

ESTUDO SOBRE A VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DAS NORMAS E REGULAMENTOS APLICÁVEIS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PELA EMPRESA NACIONAL DE DISTRIBUI

KUNDAKAMA MPANDA

novembro de 2017

ESTUDO SOBRE A VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DAS NORMAS E REGULAMENTOS APLICÁVEIS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELECTRICA PELA EMPRESA NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE (ENDE-EP) «CASO DA CIDADE DO UÍGE EM ANGOLA»

Kundakama Mpanda



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia

2017

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE-
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Kundakama Mpanda, 1131583@isep.ipp.pt

Orientação científica: Professor Doutor Maurício Dias, fmd@isep.ipp.pt

Co-orientação científica: Professor Manuel João Gonçalves, mdg@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

2017

*A mente que se abre a uma nova ideia,
jamais volta ao seu tamanho original.*

Albert Einstein

Dedicatória

Aos meus Pais Mpanda Makambua e Mansanga Mbanzila pelo apoio incondicional.

À minha Esposa, Nswadi Kinkela e aos meus Filhos Nswadi Mátos Mpanda, Matondo Mátos Mpanda, Mbanzila Mátos Mpanda, Makambua Mátos Mpanda, Lusaku Mátos Mpanda e Gabriel Mátos Mpanda, pelo incentivo, partilhas e suporte emocional em todos os momentos de realização deste trabalho.

Agradecimentos

Agradeço a Deus por este momento, pois sem Ele, com certeza, nada disso estaria acontecendo.

Agradeço ao Prof. Dr. Maurício Dias e ao Prof. Dr. Manuel João Gonçalves, que como orientador e co-orientador respectivamente, pelas suas disponibilidades, dedicações, conselhos e sugestões ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Aos professores do ISEP, que muito contribuíram com os seus ensinamentos para o meu desenvolvimento académico e profissional.

À Decana da Escola Superior Politécnica do Uíge/Universidade Kimpa Vita, Prof. Dra. Maria de Fátima e seus Adjuntos.

Aos meus irmãos Mpanda Makambua, Makaya Mpanda, Mavuidi Mpanda, Kiniengo Mpanda e Nduankulu Mpanda, pelo companherismo na luta conjunta pela educação dada pelos nossos pais.

Às famílias Nswadi, Toko, Luvumbu, Luwawu, Nsinga, Atungulu, Kikufi, Petezi, Bazangika, Matembele, Mavambu e Nswadi Basompila.

Por fim, agradeço a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a elaboração deste trabalho, pois sem elas este projeto não teria sido possível de concretizar.

A Todos o meu Muito Obrigado!

Resumo

A energia elétrica apresenta inúmeros benefícios e tornou-se, com o decorrer dos tempos, numa parte integrante e fundamental das atividades diárias do ser humano. Todavia, nem todos os países usufruem da energia elétrica da mesma forma, como é o caso da cidade do Uíge (Angola), na qual existe um problema a este nível. Um dos principais problemas encontrados neste âmbito remete para os cortes intempestivos em quase toda a cidade, condicionando fortemente todas as atividades humanas que se encontram a eles associada.

O presente trabalho tem como principal objetivo analisar as causas que estão na base destes cortes intempestivos em alguns bairros na cidade do Uíge, verificar a aplicação dos regulamentos do setor elétrico angolano em vigor e projetar a potência necessária a consumir num horizonte até 2025.

Nesse sentido, através do simulador *Power World* analisamos duas fontes de tensão (Capanda com 220 kV e Luquixe com 15 kV), oito ramais, fluxos de potência e perdas de potência ativa e reativa. Cada uma destas análises foi realizada em três casos com cargas previamente definidas: 20%, 60% e 100%.

Os principais resultados mostraram que a fonte de Capanda apresenta diferenças de potência nos três casos analisados, sendo que a 20% existe um maior equilíbrio ao nível da tensão, com fluxo normal e insignificantes perdas de potência. Já com uma carga de 60% observou-se um maior desequilíbrio do nível da tensão, o fluxo torna-se mais intenso e com maiores perdas. Com uma carga de 100% o desequilíbrio é mais acentuado ao nível da tensão, fluxo muito mais intenso e com perdas muito significativas de potência. No que diz respeito à fonte de Luquixe esta apresenta-se equilibrada, pois há uma tensão idêntica em todos os pontos do ramal, fluxos de potência normais e insignificantes perdas de potência ativa e reativa, com as cargas previamente definidas. Verificou-se, também, que embora as normas e regulamentos do setor elétrico tenham uma obrigatoriedade de utilização, nem sempre estas são aplicadas na prática. Por último, a projeção da potência necessária a ser consumida até 2025 deverá passar de 23 MW para 36,6 MW.

Palavras-Chave: estudo, normas, regulamentos, distribuição, eletricidade.

Abstract

The electric energy presents numerous benefits and became, with time, a fundamental part of daily activities human being. However, not all have electric energy report in the same way, as in the case Uíge (Angola), on which there is a problem at this level. One of the major problems is the sudden cuts in almost all the city, heavily conditioning all associated human activities.

The present work has as its main objective to analyze the cause behind the sudden cuts of energy at Uíge, verify the practical application of the Angolan electric sector regulations, and to design a necessary power to consume in a horizon until 2025.

Accordingly, using the Power World Simulator we analyzed two voltage sources (Capanda with 220 kV and Luquixe with 15 kV), eight branches, power flows and active and reactive power losses. Each of these analyses was conducted in three cases previously defined: 20%, 60% and 100%.

The main results showed that a source of Capanda presents power differences in the three cases analyzed; being that with 20% there is a better balance at the level of tension, with normal flow and insignificant losses of power. With a load of 60% was observed a higher voltage level do imbalance, the flow becomes more intense and with major losses. With a 100% load imbalance is more pronounced at the level of tension, much more intense and flow with very significant loss of power. Regarding Luquixe this presents balanced, as there is a similar tension in all extension points, power flows and insignificant losses of active and reactive power, with predefined loads. It was found that although the electric sector has a mandatory, not always these are applied in practice. Finally, a projection of power required to be consumed until 2025 will pass from 23 MW to 36.6 MW.

Keywords: study, rules, regulations, distribution, electricity

Índice

ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS.....	XII
LISTA DE ACRÓNIMOS E SIGLAS.....	XIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. PROBLEMÁTICA.....	1
1.2. HIPÓTESES.....	2
1.3. OBJETIVOS DA PESQUISA	3
1.4. METODOLOGIA.....	3
1.5. ESTRUTURA	3
2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO	4
2.1. INTRODUÇÃO	4
2.2. LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA TENSÃO: DEFINIÇÃO	4
2.3. CONSTITUIÇÃO DAS LINHAS AÉREAS DE MÉDIA TENSÃO	5
2.3.1. CONDUTORES	5
2.3.2. APOIOS.....	7
2.3.3. ISOLADORES	10
2.3.4. ARMAÇÕES	12
2.3.5. SINALIZAÇÃO DE LINHAS AÉREAS.....	13
2.3.6. POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO.....	14
2.4. TOPOLOGIA DA REDE.....	16
2.4.1. REDE SIMPLES RADICAL OU ANTENA.....	16
3. REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BAIXA TENSÃO	19
3.1. INTRODUÇÃO	19
3.2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO: DEFINIÇÃO.....	20
3.2.1. COMPOSIÇÃO DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO.....	20
3.3. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	31
3.3.1. SISTEMA TN	31
3.3.2. SISTEMA IT.....	33
3.3.3. SISTEMA TT	35
4. NORMALIZAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	37
4.1. NORMALIZAÇÃO	37
4.2. REGULAMENTO.....	39
4.2.1. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO.....	39
4.2.2. REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS	43
4.2.3. REGULAMENTO DO TARIFÁRIO	45
4.2.4. COMPARAÇÃO DE ALGUNS REGULAMENTOS ENTRE PORTUGAL E ANGOLA.....	45
5. ESTUDO DE CASO	50
5.1. BREVE DESCRIÇÃO DA PROVÍNCIA DO UÍGE	50
5.2. CIDADE DO UÍGE	51
5.3. APRESENTAÇÃO DA EMPRESA ENDE-EP - CENTRO DE DISTRIBUIÇÃO DO UÍGE	52
5.3.2. OBJETIVOS DA EMPRESA	52
5.3.3. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL	54
A ESTRUTURA DA EMPRESA PODE SER OBSERVADA NA FIGURA 46.....	54
5.4. REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT DO CDU.....	56
5.4.1. DESCRIÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT	56

5.4.2. DESCRIÇÃO DAS LINHAS (RAMAIS) DE DISTRIBUIÇÃO	57
5.4.3. REPARTIÇÕES DOS PTS E NÚMERO DE PTS EM TODOS OS RAMAIS	57
5.4.4. CONSUMIDORES DA ENDE-EP DA CIDADE DO UÍGE	60
5.4.5. NÚMERO DE LIGAÇÃO DOS CONSUMIDORES POR PT	61
5.4.6. PARÂMETROS DOS RAMAIS.....	61
5.4.7. ANÁLISE DOS RESULTADOS	63
5.4.7.1. CASO 1: FONTE DE CAPANDA (220 kV).....	65
5.4.7.2. CASO 2: FONTE DE LUQUIXE	76
5.4.8. ESTIMATIVA DA POTÊNCIA NECESSÁRIA NA CIDADE DO UÍGE NO HORIZONTE 2025	81
5.4.8.1. CARATERIZAÇÃO SOCIAL DOS CONSUMIDORES	82
5.4.8.2. ESTIMAÇÃO DA POTÊNCIA CONSUMIDA NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA	88
5.4.8.3. DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DO SETOR TERCIÁRIO	89
5.4.8.4. ESTIMAÇÃO DA ENERGIA NECESSÁRIA NO HORIZONTE DE 2025	90
5.5. INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS.....	91
6. CONCLUSÃO.....	94
REFERÊNCIAS	96
ANEXOS	100

Índice de Figuras

FIGURA 1. SECÇÃO TRANSVERSAL DE CONDUTOR DE LIGA DE ALUMÍNIO [3]	6
FIGURA 2. SECÇÃO TRANSVERSAL DE CONDUTOR DE ALUMÍNIO-AÇO [3]	6
FIGURA 3. APOIO EM ALINHAMENTO [5]	8
FIGURA 4. APOIO DE ÂNGULO [5]	8
FIGURA 5. APOIO DE ALINHAMENTO COM DERIVAÇÃO [5]	9
FIGURA 6. APOIOS DE REFORÇO EM ALINHAMENTO [5]	9
FIGURA 7. APOIOS EM ÂNGULO COM DERIVAÇÃO [5]	9
FIGURA 8. APOIO DO FIM DE LINHA [5]	10
FIGURA 9. ISOLADORES ELÉTRICOS [7]	10
FIGURA 10. ISOLADOR DE CADEIA E ISOLADOR RÍGIDO, RESPETIVAMENTE [4]	11
FIGURA 11. ISOLADOR DE CADEIA EM SUSPENSÃO E DE CADEIA EM AMARRAÇÃO, RESPETIVAMENTE [11]	11
FIGURA 12. ARMAÇÃO EM ESTEIRA VERTICAL DUPLA PARA ÂNGULO (EVDAN) [12]	12
FIGURA 13. ARMAÇÃO EM ESTEIRA HORIZONTAL PARA DERIVAÇÃO (HDR) [12]	12
FIGURA 14. ARMAÇÃO EM TRIÂNGULO PARA ALINHAMENTO (TAL) [12]	12
FIGURA 15. ARMAÇÃO PARA PÓRTICO (PAN) [12]	12
FIGURA 16. ARMAÇÃO EM TRIÂNGULO PARA ÂNGULO (TAN) [12]	12
FIGURA 17. FERRAGEM SUPORTE DE DST/CX (PARA TRANSIÇÃO REDE AÉREA-SUBTERRÂNEA) [12] ..	12
FIGURA 18. SINALIZAÇÃO NUM APOIO [13]	13
FIGURA 19. SINALIZAÇÃO NUM CONDUTOR	13
FIGURA 20. POSTO DE TRANSFORMAÇÃO AÉREA [14]	15
FIGURA 21. POSTO DE TRANSFORMAÇÃO EM CABINE ALTA E BAIXA RESPETIVAMENTE [4]	16
FIGURA 22. ESQUEMA DUMA REDE RADIAL COM DUPLA DERIVAÇÃO	16
FIGURA 23. ESQUEMA DE UMA REDE EM MALHA	17
FIGURA 24. ESQUEMA DE UMA REDE EM ANEL	17
FIGURA 25. TRANSFORMADOR IDEAL (SEM PERDAS) EM VASIO	21
FIGURA 26. TRANSFORMADOR IDEAL EM CARGA	21
FIGURA 27. CIRCUITO EQUIVALENTE COMPLETO DO TRANSFORMADOR	23
FIGURA 28. CONEXÃO ESTRELA E TRIÂNGULO	25
FIGURA 29. RELÉ DE SOBRECARGA BIMETÁLICO [22]	27
FIGURA 30. RELÉ DE SOBRECARGA ELETRÓNICO 3RB12 [22]	28
FIGURA 31. RELÉS DE SOBRECORRENTE CONTRA CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO [22]	29
FIGURA 32. SECCIONADOR SOB CARGA [23]	30
FIGURA 33. SECCIONADOR - FUSÍVEL SOB CARGA [23]	30
FIGURA 34. REPRESENTAÇÃO DOS COMPONENTES DE UM DISJUNTOR TRIPOLAR [23]	31
FIGURA 35. SISTEMA TN [24]	32
FIGURA 36. CONEXÃO DO “TIPO A”: DPS ENTRE CONDUTORES ATIVOS E O PEN [24]	32

FIGURA 37. CONEXÃO DO “TIPO A” E COORDENAÇÃO DE ENERGIA REALIZADA COM O DPS DA FINDER [24]	33
FIGURA 38. SISTEMA IT [24].....	33
FIGURA 39. CONEXÃO DO “TIPO A”: DPS ENTRE CONDUTORES ATIVOS E O PE [24]	34
FIGURA 40. SISTEMA IT COM NEUTRO NÃO DISTRIBUÍDO [24]	34
FIGURA 41. SISTEMA TT [24]	35
FIGURA 42. CONEXÃO DO “TIPO B”: OS DPS LIGADOS ÀS FASES E AO NEUTRO SÃO ATERRADOS [24] .	35
FIGURA 43. CONEXÃO DO “TIPO C”: OS DPS SÃO CONECTADOS ENTRE A FASE E O NEUTRO E ENTRE O NEUTRO E A TERRA [24]	36
FIGURA 44. MAPA DE ANGOLA.....	51
FIGURA 45. MAPA DA PROVÍNCIA DO UÍGE	51
FIGURA 46. ORGANIGRAMA DA EMPRESA ENDE [32]	54
FIGURA 47. ORGANIGRAMA DO CENTRO DE DISTRIBUIÇÃO DO UÍGE (CDU) [32].....	55
FIGURA 48. ESQUEMA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT DE CDU	56
FIGURA 49. NÚMERO DE PTS EM CADA RAMAL	58
FIGURA 50. NÚMERO DE PTS SEGUNDO A POTÊNCIA EM KVA	58
FIGURA 51. REPARTIÇÕES DAS CARGAS EM CADA LINHA EM FUNÇÃO DE NÚMERO DOS PTS	59
FIGURA 52. TIPO DOS CONSUMIDORES	60
FIGURA 53. NÚMERO DAS LIGAÇÕES POR PT	61
FIGURA 54. REDE DE DISTRIBUIÇÃO REALIZADA COM <i>POWER WORLD</i>/LUQUIXI	63
FIGURA 55. REDE DE DISTRIBUIÇÃO REALIZADA COM <i>POWER WORLD</i>/CAPANDA (O ESQUEMA COM MAIS VISIBILIDADE ENCONTRA-SE NO <i>POWER WORLD</i> DO PRESENTE TRABALHO)	64
FIGURA 56. TENSÕES DE DIFERENTES PONTOS DO RAMAL 1 COM CARGA DE 60% (KV).....	65
FIGURA 57. TENSÕES DE DIFERENTES PONTOS DO RAMAL 2 COM CARGA DE 60% (KV).....	65
FIGURA 58. TENSÕES DE DIFERENTES PONTOS DO RAMAL 3 COM CARGA DE 60% (KV).....	66
FIGURA 59. TENSÕES DE DIFERENTES PONTOS DO RAMAL 4 COM CARGA DE 60% (KV).....	66
FIGURA 60. TENSÕES DE DIFERENTES PONTOS DE RAMAL 5 COM CARGA DE 60% (KV)	66
FIGURA 61. TENSÕES DE DIFERENTES PONTOS DE RAMAL 6 COM CARGA DE 60% (KV)	67
FIGURA 62. TENSÕES DE DIFERENTES PONTOS DO RAMAL 7 COM CARGA DE 60% (KV).....	67
FIGURA 63. TENSÕES DE DIFERENTES PONTOS DO RAMAL 8 COM CARGA DE 60% (KV).....	67
FIGURA 64. COMPARAÇÃO DAS TENSÕES EM TODOS OS RAMAIS COM 20%, 60% E 100%	68
FIGURA 65. MÉDIA DE TENSÕES PARA TODOS RAMAIS COM CARGA DE 20% (KV).....	68
FIGURA 66. MÉDIA DE TENSÕES PARA TODOS RAMAIS COM CARGA DE 60% (KV).....	69
FIGURA 67. MÉDIA DE TENSÕES PARA TODOS RAMAIS COM CARGA DE 100% (KV).....	69
FIGURA 68. COMPARAÇÃO ENTRE AS DIFERENTES MÉDIAS DE TENSÕES (20, 60 E 100%).....	69
FIGURA 69. LOCALIZAÇÃO DE DIFERENÇAS DE TENSÃO ENTRE RAMAIS COM CARGA DE 20%/CAPANDA	70
FIGURA 70. LOCALIZAÇÃO DE DIFERENÇA DE TENSÃO ENTRE RAMAIS COM CARGA DE 60%/CAPANDA	71
FIGURA 71. LOCALIZAÇÃO DE DIFERENÇA DE TENSÕES ENTRE RAMAIS COM CARGA DE 100%/CAPANDA	72
FIGURA 72. FLUXO DA POTÊNCIA COM 20% DE CARGA/CAPANDA	73
FIGURA 73. FLUXO DE POTÊNCIA COM 60% DE CARGA/CAPANDA.....	73
FIGURA 74. PERDAS COM CARGA DE 20%/CAPANDA	74
FIGURA 75. PERDAS COM CARGA DE 60%/CAPANDA	74

FIGURA 76. PERDAS COM CARGA DE 100%/CAPANDA	75
FIGURA 77. COMPARAÇÃO DAS PERDAS DE POTÊNCIAS ATIVAS COM CARGA DE 20, 60 E 100% (MW) .	75
FIGURA 78. PERDAS DE POTÊNCIAS REATIVAS COM CARGA DE 20, 60 E 100% (MVAR)	76
FIGURA 79. RAMAL DE LUQUIXE.....	77
FIGURA 80. LOCALIZAÇÃO DA DIFERENÇA DE TENSÃO ENTRE LINHAS COM CARGA DE 20, 60, 100%/LUQUIXE.....	77
FIGURA 81. FLUXOS DE POTÊNCIA COM CARGA DE 20%/LUQUIXE.....	78
FIGURA 82. FLUXOS DE POTÊNCIA COM CARGA DE 60%/LUQUIXE.....	78
FIGURA 83. FLUXOS DE POTÊNCIA COM CARGA DE 100%/LUQUIXE.....	78
FIGURA 84. PERDAS COM CARGA DE 20%/LUQUIXE.....	79
FIGURA 85. PERDAS COM CARGA DE 60%/LUQUIXE.....	79
FIGURA 86. PERDAS COM CARGA DE 100%/LUQUIXE.....	79
FIGURA 87. PERDAS DE POTÊNCIAS ATIVAS COM AS CARGAS DE 20, 60 E 100% (MW).....	80
FIGURA 88. PERDAS DE POTÊNCIAS REATIVAS COM CARGA DE 20, 60 E 100% (MVAR)	81
FIGURA 89. COMPARAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA CONSUMIDA E A POTÊNCIA CONSUMIDA NO HORIZONTE DE 2025 (MW).....	90

Índice de Tabelas

TABELA 1. COMPARAÇÃO DE ALGUNS REGULAMENTOS ENTRE PORTUGAL E ANGOLA	46
TABELA 2. REPARTIÇÕES DOS PTS E NÚMERO DE PTS EM TODOS OS RAMAIS	57
TABELA 3. REPARTIÇÕES DAS CARGAS NOS RAMAIS EM FUNÇÃO DE NÚMERO DOS PTS	59
TABELA 4. TIPO DE PAGAMENTO DOS CONSUMIDORES	60
TABELA 5. NÚMERO DE LIGAÇÃO DOS CONSUMIDORES POR PT.....	61
TABELA 6. POTÊNCIAS APARENTES E REATIVAS DE DIFERENTES CARGAS CONSIDERADAS EM FUNÇÃO DOS PTS EXISTENTES	62
TABELA 7. COMPARAÇÃO DAS PERDAS DE POTÊNCIAS ATIVAS	75
TABELA 8. COMPARAÇÃO DAS PERDAS DE POTÊNCIAS REATIVAS	76
TABELA 9. COMPARAÇÃO DAS PERDAS DE POTÊNCIAS ATIVAS	80
TABELA 10. COMPARAÇÃO DAS PERDAS DE POTÊNCIAS REATIVAS	81
TABELA 11. RECETORES DOS CONSUMIDORES DA CLASSE SOCIAL BAIXA.....	83
TABELA 12. RECETORES DOS CONSUMIDORES DA CLASSE SOCIAL MÉDIA	84
TABELA 13. RECETORES DOS CONSUMIDORES DA CLASSE SOCIAL ALTA.....	85

Lista de acrónimos e siglas

AI	–	Posto aéreo com interruptor-seccionador
AS	–	Posto aéreo com seccionador
BT	–	Baixa Tensão
CA	–	Cabine alta
CAE	–	Contrato de Aquisição de Energia
CB	–	Cabine baixa
CBTE-PO	–	Consumidores BT especial com sistema de post-pago
CBTE-PR	–	Consumidores BT especial com sistema de pré-pago
CBT-PO	–	Consumidores BT com sistema de post-pago
CBT-PR	–	Consumidores BT com sistema de pré-pago
CDU	–	Centro de Distribuição do Uíge
CIGRE	–	Conselho internacional das grandes redes eléctricas
CMT-PO	–	Consumidores MT com sistema de post-pago
DPS	–	Dispositivo de proteção contra durtos
EF	–	Energia Fornecida
ENDE-EP	–	Empresa Nacional de Distribuição de Eletricidade - Empresa Pública
ENF	–	Energia Não Fornecida
f.e.m.	–	Força Eletromotriz
IEC	–	Internacional Electrotechnical Commission
IEEE	–	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IRSE	–	Instituto Regulador do Setor Elétrico
IT	–	Impedância-Terra
Jdb	–	<i>Jeux de barre</i>
KV	–	Kilovolt
KVA	–	Kilovolt-ampere
LD	–	Linha de distribuição
Mvar	–	Megavolt-ampere reativo
MW	–	Mégawatt
ONS	–	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PT-A	–	Posto de transformação aérea
PT-C	–	Posto de transformação em cabine
QEE	–	Qualidade de Energia Elétrica
RARI	–	Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações

RCD	–	Dispositivo cintra corrente residual (<i>residual current device</i>)
RND	–	Redes Nacionais de Distribuição
RNT	–	Rede Nacional de Transporte
RQS	–	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	–	Regulamento de Relações Comerciais
RRD	–	Regulamento da Rede de Distribuição
RSLEAT	–	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
SAIDI	–	<i>System Average Interruption Diration Index</i>
SAIFI	–	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SARI	–	Tempo médio de reposição de serviço do sistema
SE	–	Sistema Elétrico
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional
SEP	–	Sistema Elétrico Público
SIAC	–	Serviço Integrado de Atendimento ao Cidadão
TIE	–	Tempo de Interrupção Equivalente
TIEPI	–	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
TN	–	Terra-Neutro
TT	–	Terra-Terra

1. INTRODUÇÃO

1.1. PROBLEMÁTICA

A eletricidade diz respeito a uma variedade de fenómenos resultantes da presença e do fluxo de carga elétrica, nomeadamente de eletrões de átomo para átomo num condutor. Ela é assumida como a chave socioeconómica, cultural e intelectual de um país.

Na cidade do Uíge, é usual haver falta de continuidade no fornecimento da energia elétrica, bem como cortes intempestivos de energia, que colocam em causa muitas das atividades humanas. Verifica-se, também, uma falta de distribuição adequada de energia elétrica e potenciais investimentos no setor, incapacidade para alimentar zonas periféricas da cidade para atender toda a população e desenvolvimento desta região norte de Angola.

A existência de uma linha de transporte de energia elétrica a partir da barragem de Capanda (província de Malanje) e a micro central hídrica de Luquixe não consegue resolver estes problemas delicados que se apresentam à cidade do Uíge provocados pela má distribuição e dimensionamento da rede de distribuição.

Paralelamente, a cidade do Uíge recebe uma tensão de 220/60 kV na subestação de Uíge I, que posteriormente distribuiu a energia elétrica a uma tensão de 60/15 kV para Uíge II que, por sua vez, abastece a maior parte da cidade. A cidade do Uíge recebe, também, energia a uma tensão de 15 kV proveniente da central de Luquixi.

Dada a necessidade, localização estratégica e geopolítica da cidade do Uíge, colocam-se as seguintes questões de partida:

- Quais serão as causas dos cortes intempestivos de energia elétrica na cidade do Uíge?
- Será que as normas e os regulamentos do Sistema Elétrico (SE) são aplicados com rigor à rede elétrica?
- Em relação com crescimento da electrificação será possível aumentar a potência elétrica atual utilizada na cidade do Uíge, até 2025?
- Será possível analisar a rede elétrica existente a partir de um simulador como o *Power World*?

1.2. HIPÓTESES

No sentido de orientar a presente pesquisa foram tecidas as seguintes hipóteses:

H1 - As principais causas de cortes e quedas de tensão elétrica em alguns bairros da cidade do Uíge devem-se à insuficiência das infraestruturas da distribuição elétrica.

H2 - As normas e os regulamentos do SE não são aplicados na prática com rigor.

H3 - Com o crescimento da electrificação dos consumidores da rede eléctrica é possível potenciar o consumo até 2025.

H4 - É possível utilizar o *Power World* na simulação da análise da rede elétrica.

1.3. OBJETIVOS DA PESQUISA

Os principais objetivos da presente pesquisa são: (i) analisar as causas que estão na base destes cortes intempestivos na cidade do Uíge, (ii) verificar a aplicação dos regulamentos do setor elétrico angolano em vigor e (iii) projetar a potência necessária a consumir num horizonte até 2025.

1.4. METODOLOGIA

A metodologia consistiu no uso da observação direta, análise documental e entrevista para a recolha dos dados necessários a serem interpretados. Paralelamente foi ainda utilizado um programa de simulação - *Power World* - com o intuito de analisar a rede elétrica da cidade do Uíge.

1.5. ESTRUTURA

O presente trabalho encontra-se estruturado em seis capítulos:

- O primeiro capítulo apresenta a introdução, nomeadamente a problemática em estudo, as hipóteses, os objetivos, a metodologia e a estrutura da dissertação;
- O segundo apresenta os conceitos relativos à distribuição de média tensão;
- O terceiro diz respeito à rede de distribuição de baixa tensão;
- O quarto capítulo apresenta o estudo das normas e regulamentos do sistema elétrico;
- O quinto capítulo focaliza-se no estudo de caso;
- O sexto e último capítulo apresenta as principais conclusões e recomendações do presente estudo.

2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM MÉDIA TENSÃO

2.1. INTRODUÇÃO

Neste ponto apresentam-se os aspetos associadas à rede de distribuição de energia elétrica em média tensão, nomeadamente a sua definição, diferenciação entre linha subterrânea e linha aérea e aspetos caracterizadores das linhas elétricas aéreas.

2.2. LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO EM MÉDIA TENSÃO: DEFINIÇÃO

As linhas de distribuição em média tensão são aquelas que possuem uma tensão nominal inferior a 60 kV. Neste sentido, as linhas de distribuição mais comuns são 10, 15 e 30 kV. Estas linhas fazem a ligação das subestações aos postos de transformação ou ligam diferentes postos de seccionamento/transformação entre si [1].

As linhas de distribuição em média tensão podem ser aéreas ou subterrâneas, diferindo entre si na sua constituição e, consequentemente, nas suas propriedades. As linhas aéreas normalmente possuem um cabo nu, encontrando-se apoiadas em postes de

betão (configuração mais comum) ou metálicos, sendo que os condutores se encontram suspensos ou apoiados por isoladores [1].

As linhas subterrâneas, por sua vez, são constituídas por condutores isolados ao longo de todo o seu comprimento e reunidas numa rede de tubagem, que se encontra convenientemente protegido. São linhas constituídas por cabos isolados específicos para serem enterrados no solo. Podem ser instaladas em galerias, túneis ou caleiras e devem ser enterradas a uma profundidade mínima de 1m. De uma forma genérica, o enterramento das linhas elétricas realiza-se ao longo dos arruamentos, sempre em espaço público, por forma a facilitar a sinalização e a manutenção. A instalação deste tipo de linhas é bastante mais cara do que a instalação das linhas aéreas, todavia, possuem como vantagens a segurança, minimização de impactos visuais, minimização de custos de manutenção, maior tempo de vida dos cabos, menos perdas, valorização das propriedades, entre outras. A principal desvantagem associada a estas linhas está associada à hipótese de resolução de avarias, uma vez que se tornam difíceis de localizar e aportam mais mão-de-obra e custos elevados, devido à necessidade de serem removidos pavimentos [2].

2.3. CONSTITUIÇÃO DAS LINHAS AÉREAS DE MÉDIA TENSÃO

O desempenho das linhas elétricas encontra-se diretamente associado à escolha dos componentes. Estes devem ser escolhidos em função das solicitações elétricas e mecânicas a que serão submetidos, não se desprezando o fator económico. Nesse sentido, uma linha elétrica deve ser essencial fiável, eficiente e económica.

Uma linha aérea é constituída pelos elementos que serão apresentados em seguida, nomeadamente: condutores, apoios, isoladores, armações, sinalização das linhas aéreas e postos de transformação.

2.3.1. CONDUTORES

Os condutores de uma linha elétrica permitem a condução da energia, tendo em conta as correntes a que se encontram sujeitos e as tensões mecânicas a que estão submetidos, variando com as condições ambientais e o fator económico [3]. Os condutores são construídos com materiais de elevada condutividade elétrica, como o cobre e o alumínio. Nesse sentido, os principais tipos de condutores utilizados em linhas aéreas são condutores nus de cobre, ligas de alumínio e alumínio com alma de aço [4].

O alumínio é preferido ao cobre, nas linhas aéreas, devido às vantagens económicas e técnicas que apresentam, nomeadamente: relação condutividade elétrica/peso; relação resistência mecânica/peso e economia. Devido a estas vantagens, os condutores de ligas de alumínio e de alumínio-aço são os mais utilizados. A Figura 1 apresenta a secção transversal de um condutor de liga de alumínio, observando-se que estes condutores são concêntricos, compostos por uma ou mais camadas de fios de liga de alumínio.

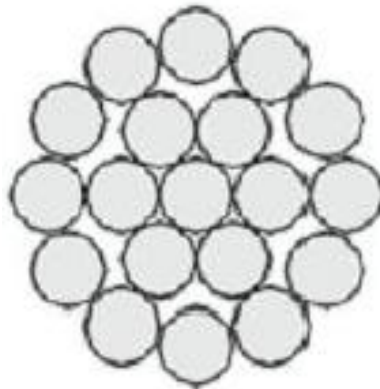


Figura 1. Secção transversal de condutor de liga de alumínio [3]

Os condutores de alumínio com alma de aço, são concêntricos, compostos por uma ou mais camadas de fios de alumínio e um núcleo de aço galvanizado de alta resistência, que possui como objetivo obter uma maior resistência mecânica. Devido às numerosas combinações possíveis de fios de alumínio e de aço, pode-se variar a proporção dos mesmos, com o objetivo de obter a melhor relação entre corrente transportada e resistência mecânica (Figura 2).

