111 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82011 [MUTARE 110.00] 3PH	236.78	1242.8	-73.71	2509.6	2516.4	0.6	1242.8	1242.8	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/56.211/73.712, 3.42248

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	PU	PU	DEG	PU	PU	PU	PU	PU	PU
82201 [CHIBATA ] 3PH	5.13	5.1330	-79.97	11.5899	11.6555	0.1452	5.1321	5.1341	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:/0.205/79.974, 5.65606

## Anexo 59

### A1-112 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82211 [CHIBATA 110.00] 3PH	537.74	2822.4	-79.97	6372.8	6408.9	79.8	2821.3	2822.4	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/24.752/79.974, 5.65606

-----  
BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82221 [CHIBATA 220.00] 3PH	513.12	1346.6	-80.00	3042.0	3054.9	36.0	1346.6	1347.1	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/103.758/79.999, 5.67079

## Anexo 60

### A1-113 Correntes de curto-circuito da RTCE 2013 calculadas no PSS®E

BREAKING CURRENT AT TIME = 0.100 SECONDS and NOMINAL FREQUENCY = 50.0 Hz

<-SCMVA-> <-Sym I"k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <-DC Ib-> <Sym Ib-> <Asym Ib>

// AN(I) // // // // //

X----- BUS -----X	MVA	AMP	DEG	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP	AMP
82332 [CATANDICA 33.000] 3PH	206.39	3610.8	-86.49	9372.1	9378.5	903.0	3610.8	3722.0	

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.804/86.491, 16.30929

### A2-113 Perdas eléctricas na RTCE 2013 calculadas no PSS®E

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS®E FRI, AUG 16 2013 11:23

MASTER PLAN UPDATE 2012 RATING %MVA FOR TRANSFORMERS

INDIVIDUAL PEAK LOADS 2011 SET A %I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES

OUTPUT FOR AREA 71 [EDM-TETE ]

BUS 70201 MATAMBO	CKT	MW	MVAR	MVA	% 0.9721PU	-6.51	X---	LOSSES	---X X---	AREA	-----X X----	ZONE	-----X 70201
	KV					MW	MVAR	71 EDM-TETE		1 LEC			
TO 70291 MATAMBO	33.000	1	12.0	4.6	12.8	30	0.00	0.96	70 HCB		1 LEC		
TO 71221 MATAMB.A	220.00	1	-12.0	-4.6	12.8	29	1.0000UN	0.00	0.48	70 HCB		1 LEC	