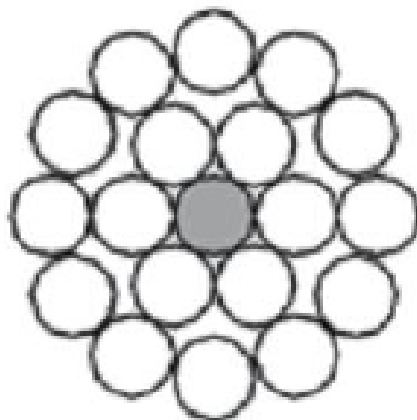


Figura 2. Secção transversal de condutor de alumínio-aço [3]

2.3.2. APOIOS

Os apoios referem-se ao suporte dos condutores e garantem as distâncias de segurança ao solo e a objetos que se encontram por baixo ou perto da linha elétrica. Existem, basicamente, os apoios em betão e os apoios metálicos. Os primeiros, são preferencialmente adotados porque apresentam um menor custo de implementação, possuindo a vantagem de terem uma menor área de fundações por comparação aos suportes metálicos. Estes, por sua vez, só são utilizados quando o acesso local é muito íngreme ou de difícil mobilização para os meios utilizados no transporte e para levantar os apoios de betão. Por conseguinte, o uso de um apoio metálico afigura-se mais fácil, sendo este transportado e montado em várias etapas no local. Um apoio de betão, com mais de vinte metros, necessita de um transporte especial e nem sempre o veículo que o transporta consegue-o fazer de forma adequada até à fundação onde o poste vai ser elevado [5].

Por conseguinte, existem alguns fatores que devem ser tidos em consideração quando se escolhe o tipo de apoio: local onde os apoios serão implementados, custo de mão-de-obra na aplicação, esforços a que estão sujeitos e altura dos apoios [6].

Os apoios de uma linha aérea sofrem esforços de diversos tipos, podendo ser classificados da seguinte forma [8]:

- ◆ Esforços transversais, que resultam da força exercida pelo vento quando este sopra em sentido perpendicular aos traçados na linha elétrica ou quando existe derivação ou quando os condutores formam um ângulo de apoio;
- ◆ Esforços verticais, que ocorrem devido ao peso dos condutores e a possíveis depósitos de gelo ou neve sobre eles;
- ◆ Esforços longitudinais, que ocorrem quando os esforços mecânicos aplicados ao apoio pelos condutores dos dois vãos adjacentes são diferentes ou quando o apoio só suporta condutores de um dos lados.

Nesse sentido, os apoios podem ser classificados segundo a sua função, nomeadamente: alinhamento, apoios do tipo ângulo, apoios de alinhamento com derivação, apoios de reforço em alinhamento, apoios em ângulo com derivação e apoios do fim de linha, que a seguir são descritos.

A. Alinhamento

São utilizados em locais onde não sejam necessárias derivações ou que o formato da linha seja retilíneo. A figura 3, esboça os esforços que são exercidos num apoio em alinhamento.

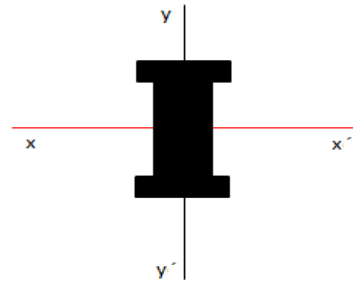


Figura 3. Apoio em alinhamento [5]

B. Apoios do tipo ângulo

Este tipo de apoios corresponde aos apoios situados num ângulo da linha. A figura 4, esboça os esforços que são exercidos num apoio em ângulo.

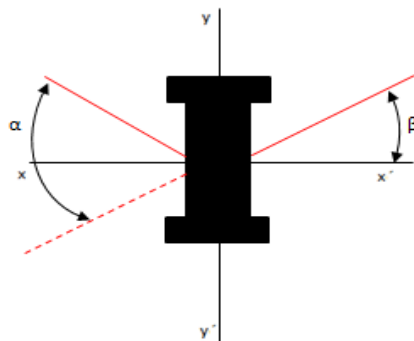


Figura 4. Apoio de ângulo [5]

C. Apoios de alinhamento com derivação

São apoios nos quais são estabelecidas uma ou mais derivações para outras linhas ou para Postos de transformação. A figura 5, esboça os esforços que são exercidos num apoio em alinhamento com derivação.

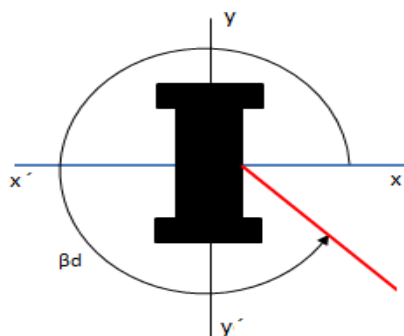


Figura 5. Apoio de alinhamento com derivação [5]

D. Apoios de reforço em alinhamento

Este tipo possuem a mesma função dos apoios em alinhamento mas é utilizado quando suporta trações mais elevadas. A Figura 6, esboça os esforços que são exercidos num apoio do tipo reforço em alinhamento.

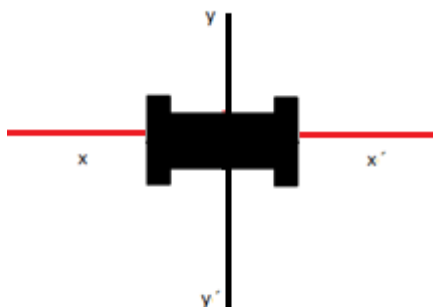


Figura 6. Apoios de reforço em alinhamento [5]

E. Apoios em ângulo com derivação

São apoios nos quais são estabelecidas uma ou mais derivações para outras linhas ou para Postos de Transformação, situados num ângulo da linha. A figura 7, esboça os esforços que são exercidos num apoio em ângulo com derivação..

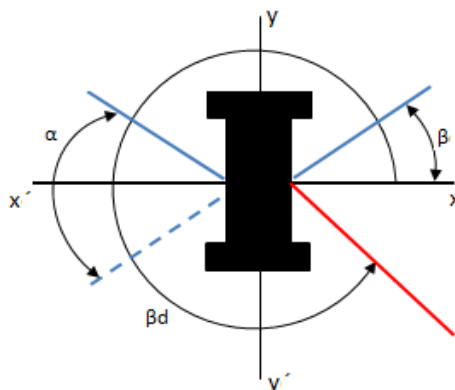


Figura 7. Apoios em ângulo com derivação [5]

F. Apoios do fim de linha

Este tipo de apoios tem como principal característica a capacidade de suportar a totalidade dos esforços impostos pelos condutores de um só lado da linha, sendo utilizados em locais onde se realiza a passagem de rede aérea a subterrânea.

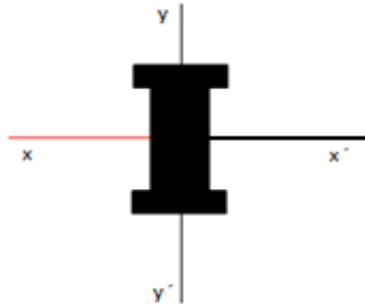


Figura 8. Apoio do fim de linha [5]

2.3.3. ISOLADORES

Os isoladores elétricos são equipamentos que asseguram o isolamento dos condutores entre si e a terra, sendo responsáveis pelos esforços mecânicos de sustentação e de fixação dos cabos e fios [7]. Assim, os isoladores das linhas aéreas são constituídos por material dielétrico (vidro, porcelana e outros materiais apropriados, não suscetíveis de degradação) e possuem como função isolar eletricamente os condutores dos apoios e armações, bem como suportar os condutores [4].



Figura 9. Isoladores Elétricos [7]

Sabe-se, também, que os isoladores são os elementos mais vulneráveis das linhas e redes elétricas de distribuição, pelo que as concessionárias investem na consciencialização das populações, com o intuito de coibir ações de vandalismo que os danifiquem, provoquem interrupções de energia elétrica e aumentem o custo de manutenções corretivas. Todavia, outros fatores importantes a este nível são as inspeções e as lavagens periódicas dos isoladores utilizados na distribuição de energia

elétrica, principalmente em ambientes com poluição industrial ou com uma atmosfera muito salina, tendo como objetivo a minimização das interrupções provocadas pelas correntes de fuga [7].

Os isoladores devem apresentar dimensões e formas apropriadas ao ambiente em que irão ser utilizados, à tensão elétrica a que vão ser expostos e às tensões mecânicas que terão que suportar. Devem apresentar elevada resistividade e rigidez dielétrica (isto é, alta resistência à passagem da corrente elétrica da parte energizada para terra) [4] [8] [9].

Os isoladores de cadeia e rígidos são os mais utilizados. O isolador de cadeia é constituído por componentes isolantes e metálicas e pelo material ligante que os justapõe, sendo fixo articuladamente a estruturas de apoio, garantindo por si só ou formando cadeias, o isolamento dos condutores [10].



Figura 10. Isolador de cadeia e isolador rígido, respetivamente [4]

As cadeias dos isoladores podem ser em suspensão (ou verticais, utilizadas apenas em postes de alinhamento ou com ângulo até 20 gradianos) ou amarração (ou horizontais, utilizadas em apoios de ângulo, reforço ou fim de linha). Neste último caso, os vãos entre as cadeias em amarração não devem ser inferiores a 40 m, por forma a facilitar possíveis trabalhos nas linhas [4] [8] [9] [10].

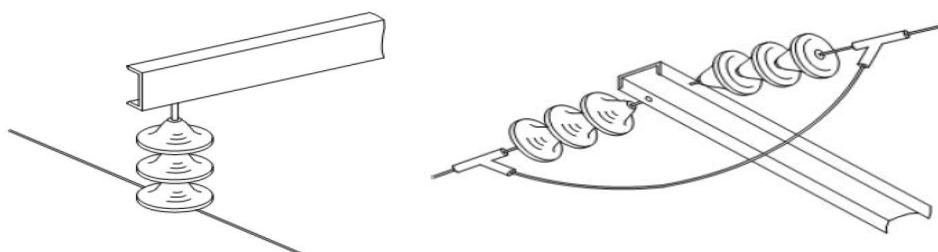


Figura 11. Isolador de cadeia em suspensão e de cadeia em amarração, respetivamente [11]

2.3.4. ARMAÇÕES

As armações são dispositivos metálicos que se colocam no topo de um apoio onde são amarrados os condutores através dos isoladores [4] [5] [8]. Existem diferentes tipos de armações em função da forma como os condutores são dispostos, como a seguir se apresenta:



Figura 12. Armação em esteira vertical dupla para ângulo (EVDAN) [12]

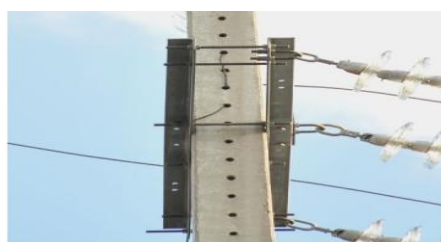


Figura 13. Armação em esteira horizontal para derivação (HDR) [12]



Figura 14. Armação em triângulo para alinhamento (TAL) [12]

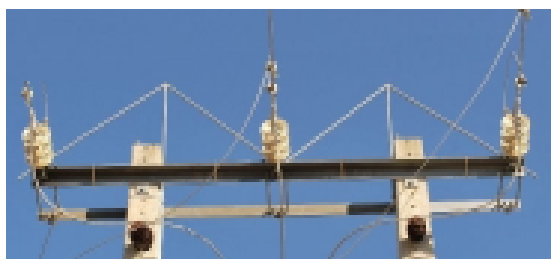


Figura 15. Armação para pórtico (PAN) [12]



Figura 16. Armação em triângulo para ângulo (TAN) [12]



Figura 17. Ferragem suporte de DST/CX (para transição rede aérea-subterrânea) [12]

A principal função das armações é manter os condutores a uma distância segura entre si e relativamente ao apoio. As principais diferenças entre os vários tipos de armações são a disposição dos cabos e a distância que permitem entre estes, sendo que para cada tipo de armação existem vários modelos que diferem nos esforços suportados

[4]. As armações mais utilizadas são em triângulo e em esteira horizontal. A disposição dos condutores em esteira horizontal é normalmente utilizada em derivações e finais de linha, enquanto para o percurso normal são utilizadas disposições em triângulo, para não causar problemas de afastamento de condutores, o que aconteceria se fossem utilizadas disposições em galhardete. No entanto, caso existam problemas ao nível do afastamento entre condutores é sempre possível baixar a travessa da armação em triângulo [8].

2.3.5. SINALIZAÇÃO DE LINHAS AÉREAS

As linhas aéreas devem ser sinalizadas de acordo com as regras que se encontram descritas pelo Instituto Nacional de Aviação Civil. A sinalização diurna de apoios (Figura 18), consiste na pintura destes, alternadamente, nas cores branco e laranja, ou branco e vermelho, em faixas perpendiculares à sua maior dimensão [13].



Figura 18. Sinalização num apoio [13]

Neste sentido, a sinalização diurna de condutores (Figura 19) consiste no uso de bolas de balizagem ou balizas brancas, vermelhas ou laranja, escolhendo-se a que apresentar maior contraste com o meio ambiente. O conjunto de balizas deve ser apenas de uma cor, de preferência vermelha, no caso de serem necessárias, no máximo, quatro balizas. Caso seja necessário um número superior, devem ser usadas duas cores alteradas [13].

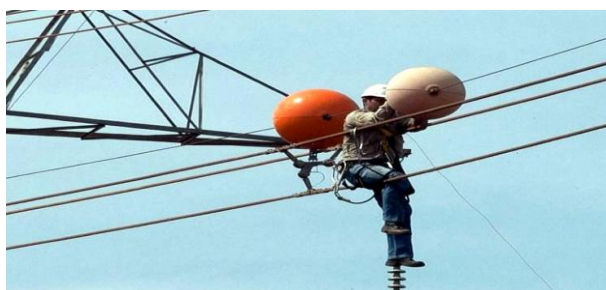


Figura 19. Sinalização num condutor

As esferas de sinalização são equipamentos esféricos de coloração alaranjada, muito semelhantes a uma bola de basquete, que são instaladas nos fios das torres de

transmissão, com o intuito de servirem de sinalização diurna para voos visuais de inspeção, realizados essencialmente com aviões e helicópteros. Estes equipamentos de segurança foram projetados para resistirem às intempéries e raios ultravioleta (por isso possuem uma pintura poliuretânica), além de não entrarem em atrito com o cabo de força nem causar eletrólise ou ressonância harmónica durante eventuais vibrações. Geralmente, as esferas são feitas de resina de poliéster e reforçadas com fibra de vidro, contando com cerca de 60 cm de diâmetro e pesando, em média, 5 Kg [4] [13]. Estes sinalizadores localizam-se [4] [13]:

- ◆ Nas vizinhanças de aeródromos ou heliportos;
- ◆ Associados a vãos com mais de 500 metros;
- ◆ Em cruzamentos de vales ou cursos de água e que exceda a altura de 60 metros, em relação às cotas da sua projeção horizontal sobre o terreno, nos casos de vale, ou em relação ao nível médio das águas, no caso de cursos de água, se a largura média exceder 80 metros. Caso contrário, devem-se ter em conta as cotas dos pontos mais elevados das margens;
- ◆ Nos lagos, lagoas ou outros cursos de água com mais de 80 metros de largura.

Obs: Existem também sinalização noturno nas linhas aéreas.

2.3.6. POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Os postos de transformação são instalações onde se procede à transformação da energia elétrica de média tensão para baixa tensão, alimentando a rede de distribuição de baixa tensão [14]. Neste sentido, o seu principal objetivo é proporcionar a transição entre diferentes níveis de tensão, recorrendo a transformadores (que são máquinas elétricas estáticas que permitem transformar através de indução eletromagnética um sistema de correntes alternadas num ou vários sistemas de correntes alternadas da mesma frequência, mas de intensidades e tensões diferentes [15].

Assim, um posto de transformação é constituído essencialmente por três componentes [2] [4] [14]:

- ◆ Equipamentos de interrupção/seccionamento e proteção;

- ♦ Um ou mais transformadores, responsáveis pela transformação da tensão média tensão para baixa tensão;
- ♦ Quadro geral de baixa tensão, de onde partem os diversos ramais da rede baixa tensão.

Os postos de transformação podem ser basicamente de dois tipos: posto de transformação aérea (PT-A) e posto de transformação em cabine (PT-C), que a seguir se descrevem.

Os postos de transformação encontram-se ligados na rede aérea em média tensão, sendo o transformador instalado num apoio da linha de distribuição de média tensão e o quadro geral de baixa tensão, na base desse apoio, num armário dimensionado para o efeito (Figura 20).



Figura 20. Posto de transformação aérea [14]

Os PT-A podem ser divididos da seguinte forma [14]:

- ♦ AI - aéreo com interruptor-seccionador de corte de média tensão, com potências entre 160 e 250 kVA.
- ♦ AS - aéreo com seccionador de corte de média tensão, com potência até 100 kVA.
- ♦ A - aéreo sem corte de média tensão até 50 kVA

Os PT-C encontram-se instalados dentro de uma cabine, podendo assumir uma das seguintes variantes [2] [14]:

- ♦ Cabine alta (CA), com potência até 630 kVA;
- ♦ Cabine baixa (CB) em edifício próprio, com potência até 630 kVA;
- ♦ Cabine baixa integrada em edifício;
- ♦ Cabine metálica (monobloco);

-

A rede denomina-se de malhada quando a potência é fornecida através de múltiplas linhas a partir da mesma origem, formando uma malha fechada. É a estrutura mais fiável e com menores perdas, mas também a topologia de rede que exige maior investimento.

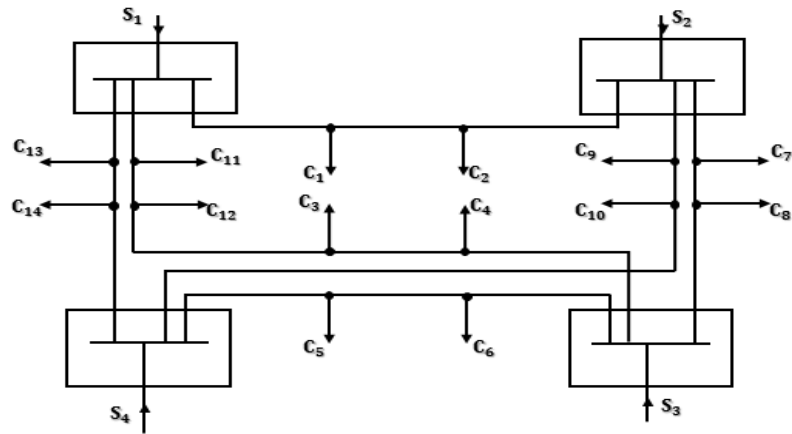


Figura 23. Esquema de uma rede em malha

Em áreas em que a densidade de carga é elevada, por vezes usa-se a topologia de rede malhada com exploração radial, também designada por anel. Esta topologia é caracterizada por adicionar uma linha extra entre barramentos, para aumentar a fiabilidade desse troço, apesar dos interruptores da linha se manterem abertos até ser necessário repor a potência (Figura 24).

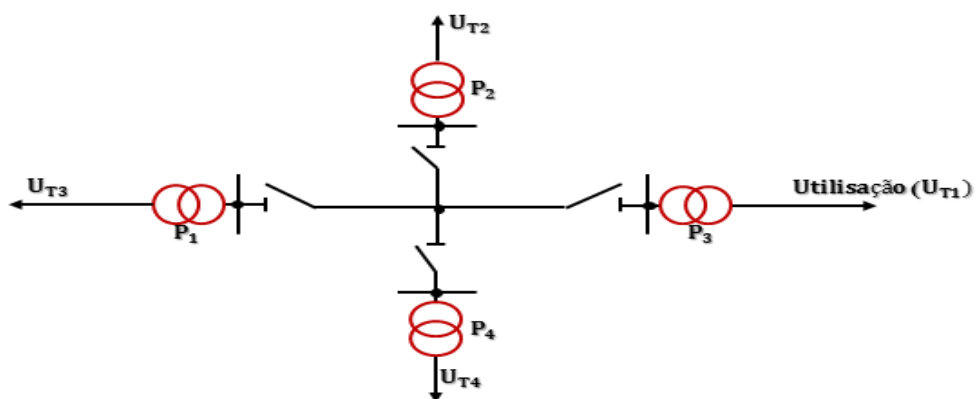


Figura 24. Esquema de uma rede em anel

Em suma, no presente capítulo é realizada uma breve descrição sobre os principais elementos que constituem uma rede de média tensão, nomeadamente ao nível dos condutores, apoios, isoladores, armações, sinalização de linhas aéreas e postos de transformação. Foi ainda caracterizada a topologia de rede, nomeadamente a rede simples radial ou antena.

3. REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BAIXA TENSÃO

3.1. INTRODUÇÃO

Neste ponto apresentam-se os aspetos associadas à rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT). Esta é destinada à transmissão de energia elétrica a partir de um PT ou de uma central geradora, constituída por canalizações principais e ramais.

3.2. REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO: DEFINIÇÃO

As linhas de BT levam a energia elétrica dos PT ao longo das ruas e caminhos, até aos locais onde é consumida em BT (220 V entre fase e neutro e 380 V entre fases). Podem ser de 2 tipos: aéreas ou subterrâneas. As linhas aéreas podem ser em condutores nus ou isolados em feixe. As linhas em condutor nu estão fixas sobre isoladores e apoiadas em postes de betão, ou sobre postes metálicos fixos na fachada. Os cabos de distribuição de BT são normalmente constituídos por cinco condutores, um dos quais se destina à iluminação pública.

3.2.1. COMPOSIÇÃO DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Um posto de transformação é constituído essencialmente por:

- ♦ Um ou mais transformadores responsáveis pela transformação da média tensão para BT;
- ♦ Equipamentos de interrupção/seccionamento e proteção;
- ♦ Quadro geral de BT, de onde partem os diversos ramais da rede de BT.

A. Transformador

Um transformador é uma máquina elétrica estática que tem como finalidade transferir energia elétrica de um circuito para outro, geralmente com tensões e correntes diferentes, mantendo a mesma frequência e aproximadamente a mesma potência. [14], [15]. O transformador é constituído por duas ou mais bobinas e um “caminho”, ou circuito magnético, que “acopla” essas bobinas, conforme esquematizado na fig. 26. Ainda, o enrolamento conectado à fonte(cujas grandezas levam o índice 1) é denominado, por convenção, de enrolamento primário. Já o enrolamento que é conectado à carga (e cujas grandezas levam o índice 2) é denominado de enrolamento secundário.

Transformadores de potência são destinados primariamente à transformação de tensão e operam com correntes relativamente altas. O circuito magnético é constituído de material ferromagnético, com aço, a fim de produzir um caminho de baixa relutância para o fluxo gerado. Geralmente o núcleo de aço de transformadores é laminado para reduzir a indução de correntes no próprio núcleo, já que essas correntes contribuem para o surgimento de perdas por aquecimento devido ao efeito Joule. Em geral se utiliza aço-silício com o intuito de se aumentar a resistividade e diminuir ainda mais essas correntes parasitas.

A.1. Transformador ideal

Um transformador ideal é aquele em que o acoplamento entre suas bobinas é perfeito, ou seja, todas concatenam, ou “abraçam”, o mesmo fluxo, o que vale dizer que não há dispersão de fluxo. Isso implica assumir a hipótese de que a permeabilidade magnética do núcleo ferromagnético é alta ou, no caso ideal, infinita, e o circuito magnético é fechado. Além disso, admite-se que o transformador não possui perdas qualquer natureza, seja nos enrolamentos, seja no núcleo.

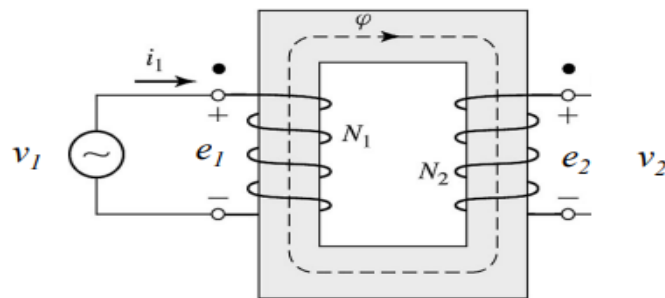


Figura 25. Transformador ideal (sem perdas) em vazio

- A resistência dos enrolamentos são desprezíveis
- A permeabilidade do núcleo é infinita (portanto a corrente de magnetização é nula) Não há dispersão
- Não há perdas no núcleo

Com carga no secundário, existe uma corrente i_2 no mesmo que cria uma fmm $N_2 i_2$ que tende a alterar o fluxo no núcleo (desmagnetizando o núcleo). Portanto, o equilíbrio entre as forças magnetomotrizes será perturbado.

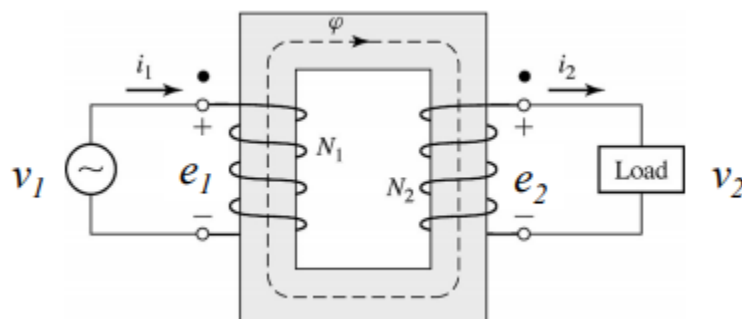


Figura 26. Transformador ideal em carga

A equação do circuito magnético de um transformador é dada por:

$$N_1 i_1 = \mathfrak{R} \phi + N_2 i_2$$

Onde $\mathfrak{R}$ é a relutância do núcleo, como consideramos que o núcleo tem permeabilidade infinita, temos $\mathfrak{R} = l/(\mu A) = 0$. Assim, temos: $N_1 i_1 = N_2 i_2$

Visto que $N_1 i_1 = N_2 i_2$, a corrente i_1 varia com o aumento de i_2 . Pode-se dizer que uma fmm adicional é exigida do primário. Assim, temos:

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{1}{a}$$

ou, em termos fasoriais: $\frac{\bar{I}_1}{\bar{I}_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{1}{a}$

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{I}_2}{a}$$

Ao se conectar uma impedância no secundário, qual a impedância vista pelo primário?

$$Z_2 = \frac{\bar{V}_2}{\bar{I}_2}$$

Analogamente, a impedância equivalente vista dos terminais do primário (vista pela fonte) é:

$$Z_1 = \frac{\bar{V}_1}{\bar{I}_1}$$

Assim, temos:

$$Z_1 = \frac{\bar{V}_1}{\bar{I}_1} = \frac{a \bar{V}_2}{\frac{\bar{I}_2}{a}} = a^2 Z_2$$

Isto significa que a impedância conectada ao terminal do secundário produz no primário o mesmo efeito que o produzido por uma impedância equivalente Z'_2 conectada aos terminais do primário cujo valor é igual a $a^2 \cdot Z_2 = (N_1/N_2)^2 \cdot Z_2$. Z'_2 é chamada de impedância do secundário refletida ao primário.

De maneira similar, as correntes e tensões podem ser refletidas de um lado para o outro através da relação de espiras:

$$\bar{I}_1 = \frac{N_2}{N_1} \bar{I}_2 = \frac{1}{a}$$

$$\bar{V}_1 = \frac{N_1}{N_2} \bar{V}_2 = a \bar{V}_2$$

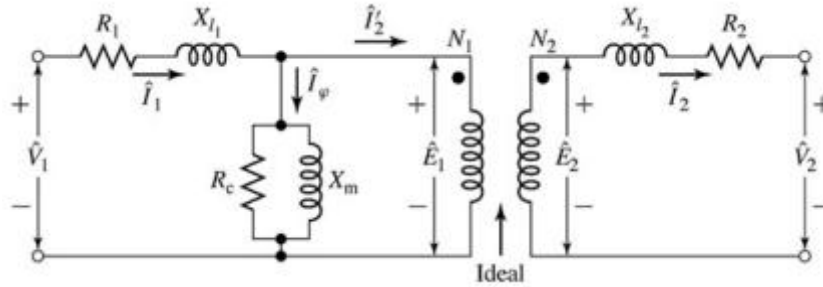


Figura 27. Circuito equivalente completo do transformador

O rendimento do transformador pode ser calculado da seguinte forma:

$$\eta\% = \frac{Pot.saida}{pot.entrada} \cdot 100\% = \frac{Ps}{Ps+perdas} \cdot 100\%$$

Considerando-se o modelo para o transformador, cujo ramo magnetizante é paralelo, obtém-se: (Ligação $\Delta - Y$)

$$\eta\% = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{N2} \cdot I_{N2} \cdot \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot V_{N2} \cdot I_{N2} \cdot \cos\varphi + 3 \cdot V_{N1}^2 \cdot g_m + 3 \cdot R_e \cdot I_{N2}^2} \cdot 100\%$$

O rendimento é usualmente calculado para vários valores da carga nominal (25 a 100%), ou seja, $(K2 \cdot IN)$. Substituindo-se $K2 \cdot IN$:

$$\eta\% = \frac{\sqrt{3} \cdot K_2 \cdot I_{N2} \cdot \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot V_{N2} \cdot I_{N2} \cdot \cos\varphi + 3 \cdot V_{N1}^2 \cdot g_m + 3 R_e (K_2 \cdot I_{N2})^2} \cdot 100\%$$

Dividindo-se e multiplicando-se a expressão em cima por NB, tem-se:

$$\eta\% = \frac{K_2 \cdot \cos\varphi}{K_2 \cdot \cos\varphi + g_{m\ pu} + R_{e\ pu} \cdot K_2^2} \cdot 100\%$$

$$\eta\% = \frac{\cos\varphi}{\cos\varphi + \frac{g_{m\ pu}}{K_2} + K_2 \cdot R_{e\ pu}} \cdot 100\%$$

Obs:

Apesar da consideração que a demonstração foi para um transformador Δ -Y, a expressão final é geral, ou seja, vale para qualquer ligação de transformador. Observa-se que o rendimento depende da carga, do fator de potência e dos parâmetros do transformador:

De acordo com a equação em cima, pergunta-se: para que fator de carga (K_2) o rendimento será máximo?

Derivando-se a mesma equação em relação a K_2 e, igualando-se a zero, obtém-se o valor de K_2 da seguinte forma:

$$\frac{d\eta_{pu}}{dK_2} = 0 \quad \text{tomando-se} \quad \eta = \frac{\cos\phi}{D} = \cos\phi \cdot \frac{1}{D}$$

Obtém-se:

$$\frac{d\left(\frac{1}{D}\right)}{dK_2} = 0 \rightarrow R_{e\ pu} + \frac{d\left[\frac{gm_{pu}}{K_2}\right]}{dK_2} = 0$$

$$R_{e\ pu} - \left(\frac{gm_{pu}}{K_2^2}\right) = 0$$

$$R_{e\ pu} \cdot K_2^2 = gm_{pu}$$

$$K_2 = \sqrt{\frac{gm_{pu}}{R_{e\ pu}}}$$

Logo, o rendimento máximo será:

$$\eta_{max} = \frac{\cos\phi}{\cos\phi + 2\sqrt{gm_{pu} \cdot R_{e\ pu}}}$$

onde : gm é o factor de curva de magnetização

As **correntes a vazio** das três fases poderão apresentar valores iguais para as fases laterais e um valor diferente para a central. Para este caso, adota-se uma única corrente a vazio, dada por:

$$I_0 = \frac{I_{01} + I_{02} + I_{03}}{3}$$

Para o caso de transformadores monofásicos a relação de transformação teórica é sempre igual à relação de espiras. Para os transformadores trifásicos, o problema já não é tão simples, exigindo-se certos cuidados, conforme o tipo de conexão: estrela, triângulo ou zig-zague. Entretanto para todos os casos, basta raciocinar do seguinte modo: "a relação de transformação real é definida como sendo a relação entre as tensões primária e secundária medidas entre fases ou tensões de linha". A relação do número de espiras é definida como sendo a relação do número de espiras por fase (enrolamentos situados em uma mesma coluna).

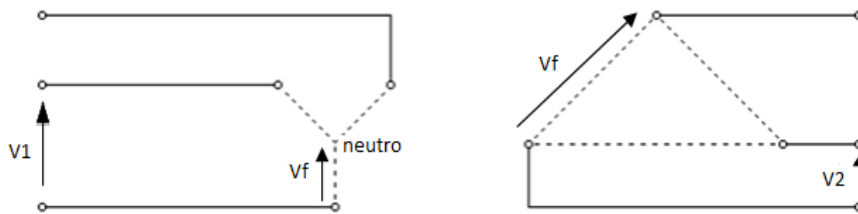


Figura 28. Conexão Estrela e triângulo

Por definição, tem-se:

$$K_T = \frac{V_1}{V_2}$$

K_N : Definida por fase.

$$K_N = \frac{V_f}{V_{f2}} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{V_1}{V_2}$$

$$V_f = \frac{\sqrt{3}V_1}{3} = \frac{V_1}{\sqrt{3}} \quad [\text{conforme o tipo de ligação}]$$

$$\text{Logo: } K_N = \frac{V_{f1}}{V_{f2}} = \frac{V_1}{V_2 \sqrt{3}} \quad [\text{relação de espiras em função da tensão}]$$

Aquando da determinação de X_m (reatância de magnetização) e R_m (resistência de magnetização), as mesmas devem ser feitas por fase. Assim, se foi determinada a

potência total fornecida ao transformador, deve-se dividi-la por três:

$$P_{of} = \frac{P_T}{3} \quad (\text{por fase})$$

Nas expressões, têm-se tensões e correntes, portanto, conforme o tipo de conexão, observar as grandezas por fase.

$$Y \quad V_{of} = \frac{V_N}{\sqrt{3}} \quad \text{e} \quad I_{of} = \frac{I_{01} + I_{02} + I_{03}}{3}$$

$$\Delta \quad V_{of} = \frac{V_N}{\sqrt{3}} \quad \text{e} \quad I_{of} = \frac{I_{01} + I_{02} + I_{03}}{3}$$

B. Dispositivos de Proteção

B1. Relés de proteção contra sobrecarga

As sobrecargas são originadas por uma das seguintes causas:

- ♦ Rotor bloqueado;
- ♦ Elevada frequência de manobra;
- ♦ Partida difícil (prolongada);
- ♦ Sobrecarga em regime de operação;
- ♦ Falta de fase;
- ♦ Desvio de tensão e de frequência.

A sobrecarga é uma situação que leva a um sobreaquecimento por perda de joule, que os materiais utilizados somente suportam até um determinado valor e por tempo limitado. A determinação de ambas as grandezas é feita em Norma Técnica do referido produto. Assim, por exemplo, para condutores próprios até 6kV e isolados em PVC, a Especificação Técnica é a norma NBR 7288 que, entre outros, define:

- ♦ Temperatura permanentemente admissível no isolante: 70°C;
- ♦ Temperatura admissível perante sobrecarga: 100°C;

- ♦ Tempo admissível de sobrecarga: 100 horas/ano.

Ultrapassados esses valores, a capa isolante de PVC vai-se deteriorar, o que significa, perder as suas características iniciais, e entre outros, a sua rigidez dielétrica, que define a capacidade de isolamento. Portanto, a função do relé de sobrecarga é a de atuar antes que esses limites de deterioração sejam atingidos, garantindo uma vida útil apropriada aos componentes do circuito.

B1.1. Relé de sobrecarga bimetalico

Esse relé tem um sensor bimetalico por fase, sobre o qual age o aquecimento resultante da perda joule, presente numa espiral pela qual passa a corrente de carga e que envolve a lâmina bimetalica, que é o sensor. Essa, ao se aquecer, se dilata, resultando daí a atuação de desligamento do acionamento eletromagnético do contador ou o disparo do disjuntor, em ambos os casos abrindo o circuito principal e desligando a carga que, por hipótese, está operando em sobrecarga. Portanto, esse relé controla o aquecimento que o componente/equipamento do circuito está sofrendo devido a circulação da corrente elétrica. Sobreaquecimentos de outras origens não são necessariamente registradas por esse relé, e que podem igualmente danificar ou até destruir o componente.

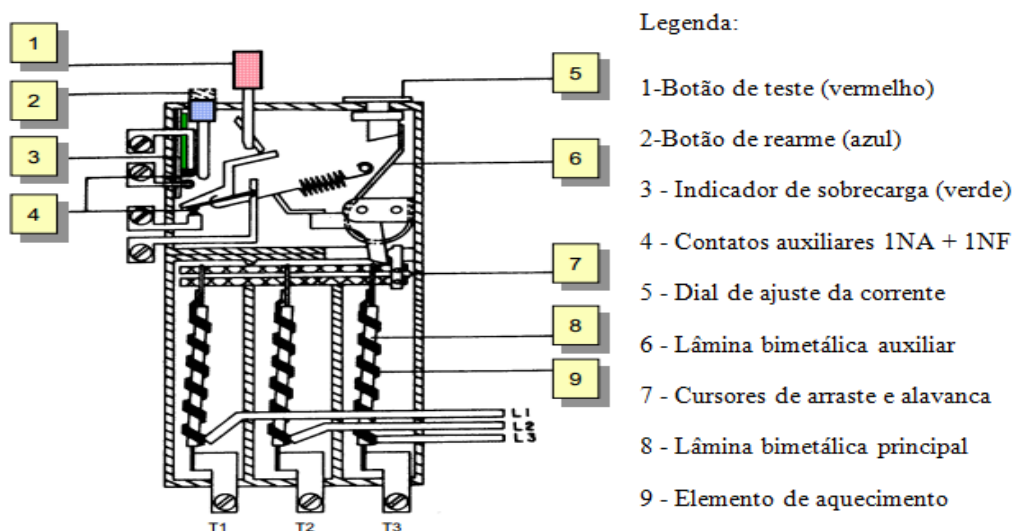


Figura 29. Relé de sobrecarga bimetalico [22]

B1.2. Relé de sobrecarga eletrônico

Conforme visto anteriormente, o relé de sobrecarga bimetálico opera perante os efeitos térmicos da corrente. Existem, porém, situações em que ocorrem sobreaquecimentos que não são consequência de um excesso de corrente, e que do mesmo modo, podem destruir uma carga.

É o que acontece, por exemplo, quando as aberturas dos radiadores de calor de um motor entopem, pelo que a troca de calor diminui sensivelmente e o sobreaquecimento daí resultante não é registado pelo relé de sobrecarga bimetálico. Na verdade, o que se precisa não é de controlar a corrente, mas antes a temperatura, seja ela de que origem for. Para atender a essa condição, usa-se um relé de sobrecarga eletrônico que permite adicionalmente sensorial a temperatura, no ponto mais quente da máquina, através de um semicondutor, chamado de termístor que, por sua vez, ativa um relé de sobrecarga, dito eletrônico. Esse relé caracteriza-se por: uma supervisão da temperatura, mesmo nas condições mais críticas; uma característica de operação que permite ajustar as curvas características de tempo de disparo x corrente de desligamento, de acordo com as condições de tempo de partida da carga e, perante um rotor bloqueado, como a corrente circulante rapidamente se aproxima dos valores críticos para um sobreaquecimento, o controlo pela corrente é mais rápido do que pelo termístor.

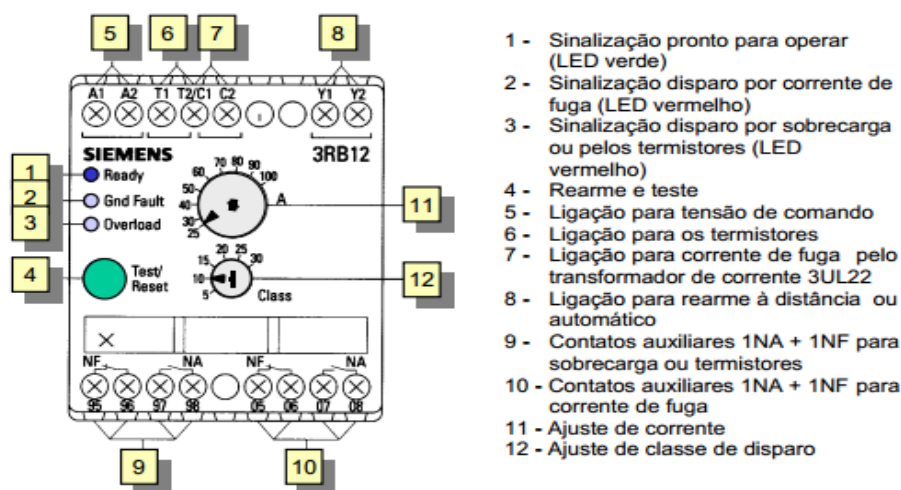


Figura 30. Relé de sobrecarga eletrônico 3RB12 [22]

B1.3. Relés de sobre intensidade contra correntes de curto-circuito

Esses relés são do tipo eletromagnético, com uma atuação instantânea e compõem-se com os relés de sobrecarga para criar a proteção total dos componentes do circuito contra a ação prejudicial das correntes de curto-circuito e de sobrecarga, respectivamente. A sua construção é relativamente simples em comparação com a dos relés de sobrecarga (bimetálicos ou eletrônicos).

A bobina eletromagnética do relé é ligada em série com os demais componentes do circuito. A sua atuação apenas se dá quando, por esse circuito, passa a corrente I_k , permanecendo inativo perante as correntes nominais (I_n) e de sobrecarga (I_r). Pelo que se nota, a sua função é idêntica à do fusível, com a diferença de que o fusível queima ao atuar e o relé permite um determinado número de manobras. Por outro lado, como o relé atua sobre o mecanismo do disjuntor, abrindo-o perante uma corrente I_k , a capacidade de interrupção depende do disjuntor, enquanto usando um fusível em série com o disjuntor, essa capacidade de interrupção depende do fusível.

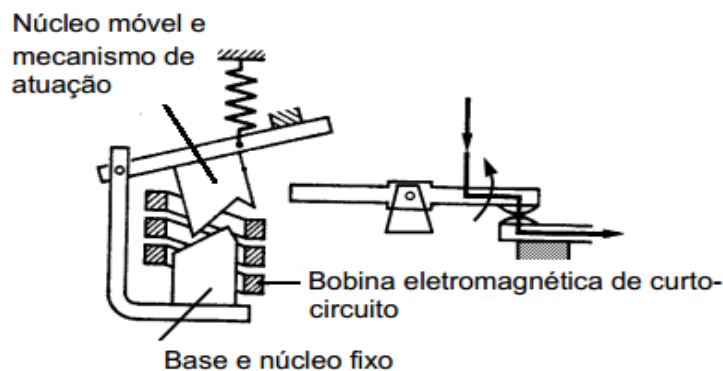


Figura 31. Relés de sobrecorrente contra correntes de curto-circuito [22]

B.2. Dispositivos de manobra

São dispositivos elétricos destinados a estabelecer ou interromper a corrente, em um ou mais circuitos elétricos.

B2.1. Seccionador

Um dispositivo de manobra que tem uma capacidade de interrupção limitada, pelo que esta faz com que o dispositivo tenha uma aplicação restrita.



Figura 32. Seccionador sob carga [23]

B2.2. Seccionador - fusível sob carga

O seccionador - fusível é uma combinação de um seccionador, caracterizado pela simplicidade de sua construção, com a dos fusíveis, que se localizam na posição dos contatos móveis do seccionador. Pela sua construção simples, são capazes de manobrar até a carga nominal, que é a proteção de correntes de curto-circuito, pela presença de fusíveis.

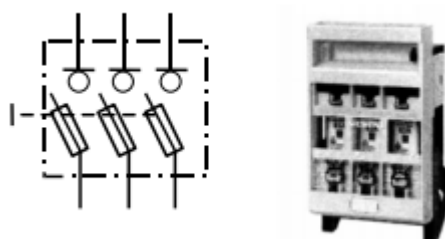


Figura 33. Seccionador - fusível sob carga [23]

B2.3. Disjuntores

O disjuntor é um dispositivo que, entre outros, é capaz de manobrar o circuito nas condições mais críticas de funcionamento, que são as condições de curto-circuito. O disjuntor é capaz de manobrar o circuito nessas condições, sendo que, interromper I_k é ainda atributo dos fusíveis, que porém não permitem uma religação.

A manobra através de um disjuntor é feita manualmente (geralmente por meio de uma alavanca) ou pela ação de seus relés de sobrecarga (como o bimetálico) e de curto-circuito (como o eletromagnético). Aqui os relés não desligam o circuito: eles

apenas induzem ao desligamento, atuando sobre o mecanismo de molas, que aciona os contatos principais (Figura 35).

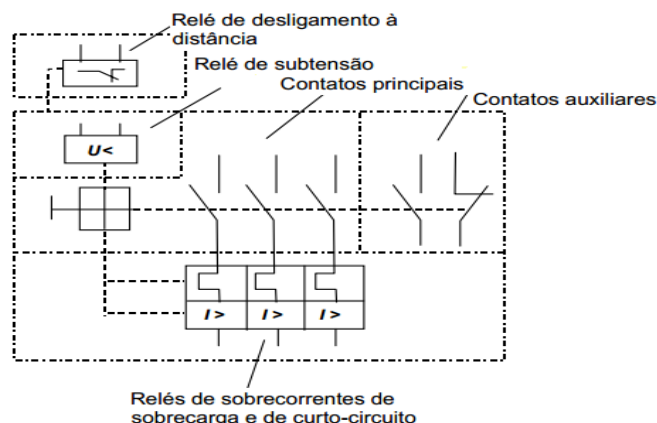


Figura 34. Representação dos componentes de um disjuntor tripolar [23]

3.3. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

As instalações industriais podem ser TN (Terra-Neutro), IT (Impedância-Terra) e TT (Terra-Terra), sendo que os últimos também se aplicam ao setor civil. A norma EN 60364, da qual deriva a CEI 64-8, define três tipos de sistemas de distribuição que diferem de acordo com o aterramento do sistema dos condutores ativos e com o aterramento das massas: Para a sua classificação, usam-se duas letras que assumem os seguintes significados:

1ª letra: T = o neutro é aterrado

1ª letra: I = o neutro não é aterrado, ou aterrado através de uma impedância

2ª letra: T = massas aterradas

2ª letra: N = massas ligadas ao neutro do sistema

3.3.1. SISTEMA TN

No sistema TN, o neutro está diretamente ligado ao aterramento. As massas são ligadas diretamente ao condutor do neutro (TN-C) ou através de um condutor de proteção (TNS). Se o condutor neutro também servir de condutor de proteção, levará o nome de PEN.

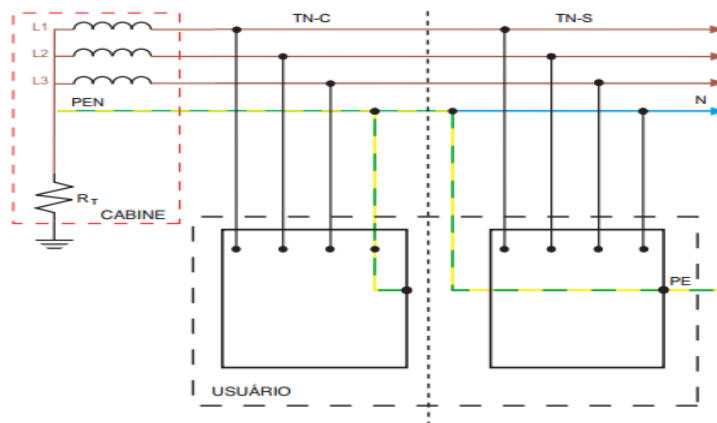


Figura 35. Sistema TN [24]

Fazendo referência à versão 2 da norma CEI 64-8, o modo correto de instalação dos DPS exige a conexão do “Tipo A”, que prevê a instalação dos DPS entre os condutores ativos e o condutor principal de proteção ou entre os condutores ativos e o coletor principal de terra. Entre os dois, deve ser escolhido o caminho mais curto.

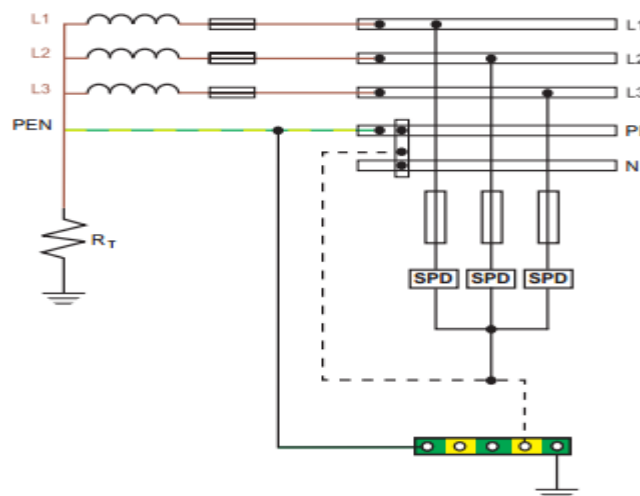


Figura 36. Conexão do “Tipo A”: DPS entre condutores ativos e o PEN [24]

Em relação ao quadro secundário, um sistema TN-C pode tornar-se um TN-S, e, como dispositivos de proteção contra contacto indireto, é possível usar disjuntores diferenciais (RCD), como mostra a Figura 32.

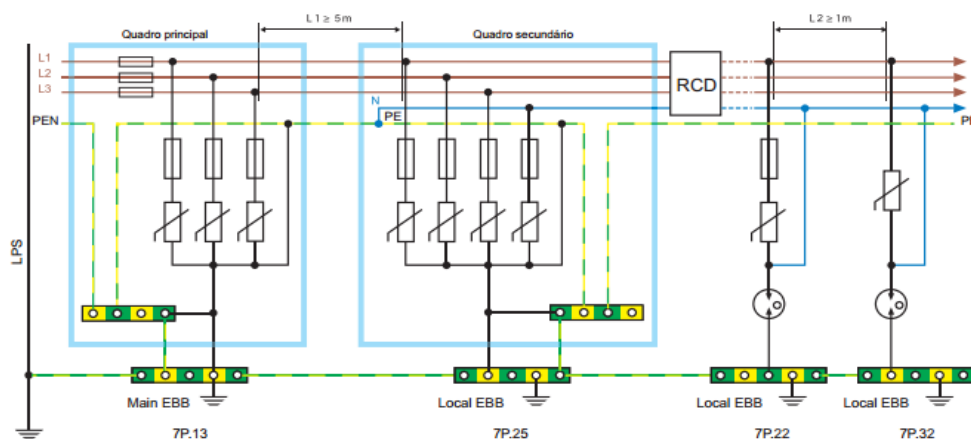


Figura 37. Conexão do “Tipo A” e coordenação de energia realizada com o DPS da Finder [24]

No quadro principal, depois dos dispositivos de corrente máxima, é instalado um DPS Tipo 1; no quadro secundário, antes do disjuntor diferencial, um DPS Tipo 2, que será do tipo “4+0”, equipado com 4 varistores. Depois do disjuntor diferencial, podem ser usados o DPS de Classe II na configuração 1+1.

3.3.2. SISTEMA IT

No sistema IT, o neutro é isolado ou aterrado através de uma impedância de valor elevado (para 230/400v, centenas de ohms), enquanto as massas são conectadas a uma terra local.

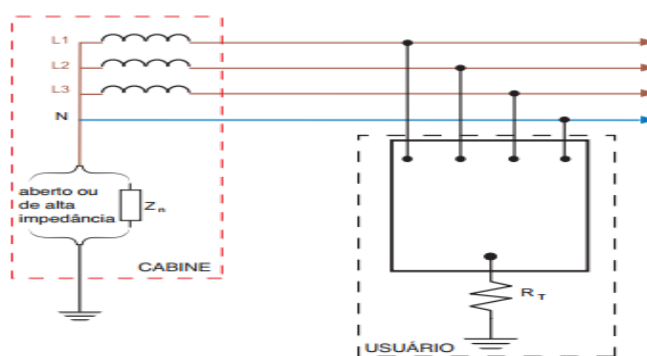


Figura 38. Sistema IT [24]

Este é um sistema usado para instalações com requisitos específicos de continuidade de operação. Além disso, esse tipo de instalação exige a conexão de “Tipo A”.

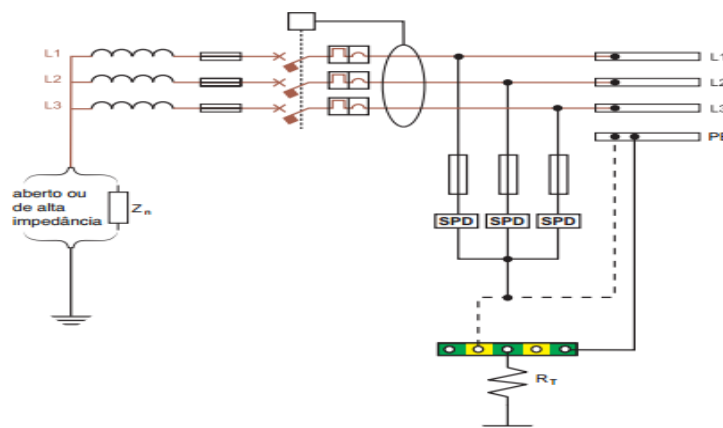


Figura 39. Conexão do Tipo A: DPS entre condutores ativos e o PE [24]

O sistema IT é utilizado em certas condições, por exemplo, nas indústrias em que a produção não podem ser interrompida sob nenhuma circunstância.

Na primeira falha, um sistema IT passa a ser um TT ou TN, de modo que o sistema continue funcionando corretamente para que a produção não pare. Na primeira falha, o PE assume o potencial da fase defeituosa, mas isso não é problema, pois o PE e todas as partes que possam ser tocadas simultaneamente assumem o mesmo potencial para que não possam surgir tensões perigosas. Isso implica que, na fase de projeto das proteções contra surtos de tensão em um sistema IT de 230/400 V, em caso de defeito no DPS, exista uma tensão de 400 V, no DPS que não apresente defeitos. Dependendo do tipo de IT, seja o neutro distribuído ou não-distribuído, deve-se escolher um DPS adequado tendo em conta a tensão que pode surgir em caso de falha no DPS.

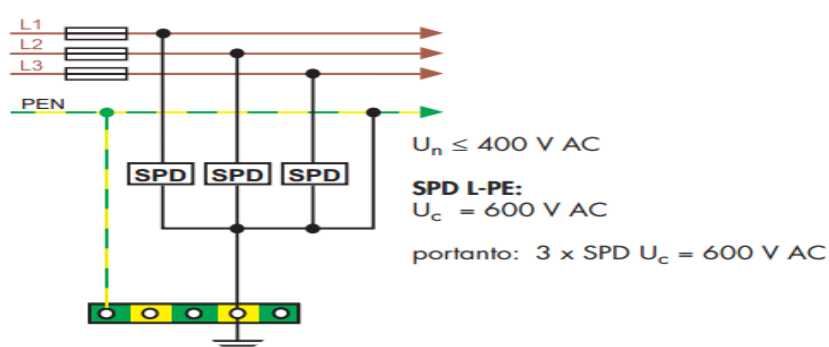


Figura 40. Sistema IT com Neutro não distribuído [24]

Para o sistema IT com neutro distribuído o valor nominal de interrupção da corrente residual para o DPS conectado entre neutro e PE deve ser o mesmo que para o DPS conectado entre fase e neutro.

3.3.3. SISTEMA TT

No sistema TT o neutro é diretamente aterrado, ao passo que as massas são ligadas a um sistema de terra local separado do sistema do neutro.

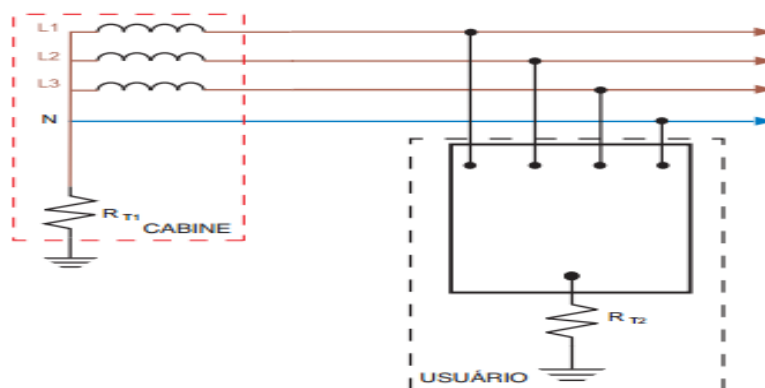


Figura 41. Sistema TT [24]

Com referência à versão 2 da norma CEI 64-8, no sistema TT, os DPS podem ser conectados à rede elétrica de acordo com a conexão "Tipo B" ou "Tipo C". A conexão Tipo "B" prevê os DPS ligados entre cada um dos condutores ativos e o condutor principal de proteção, ou, se o caminho for menor, entre cada um dos condutores ativos e o coletor principal de terra.

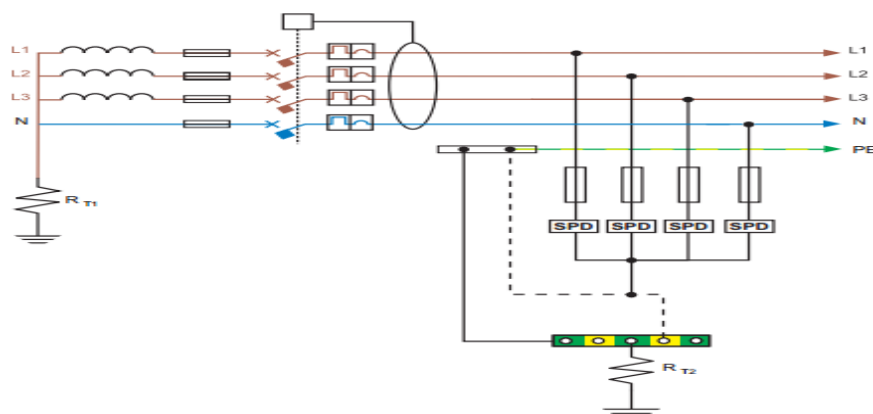


Figura 42. Conexão do "Tipo B": os DPS ligados às fases e ao neutro são aterrados [24]

A conexão de "Tipo C" prevê a conexão dos DPS entre cada condutor de fase e o neutro, e entre o condutor de neutro e o condutor de proteção ou, se o percurso for mais curto, entre o neutro e o coletor principal de terra.

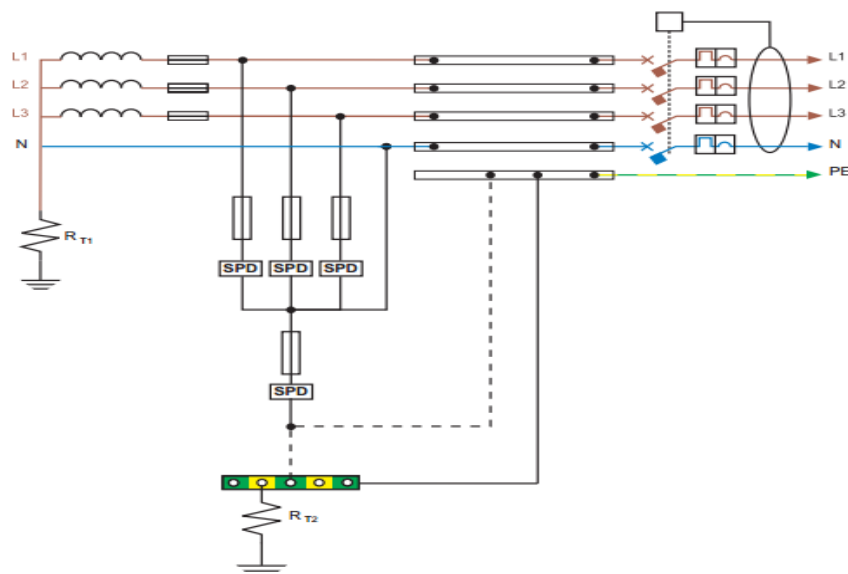


Figura 43. Conexão do “Tipo C”: os DPS são conectados entre a fase e o neutro e entre o neutro e a terra [24]

No presente capítulo fizemos uma breve descrição dos diferentes elementos que compõem um posto de transformação, nomeadamente o transformador que é um elemento principal do posto de transformação. Abordamos, também, diferentes dispositivos de proteção (relés de proteção contra sobrecarga, relé de sobrecarga bimetalico, relé de sobrecarga eletrônico e relés de sobre intensidade contra correntes de curto-circuito) que se encontram num posto de transformação.

Foram ainda descritos os dispositivos de manobra (secionador, secionador fusível sob carga, disjuntores), bem como os sistemas de distribuição que diferem em função do aterramento do sistema dos condutores ativos e das massas.

4. NORMALIZAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Neste ponto apresentam-se os aspetos associadas à normalização e regulamento do sistema elétrico, procurando fazer um paralelismo entre alguns aspetos normativos do contexto português e angolano.

4.1. NORMALIZAÇÃO

É de capital importância a normalização em qualquer sistema elétrico de energia! A maioria dos países desenvolvidos tem uma normalização para cada área de engenharia. Pode parecer insignificante, mas traz inúmeras vantagens. No setor energético, a principal vantagem seria a de assegurar a proteção dos utilizadores,

equipamentos e edifícios, evitando muitos acidentes desnecessários e, no caso de um acidente vir mesmo a acontecer, ser possível encontrar os responsáveis. Outra vantagem é a de facilitar o controlo e gestão de toda a rede elétrica, pois consegue-se ter uma visão geral do que cada localidade consome, facilitando, entre outros, a obtenção de dados estatísticos e o dimensionamento dos cabos de distribuição (que muitas vezes resulta na redução de custos do um projeto).

Uma outra vantagem importante a salientar é o facto de uniformizar todo o país, pois, num momento em que diversas empresas estrangeiras atuam em Angola, cada uma delas tem usado as suas normas, o que mais tarde poderá causar incómodos, durante o trabalho de manutenção dos nossos técnicos ou em futuras obras de reestruturação.

Existe uma tendência mundial em discutir as normas de âmbito nacional para se chegar a um consenso internacional. As iniciativas nesse sentido partiram justamente dos órgãos que historicamente têm suportado a maior parte da documentação normativa, como o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) nos Estados Unidos e o IEC e CIGRÉ na Europa. A convergência deverá ocorrer a longo prazo e, por enquanto, o que se dispõe são normas nacionais ou recomendações internacionais. A falta de unificação dos procedimentos e critérios prejudica os consumidores, por adquirirem equipamentos previstos para utilização sob determinadas condições no país de origem, diferentes das locais, podendo sofrer com o mau funcionamento dos equipamentos sensíveis.

Grupos de técnicos e especialistas, coordenados pelo ONS, têm continuamente trabalhado para se chegar a um conjunto de procedimentos e recomendações aplicáveis tanto no nível da rede básica como das redes de distribuição, para viabilizar os contratos de conexão entre os diversos agentes na nova estrutura do setor elétrico. Os procedimentos na sua versão atual podem ser encontrados nos portais do ONS.

Outro aspeto importante na distinção dos enfoques regionais das normas é a diferenciação dos procedimentos do IEC e do IEEE. Quando se trata de verificar o impacto das cargas, a filosofia de trabalho da entidade norte-americana preocupa-se com o impacto de uma unidade consumidora sobre a rede, sem atenção especial ao que existe internamente na instalação do consumidor (que é “problema dele”). Por sua vez, a visão internacional da IEC faz a regulamentação de cada equipamento (aqueles de maior

uso e impacto), procurando o controlo individual dos aparelhos que possam ter um impacto negativo em termos de QEE. Esta é uma das dificuldades para a unificação das normas.

4.2. REGULAMENTO

Neste ponto iremos apresentar, de uma forma resumida, os seguintes Regulamentos publicados no Diário da República: Regulamento de Qualidade de Serviço, Regulamento das Relações Comerciais e Regulamento do Tarifário, em vigor em Angola no que diz respeito ao setor da energia elétrica.

4.2.1. REGULAMENTO DE QUALIDADE DE SERVIÇO

Este Regulamento encontra-se presente no Decreto Presidencial n.º 310/10 de 31 de dezembro e estabelece o regime de qualidade, de natureza técnica e comercial, a qual deve obedecer o serviço prestado por entidades do Sistema Elétrico Público (SEP).

De acordo com o seu Artigo 2º, encontram-se abrangidas por este regulamento as seguintes entidades:

- a) A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT);
- b) As entidades titulares de concessões ou licenças vinculadas de distribuição de energia elétrica;
- c) Os clientes vinculados;
- d) Os clientes não vinculados, quando ligados à rede de transporte ou de distribuição.

Estão ainda presentes, neste regulamento, algumas definições importantes, tais como (Artigo 3º):

- **Fornecedor:** entidade que coloca energia elétrica na rede, correspondendo a um produtor não vinculado ou a um autoprodutor, que pretenda exercer o direito de fornecer energia elétrica por acesso às redes, ao abrigo de legislação específica;

- **SAIFI:** *Frequência média de interrupções do sistema - System Average Interruption Frequency Index* -, quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de pontos de entrega, nesse mesmo período;
- **Indicador de qualidade de serviço:** índice que mede o nível da qualidade técnica ou comercial do serviço ou a qualidade de certas características da energia elétrica;
- **Indicador individual:** nível de desempenho dos operadores de redes, calculado para cada ano civil e para cada cliente individual;
- **Indicador global:** nível de desempenho dos operadores de redes, calculado para cada ano civil e para a totalidade dos clientes abrangidos, relativamente a uma determinada característica técnica ou de relacionamento comercial;
- **Interrupção acidental:** interrupção do fornecimento ou da entrega de energia elétrica provocada por defeitos (elétricos) permanentes ou transitórios, na maior parte das vezes ligados a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências;
- **Interrupção programada:** interrupção do fornecimento ou da entrega que ocorre quando os clientes são informados com antecedência, para permitir a execução de trabalhos programados na rede;
- **Produtor vinculado:** entidade titular de uma concessão ou licença vinculada de produção de energia elétrica;
- **Produtor não vinculado:** entidade titular de uma concessão ou licença não vinculada de produção de energia elétrica;
- **SAIDI:** *Duração média das interrupções do sistema - System Average Interruption Duration Index* - quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse período.

Neste regulamento estão ainda presentes as responsabilidades dos operadores das redes (Artigo 7º), sendo que o responsável final pela qualidade de serviço perante os clientes ligados à rede de transporte é a entidade concessionária da RNT, pelo que na presença de um problema de qualidade provocado por um agente, este deve pagar as compensações ao cliente e pode transferir parte ou a totalidade do custo para a entidade que originou a falha, de acordo com as determinações do Instituto Regulador do Setor Elétrico (IRSE). Por conseguinte, com o intuito de diminuir a probabilidade de

ocorrência de problemas, à entrada da instalação elétrica de cada cliente deve existir um dispositivo de proteção e interrupção geral compatível com a potência contratada.

São também visíveis neste regulamento um conjunto de indicadores globais (Artigo 8º), tais como: a) Energia Não Fornecida (ENF), em MWh; b) Tempo de Interrupção Equivalente (TIE); c) SAIFI; d) SAIDI e e) Tempo médio de reposição de serviço do sistema (SARI). Neste mesmo artigo, ainda se verifica que para as redes de MT deve considerar-se como indicador de interrupção programada e não programada o tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI), em horas por ano; SAIFI; SAIDI; ENF, em MWh, enquanto para as redes de BT apenas o SAIFI e SAIDI.

Assim, o Artigo 9º explicita como se calcula o tempo de interrupção equivalente, que se refere ao tempo de interrupção da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período de tempo estabelecido, calculado da seguinte forma:

$$TIE = \frac{ENF}{P_{me}}$$

$$P_{me} = \frac{EF + ENF}{T} \text{ (MWh/minuto)}$$

Em que :

ENF : Energia não fornecida, em MWh;

EF : Energia fornecida, em MWh;

P_{me} : Potência média expectável, caso tivesse havido interrupções, em MWh/minuto;

T : Período de tempo considerando, em minutos.

No Artigo 10º encontra-se o cálculo para a frequência média das interrupções de uma área, que se define como a frequência média das interrupções numa área z, Tcz, como o número médio de interrupções, por cliente, verificadas nos clientes ou pontos de entrega dessa área num determinado período de tempo, calculado da seguinte forma:

$$Fc_z = \frac{\sum_{k=1}^m C_{zk}}{C_z} = SAIFI$$

Em que :

Z : área em causa;

C_{zk} : número de clientes ou de entrega da área (z) afetados por uma interrupção (k), no período considerado;

C_z : número total de clientes ou pontos de entrega da área (z) no final do período considerado;

m : número total de interrupções no período considerado.

O cálculo da duração média das interrupções de uma área (Artigo 11º), define-se como a duração média das interrupções numa área z, T_{cz} , como a duração média das interrupções, por cliente, verificadas nos clientes ou pontos de entrega dessa área verificadas num determinado período, calculada da seguinte forma:

$$T_{cz} = \frac{\sum_{k=1}^m C_{zk} \times t_z}{C_z} = SAIDI$$

Em que:

Z: área em causa;

C_{zk} : número de clientes ou de entrega da área (z) afectados por uma interrupção (k), no período considerado;

C_z : número total de clientes ou pontos de entrega da área (z) no final do período considerado;

m : número total de interrupções no período considerado;

t_z : duração de cada interrupção (k), no período considerado, em horas.

Para além destes indicadores globais o regulamento aborda os indicadores individuais (Artigo 12º), nomeadamente o número de interrupções e a duração total das interrupções.

A frequência de interrupções de um cliente (Artigo 13º), definida como o número total de interrupções sofridas pelo cliente no período considerado, enquanto a

duração total de interrupção num cliente, como a soma da duração de todas as interrupções sofridas pelo cliente no período considerado (Artigo 14º).

Neste regulamento ainda se encontram disposições gerais sobre a melhoria da continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, estabelecidas metas de continuidade de serviço para os indicadores globais e individuais no período de controlo (Artigo 21º), bem como definidas metas de continuidade para a fase II (Artigo 22º).

Por último ainda se verifica, neste regulamento, o estabelecimento de metas de qualidade para o nível de tensão e as perturbações (Artigo 42º), sendo que o Artigo 43º define os valores nominais: Muito AT: 220 kV, 150 kV, 110 kV; AT= 60 kV; MT = 30 kV, 20 kV, 15 kV, e 3 kV; e BT= 220 V, 380 V.

4.2.2. REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS

Encontra-se patente no Decreto Presidencial nº 2/11 de 5 de janeiro, estabelecendo as disposições relativas às relações comerciais entre os diversos agentes, estatais e privados, intervenientes nas atividades de produção, transporte, distribuição e utilização de energia elétrica (Artigo 1º).

Este regulamento abrange (Artigo 2º):

- a) Identificação dos agentes intervenientes nas atividades de produção, transporte, distribuição e utilização de energia elétrica;
- b) Regras de comercialização e de relações comerciais aplicáveis entre os agentes no âmbito do Sistema Elétrico Público (SEP) e fora dele;
- c) Medição para o controle da energia e potência comercializadas;
- d) Garantias administrativas e resolução de conflitos;
- e) Regras de transição para um efetivo regime de mercado.

No Artigo 3º encontram-se adotadas algumas definições:

- a) Cliente – pessoa singular ou coletiva que, através de um contrato de fornecimento ou de um Acordo de Acesso às Redes, compra energia elétrica para consumo próprio;
- b) Cliente não vinculado – entidade que obteve autorização de adesão ao SENV concedida pelo IRSE;
- c) Cliente vinculado - entidade que adquire toda a sua energia ao SEP;
- d) Comprador único – entidade responsável pela compra de energia aos produtores vinculados e venda de energia aos distribuidores vinculados e cuja responsabilidade é atribuída à concessionária da Rede Nacional de Transporte;
- e) Contrato bilateral físico – contratos livremente estabelecidos entre duas partes, pelo qual uma parte se compromete a entregar à rede e a outra a receber a energia elétrica contratada, aos preços e condições fixados no mesmo contrato;
- f) Contrato de Aquisição de Energia (CAE) – contrato celebrado entre um produtor vinculado e a entidade concessionária da RNT relativo às condições de aquisição de energia ativa e serviços de sistema e às condições particulares de exploração dos grupos e da central de produção de energia elétrica;
- g) Contrato de Garantia de Abastecimento no SEP – contrato celebrado entre a entidade concessionária da RNT e um agente de oferta, fornecedor de energia elétrica através de contratos bilaterais físicos, ligado fisicamente às redes do SEP, mediante o qual a primeira se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia elétrica, sob determinadas condições;
- h) Fornecedor – entidade com capacidade para efetuar fornecimentos de energia elétrica, podendo corresponder a uma das seguintes entidades: produtor vinculado, produtor não vinculado, cogeração, RNT ou distribuidor;
- i) Fornecimento de energia elétrica – venda de energia elétrica;
- j) Produtor não vinculado - entidade titular de uma concessão ou licença não vinculada de produção de energia elétrica;

k) Produtor vinculado - entidade titular de uma concessão ou licença vinculada de produção de energia elétrica;

l) Relação comercial – qualquer relação estabelecida entre agentes do SEP e fora do SEP mediante contratos submetidos ao IRSE.

Considera-se como agentes do SEP os Produtores vinculados; Entidade concessionária da RNT; Distribuidores de energia elétrica de AT, MT e BT e Clientes vinculados (Artigo 4º).

Neste regulamento são ainda encontradas as funções e obrigações dos distribuidores de energia elétrica (Artigo 10º), relações comerciais fora do SEP (Artigo 14º) e funções do IRSE relativamente aos contratos celebrados (Artigo 15º).

Estão ainda presentes no regulamento as normas aplicáveis à medição e leitura da energia (Artigo 16º), o fornecimento e instalação de equipamentos de medição (Artigo 17º), pontos de medição de energia elétrica (Artigo 18º), leitura de equipamentos de medição (Artigo 19º), medição da energia reativa pelo uso da rede de transporte (Artigo 20º), correção de erros de medição e de leitura (Artigo 21º) e admissibilidade de petições, queixas ou reclamações (Artigo 26º).

4.2.3. REGULAMENTO DO TARIFÁRIO

Encontra-se consignado no Decreto Presidencial n.º 4/11 de 6 de janeiro e regula a estrutura do tarifário (Artigo 26º), emissão dos editais tarifários (Artigo 30º), tarifas promocionais (Artigo 44º), revisão tarifária extraordinária (Artigo 48º), publicidade (Artigo 49º) e apresentação de reclamações (60º).

4.2.4. COMPARAÇÃO DE ALGUNS REGULAMENTOS ENTRE PORTUGAL E ANGOLA

Atendendo às particularidades de Portugal e de Angola, em seguida, na Tabela 1 apresenta-se uma comparação relativamente a alguns regulamentos entre os dois países, com o intuito de proceder a uma comparação normativa entre os dois.

Tabela 1. Comparação de alguns regulamentos entre Portugal e Angola

Portugal (Regulamento n.º 455/2013 de 29 de novembro)	Angola (Decreto Presidencial n.º 310/10 de 31 de Dezembro)
Regulamento de Qualidade de Serviço	
Artigo 5.º Verificação da qualidade Os operadores das redes, os comercializadores de último recurso e os comercializadores devem instalar e manter operacionais e auditáveis sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do presente regulamento, nas matérias que lhes são aplicáveis.	Artigo 5º Fases de implementação São definidas três fases: Fase 1 - Compreende os 24 meses posteriores à entrada em vigor do presente regulamento. Não são aplicadas nem controladas as metas de qualidade, mas os distribuidores devem desenvolver ferramentas de gestão adequadas para garantir a operacionalidade do controlo de qualidade. Fase 2 - Compreende os 24 meses posteriores à finalização da fase 1. Nesta fase são aplicadas e controladas as metas de qualidade para o serviço técnico e comercial. Fase 3 - é de aplicação permanente, após finalizada a fase 2. Nesta fase são mantidos os indicadores e metas para a qualidade do serviço comercial. Para a qualidade do serviço técnico são utilizados indicadores e metas globais por áreas, definindo compensações baseadas nos desvios dos indicadores individuais dos clientes na área correspondente.
Artigo 10.º Responsabilidade dos operadores das redes Os operadores das redes são responsáveis pela qualidade de serviço técnica, perante os clientes ligados às redes independentemente do comercializador com quem o cliente contratou o fornecimento. Por isso devem manter vigilância sobre a evolução das perturbações nas respetivas redes.	Artigo 7º Responsabilidade dos operadores das redes Os operadores da rede de transporte e de distribuição são responsáveis perante os clientes, pela qualidade do serviço técnico e comercial. Perante um problema de qualidade provocado por um agente diferente do fornecedor do serviço, este deve pagar as compensações aos clientes e pode transferir uma parte ou a totalidade desse custo para a entidade que originou a falha, de acordo com as determinações do IRSE. No caso do problema de qualidade ser provocado por um outro cliente, o agente fornecedor deve pagar a correspondente compensação aos clientes afetados. Neste caso o distribuidor pode desligar, com pré-aviso, o cliente que originou o problema de qualidade só restabelecendo a ligação depois de o agente fornecedor confirmar que a situação foi regularizada. Por isso, na entrada da instalação elétrica de cada cliente existe um dispositivo de proteção e interrupção geral compatível com a potência contratada.
Artigo 14.º Fornecimento em regime contínuo Os operadores das redes devem proceder, sempre que possível, de forma a não interromper o fornecimento de energia elétrica, sendo que essa interrupção pode ser devido a razões de interesse público, de serviço, de segurança, casos fortuitos ou de força maior, facto imputável ao cliente e acordo com o cliente.	Artigo 21.º Metas de Continuidade de Serviço Com o objetivo de manter e melhorar a continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, são estabelecidas metas de continuidade de serviço para os indicadores globais e individuais no período de controlo. Estas metas podem ser modificadas pelo IRSE em cada revisão tarifária. Artigo 22.º Metas de continuidade para a fase II Nesta fase são aplicadas metas para o tempo máximo de interrupção de um cliente e para a frequência de interrupção com os seguintes valores: a meta para o tempo máximo de interrupção de um cliente é fixada em 24 horas; a meta para a frequência de interrupção de um cliente é fixada em 12, para interrupções não programadas de duração superior a três horas, e em 18, para interrupções programadas de duração superior a 10 horas.
Artigo 20.º Indicadores gerais Os operadores de redes devem proceder, todos os anos, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes de transporte que operam, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais: a) ENF, em MWh; b) TIE, em minutos; c) SAIFI RT; d) SAIDI RT, em minutos; e) SARI RT, em minutos; f) MAIFI RT.	Artigo 20.º Indicadores globais O operador da RNT procede, anualmente, à caracterização da continuidade de serviço da rede que opera, devendo para o efeito determinar os seguintes indicadores gerais: a) ENF em MWh b) TIE c) SAIFI d) SAIDI e) SARI

Regulamento das Relações Comerciais	
Portugal Regulamento n.º 561/2014 de 22 de dezembro	Angola Decreto Presidencial n.º 2/11 de 5 de janeiro
Artigo 5.º Princípios gerais de relacionamento comercial O relacionamento comercial entre as entidades que operam no SEN, entre estas entidades e os respetivos clientes, bem como com os demais sujeitos intervenientes, deve processar-se de modo a que sejam observados, quando aplicáveis, os seguintes princípios gerais: Garantia de oferta de energia elétrica e outros serviços em termos adequados às necessidades e opções dos consumidores.	Artigo 12.º Princípios gerais de relacionamento comercial O relacionamento comercial entre as entidades que operam no SEP e entre estas e outros agentes deve decorrer de acordo com princípios gerais: Garantia de oferta de energia elétrica em termos adequados às necessidades dos clientes; Garantia das condições necessárias ao equilíbrio económico-financeiro das entidades que integram o SEP; Igualdade de tratamento e de oportunidades; Concorrência, sem prejuízo do cumprimento das obrigações de serviço público; Imparcialidade nas decisões; Liberdade de escolha do produtor ou fornecedor nos termos deste Regulamento; Transparência das regras aplicáveis às relações comerciais; Direito à informação e salvaguarda da confidencialidade da informação comercial considerada sensível; Racionalidade e eficiência dos meios a utilizar, desde a produção ao consumo.
Artigo 67.º Modo e prazo de pagamento O modo e os meios de pagamento das faturas são objeto de acordo entre as partes e o prazo é de 26 dias a contar da data de apresentação da fatura.	Artigo 38.º Aplicação do regime de tarifas e de preços A aplicação do regime de tarifas e de preços, entram em vigor com o Regulamento Tarifário.
Artigo 69.º Motivos de interrupção O fornecimento de energia elétrica pode ser interrompido pelos operadores das redes pelas seguintes razões: Casos fortuitos ou de força maior. Razões de interesse público, Razões de serviço. Razões de segurança. Facto imputável aos operadores de outras redes. Facto imputável ao cliente. Acordo com o cliente. Também os operadores das redes podem interromper a receção da energia elétrica produzida por produtores que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso do operador, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.	Artigo 20.º Casos de força maior, de interesse público ou de ocorrências imputáveis ao cliente As interrupções podem ser programadas e não programadas, exceto as compreendidas nos casos de força maior, de interesse público ou de ocorrências imputáveis ao cliente. São considerados de força maior os casos de interrupção do fornecimento de energia elétrica que tenham sido consequência de temperaturas superiores a 45°C ou inferiores a -10°C, de ventos de velocidade superior a 130km/h ou de inundações de carácter excepcional. O distribuidor deve notificar o IRSE até três dias úteis após a ocorrência ou a tomada de conhecimento do caso de força maior comunicando, a duração e a amplitude da interrupção de forma precisa. A omissão dessa notificação é considerada: como renúncia ao enquadramento da referida interrupção na figura de força maior.

Regulamento do Tarifário	
Portugal Regulamento 551/2014 de 15 de dezembro	Angola Decreto Presidencial n.º 4/11 de 6 de janeiro
Artigo 5.º Princípios gerais: a) Igualdade de tratamento e de oportunidades. b) Uniformidade tarifária, c) Inexistência de subsídios cruzados d) Criação de incentivos às empresas reguladas e) Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental. f) Proteção dos clientes face à evolução das tarifas, g) Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN h) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas. i) Estabilidade das tarifas considerando as expectativas dos consumidores.	Artigo 4.º Princípios gerais a) Sustentabilidade do setor. b) Eletrificação global do País. c) Promoção da eficiência económica. d) Tarifas máximas. e) Tarifas de custo mínimo. f) Equilíbrio económico-financeiro das empresas que operem de forma eficiente. g) Subsídios diretos e explícitos. h) Promoção da eficiência energética. i) Tarifa uniforme para todo o país. j) Transparência na determinação das tarifas.
Artigo 19.º Fixação das tarifas As tarifas são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e no Capítulo V e com os procedimentos definidos no Capítulo VI. O operador da rede de transporte, de distribuição, os comercializadores e concessionários podem propor à ERSE tarifas e respetivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos.	Artigo 27.º Critérios para a fixação da estrutura tarifária As tarifas refletem de forma simples, direta e explícita os custos económicos, em função dos critérios de eficiência relativos à produção, transporte e distribuição. As categorias tarifárias devem ser discriminadas por nível de tensão e incluir um encargo de potência, o qual reflete os custos fixos associados aos investimentos em ativos físicos. São ainda aplicadas categorias tarifárias horo-sazonais, refletindo as diferenças de custos de produção em função do nível de carga do sistema e da época do ano.

A comparação entre estes dois países deverá proceder-se com alguma parcimónia, pois Angola não é um mercado livre de energia. Portugal, iniciou o seu processo de liberalização energética desde 2006, reconhecendo, por esse motivo a promulgação de vários regulamentos que pretendem regulamentar essa liberalização energética.

Na verdade, liberalizar o mercado significa abrir à livre-concorrência o que antes era um monopólio. Em Angola, ainda se assiste a um monopólio energético. De facto, são várias as vantagens dessa liberalização, nomeadamente a possibilidade de os clientes poderem comparar as tarifas de eletricidade praticadas e decidir de forma mais vantajosa para si, sem compromisso de fidelização. Esta possibilidade de opção garante,

ao mesmo tempo, preços concorrenciais possibilitando ao cliente optar por soluções energéticas mais económicas.

Para além das múltiplas opções existentes, da ausência de fidelização e dos preços mais baixos, existe igualmente uma maior fluidez, ou seja, os descontos no mercado livre podem mudar com o tempo e há sempre a possibilidade de surgirem melhores opções.

Todavia, o mercado livre de energia tem igualmente desvantagens. Uma delas é essencialmente estrutural pois o preço é bem mais volátil do que a tarifa pelo custo. Assim, qualquer perturbação da oferta ou da procura resulta sempre na flutuação dos preços.

De acordo com Angola Energia 2025 [39], desde 2008 que se verifica uma taxa de crescimento médio anual de 15,5%, fortemente associado ao elevado esforço de eletrificação que tem vindo a ser realizado pelo Governo do país, à melhoria das condições de vida das populações, o que se traduz em maior consumo de eletricidade e um aumento da capacidade de produção disponível. Apesar disso, os cortes de energia são ainda muito frequentes, bem como o uso de geradores para autoconsumo, com maior incidência nos meses húmidos, devido ao uso do ar condicionado.

No referido documento ainda se lê que o consumo de energia elétrica em Angola é maioritariamente urbano e residencial, estimando-se que o segmento doméstico seja cerca de 45% de toda a produção, seguido dos serviços (32%) e da indústria (9%).

Neste capítulo foram apresentados aspetos associadas à normalização e regulamentação do sistema elétrico, tendo-se realizado um paralelismo entre alguns desses aspetos normativos presentes em contexto português e angolano.

Verificou-se que há regulamentos presentes nos dois países, sendo que a principal diferença identificada reside na aplicação prática de alguns deles, não observada em Angola.

5. ESTUDO DE CASO

5.1. BREVE DESCRIÇÃO DA PROVÍNCIA DO UÍGE

A Província do Uíge situa-se na parte norte da República de Angola, limitando-se a norte e a Leste com a República Democrática do Congo (ex. Zaire) e a sul com as Províncias do Zaire e Bengo. Sob o ponto de vista morfológico distinguem-se duas zonas: o planalto a leste e a mata cafeícola a ocidente.

A extensão do território compreende uma superfície de 64 022 km² estendendo-se entre os paralelos 5 500 e 8 200 de latitude Sul e os meridianos 14 500 e 17 100 de longitude Este de Greenwich. Com uma população de 1 426 354 habitantes.



Figura 44. Mapa de Angola

5.2. CIDADE DO UÍGE

Uíge é uma cidade e província situada no extremo norte de Angola. Tinha, como capital na época colonial, a cidade de Carmona. Esta designação foi criada em 1955 como homenagem ao ex-presidente da república portuguesa (Óscar Carmona), falecido em 18 de abril de 1951. A cidade manteve este nome até à independência de Angola em 1975. Nessa altura, o nome "Carmona" foi substituído por "Uíge", seu nome inicial. O território do Uíge, tem uma extensão de 58 698 km² e uma distância a cerca de 317 km até Luanda (capital angolana).



Figura 45. Mapa da província do Uíge

5.3. APRESENTAÇÃO DA EMPRESA ENDE-EP - CENTRO DE DISTRIBUIÇÃO DO UÍGE

A ENDE-EP sob a Tutela do Ministério de Energias e Aguas é vocacionada na comercialização e distribuição de energia elétrica aos consumidores.

A ENDE-EP é uma empresa pública fundada em 20 de novembro de 2014 sobre o decreto presidencial publicado sob o nº 305/14, e o início das suas atividades foi no dia 01 de abril de 2015 com a denominação de ENDE. É uma empresa de interesse estratégico, dotada de personalidade jurídica e de autonomia administrativa, financeira, patrimonial, e de gestão.

A ENDE-EP tem a sua sede em Luanda, podendo por deliberação do conselho de administração estabelecer filial sucursais, agências ou outras formas de representação em qualquer parte do território nacional ou no estrangeiro. A ENDE-EP Uíge está localizada na Província do Uíge, município do Uíge, com a sede no centro da cidade, na Rua Comandante Bula no prédio Rimaga.

5.3.1. SITUAÇÃO JURÍDICA

A ENDE-EP é uma empresa de interesse público, dotada de personalidade jurídica e de autonomia e de gestão administrativa, financeira e patrimonial e rege-se pelo Estatuto Orgânico aprovado através do Decreto n.º 29/98 de 4 setembro, pelas normas complementares e pela legislação aplicável às empresas públicas.

5.3.2. OBJETIVOS DA EMPRESA

A ENDE-EP tem como objetivos estratégicos os seguintes:

- ✓ Aumento da eficiência e eficácia comercial
- ✓ Melhorar a qualidade e a regularidade do fornecimento de eletricidade e expandir o acesso
- ✓ Otimizar a aplicação dos recursos, visando o equilíbrio económico e financeiro da empresa
- ✓ Aumentar o ritmo de crescimento de clientes

- ✓ Prosseguir o esforço de melhorar a faturação e cobranças
- ✓ Reduzir as perdas comerciais e técnicas na rede
- ✓ Considerar o pré-pagamento como solução futura
- ✓ Aumentar a taxa de eletrificação (maior numero de cidadão com energia elétrica).

5.3.3. ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

A estrutura da empresa pode ser observada na Figura 46.

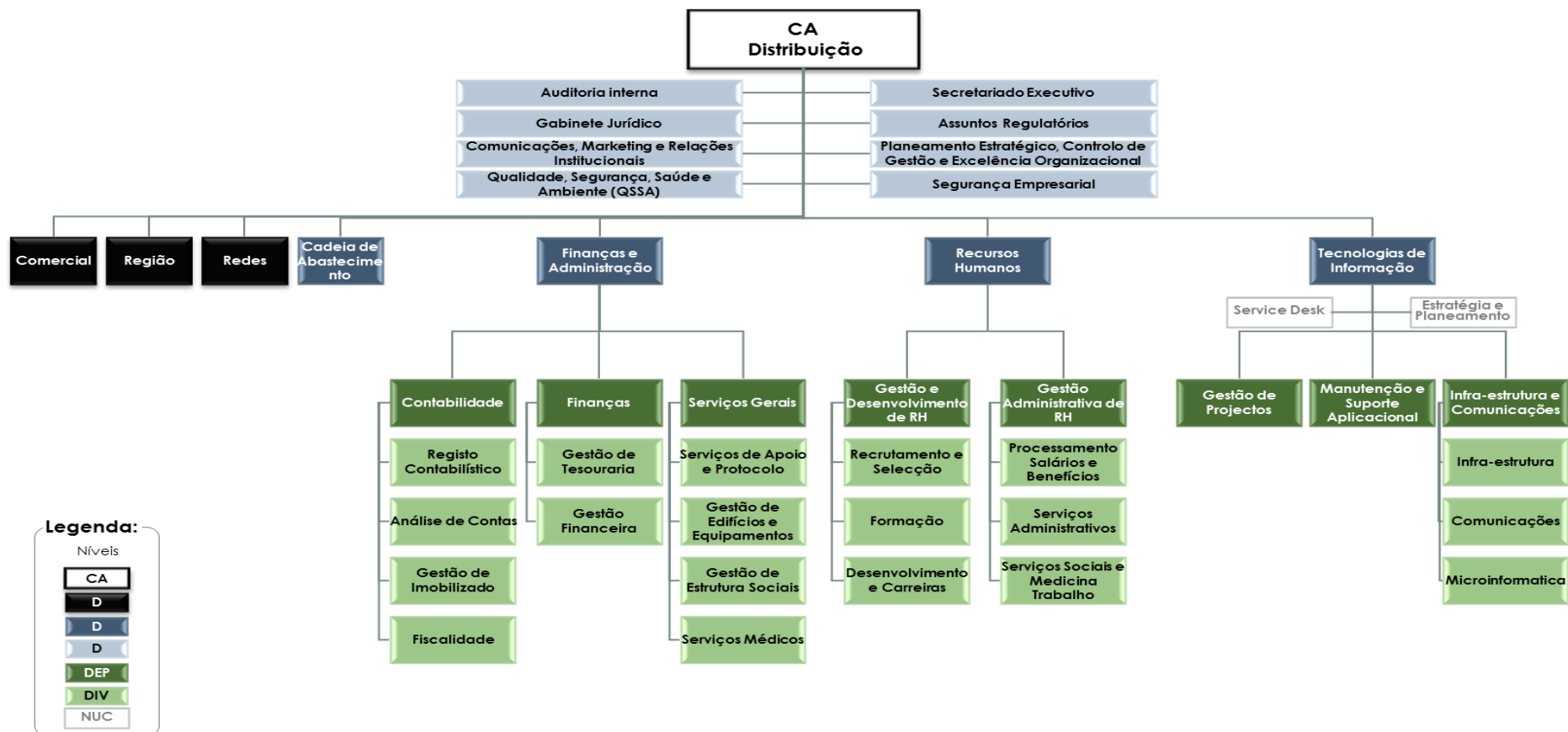


Figura 46. Organograma da empresa ENDE [32]

A ENDE-EP rege-se pelo seu estatuto orgânico, aprovado pelo Conselho de Ministros em junho de 1998, que define os órgãos que a compõem, bem como a descrição das suas atribuições.

Segundo o estatuto orgânico fazem parte da ENDE-EP:

- ✓ **Conselho de Administração:** é o órgão de gestão estratégica da Empresa pela qual responde perante o governo (acionista);
- ✓ **Direção Geral:** é o órgão de gestão operacional da empresa, devendo assegurar a realização dos objetivos, planos e programas aprovados pelo Conselho de Administração;
- ✓ **Conselho Fiscal:** é o órgão de fiscalização da empresa.

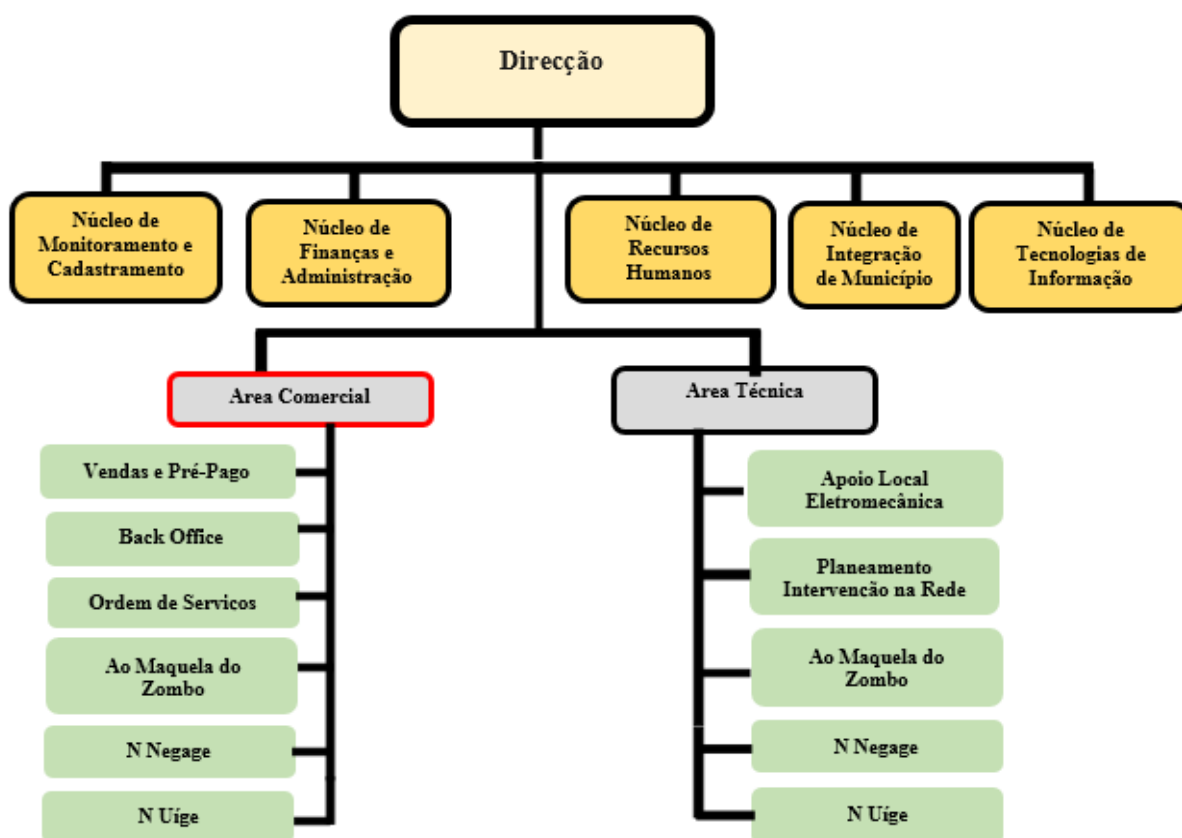


Figura 47. Organigrama do Centro de Distribuição do Uíge (CDU) [32]

5.4.2. DESCRIÇÃO DAS LINHAS (RAMAIS) DE DISTRIBUIÇÃO

A distribuição da energia MT/BT na cidade do Uíge tem oito (8) ramais (ver Anexo 4) e cada com tensão de 15 kV com 151 PTs e com as seguintes designações:

- LD zona industrial (DJ 52CB-4)
- LD mercado municipal (DJ 52CB-5)
- LD papelão (DJ 52CB-6)
- LD jardim Malanje (DJ 52CB-7)
- LD popular (DJ 52CB-12)
- LD pedreira (DJ 52CB-13)
- LD candomblé (DJ 52CB-16)
- LD anexo (DJ 52CB-15)

5.4.3. REPARTIÇÕES DOS PTs E NÚMERO DE PTs EM TODOS OS RAMAIS

A repartição dos PTs em cada ramal encontra-se descrita na Tabela 2, sendo que o Anexo 1 apresenta tabelas das repartições das linhas de distribuição mais pormenorizadas.

Tabela 2. Repartições dos PTs e número de PTs em todos os ramais

Ramais	1000 (kVA)	630 (kVA)	400 (kVA)	250 (kVA)	160 (kVA)	150 (kVA)	112 (kVA)	100 (kVA)	
DJ 52CB-4	1	8	2	15	3	-	-	1	30
DJ 52CB-5	-	4	1	1	-	-	-	-	6
DJ 52CB-6	-	3	-	24	-	-	-	1	28
DJ 52CB-7	1	17	-	23	1	-	-	2	44
DJ 52CB-12	-	3	-	7	-	2	-	-	12
DJ 52CB-13	-	4	-	11	-	5	-	-	20
DJ 52CB-15	-	1	-	-	-	-	-	-	1
DJ 52CB-16	-	1	-	8	-	-	1	-	10
TOTAL	2	41	3	89	4	7	1	4	151

A Figura 49 apresenta o número de PTs em cada ramal.

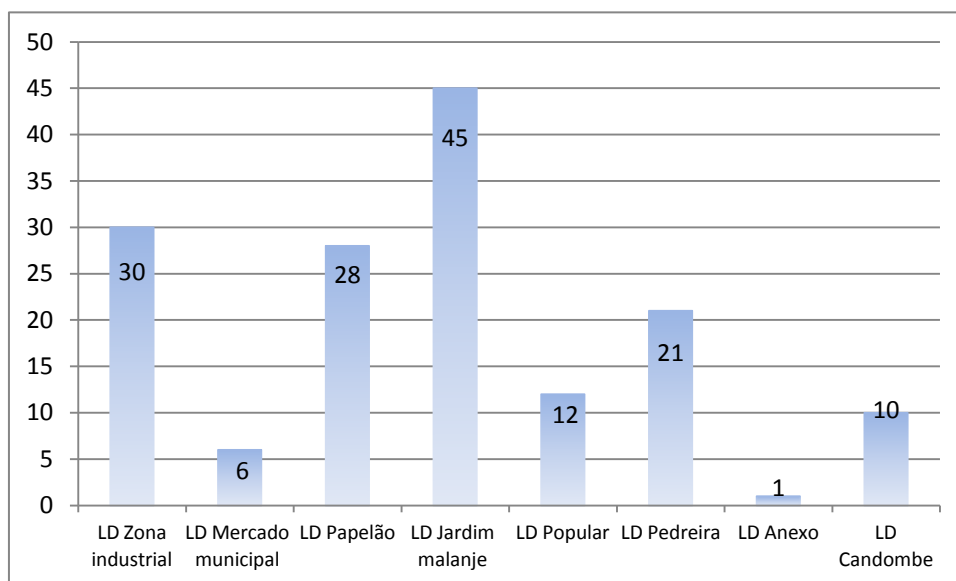


Figura 49. Número de PTs em cada ramal

A Figura 50 apresenta o número de PTs segundo a potência em kVA.

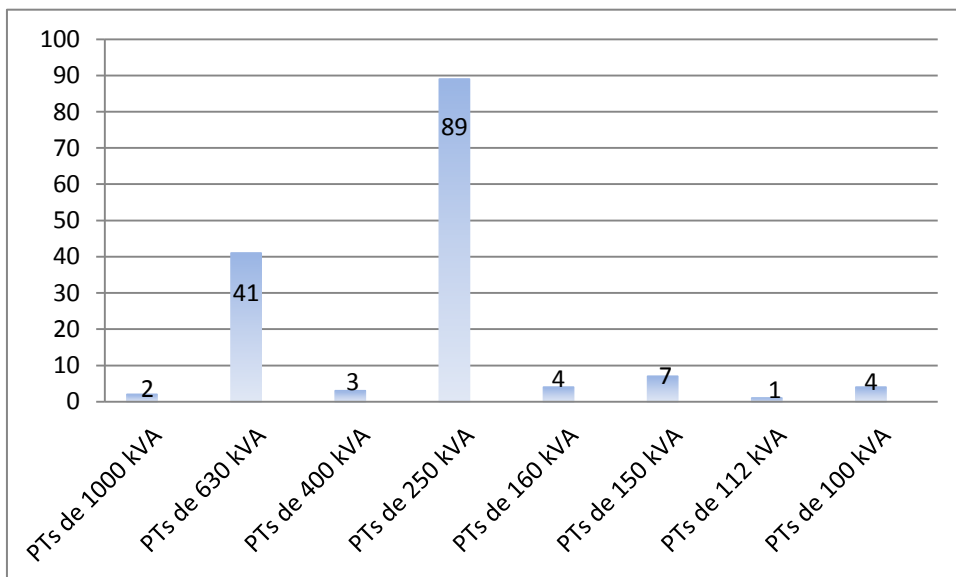


Figura 50. Número de PTs segundo a potência em kVA

A Tabela 3 e a Figura 51 mostram as repartições das cargas nos ramais em função do número de PTs.

Tabela 3. Repartições das cargas nos ramais em função de número dos PTs

Linhas	V (kV)	S (kVA)	P (kW)
DJ 52CB-4	15	11170	8936
DJ 52CB-5	15	3170	2536
DJ 52CB-6	15	7990	6392
DJ 52CB-7	15	17820	14256
DJ 52CB-12	15	3940	3152
DJ 52CB-13	15	6920	5536
DJ 52CB-15	15	630	504
DJ 52CB-16	15	2742	2194
TOTAL		54382	43506

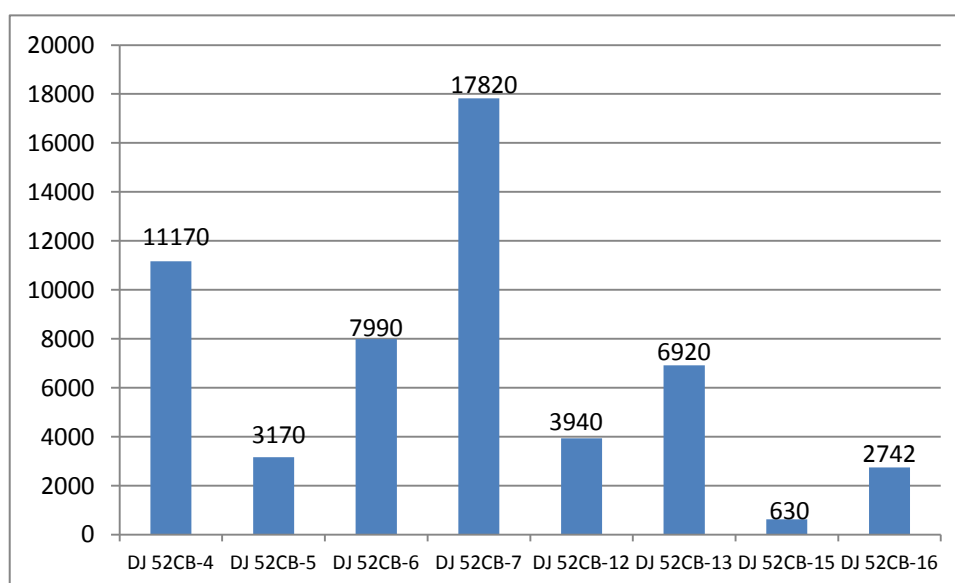


Figura 51. Repartições das cargas em cada linha em função de número dos PTs

5.4.4. CONSUMIDORES DA ENDE-EP DA CIDADE DO UÍGE

A Tabela 4 descreve o número de consumidores em função das tensões e segundo o método de pagamento da energia.

Tabela 4. Tipo de pagamento dos consumidores

CONSUMIDORES					
Consumidores post-pago			Consumidores pré-pago		
Consumidores baixa tensão (CBT-PO)	Consumidores baixa tensão (CBTE-PO)	Consumidores média tensão (CMT-PO)	Consumidores baixa tensão (CBT-PR)	Consumidores baixa tensão (CBTE-PR)	
27345	988	33	2998	746	
Total					32110

Nota. CBT-PO-Consumidores BT com sistema de post-pago; CBTE-PO: Consumidores BT especial com sistema de post-pago; CMT-PO: Consumidores MT com sistema de post-pago; CBT-PR: Consumidores BT com sistema de pré-pago e CBTE-PR: Consumidores BT especial com sistema de pré-pago.

A Figura 52 espelha o tipo de consumidores.

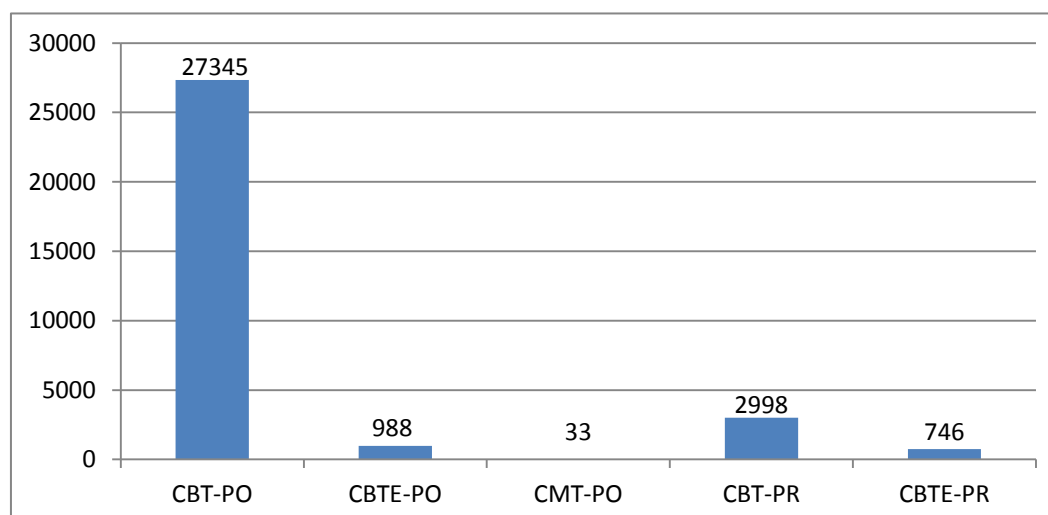


Figura 52. Tipo dos consumidores

5.4.5. NÚMERO DE LIGAÇÃO DOS CONSUMIDORES POR PT

O número de consumidores relativamente à potência do poste de transformação encontra-se espelhado na Tabela 5 e na Figura 53.

Tabela 5. Número de ligação dos consumidores por PT

PTs	1000 (kVA)	630 (kVA)	400 (kVA)	250 (kVA)	160 (kVA)	150 (kVA)	112 (kVA)	100 (kVA)
Nº Consumidores	310	190	120	75	50	45	30	25

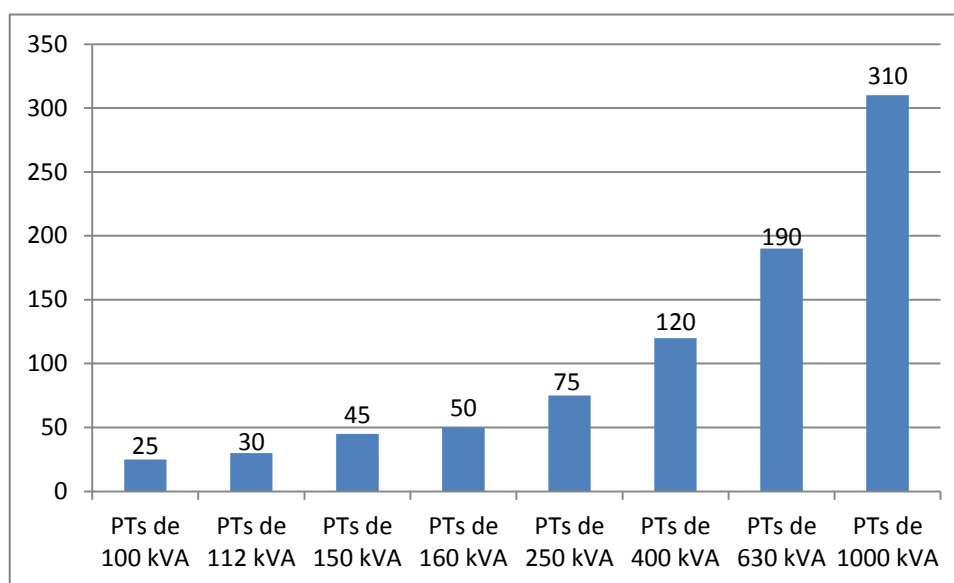


Figura 53. Número das ligações por PT

5.4.6. PARÂMETROS DOS RAMAIS

A. TIPO DE CONDUTORES UTILIZADOS

Em MT são os cabos elétricos aéreos e subterrâneos respetivamente:

- XLPE 1*50mm² e 1*70 mm²
- LXHIOV 95 mm² e 120 mm²

Em BT são os cabos elétricos aéreos e subterrâneos os seguintes:

- LXS: 2*16 mm², 4*16 mm², 4*25 mm², 4*35 mm², 4*50 mm², 4*70 mm², 4*95 mm²
- LVAV: 4*16 mm², 4*25 mm², 4*35 mm², 4*70 mm², 4*95 mm², 4*120 mm², 4*150 mm², 4*185 mm², 4*240 mm²

B. COMPRIMENTOS DAS LINHAS ENTRE DIFERENTES PTs

- Com cabos XLPE 50mm² e 70 mm² são os seguintes: 10 m; 30 m; 70 m; 80 m; 100 m; 300 m; 400 m; 500 m; 700 m; 900 m; 1 km; 1,1 km; 1,2 km; 1,5 km; 1,7 km; 2 km; 2,2 km; 2,5 km; 3 km; 3,5 km, 4 km, 5 km.
- Com cabos LXHIOV Tripolar 95 mm² e 120 mm² são os seguintes: 10 m; 80 m; 100 m; 400 m; 500 m; 700 m; 1 km; 2 km; 2,2 km; 2,5 km.

C. CARGAS

Para representação das cargas do SE, adotou-se a representação dos transformadores da rede de distribuição em três casos com suas potências nominais (Tabela 6).

Tabela 6. Potências aparentes e reativas de diferentes cargas consideradas em função dos PTs existentes

PTs	20% de carga		60% de carga		100% de carga	
	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)	P(MW)	Q(Mvar)
100	0,016	0,012	0,048	0,36	0,08	0,06
112	0,017	0,013	0,053	0,04	0,089	0,067
150	0,024	0,018	0,072	0,054	0,12	0,09
160	0,024	0,019	0,076	0,057	0,12	0,096
250	0,04	0,03	0,12	0,09	0,2	0,15
400	0,064	0,048	0,19	0,14	0,32	0,24
630	0,1	0,074	0,3	0,226	0,54	0,37
1000	0,16	0,12	0,48	0,36	0,8	0,6

As resistências e reatâncias são indicadas nos catálogos dos fabricantes de cabos e encontram-se no Anexo 2, tendo sido calculadas com as seguintes fórmulas:

$$R = x_r \cdot L$$

$$X = x_x \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot L$$

Onde:

R: resistência do cabo;

X: reatância do cabo;

x_r : valor da resistência indicado no catálogo

x_x : valor da reatância indicado no catálogo

L: comprimento

5.4.7. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para realizar as análises da rede de distribuição da energia elétrica na cidade do Uíge utilizou-se o aplicativo *Power World Simulator* e o Microsoft Excel.

O *Power World Simulator* é um pacote interativo de simulação de sistemas de potência, desenhado para simular a operação de sistemas elétricos. O programa contém um pacote de análise altamente eficiente capaz de solucionar sistemas com até 100 000 barramentos.

Para os sistemas elétricos de potência, constituídos pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, podem ser realizados vários estudos, sendo os mais importantes os fluxos de cargas, os despachos económicos, as perdas, entre outros.

No presente estudo a análise recai sobre as tensões, o fluxo de potência e as perdas da rede.

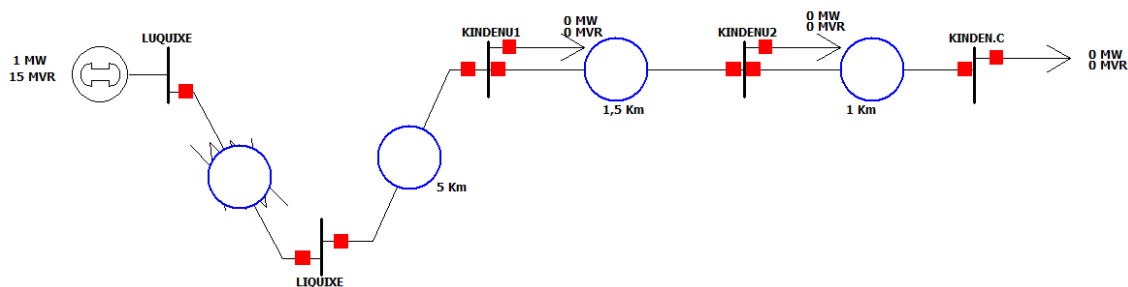


Figura 54. Rede de distribuição realizada com *Power World/Luixixi*

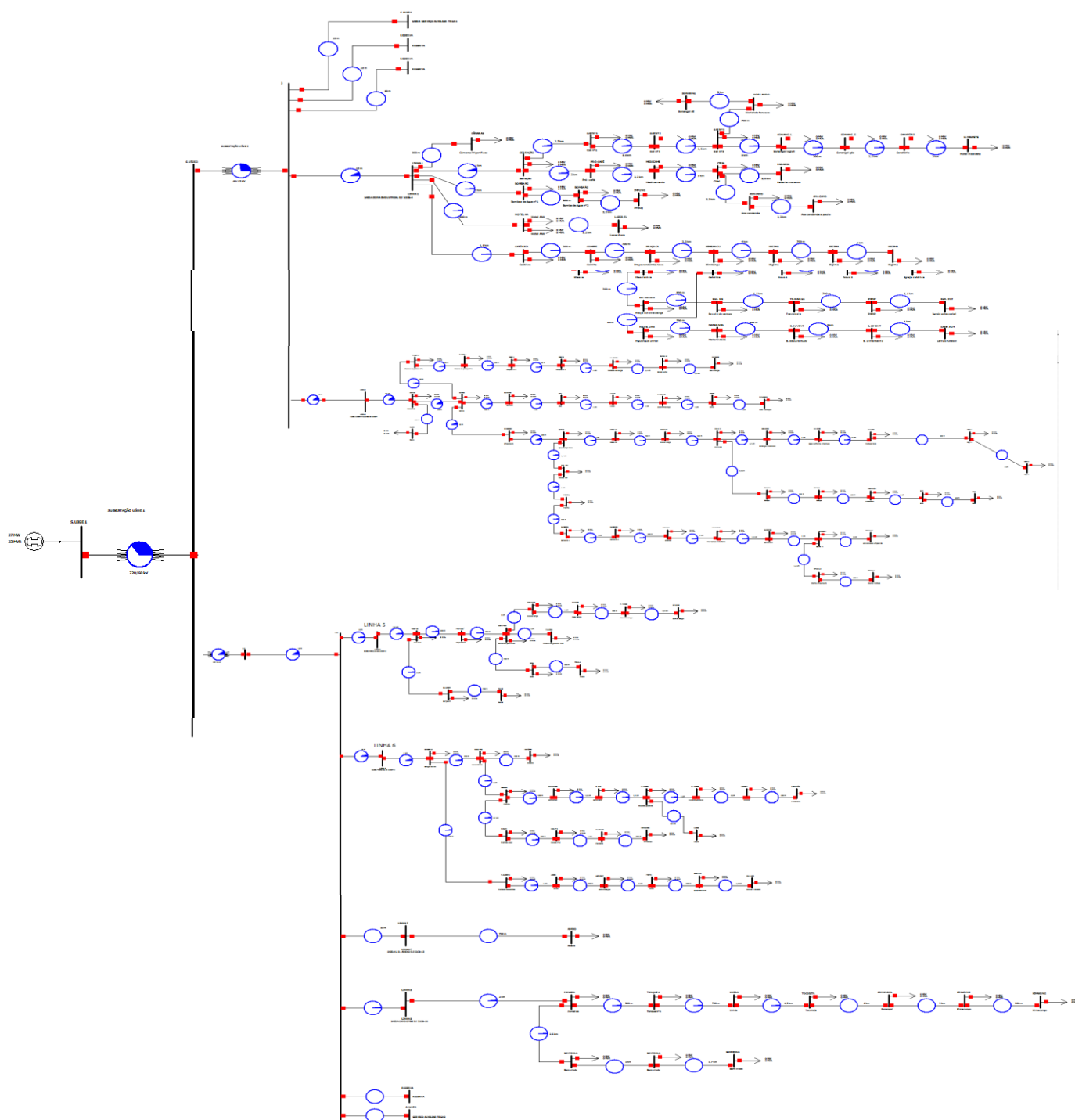


Figura 55. Rede de distribuição realizada com *Power World/Capanda* (o esquema com mais visibilidade encontra-se no power world do presente trabalho)

5.4.7.1. CASO 1: FONTE DE CAPANDA (220 kV)

No caso 1 de Capanda existem oito (8) ramais cada um com uma tensão de 15 kV; os ramais utilizam os cabos aéreos e subterrâneos (1000, 630, 400, 250, 160, 112 e 100 kVA).

A. TENSÕES

Relativamente às análises realizadas, a Figura 56 apresenta os diferentes valores de tensão nos vários pontos do **Ramal 1**, para uma carga de 60%, indicando diferenças barramentos com tensão superior a 15 kV ($U > 15 V$) e barramentos com tensão menor que 12 kV ($U < 15 V$).

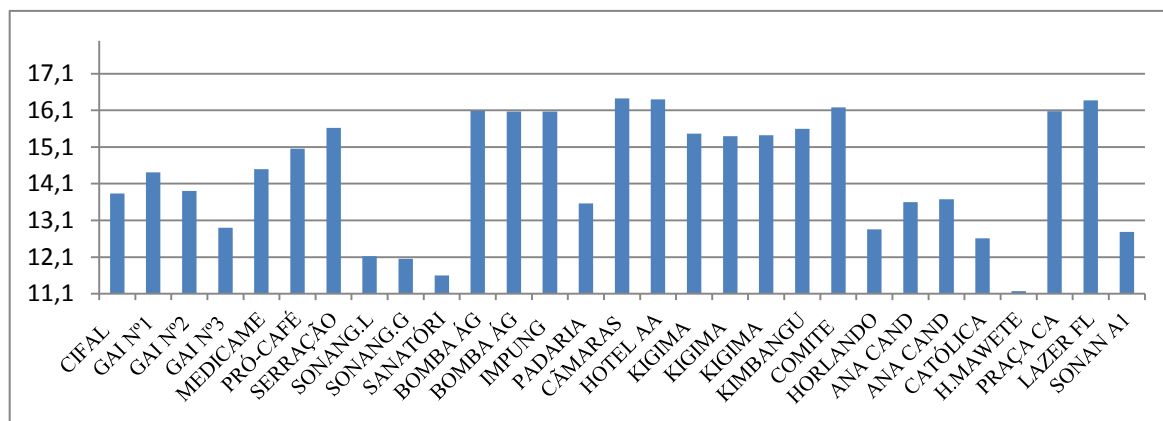


Figura 56. Tensões de diferentes pontos do ramal 1 com carga de 60% (kV)

A Figura 57 apresenta as diferentes tensões nos barramentos do **Ramal 2**, observando-se que a maioria possui tensão maior que 15 kV ($U > 15 V$), um barramento com tensão igual a 15 kV ($U = 15 V$) e dois barramentos com tensões menor que 15 kV ($U < 15 V$).

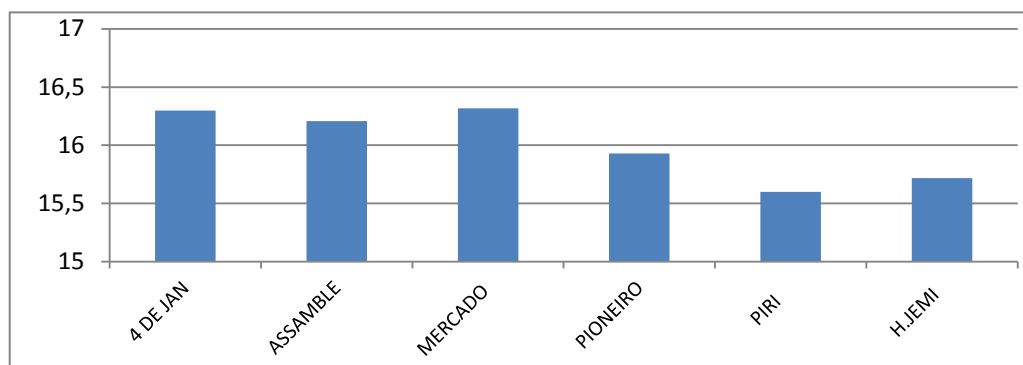


Figura 57. Tensões de diferentes pontos do ramal 2 com carga de 60% (kV)

Relativamente ao **Ramal 3**, a Figura 58 mostra diferenças nas tensões dos barramentos, sendo que todos possuem tensões menores de 15 kV ($U < 15 \text{ kV}$) e somente um apresenta tensão maior de 15 kV ($U > 15 \text{ kV}$).

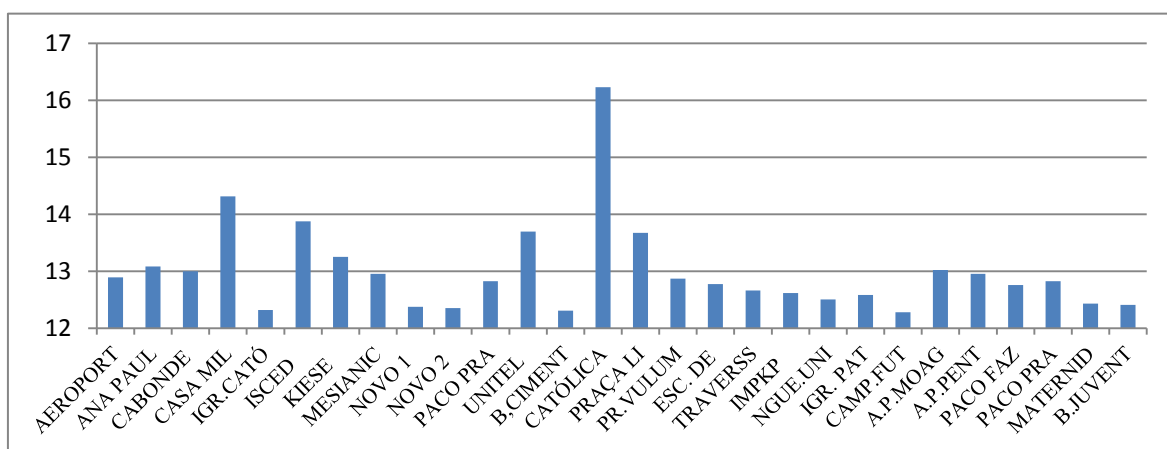


Figura 58. Tensões de diferentes pontos do ramal 3 com carga de 60% (kV)

No **Ramal 4** foram encontrados desequilíbrios nas tensões, havendo um barramento com tensões de 12 kV ($U < 15 \text{ V}$).

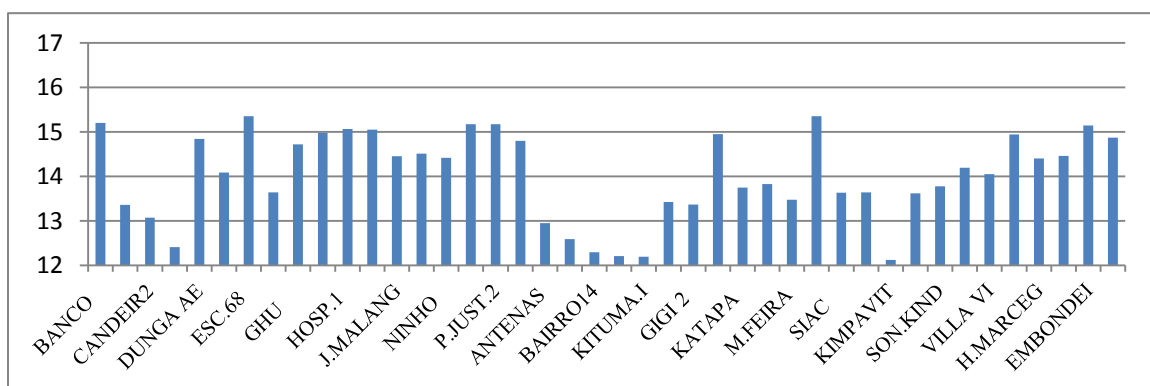


Figura 59. Tensões de diferentes pontos do ramal 4 com carga de 60% (kV)

O **Ramal 5** (Figura 60) apresenta diferenças de tensão entre barramentos, mas todos possuem tensões maiores de 15 kV ($U > 15 \text{ V}$).

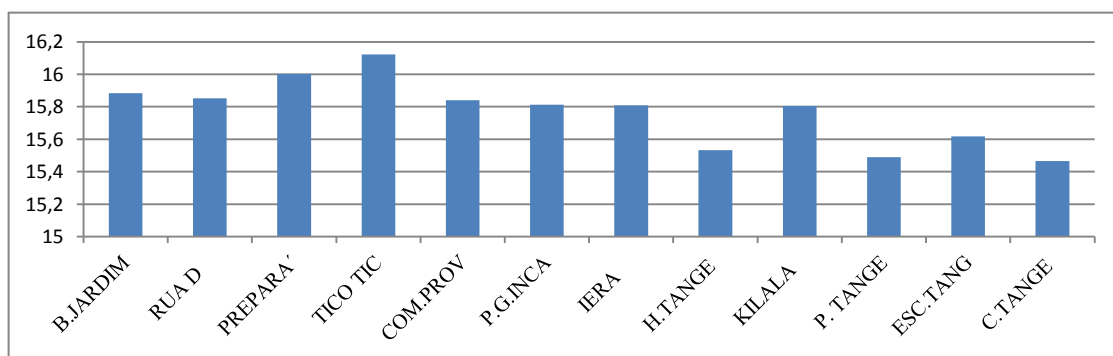


Figura 60. Tensões de diferentes pontos de ramal 5 com carga de 60% (kV)

A Figura 61 indica diferenças nas tensões dos barramentos do **Ramal 6**, sendo que todos possuem tensões superiores ou iguais a 15 kV ($U \geq 15 V$) e somente um tem uma tensão menor de 15 kV ($U < 15 V$).

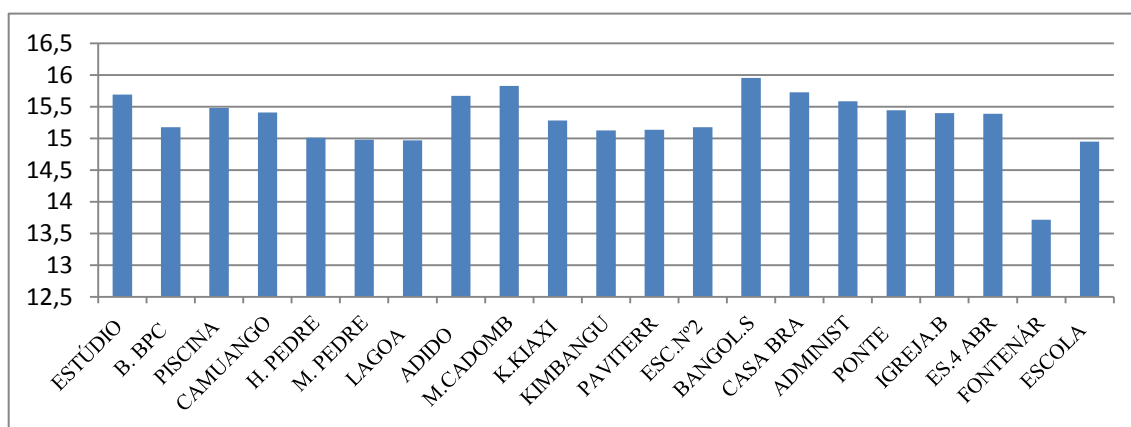


Figura 61. Tensões de diferentes pontos de ramal 6 com carga de 60% (kV)

No **Ramal 7** (Figura 62) também há diferenças que mostram que todos os barramentos apresentam tensões maiores ou iguais a 15 kV ($U \geq 15 V$).

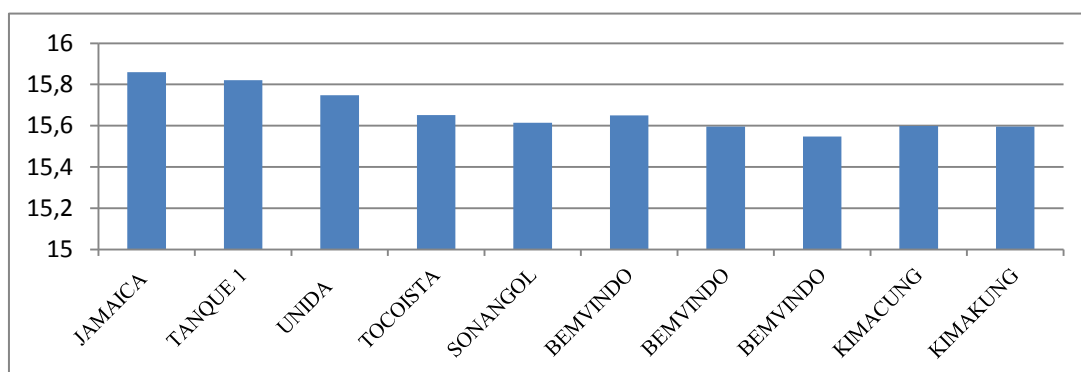


Figura 62. Tensões de diferentes pontos do ramal 7 com carga de 60% (kV)

Quanto ao **Ramal 8** (Figura 63) verifica-se que o barramento tem uma tensão maior que 15 kV ($U > 15 kV$).

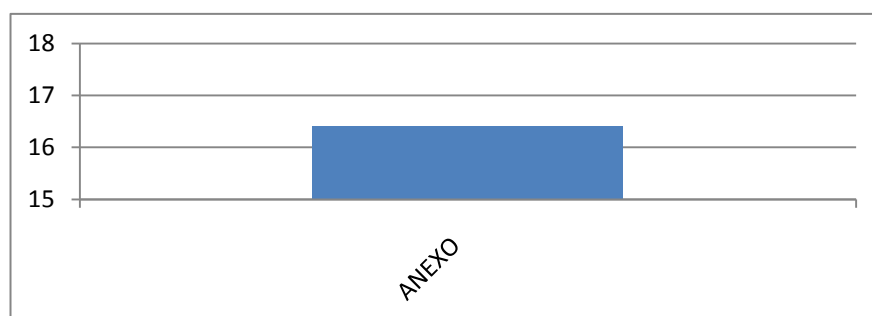


Figura 63. Tensões de diferentes pontos do ramal 8 com carga de 60% (kV)

Na Figura 64 encontramos a comparação das tensões em todos os ramais com $\alpha = 0,2$; $\alpha = 0,6$ e $\alpha = 1$, verificando-se uma maior instabilidade com tensão a 100% e uma maior estabilidade com tensão a 20%.

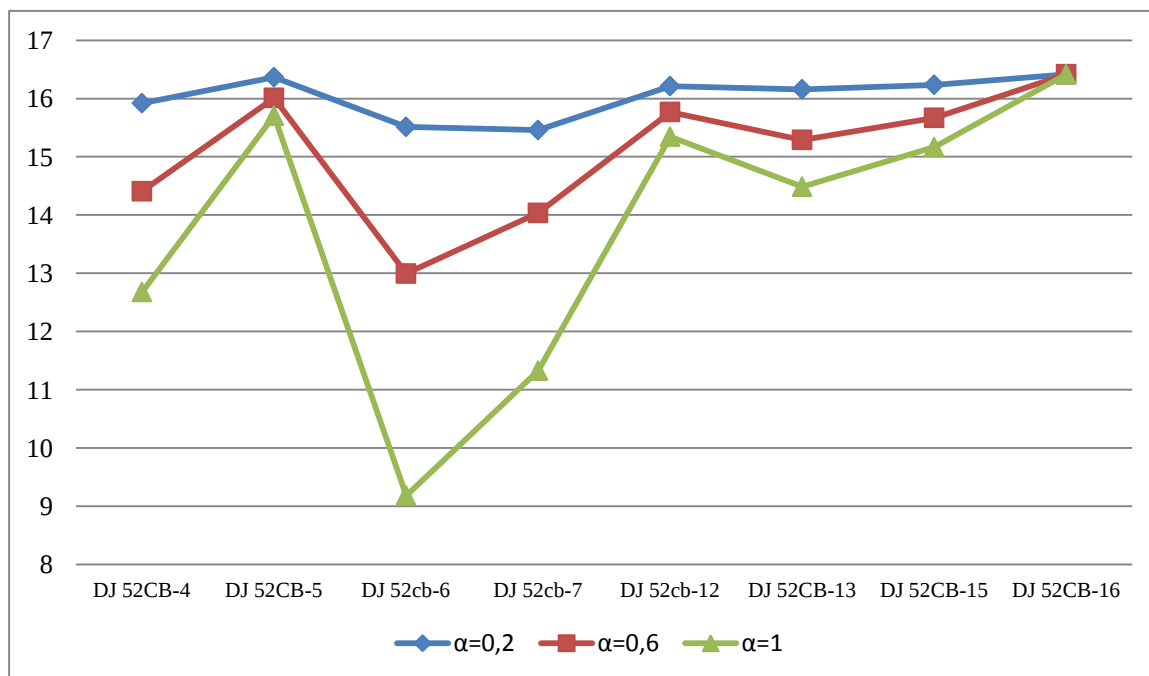


Figura 64. Comparação das tensões em todos os ramais com 20%, 60% e 100%

No que toca às tensões dos ramais quando é considerada a carga de 20%, a Figura 65 mostra os valores obtidos.

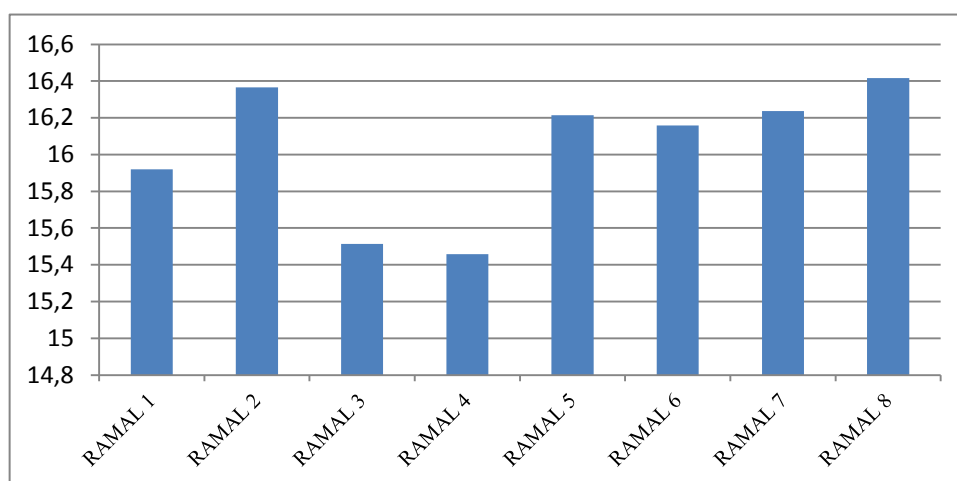


Figura 65. Média de tensões para todos ramais com carga de 20% (kV)

A Figura 66 mostra a média das tensões para todos os ramais, quando é considerada a carga de 60%.

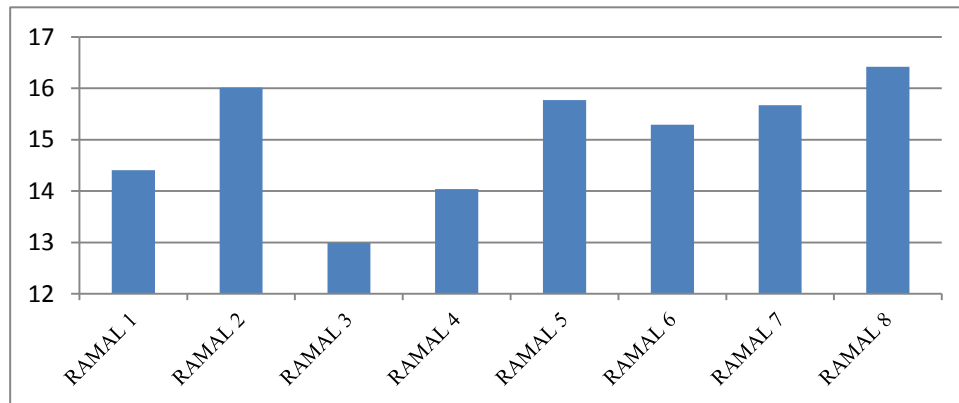


Figura 66. Média de tensões para todos ramais com carga de 60% (kV)

Na Figura 67 é possível observarem-se as tensões dos ramais a uma carga de 100%.

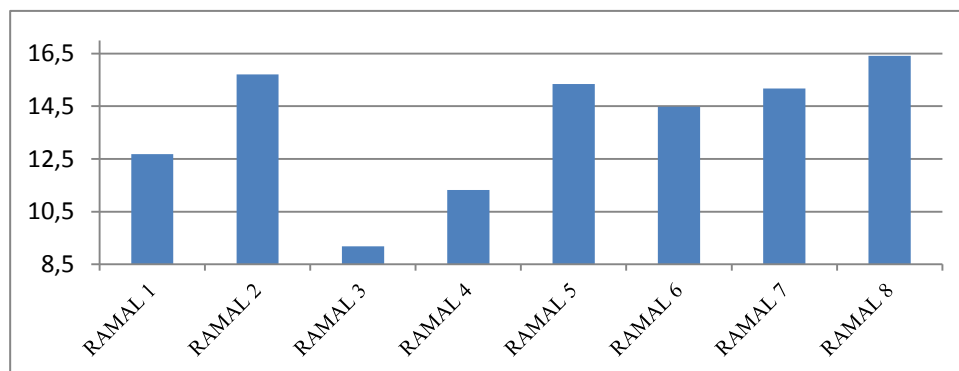


Figura 67. Média de tensões para todos ramais com carga de 100% (kV)

Por último, a Figura 68 apresenta a comparação entre as diferentes médias de tensões (20, 60 e 100%).

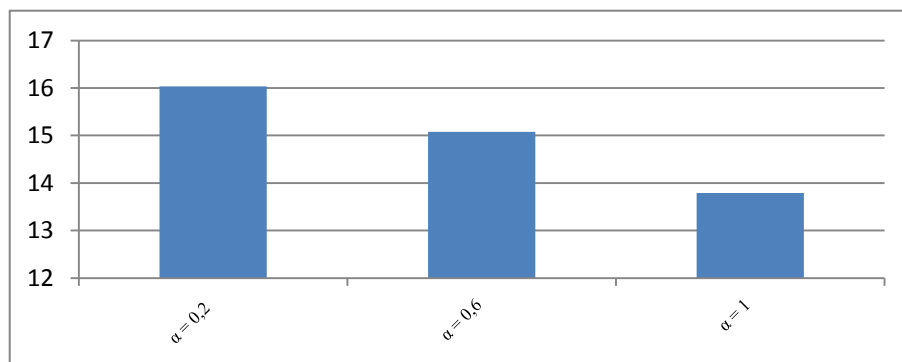


Figura 68. Comparação entre as diferentes médias de tensões (20, 60 e 100%)

A Figura 69 apresenta a localização das diferenças de tensão entre os ramais com carga de 20% na subestação de Capanda.

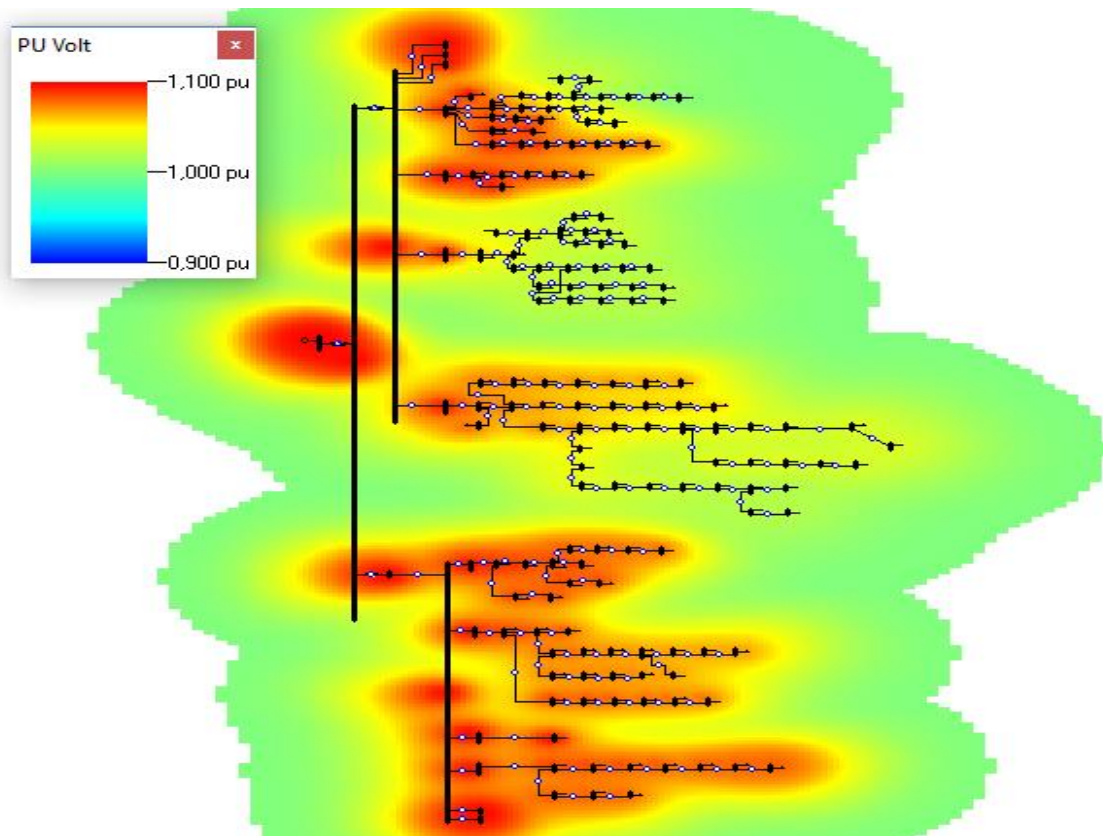


Figura 69. Localização de diferenças de tensão entre ramais com carga de 20%/Capanda

Legenda:

- ❖ Cor vermelha zonas com tensão: 15,4 – 16,4
- ❖ Cor amarela zonas com tensão: 15,3 – 15,4
exceto as zonas vermelhos das subestações

Na Figura 70 observa-se a localização das diferenças de tensão entre os ramais com carga de 60% na subestação de Capanda.

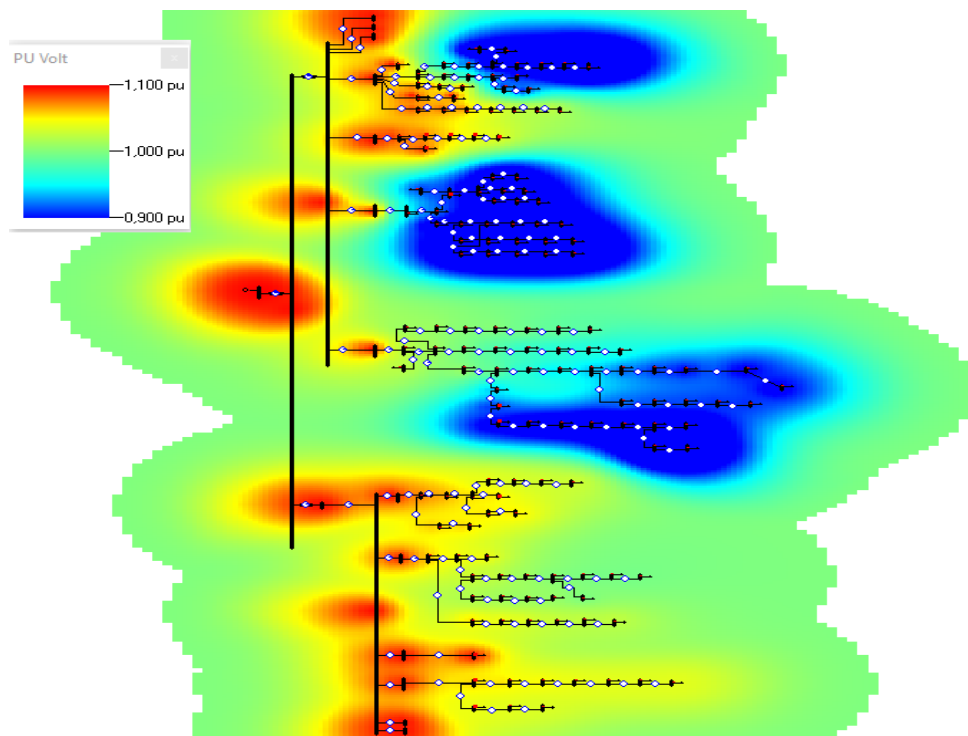


Figura 70. Localização de diferença de tensão entre ramais com carga de 60%/Capanda

Legenda:

- ❖ Cor vermelha zonas com tensão: 14,4 – 16,4
- ❖ Cor amarela zonas com tensão: 13,7 – 14,2
- ❖ Cor azul zonas com tensão: 11,1 – 13,6
exceto as zonas vermelhos das subestações

A Figura 71 mostra a localização das diferenças de tensão entre os ramais com carga de 100% na subestação de Capanda.

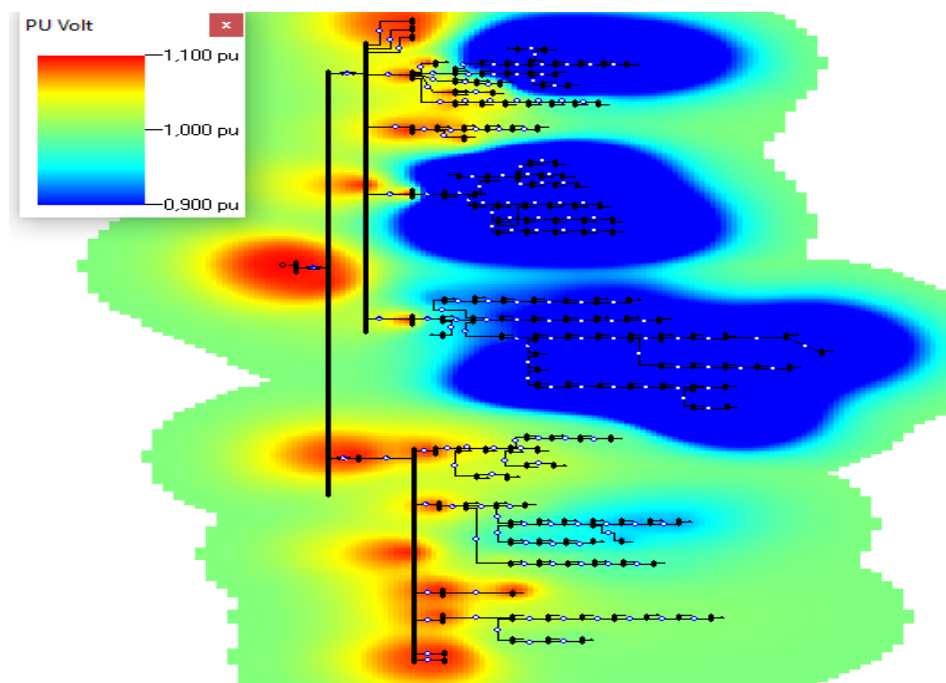


Figura 71. Localização de diferença de tensões entre ramais com carga de 100%/Capanda

Legenda:

- ❖ Cor vermelha zonas com tensão: 14,3 – 16,4
- ❖ Cor amarela zonas com tensão: 12,7 – 14,2
- ❖ Cor azul zonas com tensão: 6,4 – 12,6
exceto as zonas vermelhos das subestações

Obs: com 100% de carga o simulador *Power World* não funciona, indicando mensagem de erro.

B. FLUXOS DE POTÊNCIA

Para as simulações de fluxo de potência adotou-se um fator de potência de 80% ($\cos\phi = 0,8$) em todos os transformadores, tanto das subestações onde a tensão é rebaixada do sistema de transmissão (220 kV) para o sistema de sub transmissão (60 kV) ou para o sistema de distribuição (15 kV).

A Figura 72 apresenta o fluxo da potência com 20% de carga para a subestação de Capanda.

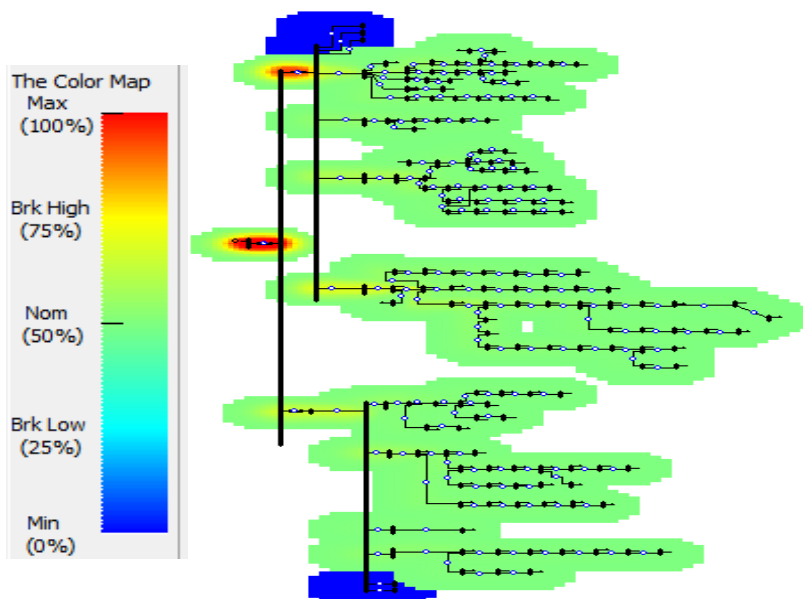


Figura 72. Fluxo da potência com 20% de carga/Capanda

A Figura 73 apresenta o fluxo da potência com 60% de carga, na subestação de Capanda.

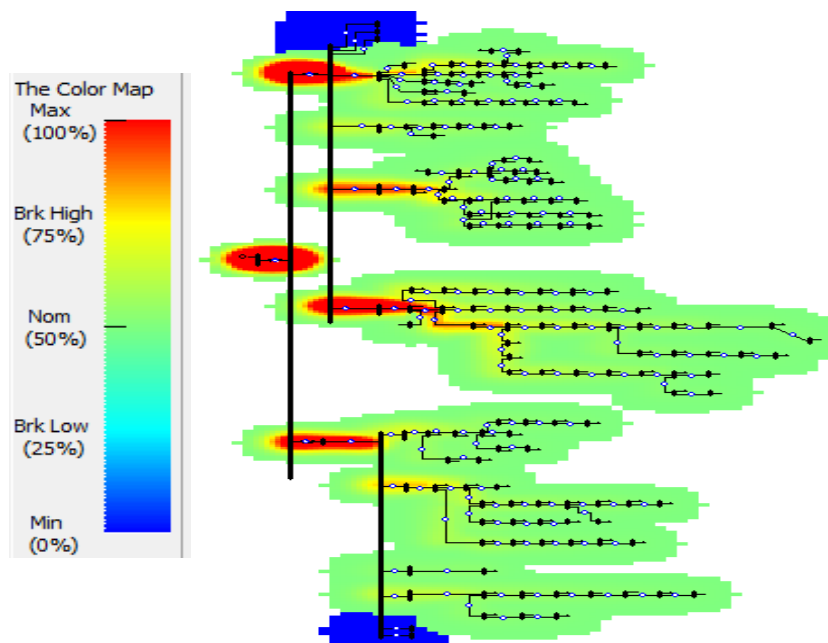


Figura 73. Fluxo de potência com 60% de carga/Capanda

C. PERDAS

Neste ponto vamos observar as perdas ativas e reativas para as três cargas consideradas. Assim, a Figura 74 apresenta as perdas com carga de 20% para a fonte de Capanda.

The screenshot shows a software window titled "Case Summary for Current Case". It is divided into two main sections: "Number of Devices in Case" and "Case Totals".

Number of Devices in Case	
Buses	167
Generators	1
Loads	150
Switched Shunts	0
Lines/Transformers	166
DC Lines	0
Control Areas	1
Zones	1
Islands	1
Interfaces	0

Case Totals		
	MW	Mvar
Load	8,5	6,1
Generation	8,6	6,6
Shunts	0,0	0,0
Losses	0,15	0,45

Below the tables, there are input fields for "Slack Bus Number(s)" with the value "1", and "Case pathname" with the path "C:\Users\MPANDA DIDIER\Desktop\POWER(0..". At the bottom, there are buttons for "OK", "Print", and "Help".

Figura 74. Perdas com carga de 20%/Capanda

Na Figura 75 observam-se as perdas com carga de 60% para a fonte de Capanda.

The screenshot shows the same "Case Summary for Current Case" window, but with data for a 60% load scenario.

Number of Devices in Case	
Buses	167
Generators	1
Loads	150
Switched Shunts	0
Lines/Transformers	166
DC Lines	0
Control Areas	1
Zones	1
Islands	1
Interfaces	0

Case Totals		
	MW	Mvar
Load	25,1	18,9
Generation	27,0	24,4
Shunts	0,0	0,0
Losses	1,88	5,58

The "Slack Bus Number(s)" field remains "1", and the "Case pathname" is the same. The "OK", "Print", and "Help" buttons are also present.

Figura 75. Perdas com carga de 60%/Capanda

Na Figura 76 verificam-se as perdas com carga de 100% para a fonte de Capanda.

Number of Devices in Case		Case Totals	
		MW	Mvar
Buses	167	Load	43,5
Generators	1	Generation	44,7
Loads	150	Shunts	0,0
Switched Shunts	0	Losses	6,37
Lines/Transformers	166		18,84
DC Lines	0	Slack Bus Number(s) 1	
Control Areas	1	Case pathname	
Zones	1	C:\Users\MPANDA DIDIER\Desktop\POWER(1)	
Islands	1		
Interfaces	0		

Buttons: OK, Print, Help

Figura 76. Perdas com carga de 100%/Capanda

A Tabela 7 e a Figura 77 procuraram comparar as perdas de potências ativas nas diferentes cargas consideradas.

Tabela 7. Comparação das perdas de potências ativas

Cargas (%)	Perdas de Potências Ativas (MW)
$\alpha = 0,2$	0,15
$\alpha = 0,6$	1,88
$\alpha = 1$	6,37

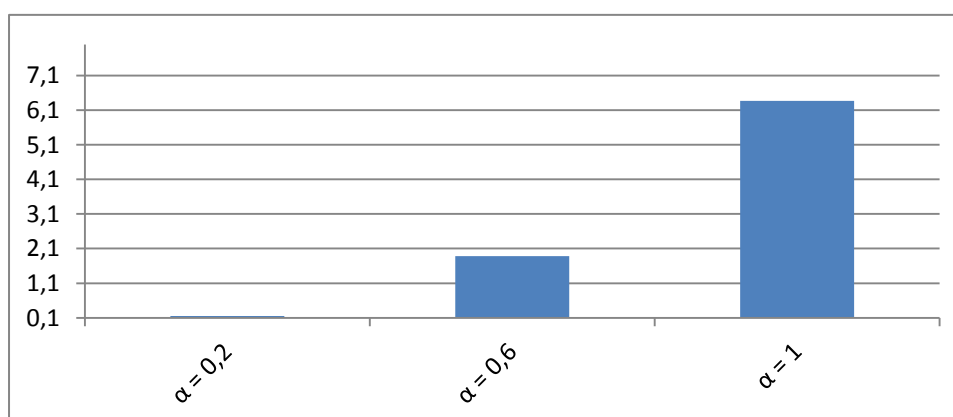


Figura 77. Comparação das perdas de potências ativas com carga de 20, 60 e 100% (MW)

Na Tabela 8 e Figura 78 observam-se as comparações das perdas de potências reativas nas diferentes cargas consideradas.

Tabela 8. Comparação das perdas de potências reativas

Cargas (%)	Perdas de Potências Reativas (Mvar)
$\alpha = 0,2$	0,45
$\alpha = 0,6$	5,58
$\alpha = 1$	18,84

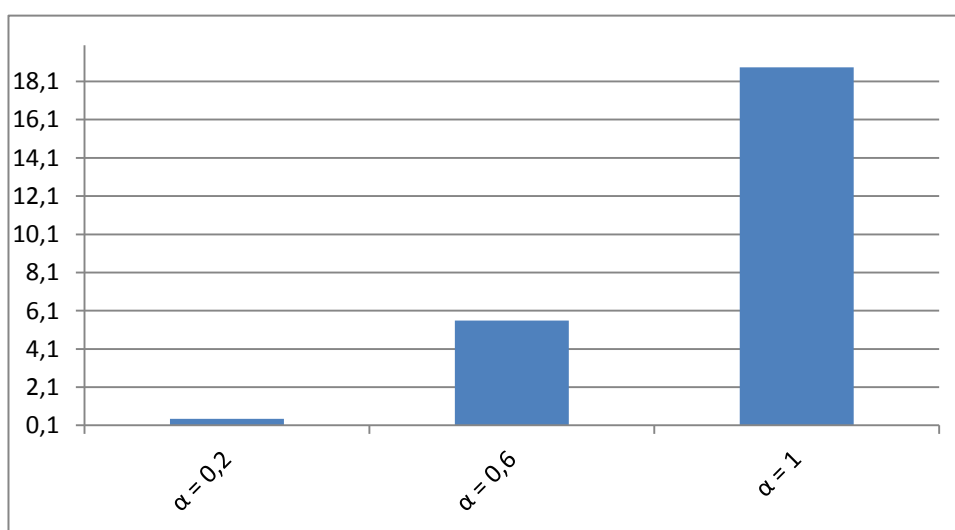


Figura 78. Perdas de potências reativas com carga de 20, 60 e 100% (Mvar)

5.4.7.2. CASO 2: FONTE DE LUQUIXE

Neste caso existe somente um ramal e todos os PTs são de 250 kVA. Todo o ramal utiliza somente cabos aéreos.

A. TENSÕES

Ao se analisarem as tensões do ramal de Luquixi, observa-se que os barramentos possuem tensões superiores a 15 kV ($U > 15 V$), conforme Figura 79.

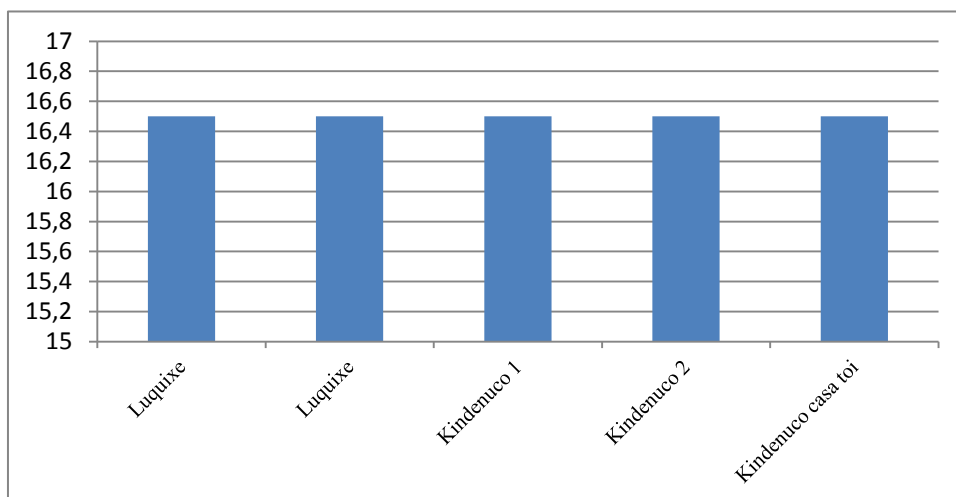


Figura 79. Ramal de Luquixe

Na Figura 80 encontram-se as localizações das diferenças de tensão entre as linhas com carga de 20%, 60% e 100% na mesma fonte.

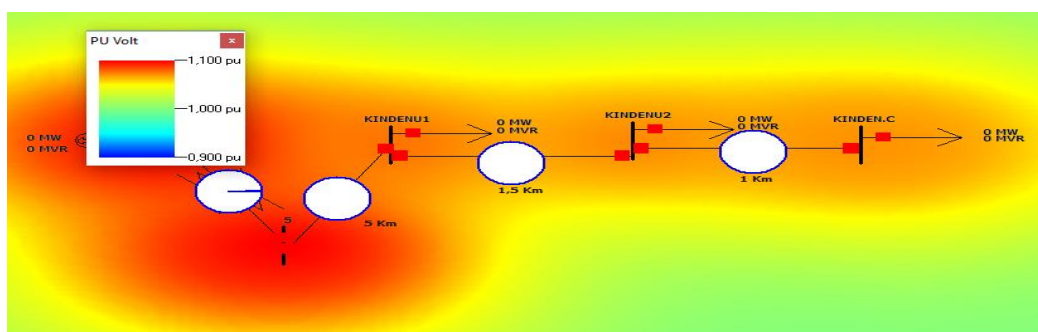


Figura 80. Localização da diferença de tensão entre linhas com carga de 20, 60, 100%/Luquixe

Legenda:

- ❖ Cor vermelha zonas com tensão alta: $U > 16,5$ kV
- ❖ Cor amarela zonas com tensão de 16,5.

B. FLUXOS DE POTÊNCIA

Para as simulações de fluxo de potência adotou-se um fator de potência de 80% ($\cos\phi = 0,8$) com transformador, para o sistema de distribuição (15 kV).

A Figura 81 apresenta os fluxos de potência com carga de 20% para a fonte de Luquixe.

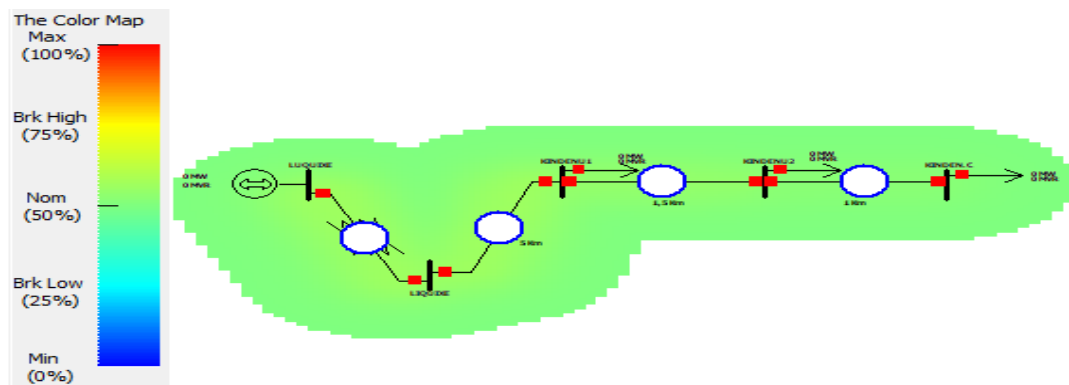


Figura 81. Fluxos de potência com carga de 20%/Luquixe

Na Figura 82 são observados os fluxos de potência com carga de 60% para a fonte de Luquixe.

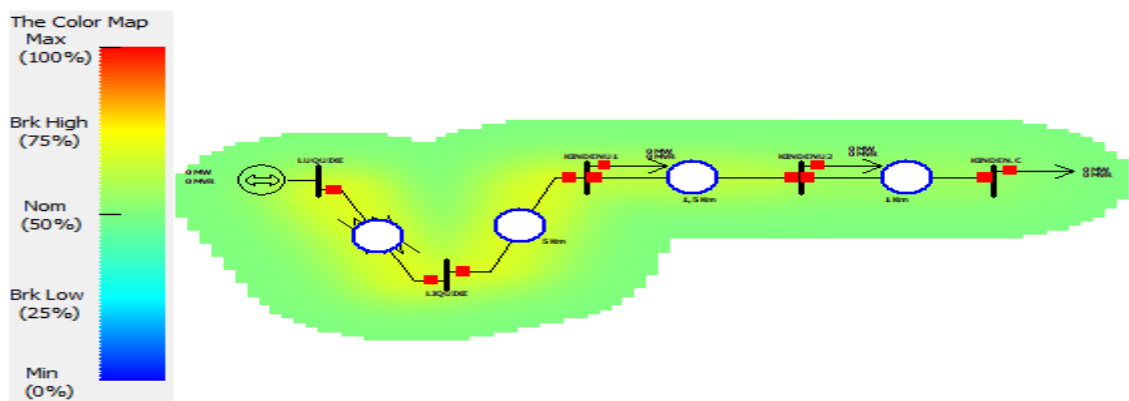


Figura 82. Fluxos de potência com carga de 60%/Luquixe

Na Figura 83 apresentam-se os fluxos de potência com carga de 100% para a fonte de Luquixe.

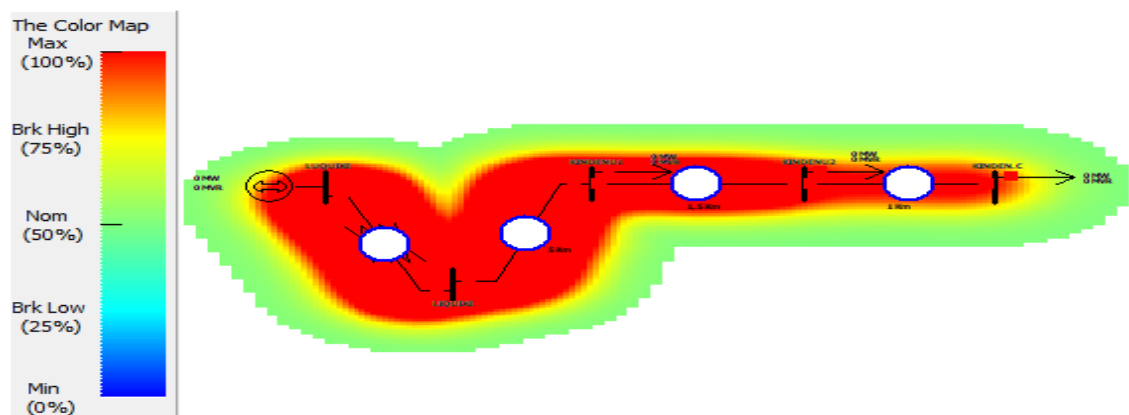


Figura 83. Fluxos de potência com carga de 100%/Luquixe

C. PERDAS

Para esta fonte também foram consideradas as cargas de 20, 60 e 100%. A Figura 84 mostra as perdas com carga de 20%.

The dialog box displays the following data:

Number of Devices in Case	
Buses	5
Generators	1
Loads	3
Switched Shunts	0
Lines/Transformers	4
DC Lines	0
Control Areas	1
Zones	1
Islands	1
Interfaces	0

Case Totals		
	MW	Mvar
Load	0,1	0,1
Generation	0,4	0,3
Shunts	0,0	0,0
Losses	0,01	0,02

Slack Bus Number(s): 1
Case pathname: C:\Users\MPANDA DIDIER\Desktop\POWER(0..

Figura 84. Perdas com carga de 20%/Luquixe

Na Figura 85 observam-se as perdas com carga 60% para esta fonte.

The dialog box displays the following data:

Number of Devices in Case	
Buses	5
Generators	1
Loads	3
Switched Shunts	0
Lines/Transformers	4
DC Lines	0
Control Areas	1
Zones	1
Islands	1
Interfaces	0

Case Totals		
	MW	Mvar
Load	0,4	0,3
Generation	0,4	0,3
Shunts	0,0	0,0
Losses	0,01	0,02

Slack Bus Number(s): 1
Case pathname: C:\Users\MPANDA DIDIER\Desktop\POWER(0.6

Figura 85. Perdas com carga de 60%/Luquixe

A Figura 86 mostra as perdas com carga de 100%.

The dialog box displays the following data:

Number of Devices in Case	
Buses	5
Generators	1
Loads	3
Switched Shunts	0
Lines/Transformers	4
DC Lines	0
Control Areas	1
Zones	1
Islands	1
Interfaces	0

Case Totals		
	MW	Mvar
Load	0,6	0,5
Generation	0,4	0,3
Shunts	0,0	0,0
Losses	0,01	0,02

Slack Bus Number(s): 1
Case pathname: C:\Users\MPANDA DIDIER\Desktop\POWER(1)

Figura 86. Perdas com carga de 100%/Luquixe

De sublinhar que, nas três figuras, as perdas neste ramal de Luquixe são praticamente nulas.

A Tabela 9 apresenta a comparação das perdas de potências ativas nas três cargas consideradas.

Tabela 9. Comparação das perdas de potências ativas

Cargas (%)	Perdas de Potências Ativas (MW)
$\alpha = 0,2$	0,01
$\alpha = 0,6$	0,01
$\alpha = 1$	0,01

A Figura 87. apresenta as perdas de potências ativas com cargas de 20%, 60% e 100%.

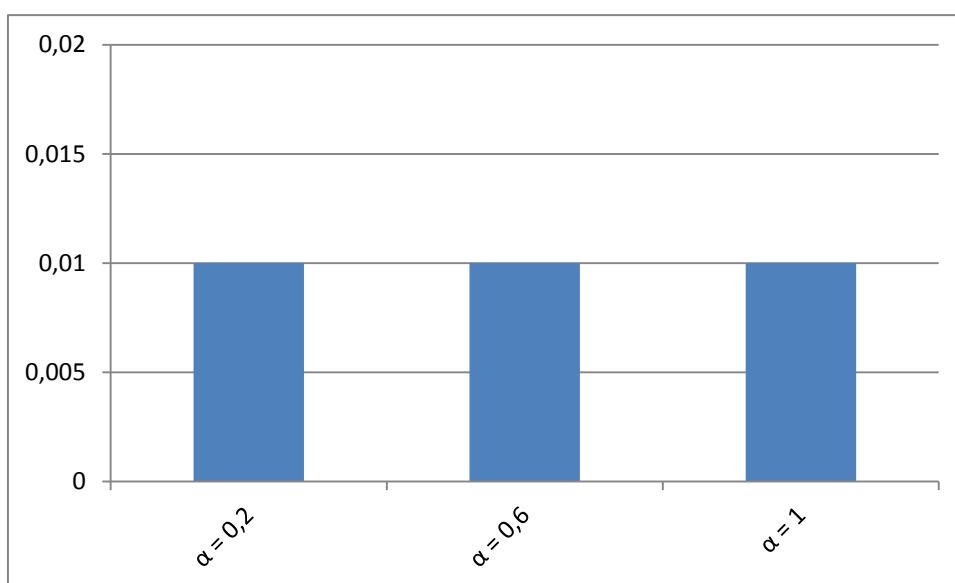


Figura 87. Perdas de potências ativas com as cargas de 20, 60 e 100% (MW)

Na Tabela 10 encontra-se a comparação das perdas de potências reativas para as três cargas consideradas.

Tabela 10. Comparação das perdas de potências reativas

Cargas (%)	Perdas de Potências Reativas (Mvar)
$\alpha = 0,2$	0,02
$\alpha = 0,6$	0,02
$\alpha = 1$	0,02

Na Figura 88 encontram-se as perdas de potências reativas com cargas de 20%, 60% e 100%.

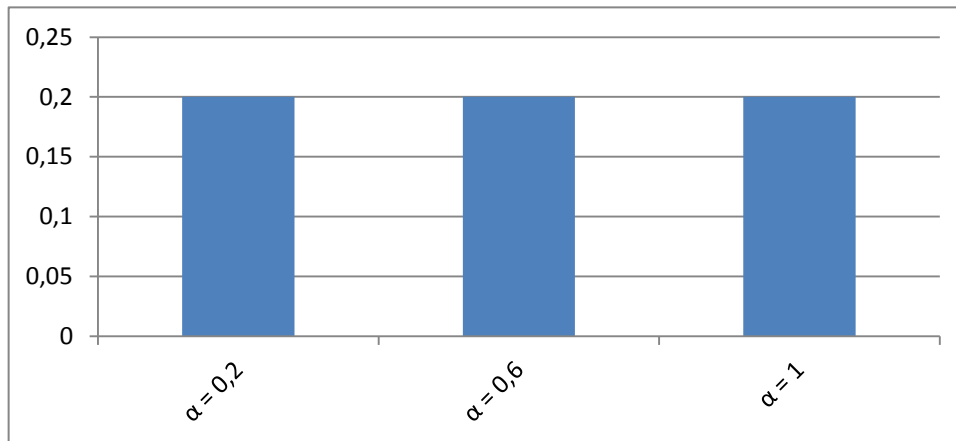


Figura 88. Perdas de potências reativas com carga de 20, 60 e 100% (Mvar)

5.4.8. ESTIMATIVA DA POTÊNCIA NECESSÁRIA NA CIDADE DO UÍGE NO HORIZONTE 2025

A carga num ponto da rede num instante t assume-se como o somatório das potências utilizadas pelos diferentes aparelhos em funcionamento no instante t .

O objetivo deste parágrafo é determinar os parâmetros que intervêm nos cálculos das cargas e na avaliação da quantidade de energia elétrica a fornecer nas cargas diferentes das linhas.

Esta avaliação pode fazer-se a partir dos métodos seguintes:

- Analítico;

- Determinístico;
- Probabilístico;
- Previsão do pedido energético;
- De consumação específica...

Utilizaremos o método analítico.

5.4.8.1. CARATERIZAÇÃO SOCIAL DOS CONSUMIDORES

Em função do nível de vida dos consumidores, iremos classificar duas classes/setores:

- Setor doméstico;
- Setor terciário.

O setor doméstico constitui um consumo ordinário ou de BT. O setor terciário são essencialmente as instituições de utilidade pública, nomeadamente:

- Escolas;
- Igrejas;
- Hospitais;
- Serviços administrativos;
- Hotéis, etc.

As pequenas e médias empresas:

- Artesanato;
- Moagem
- Oficinas elétricas e mecânicas, etc.

Atividades comerciais:

- Mercados públicos;
- Restaurantes;
- Câmaras frigoríficas;
- Padarias, etc.

Iluminação Pública:

No setor doméstico temos três subcategorias:

- Consumidores da classe social baixa (categoria I);
- Consumidores da classe social média; (categoria II);
- Consumidores da classe social alta (categoria III).

As realidades encontradas no terreno indicam-nos que 50% dos consumidores são de baixa classe, 35% da classe média e 15% da classe social alta.

A. Categoria I: Baixa classe

A Tabela 11 apresenta os recetores dos consumidores da classe social baixa.

Tabela 11. Recetores dos consumidores da classe social baixa.

Recetores	Quantidade	Potência nominal (W)	Potência nominal total (W)
Ferro de engomar	1	1200	1200
Lâmpada de incandescência	5	100	500
Placa elétrica	1	2500	2500
Aparelho de som	1	100	100
Televisor	1	150	150
Ventilador pequeno	1	50	50
Total			4500

B. Categoria II: Média classe

A Tabela 12 apresenta os recetores dos consumidores da classe social média.

Tabela 12. Recetores dos consumidores da classe social média

Recetores	Quantidade	Potência nominal (W)	Potência nominal total (W)
Ferro de engomar	1	1200	1200
Lâmpada fluorescente	10	26	260
Aparelho de som	2	150	300
Televisor	2	200	400
Ventilador	2	100	200
Ar condicionado	1	1400	1400
Computador	1	300	300
Micro onda	1	1300	1300
Secador de cabelo	1	700	700
Lavador de roupa	1	1500	1500
Geladeira	1	200	200
Total			7760

C. Categoria III: Alta classe

A Tabela 13 apresenta os recetores dos consumidores da classe social alta.

Tabela 13. Recetores dos consumidores da classe social alta

Recetores	Quantidade	Potência nominal (W)	Potência nominal total (W)
Ferro de engomar	2	1200	2400
Lâmpada fluorescente	20	26	520
Aparelho de som	2	150	300
Televisor	2	200	400
Ventilador	2	100	200
Ar condicionado	3	1400	4200
Computador	4	300	1200
Micro ondas	1	2000	2000
Chuveiro elétrico	1	3500	3500
Secador de cabelo	1	700	700
Lavador de roupa	1	2000	2000
Geladeira	2	200	400
Espremedor de frutas	1	200	200
Aspirador de pó	1	600	600
Cafeteira	1	600	600
Total			16820

$$P_{mt} = \frac{4500 + 7760 + 16820}{3} = 9693,3 \text{ W}$$

$$P_{mt} = 9693,3 \text{ W seja } 9,7 \text{ kW}$$

Considerando o número dos consumidores por categoria temos:

1. Categoria I: Classe baixa

Com 16.055 consumidores e uma potência necessária 4500 W, temos:

$$P_{tbc} = N_{cbc} \cdot P_{bc} = 4500 * 16055$$

$$P_{tbc} = 72247500W = 72247,5 KW$$

Onde:

P_{tbc} : potência total de baixa classe; N_{cbc} : número de consumidores de baixa classe;

P_{bc} : potência de baixa classe.

Com coeficiente de avaliação da potência kf : como numa instalação elétrica todos recetores não funcionam simultaneamente neste caso devemos inserir este coeficiente.

$$kf = ku \cdot ks \cdot kr$$

$$ku = 0,5$$

$$ks = 0,4$$

$$kr = 1,15$$

$$kf = 0,5 * 0,4 * 1,15 = 0,23 \cong 0,28$$

Onde:

kf : coeficiente de avaliação da potência; ku : fator de utilização maximal; ks : fator de simultaneidade; kr : coeficiente de reserva [38].

Da mesma forma é possível considerar um consumo ligeiramente superior através de um aumento dos recetores normalmente previstos na instalação.

Os fatores ku , ks e kr , permitem determinar uma potência de utilização maximal tendo em conta o dimensionamento da instalação.

Nesta categoria a potência é de:

$$P_{bc} = P_{tbc} * kf$$

$$P_{bc} = 72247,5 * 0,28$$

$$P_{bc} = 20229,3KW$$

2. Categoria II: Classe média

Com 11238,5 consumidores e uma potência necessária 7760 W, temos:

$$P_{tmc} = N_{cmc} \cdot P_{mc} = 11238,5 * 7760$$

$$P_{tmc} = 87210760W = 87210,8KW$$

Onde:

P_{tmc} : potência total de média classe;

N_{cmc} : número de consumidores de média classe;

P_{mc} : potência de média classe.

Nesta categoria a potência é de:

$$P_{mc} = P_{tmc} * kf$$

$$P_{mc} = 87210,8 * 0,28$$

$$P_{mc} = 24419,2KW$$

3. Categoria III: Classe alta

Com 4816,5 consumidores e uma potência necessária 16820 W, temos:

$$P_{tac} = N_{cac} \cdot P_{ac} = 4816,5 * 16820$$

$$P_{tac} = 81013530W = 81013,5KW$$

Onde:

P_{tac} : potência total de alta classe;

N_{cac} : número de consumidores de alta classe;

P_{ac} : potência de alta classe.

Nesta categoria a potência é de:

$$P_{ac} = P_{tac} * kf$$

$$P_{ac} = 81013,5 * 0,28$$

$$P_{ac} = 22683,8KW$$

Neste caso a potência média de serviço será de:

$$P_{ms} = \frac{P_{bc} + P_{mc} + P_{ac}}{3}$$

$$P_{ms} = \frac{20229,3 + 24419,2 + 22683,8}{3}$$

$$P_{ms} = 22444,1KW$$

$$P_{ms} = 22,444MW$$

Onde:

P_{ms} : potência média de serviço (setor doméstico)

5.4.8.2. ESTIMAÇÃO DA POTÊNCIA CONSUMIDA NA ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Considerando a iluminação das grandes ruas dos bairros da cidade do Uíge a fim de facilitar a segurança noturna desta cidade e atendendo que a potência consumida neste setor será de 1% da potência total do setor doméstico [38], temos:

$$P_{til} = 1\% * P_{ms} = \frac{1 * 22444,1}{100} = 224,4KW$$

$$P_{til} = 0,2MW$$

Onde:

P_{til} : potência total de iluminação

5.4.8.3. DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DO SETOR TERCIÁRIO

O setor está ainda em progresso, o consumo pode representar 0,5% do consumo total:

$$P_{tT} = 0,5\% * P_{ms} = \frac{0,5 * 22444,1}{100} = 112,2KW$$

$$P_{tT} = 0,1MW$$

Onde:

P_{tT} : potência total do setor terciário.

Então, a potência ativa total de todos setores é de:

$$P_T = P_{ms} + P_{til} + P_{tT}$$

$$P_T = 22444,1 + 224,4 + 112,2 = 22780,7KW$$

$$P_T = 22,7MW$$

Considerando um fator de potência média de 0,8, temos uma potência aparente total de:

$$S_T = \frac{P_T}{\cos\varphi_m} = \frac{22780,7}{0,8} = 28475,9 kVA$$

$$S_T = 28475,9 kVA$$

5.4.8.4. ESTIMAÇÃO DA ENERGIA NECESSÁRIA NO HORIZONTE DE 2025

Considerando uma taxa de crescimento da eletrificação de 7% [33] e de algum crescimento demográfico:

$$S_{N(2025)} = S_T(1 + i)^{n-1}$$

$$S_{N(2025)} = 28475,9 (1 + 0,07)^{8-1}$$

$$S_{N(2025)} = 28475,9 (1,07)^7$$

$$S_{N(2025)} = 45726,1 \text{ kVA} \cong 36,6 \text{ MW}$$

Onde:

S_T : potência aparente total;

i : taxa de crescimento da eletrificação;

$S_{N(2025)}$: potência aparente necessária no horizonte 2025;

n : número de anos

A Figura 89 mostra a comparação entre a potência consumida atual e a potência consumida no horizonte de 2025.

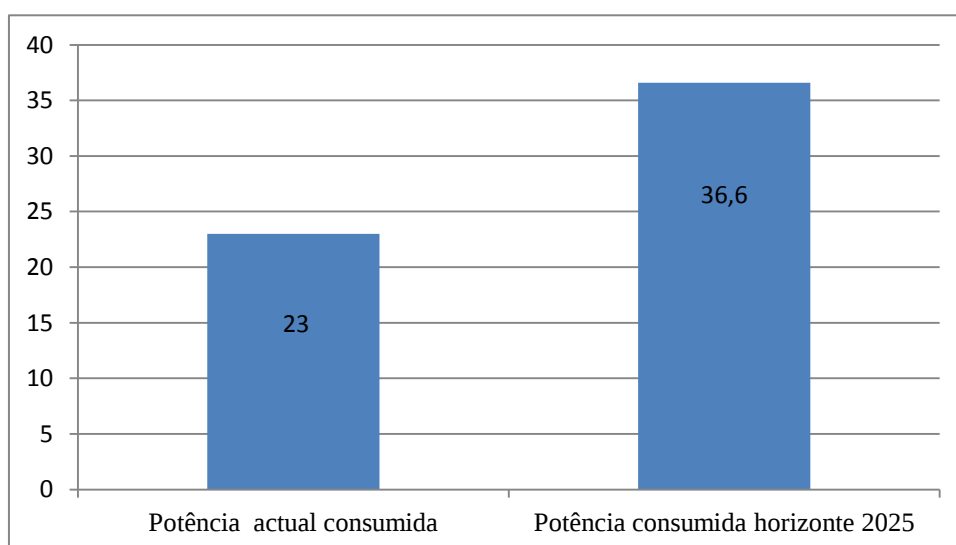


Figura 89. Comparação entre a potência consumida e a potência consumida no horizonte de 2025 (MW)

5.5. INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS

Os principais resultados permitem tecer algumas considerações, nomeadamente a existência de uma tensão disponível, proveniente de Capanda (400 kV) passando por Lukala (220 kV) que chega à subestação de Uíge I e reencaminha uma tensão de 60/15kV para a subestação de Uíge II.

Luquixe alimenta somente um ramal do bairro periférico (Kindenuco). A cidade tem atualmente um número total de 32 110 consumidores, onde 32077 (99,89%) são de baixa tensão e 33 (0,10%) são de média tensão. A potência total disponível a partir da subestação de Uíge II é de 40 MVA ou 32 MW estando atualmente aproximadamente em 23 MW, ou seja 71,8% do consumo.

A análise da rede de distribuição de energia elétrica na cidade do Uíge permitiu a identificação dos seguintes pontos:

a. Ramais alimentados a partir da fonte de Capanda 400/220/60/15 kV

Existem oito (8) ramais (DJ 52CB-4; DJ 52CB-5; DJ 52CB-6; DJ 52CB-7; DJ 52CB-12; DJ 52CB-13; DJ 52CB-15; DJ 52CB-16) e cada um deles tem uma tensão prevista de 15 kV. Primeiramente consideramos os parâmetros da rede (tipos de cabo, comprimento dos cabos, resistência e reactâncias dos cabos utilizados na rede e também as cargas em cada PT incluído na rede). Após a simulação realizada no *Power World* foram feitas as seguintes observações:

- ❖ Tensões: para observar o comportamento das diferentes tensões em cada PT, consideramos três casos (1º caso - com uma carga de 20%; 2º caso - com uma carga de 60% e 3º caso - com uma carga de 100%).

No 1º caso, onde consideramos a carga de 20%, todos os barramentos dos ramais têm uma tensão maior a 15 kV (oscilam de 15,45 a 16,41 kV).

No 2º caso, onde consideramos a carga de 60% existe um desequilíbrio de níveis de tensões entre os ramais, assim, o ramal 3 tem uma tensão média de 12,99 kV e o ramal 8 uma tensão mais alta de 16,41 kV.

No 3º caso, onde consideramos a carga de 100%, existe um desequilíbrio de níveis de tensões muito consideráveis. O ramal 3 tem uma tensão média de 9,18 kV e o ramal 8 uma tensão mais alta de 16,41 kV.

- ❖ Fluxos de potência: para observar os fluxos de potência também foram considerados três casos:

Caso 1: com uma carga de 20%, o fluxo de potência é mais alto no início da rede (nas subestações) mas também no início dos ramais (1) DJ 52CB-4; (3) DJ 52CB-6; (4) DJ 52CB-7; (6) DJ 52CB-13.

Caso 2: com uma carga 60%, o fluxo de potência também é mais remarcável no início da rede, mas também em todos os ramais, exceto no ramal 7 (DJ 52CB-15).

Caso 3: com uma carga 100%, não representamos o fluxo de potência porque o *Power World* não funcionou com os parâmetros inseridos.

- ❖ Perdas: para observar as perdas da rede, foram igualmente considerados três casos:

Caso 1: com uma carga de 20% obtivemos perdas em potência ativa de 0,15 MW e em potência reativa de 0,45 Mvar;

Caso 2: com uma carga de 60% obtivemos perdas em potência ativa de 1,88 MW e em potência reativa de 5,58 Mvar;

Caso 3: com uma carga de 100% obtivemos as perdas em potência ativa de 6,37 MW e em potência reativa de 18,84 Mvar.

b. Ramal alimentado a partir da fonte de Luquixé 15 kV

Neste caso existe apenas um ramal com três PTs de 250 kVA interligados com os cabos aéreos.

- ❖ Tensões: todas as tensões são maiores ou iguais a 15 kV e não constatamos as quedas de tensões. Analisando as cargas consideradas nos três casos não foram observadas diferenças significativas.

- ❖ Fluxos de potência: para observar os fluxos de potência também consideramos três casos:

1º caso: com uma carga de 20%, observamos um fluxo de mais ou menos 58% no início da rede até ao nível de kindenuco 2 e de 49% até kindenuco C;

2º caso: com uma carga de 60%, observamos um fluxo de mais ou menos 80% no início da rede até ao nível de kindenuco 2 e de 60% até kindenuco C;

3º caso: com uma carga de 100%, observamos um fluxo de mais ou menos 98% no início da rede até ao nível de kindenuco C;

- ❖ Perdas: para observar as perdas da rede, também consideramos os três casos:
 - 1º caso: com uma carga de 20% obtivemos perdas em potência ativa de 0,01 MW e em potência reativa de 0,02 Mvar;
 - 2º caso: com uma carga de 60% obtivemos perdas em potência ativa de 0,01 MW e em potência reativa de 0,02 Mvar;
 - 3º caso: com uma carga de 100% obtivemos perdas em potência ativa de 0,01 MW e em potência reativa de 0,02 Mvar.

Como podemos constatar não há nenhuma diferença entre estes três últimos casos.

- c. De notar ainda, a fragilidade da aplicabilidade das normas e dos regulamentos do SE por parte da empresa.
- d. Realizado um dimensionamento da rede em termos da potência necessária para alimentar a cidade do Uíge até 2025, considerando o número dos consumidores atuais (32.110) e uma taxa de crescimento da eletrificação de 7% e certo crescimento demográfico, observou-se que a potência consumida passaria de 23 MW para 36,6 MW.

6. CONCLUSÃO

O presente trabalho intitulado: *Estudo sobre a verificação do cumprimento das normas e regulamentos na distribuição de energia elétrica pela empresa nacional de distribuição de eletricidade (ENDE-EP) «caso da cidade do Uíge em Angola»*, pretendeu analisar as causas que provocam cortes intempestivos e quedas de tensão em algumas das áreas dos bairros da cidade do Uíge, condicionando o seu desenvolvimento. Para além deste objetivo procurou-se analisar se, na prática, as normas e regulamentos do SE são aplicados com rigor. Da mesma forma, foi ainda intuito do presente trabalho analisar a possibilidade de aumentar a potência elétrica atual da cidade do Uíge, até 2025 e analisar a rede elétrica existente a partir do *Power World*.

Os principais resultados a que chegamos permitem concluir que as causas dos principais cortes intempestivos e quedas de tensão em algumas das áreas dos bairros da cidade do Uíge passam pela má configuração da rede que causa queda de tensão e perdas

ativas e reativas, afetando o consumo de energia por parte das populações. Essas perdas serão mais significativas quando a carga se encontra a 100%. Todavia, no caso da cidade do Uíge a carga ronda os $\pm 65\%$ o que reflete perdas significativas devido à má distribuição da configuração da rede. Estes dados podem sugerir que existe alguma debilidade no cumprimento prático das normas e dos regulamentos do SE.

Verificou-se, ainda, ser possível aumentar a potência elétrica atual da cidade do Uíge para 36,6 kW, até 2025. O uso do *Power World* foi igualmente importante na análise dos indicadores da distribuição elétrica da cidade do Uíge.

Apesar de o presente estudo ter permitido chegar a estas conclusões subsistem algumas limitações que se prendem com as opções metodológicas que foram tomadas. Seria importante, por exemplo, analisar as perdas totais e não apenas as perdas ativas e reativas. Uma outra limitação prende-se com as dificuldades encontradas na recolha de alguns dados da ENDE-EP, o que acabou por condicionar a realização do presente trabalho.

Neste sentido, consideramos que é importante a implementação de novos ramais para alimentar a nova centralidade e projetos que estão a nascer nos bairros periféricos, onde ainda se verifica muita falta de energia. Da mesma forma, um transformador de 220/60 kV em reserva na subestação do Uíge I e dois transformadores de 60/15 kV em reserva na subestação do Uíge II, seriam importantes para permitir a continuidade de fornecimento em energia elétrica em caso de avaria ou de manutenção dos transformadores principais.

REFERÊNCIAS

- [1] EDP, “Rede de Distribuição de Energia Eléctrica,” EDP, 2009. [Online]. Available: <http://www.edp.pt/pt/fornecedores/seguranca/redededistribuicao/Pages/RededeDistribui%C3%A7%C3%A3o.aspx> [Acedido em 6 outubro 2016].
- [2] M. J. Marques e T. Curado, “Guia de boas práticas para a integração paisagística de infraestruturas elétricas - PPDA 2009-2011,” 2008. [Online]. Available: [https://www.edpdistribuicao.pt/pt/ambiente/desempenhoambiental/Documentos/Guia%20de%20boas%20pr%C3%A1ticas%20para%20integra%C3%A7%C3%A3o%20paisag%C3%ADstica%20de%20infraestruturas%20el%C3%A9tricas%20-%20Anexos%20\(vol.%202\).pdf](https://www.edpdistribuicao.pt/pt/ambiente/desempenhoambiental/Documentos/Guia%20de%20boas%20pr%C3%A1ticas%20para%20integra%C3%A7%C3%A3o%20paisag%C3%ADstica%20de%20infraestruturas%20el%C3%A9tricas%20-%20Anexos%20(vol.%202).pdf) [Acedido em 6 outubro 2016].

- [3] Solidal e Quintas & Quintas, “Guia técnico,” 2007. [Online]. Available: <http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/guiatecnico/guiatecnico.pdf> [Acedido em 6 outubro 2016].
- [4] F. Gonçalves, “Projeto de execução de linhas de média tensão,” Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Coimbra, 2011.
- [5] J. Antunes, “Conceção de redes de média e baixa tensão,” Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Coimbra, 2012.
- [6] EDP-DNT, “Apoios para linhas aéreas - postes de betão para redes de média tensão - Caraterísticas e ensaios,” 2001. [Online]. Available: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/profissionais/Lists/EDPDocumentosNormativos/Attachments/307/DMA-C67-212N.pdf>
- [7] P. Cide, “O que são isoladores elétricos?,” 2011. [Online]. Available: <http://profcide.blogspot.pt/2011/10/o-que-sao-os-isoladores-eletricos.html> [Acedido em 5 outubro 2016].
- [8] J. Nunes, “Projeto de linhas de média tensão, redes de baixa tensão, iluminação pública e postos de transformação,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2007.
- [9] B. Silva, “Projeto de linhas aéreas e subterrâneas de MT e BT,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2007.
- [10] J. Queirós, “Análise comparativa do comportamento dielétrico entre isoladores compósitos em materiais convencionais,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2013.
- [11] EDP, “Especificações e condições técnicas - Obras de construção, reparação e manutenção de redes de distribuição AT, MT e BT em regime de empreitada contínua” - Anexo XXIV - Recomendações e Guias Técnicos com Origem na EDP Distribuição. Energias de Portugal, 2007a, p. 408.

- [12] M. Rocha e J. Serra, " EVDAN (Armação em esteira vertical dupla para ângulo), [Online]. Available: <http://www.mrjs.pt/?zona=ctl&fam=107&lng=pt&id=243> [Acedido em 5 outubro 2016].
- [13] Instituto Nacional de Aviação Civil, "Circular de informação aeronáutica - limitações em altura e balizagem de obstáculos artificiais à navegação aérea", INAC, Lisboa, 2003.
- [14] H. Silva, "Projeto de postos de transformação", Eletricista, 25, 2008.
- [15] J. Carvalho, "Transformadores. Apontamentos da Unidade Curricular de Máquinas Elétricas". Licenciatura em Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, Coimbra, 2008.
- [16] S. Belali, "Calcul mécanique des lignes aériennes". Office Nacional de L'Electricité, 2008.
- [17] Direção Geral de Energia, " Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT) ". DGE, 1993.
- [18] O. Madureira, "Projeto do ramal de ligação do parque eólico". Mestrado em Engenharia Eletrotécnica, Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, 2009
- [19] EDP, "Especificações e condições técnicas - Obras de construção, reparação e manutenção de redes de distribuição AT, MT e BT em regime de empreitada contínua" - Anexo VII - Postos de Transformação e Seccionamento. Energias de Portugal, 2007b, p. 9-10.
- [20] Direção Geral de Energia, "Recomendações para linhas aéreas de alta tensão, até 30 kV (MT)" - DGE, 1986.
- [21] P. Silva, "Apontamentos teóricos e práticos da unidade curricular conceção de instalações elétricas" - Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2016/2017.
- [22] M. Gomes, "Acionamento e proteção de sistemas elétricos". [Online]. Available: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAfmgYAC/acionamento-protecao-sistemas-eletricos?part=5> [Acedido em 5 junho 2017].

- [23] C. Mateus, "Acionamento e proteção de sistemas elétricos". [Online]. Available: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAAgb6IAK/acionamento-protecao-sistemas-eletricos?part=3> [Acedido em 5 junho 2017].
- [24] Finder, " Guia para aplicação de Dispositivos de Proteção contra Surtos". [Online]. Available: <https://www.slideshare.net/tidinholinhares/guia-dps> [Acedido em 5 junho 2017], 2012.
- [25] Santos e Ferreira, 2004 – J. N. Santos e J. R. Ferreira, “*Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão*”, FEUP 2004.
- [26] Projeto de regulamento do acesso às redes e às interligações república de angola 2011 consultado em 04/06/16
- [27] República de Angola - Regulamento das relações comerciais em 04/06/16
- [28] Portal da ERSE em 07/05/16 <http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx>
- [29] Manual de Procedimentos da Qualidade de serviço do setor elétrico em 07/05/16
- [30] Diário da República 29 de novembro de 2013 – Regulamento da qualidade de serviço do setor elétrico em 13/05/16
- [31] ERSE – Regulamento da qualidade do serviço do setor elétrico em 13/05/16
- [32] Livro verde da ENDE-EP, 2015
- [33] Direção provincial da energia e águas do Uíge, 2013.
- [34] ESVAN. E., 2005, *Electrotechnique*, Faucher 4ème C, Paris,
- [35] NEY H., 2003, *Electrotechnique et normalisation*, Nathan, Paris.
- [36] GALLAUZIAUX.J., (2014), *Grand livre de l'électricité*, Dunod, Paris.
- [37] DE COULON et al. 1981, *Introduction à l'électrotechnique*, Georgi, Suisse.
- [38] J.M BEAUSSY, Forum Electrotechnique Emetteur 1985
- [39] ANGOLA ENERGIA 2025 (2017). <http://www.angolaenergia2025.com/pt-pt/conteudo/evolucao-da-procura>

ANEXOS

ANEXO 1 - Tabelas das repartições dos ramais de distribuição

Ramal 1 : LD ZONA INDUSTRIAL (DJ 52CB-4)					
NºPT	DESCRIÇÃO DO PT	S (KVA)	LOCALIZAÇÃO	TIPO DE PT	TIPO DE CABO
01	Cifal	630	Caquiuiã	CB	XLPE
02	Gai nº1	630	Caquiuiã	PT	XLPE
03	Gai nº2	630	PAPELÃO Z2	ALVENARIA	XLPE
04	Gai Nº 3	630	PAPELÃO	MONOBLOCO	XLPE
05	Medicamento	630	Caquiuiã	CB	XLPE
06	Pró-café	250	Caquiuiã	CB	XLPE
07	Serração	250	Caquiuiã	CB	XLPE
08	Sonangol Logist	250	GAIA	CB	XLPE
09	Sonangol Gás	250	Sonangol	PTA	XLPE
10	Sanatório	250	Sanatório	PTA	XLPE
11	Bombas de água nº1	250		CB	XLPE
12	Bombas de água nº2	250		CB	XLPE
13	IMPUG	250		PTA	XLPE
14	Padaria Mucanza	630		CB	XLPE
15	Câmaras Frigoríficas	100	GAIA Z2	PTA	XLPE
16	Hotel AAA	2 X 630		PTA	XLPE
17	PTA Kigima	250	Kigima	PTA	XLPE
18	PTA Kigima	250	Kigima	PTA	XLPE
19	PTA Kigima	250	Kigima	PTA	XLPE
20	Kimbango	400	Candombe novo	PTA	XLPE
21	Comité	400	Candombe novo	PTA	XLPE
22	Orlando Fonseca	250	GAIA Z2	PTA	XLPE

23	Ana Candande 1	250	Ana Candande	PTA	XLPE
24	Ana Candande S.Paulo	250	Ana Candande	PTA	XLPE
25	Católica	250	Candombe novo	PTA	XLPE
26	Hotel Mawete	1000	Juca	MONOBLOCO	XLPE
27	Praça Candombe N.	160	Candombe novo	PTA	XLPE
28	Lazer Flore	160	LEO	PTA	XLPE
29	Sonangola AI	160		PTA	XLPE

Ramal 2: LD MERCADO MUNICIPAL (DJ 52CB-5)					
NºPT	DESCRIÇÃO DO PT	S (KVA)	LOCALIZAÇÃO	TIPO DE PT	TIPO DE CABO
01	4 de Janeiro	630	Centro da cidade	CB	LXHIOV
02	Assembleia	250	Centro da cidade	CB	LXHIOV
03	Mercado Municipal	630	Centro da cidade	ALVENARIA	LXHIOV
04	Pioneiro do Congo	630	Centro da cidade	PST	LXHIOV
05	Piri	630	Centro da cidade	MB PST	LXHIOV
06	Hotel Jemi	400	Centro da cidade	ALVENARIA	LXHIOV

Ramal 3 : LD PAPELÃO (DJ 52CB-6)					
NºPT	DESCRIÇÃO DO PT	S (KVA)	LOCALIZAÇÃO	TIPO DE PT	TIPO DE CABO
01	Aeroporto	630	PAPELÃO	CB	XLPE
02	Ana Paula	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
03	PT Cabonda	250		PTA	XLPE
04	Casa Militar	100	RUA DO CAFÉ	PTA	XLPE
05	Igreja católica	250	Pap. nguengue	PTA	XLPE

06	ISCED	250	RUA DO CAFÉ	PTA	XLPE
07	Kiesse	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
08	Messiânica	630	PAPELÃO	CB	XLPE
09	Novo 1	630	PAPELÃO	MB	XLPE
10	Novo 2	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
11	Paco Benz	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
12	Unitel	250	Caquiuiã	Monobloco	XLPE
13	B. CEMITEIRO	250	CEMITEIRO	PTA	XLPE
14	CATÓLICA	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
15	PRAÇA DO LITOI	250	Caquiuiã LITOI	PTA	XLPE
16	Praça vulumawanga	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
17	ESCOLA DO CAMPO	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
18	TRAVESSIA	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
19	IMPKP	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
20	NGUENGUE UNITEL	250	Pap.nguengue	PTA	XLPE
21	Igreja Pentecotista	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
22	COMPO FUTEBOL	250	CIMITEIRIO	PTA	XLPE
23	Ana Paula Moagem	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
24	Ana Paula Pentecostal	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
25	PACO FAZENDA	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
26	PACO B. PRACINHA	250	PAPELÃO	PTA	XLPE
27	Maternidade	250	DUNGA	PTA	XLPE
28	B. DA JUVENTUDE	250	Pap Aeroporto	PTA	XLPE

Ramal 4: LD JARDIM MALANJE (DJ 52CB-7)					
NºPT	DESCRIÇÃO DO PT	S (KVA)	LOCALIZAÇÃO	TIPO DE PT	TIPO DE CABO
01	Banco	630	CENTRO	CB	LXHIOV
02	Candeeiro 1	250	Mbemba Ngango	PTA	XLPE
03	Candeeiro nº2	250	Mbemba Ngango	PTA	XLPE
04	Candeeiro nº3	250	Mbemba Ngango	PTA	XLPE
05	(Dunga Aéreo)	630	DUNGA	Monoblo	XLPE
06	Escola nº107	630	Mbemba Ngango	MB	XLPE
07	Escola nº68	630	CENTRO	PST	LXHIOV
08	Fátima	630	Mbemba Ngango	MB	XLPE
09	GHU	630	CENTRO	MB PST	LXHIOV
10	Governo	630	CENTRO	PST	LXHIOV
11	Hospital Nº 1	630	DUNGA	PST	XLPE
12	Hospital Nº 2	1000	DUNGA	Alvanaria	XLPE
13	Jardim Malanje	630	CENTRO	Alvanaria	LXHIOV
14	Lelas	630	CENTRO	Alvanaria	LXHIOV
15	Ninho	630	CENTRO	Alvanaria	LXHIOV
16	Palácio da Justiça nº1	630	CENTRO	PST	LXHIOV
17	Palácio nº2	250	CENTRO	PST	LXHIOV
18	Rua H Dunga	250	Dunga	PTA	XLPE
19	Mbemba Ngango/ Antenas	630	Mbemba Ngango	Monoblo	XLPE
20	Mb. Ngango Suburbano	250	Mb. Ngango	PTA	XLPE
21	14	250	Mb. Ngango	PTA	XLPE
22	Kituma Imbondeiro	250	Mbemba ng. kitu	PTA	XLPE
23	Kituma instituto	250	Mbemba ng. kitu	PTA	XLPE

24	Gigi 1 Estrada R-M	250	Mb. Ngango Gigi	PTA	XLPE
25	Gigi 2	250	Mb. Ngango Gigi	PTA	XLPE
26	Kindenuco casa Toi	250	Kindenuco	PTA	XLPE
27	Kindenuco 2	250	Kindenuco	PTA	XLPE
28	Kindenuco 1	250	Kindenuco	PTA	XLPE
29	Fontenário	250	Katapa	PTA	XLPE
30	Katapa	250	Katapa	PTA	XLPE
31	Katapa	250	Katapa	PTA	XLPE
32	Mercado da Feira	630	KATAPA	MONO B.	XLPE
33	Rádio	630	CENTRO	Alvanaria	LXHIOV
34	SIAC	160	SIAC	PTA	XLPE
35	SME	100	SIAC	PTA	XLPE
36	Kimpa Vita	250	Kimpa Vita	PTA	XLPE
37	Bago vermelho (kindenuc)	250	kindenuco	PTA	XLPE
38	Sonangola Kindenuca	100	KINDENUCO	PTA	XLPE
39	ESCOLA IMAGU	250		PTA	XLPE
40	Villa Vide	250		PTA	
41	Mercado do Dunga	630	DUNGA	MONO B.	XLPE
42	Hotel/ Marcegon	630	CENTRO	Monoblo	LXHIOV
43	CRBC/ AI	250		PTA	XLPE
44	Embondeiro	100	CENTRO	CB	LXHIOV
45	Quixi congo novo	250	Quixi congo	PTA	LXHIOV

Ramal 5: LD POPULAR (DJ 52CB-12)					
NºPT	DESCRIÇÃO DO PT	S (KVA)	LOCALIZAÇÃO	TIPO DE PT	TIPO DE CABO
01	Bar Jardim	630	Mb. Ngango	PST	XLPE
02	Rua D	630	Mb. Ngango	CB	XLPE
03	Preparatório	630	Popular	PST	XLPE
04	Tico Tico	150	CENTRO	PTA	LXHIOV
05	Comando Provincial	150	POPULAR	PTA	XLPE
06	Palácio do Gov. Inca	250	INCA	PTA	XLPE
07	IERA	250	Quixi congo	PTA	XLPE
08	Hospital Tange	250	TANGE	PTA	XLPE
09	Kilala	250	KIALA	PTA	XLPE
10	Praciha Tange	250	TANGE	PTA	XLPE
11	Escola Tange INE	250	TANGE	PTA	XLPE
12	Comite Tange	250	TANGE	PTA	XLPE

Ramal 6: LD PEDREIRA (DJ 52CB-13)					
NºPT	DESCRIÇÃO DO PT	S (KVA)	LOCALIZAÇÃO	TIPO PT	TIPO DE CABO
01	Estúdio	630	POPULAR	CB	XLPE
02	Banco BPC Comarca	150	PEDREIRA	PTA	XLPE
03	Piscina	150	PISCINA	PTA	XLPE
04	Camuango	250	PEDREIRA	PTA	XLPE
05	Hospital pedreira	150	PEDREIRA	PTA	XLPE
06	Mercado pedreira	250	PEDREIRA	PTA	XLPE
07	Lagoa	150	KILAMBA KIAXI	PTA	XLPE
08	Adido	630	Candombe velho	CB	XLPE

09	Mercado candombe	250	Candombe velho	PTA	XLPE
10	Kilamba Kiayi	150	KILAMBA KIAI	PTA	XLPE
11	Kimbango	150	PEDREIRA	PTA	XLPE
12	Paviterra	250	PEDREIRA	PTA	XLPE
13	Escola nº2	630	KILAMBA KIAI	MB	XLPE
14	Bangola (Dusol)	250	CENTRO	CB	XLPE
15	Casa branca	250	POPULAR	PTA	XLPE
16	Administração	250	Candombe velho	PTA	XLPE
17	Ponte	250	BENVINDO	PTA	XLPE
18	Igreja basileia	250	BENVINDO	PTA	XLPE
19	Escola 4 Abril	250	BENVINDO	PTA	XLPE
20	Fontenário	250	PEDREIRA	PTA	XLPE
21	Escola	630	CACOLE	PTA	XLPE

Ramal 7: LD CANDOMBE (DJ 52CB-16)					
NºPT	DESCRIÇÃO DO PT	S (KVA)	LOCALIZAÇÃO	TIPO DE PT	TIPO DE CABO
01	Jamaica	630	Candombe velho	PTA	XLPE
02	Tanque Nº1	250	Candombe velho	PTA	XLPE
03	Unida	250	Candombe velho	PTA	XLPE
04	Tocoista	250	Candombe velho	PTA	XLPE
05	Sonangol	112	Candombe velho	PTA	XLPE
06	Bem-Vindo	250	Bem-Vindo	PTA	XLPE
07	Bem-Vindo	250	Bem-Vindo	PTA	XLPE
08	Bem-Vindo	250	Bem-Vindo	PTA	XLPE
09	Kimacungo	250	Candombe velho	PTA	XLPE

10	Kimacungo	250	Candombe velho	PTA	XLPE
-----------	-----------	-----	----------------	-----	------

Ramal 8 : LD ANEXO (DJ 52CB-15)					
NºPT	DESCRIÇÃO DO PT	S (KVA)	LOCALIZAÇÃO	TIPO DE PT	TIPO DE CABO
01	LD. ANEXO	630	CENTRO	Monoblo	XLPE

ANEXO 2 - Diferentes cabos



cabos de alumínio cobertos com XLPE 15kV

A Alubar Cabos está instalada desde 1999 em Barcarena, no estado do Pará, num dos principais pólos industriais do Norte e Nordeste do Brasil. A empresa está localizada estrategicamente no entroncamento rodoviário de Vila do Conde.

Com capacidade para produzir cabos de transmissão e distribuição de energia elétrica, a Alubar Cabos fornece às grandes concessionárias de energia do Brasil condutores elétricos de alumínio para linhas de baixa, média e alta tensão, em conformidade com as normas NBR (Brasil), ASTM (Estados Unidos) e outras normas aplicáveis.

Milhões de brasileiros são atendidos por empresas que utilizam cabos com a marca da Alubar Cabos.







Sistema de Gestão Ambiental
ISO 14001:2004 Certificados nº 43259 e 43260









Sistema de Gestão da Qualidade
ISO 9001:2008 Certificados nº 34695 e 70008

cabos de alumínio cobertos com XLPE classe de tensão 15kV



Os Cabos de Alumínio Cobertos de 15kV são fabricados com fios de alumínio compactados, apresentando bloqueio contra a penetração longitudinal de água (opcional). A blindagem semicondutora fica a critério do cliente.

Este cabo apresenta cobertura desenvolvida em resina termofixa de polietileno reticulado, um polímero que suporta temperaturas em regime permanente de até 90°C, apresenta resistência ao trilhamento elétrico (anti-tracking) e à radiação ultra-violeta. Esta cobertura extrudada visa reduzir a fuga de corrente em caso de contato acidental do cabo com objetos aterrados, além de visar diminuição do espaçamento entre condutores.

Sua principal aplicação se dá em redes aéreas compactas de distribuição primária de energia elétrica em média tensão e em regiões urbanas e arborizadas, visto que é uma excelente opção técnica e econômica para empresas de várias partes do mundo, pois apresenta vantagens como o baixo custo de construção e facilidade de instalação.

Qualidade

A ALUBAR Cabos, empresa nacional instalada no estado do Pará, opera modernos equipamentos, produzindo com a mais alta qualidade fios e cabos de alumínio e alumínio liga para linhas aéreas de distribuição e transmissão. A produção obedece às principais normas ABNT, ASTM e outras normas internacionais.

A qualidade dos produtos é garantida por ensaios em laboratório moderno, gerenciados por um sistema de controle da qualidade certificado pela ISO 9001:2008. Toda essa modernidade assegura as características necessárias à utilização dos produtos ALUBAR.

Norma de Referência Brasileira

NBR 11873 - Cabos aéreos cobertos com XLPE para uso em regiões arborizadas com tensões de 15kV, 25kV e 35kV.

15kV							
Seção	Nº mínimo de Fios	Espessura mínima de Isolação (mm)	Resistência Elétrica (Ω/km) em CC a 20 °C	Indutância Elétrica (mH/km)	Carga Min. de Ruptura (daN)	Diâmetro Externo (mm)	Massa (kg/km)
35 mm ²	6	3,00	0,868	0,44	455	13,00	183,80
50 mm ²	6	3,00	0,641	0,42	650	14,20	227,27
70 mm ²	12	3,00	0,443	0,40	910	15,80	298,28
95 mm ²	15	3,00	0,320	0,38	1.235	17,50	383,20
120 mm ²	15	3,00	0,253	0,37	1.560	18,80	461,23
150 mm ²	15	3,00	0,206	0,36	1.950	20,20	546,11
185 mm ²	30	3,00	0,164	0,35	2.405	22,10	662,84
240 mm ²	30	3,00	0,125	0,33	3.120	24,30	834,94
300 mm ²	30	3,00	0,100	0,32	3.900	26,42	1.014,08

NBR 11.873. Bitolas que não estejam na tabela acima podem ser fabricadas sob consulta.

CABO TRIPOLAR

Alumínio - LXHV, LXHIOV



DESCRIÇÃO

O cabo tripolar é constituído por 3 condutores isolados e blindados individualmente. O cabearamento dos condutores é regularizado por elementos de enchimento, aplicando-se posteriormente a bainha exterior em PVC.

1. Conductor de alumínio redondo multifilar compactado.
2. Composto semicondutor.
3. Isolação de PEX.
4. Composto semicondutor pelável (tripla extrusão simultânea) + fita semicondutora.
5. Blindagem de fita de cobre (LXHIV) ou fios de cobre (LXHIOV).
6. Bainha exterior de PVC retardante à chama.

OPÇÕES DE CONSTRUÇÃO

Denominação	Alteração da composição
LXHIV, LXHIOV	(3.) Isolação de PE.
LXHIE, LXHIOE	(6.) Bainha exterior de PE.
LXHIG, LXHIOG	(6.) Bainha exterior de composto ignífugo resistente ao fogo (ver pág. 49).

UTILIZAÇÃO

- Transporte e distribuição de energia.

INSTALAÇÃO

- Ao ar livre.
- Em conduta, prateleira ou caminhos de cabos.
- Protegido, enterrado.

NORMAS DE FABRICO (materiais e dimensões)

- Alumínio - classe 2 segundo NP 2363 / CEI 60228
- CEI 60502-2
- EDP DMA C33-251/E
- CEI 60332-1

MARCAÇÃO

- CABELTE - TIPO DE CABO - N.º CONDUTORES - SECÇÃO - SECÇÃO BLINDAGEM - TENSÃO
- ORDEM DE FABRICO - ANO DE FABRICO - MARCAÇÃO MÉTRICA.

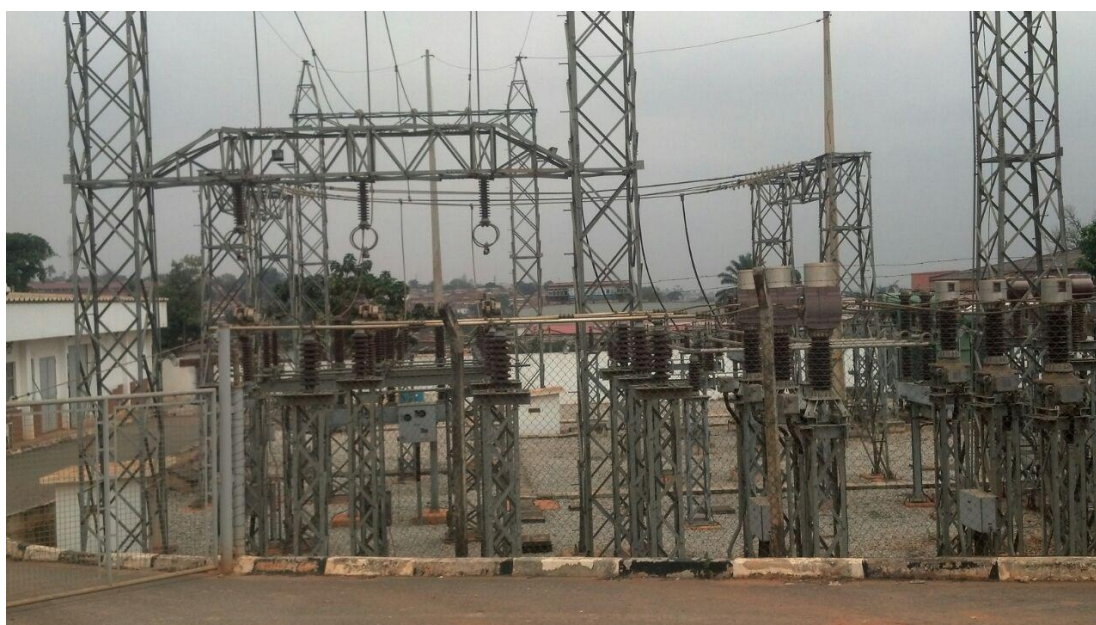
TENSÃO		LXHIV			LXHIOV ⁽¹⁾	
		Secção nominal (mm ²)	Diâm. ext. aprox. (mm)	Peso aprox. (kg/km)	Diâm. ext. aprox. (mm)	Peso aprox. (kg/km)
Nominal	Máx. de Serviço					
3,6 / 6 kV	7,2 kV	25	37	1,504	40	1,909
		35	40	1,738	43	2,218
		50	42	1,981	46	2,460
		70	47	2,452	50	2,893
		95	51	2,909	54	3,385
		120	54	3,378	57	3,755
		150	58	3,842	60	4,207
		185	62	4,414	64	4,818
		240	68	5,494	71	5,824
		300	74	6,502	77	6,877
6 / 10 kV	12 kV	25	42	1,837	44	2,291
		35	44	2,114	47	2,529
		50	47	2,384	50	2,823
		70	51	2,859	54	3,290
		95	55	3,346	58	3,845
		120	59	3,844	62	4,237
		150	62	4,337	65	4,718
		185	66	4,936	69	5,365
		240	72	5,933	75	6,250
		300	77	6,899	80	7,268
8,7 / 15 kV	17,5 kV	25	47	2,261	50	2,702
		35	50	2,562	52	3,000
		50	52	2,821	55	3,276
		70	57	3,360	59	3,779
		95	61	3,879	63	4,342
		120	64	4,411	67	4,814
		150	67	4,931	70	5,263
		185	71	5,564	74	5,945
		240	77	6,613	80	6,983
		300	82	7,655	85	7,982
12 / 20 kV	24 kV	35	54	2,994	57	3,370
		50	57	3,297	60	3,714
		70	61	3,843	64	4,283
		95	65	4,392	68	4,881
		120	68	4,952	71	5,318
		150	72	5,498	75	5,852
		185	76	6,198	79	6,569
		240	81	7,254	84	7,582
		300	87	8,307	90	8,653
18 / 30 kV	36 kV	50	69	4,657	71	4,988
		70	73	4,228	75	5,609
		95	77	5,917	80	6,259
		120	80	6,484	83	6,889
		150	83	7,095	86	7,493
		185	87	7,907	90	8,220
		240	93	9,041	96	9,373
		300	98	10,148	101	10,605

LXHIV / LXHIOV						
Diâm. sobre a Isolação (mm)	Intensidade máxima em regime permanente (A)		Intens. máx. admis. reg. c.c. (kA)	Resist. máx. cond. a 20°C (Ω/km)	Indutância (mH/km)	Capacidade (pF/km)
	enterrados	ao ar				
14	118	111	2,4	1,2000	0,41	0,27
16	141	135	3,3	0,8680	0,39	0,30
17	166	162	4,7	0,6410	0,37	0,34
19	204	202	6,6	0,4430	0,36	0,39
20	244	246	9,0	0,3200	0,34	0,44
22	277	283	11,3	0,2530	0,33	0,48
23	309	320	14,2	0,2060	0,32	0,52
25	350	368	17,5	0,1640	0,32	0,57
28	406	436	22,7	0,1250	0,30	0,63
31	457	498	28,3	0,1000	0,30	0,64
16	118	114	2,4	1,2000	0,44	0,22
18	141	138	3,3	0,8680	0,41	0,24
19	167	165	4,7	0,6410	0,40	0,27
21	204	205	6,6	0,4430	0,38	0,31
22	243	249	9,0	0,3200	0,36	0,34
24	276	286	11,3	0,2530	0,35	0,37
25	309	324	14,2	0,2060	0,34	0,40
27	350	372	17,5	0,1640	0,34	0,45
30	405	436	22,7	0,1250	0,31	0,50
32	457	499	28,3	0,1000	0,30	0,54
19	118	116	2,4	1,2000	0,46	0,18
20	141	140	3,3	0,8680	0,44	0,20
21	166	167	4,7	0,6410	0,42	0,22
23	204	208	6,6	0,4430	0,40	0,25
25	244	252	9,0	0,3200	0,38	0,27
26	277	289	11,3	0,2530	0,37	0,30
28	309	326	14,2	0,2060	0,36	0,32
29	350	374	17,5	0,1640	0,35	0,35
32	405	439	22,7	0,1250	0,33	0,39
34	456	500	28,3	0,1000	0,32	0,43
22	141	142	3,3	0,8680	0,46	0,18
23	166	169	4,7	0,6410	0,44	0,19
25	204	210	6,6	0,4430	0,42	0,22
27	243	254	9,0	0,3200	0,40	0,24
28	276	292	11,3	0,2530	0,39	0,26
30	309	329	14,2	0,2060	0,38	0,28
31	350	377	17,5	0,1640	0,37	0,31
34	405	441	22,7	0,1250	0,34	0,34
36	455	501	28,3	0,1000	0,33	0,37
28	166	173	4,7	0,6410	0,49	0,15
30	204	214	6,6	0,4430	0,46	0,17
32	243	257	9,0	0,3200	0,44	0,18
33	275	294	11,3	0,2530	0,42	0,20
35	308	331	14,2	0,2060	0,41	0,21
36	348	379	17,5	0,1640	0,40	0,23
39	402	442	22,7	0,1250	0,37	0,25
41	453	502	28,3	0,1000	0,36	0,27

ANEXO 3 - Fotografias das subestações



Subestação Uíge I



Subestação Uíge II

ANEXO 4 - Fotografias das linhas de MT



Linha 1: Gai nº1



Linha 2: 4 de janeiro



Linha 3: Via aeroporto



Linha 4: Kimpavita



Linha 5: Preparatório



Linha 6: Via candombe



Linha 7: Bem-Vindo

ANEXO 5 - Diários da República



Sexta-feira, 31 de Dezembro de 2010

I Série — N.º 249

DIÁRIO DA REPÚBLICA

ÓRGÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE ANGOLA

Preço deste número — Kz: 220,00

Toda a correspondência, quer oficial, quer relativa a anúncio e assinaturas do «Diário da República», deve ser dirigida à Imprensa Nacional — E. P., em Luanda, Caixa Postal 1306 — End. Teleg.: «Imprensa»	ASSINATURAS		Ano	O preço de cada linha publicada nos Diários da República 1.ª e 2.ª séries é de Kz: 75,00 e para a 3.ª série Kz: 95,00, acrescido do respectivo imposto do selo, dependendo a publicação da 3.ª série de depósito prévio a efectuar na Tesouraria da Imprensa Nacional — E. P.
	As três séries.	Kz: 400 275,00		
	A 1.ª série	Kz: 236 250,00		
	A 2.ª série	Kz: 123 500,00		
	A 3.ª série	Kz: 95 700,00		

SUMÁRIO

Presidente da República

Decreto Presidencial n.º 310/10:

Aprova o Regulamento de Qualidade de Serviço. — Revoga toda a legislação que contraria o disposto no presente diploma.

PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Decreto Presidencial n.º 310/10
de 31 de Dezembro

O Presidente da República decreta, nos termos da alínea I) do artigo 120.º e do n.º 3 do artigo 125.º da Constituição da República de Angola, o seguinte:

ARTIGO 1.º
(Aprovação)

É aprovado o Regulamento de Qualidade de Serviço, anexo ao presente Decreto Presidencial e que dele é parte integrante.

ARTIGO 2.º
(Revogação)

É revogada toda a legislação que contraria o disposto no presente diploma.



Quarta-feira, 5 de Janeiro de 2011

I Série — N.º 2

DIÁRIO DA REPÚBLICA

ÓRGÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE ANGOLA

Preço deste número — Kz: 280,00

Toda a correspondência, quer oficial, quer relativa a anúncio e assinaturas do « <i>Diário da República</i> », deve ser dirigida à Imprensa Nacional — E. P., em Luanda, Caixa Postal 1306 — End. Teleg.: «Imprensa»	ASSINATURAS		O preço de cada linha publicada nos <i>Diários da República</i> 1.ª e 2.ª séries é de Kz: 75,00 e para a 3.ª série Kz: 95,00, acrescido do respectivo imposto do selo, dependendo a publicação da 3.ª série de depósito prévio a efectuar na Tesouraria da Imprensa Nacional — E. P.
	Ano		
	As três séries	Kz: 400 273,00	3.ª série Kz: 95,00, acrescido do respectivo imposto do selo, dependendo a publicação da 3.ª série de depósito prévio a efectuar na Tesouraria da Imprensa Nacional — E. P.
	A 1.ª série	Kz: 236 250,00	
	A 2.ª série	Kz: 123 500,00	
	A 3.ª série	Kz: 95 700,00	

SUMÁRIO

ARTIGO 1.º
(Aprovação)

Presidente da República

Decreto Presidencial n.º 2/11:

Aprova o Regulamento das Relações Comerciais. — Revoga toda a legislação que contraria o disposto no presente diploma.

É aprovado o Regulamento das Relações Comerciais, anexo ao presente Decreto Presidencial e que dele é parte integrante.

ARTIGO 2.º
(Revogação)

É revogada toda a legislação que contraria o disposto no presente diploma.

PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Decreto Presidencial n.º 2/11
de 5 de Janeiro

ARTIGO 3.º
(Dúvidas e omissões)



Quinta-feira, 6 de Janeiro de 2011

I Série — N.º 3

DIÁRIO DA REPÚBLICA

ÓRGÃO OFICIAL DA REPÚBLICA DE ANGOLA

Preço deste número — Kz: 310,00

Toda a correspondência, quer oficial, quer relativa a anúncio e assinaturas do « <i>Diário da República</i> », deve ser dirigida à Imprensa Nacional — E. P., em Luanda, Caixa Postal 1306 — End. Teleg.: «Imprensa»	ASSINATURAS		O preço de cada linha publicada nos <i>Diários da República</i> 1.ª e 2.ª séries é de Kz: 75,00 e para a 3.ª série Kz: 95,00, acrescido do respectivo imposto do selo, dependendo a publicação da 3.ª série de depósito prévio a efectuar na Tesouraria da Imprensa Nacional — E. P.
		Ano	
	As três séries.	Kz: 400 275,00	
	A 1.ª série	Kz: 236 250,00	
	A 2.ª série	Kz: 123 500,00	
	A 3.ª série	Kz: 95 700,00	

SUMÁRIO

Presidente da República

Decreto Presidencial n.º 4/11:

Aprova o Regulamento do Tarifário. — Revoga toda a legislação que contraria o disposto no presente diploma.

-financeiro das empresas do Sistema Eléctrico Público, fomentar a concorrência, bem como assegurar as condições comerciais não discriminatórias.

O Presidente da República decreta, nos termos da alínea *l*) do artigo 120.º e do n.º 3 do artigo 125.º da Constituição da República de Angola, o seguinte: