



UNIVERSIDADE DE COIMBRA
FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES
MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

*“Avaliação de Impactos da Microgeração e da Gestão da Procura em
redes radiais MT”*

NUNO ANDRÉ PASTOR OLIVEIRA

JÚRI:

PROF. DOUTOR CARLOS ALBERTO HENGGELER DE CARVALHO ANTUNES (PRESIDENTE)

PROF. DOUTOR ÁLVARO FILIPE PEIXOTO CARDOSO DE OLIVEIRA GOMES (ORIENTADOR)

PROF. DOUTORA RITA CRISTINA GIRÃO COELHO DA SILVA (VOGAL)

Coimbra - Portugal

Janeiro-2013

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar quero deixar o meu mais profundo agradecimento à minha família, em especial, à minha mãe, ao meu pai, à minha irmã e aos meus avós, por estarem sempre comigo ao longo destes anos, prestando um apoio incondicional nos bons e nos maus momentos deste percurso académico que agora chega ao fim.

Ao Professor Álvaro Gomes por toda a sua paciência, disponibilidade e conhecimentos, sem os quais a realização desta dissertação não seria possível.

À malta de Coimbra que me aturou todos estes anos e que esteve sempre comigo nos bons e maus momentos da vida académica.

Por fim, à malta de Guimarães, que também me aturou e vai aturando, pela força e coragem que me foram dando durante todos os fins de semana em que os visitava.

RESUMO

Os sistemas de energia eléctrica, tal como os conhecemos, quer seja por razões técnicas, económicas e/ou ambientais, têm vindo a sofrer diversas alterações nos seus paradigmas.

As redes eléctricas inteligentes representam uma nova era das redes de energia eléctrica, em que estas permitem um controlo, monitorização e comunicação ao longo de toda a rede, potenciando, desta forma, uma utilização integrada de recursos, tais como, a microgeração e as acções de Gestão da Procura.

A presente dissertação pretende, portanto, avaliar os possíveis impactos, em regime permanente, da introdução dos sistemas de microgeração e das acções de gestão da procura em redes radiais trifásicas de distribuição de energia eléctrica. Assim, para proceder ao estudo proposto, foi desenvolvida uma ferramenta que se caracteriza pela possibilidade de análise a redes de média tensão com redes de baixa tensão alocadas nos seus barramentos. Com o intuito de analisar a incerteza relativa à carga, foi também implementado um método baseado em simulações de *Monte Carlo*, que faz uso de técnicas de *Data Mining*, para o tratamento da incerteza.

Com o intuito de se avaliar os diversos impactos resultantes da aplicação dos recursos acima mencionados nas redes de distribuição de energia eléctrica, realizaram-se diversas simulações distintas, com o objectivo de analisar diferentes cenários possíveis.

PALAVRAS-CHAVE

Rede radial, Microgeração, Gestão da Procura, Fluxos de Potência, Análise de Impactos

ABSTRACT

The electric power systems, due to technical, economical and/or environmental concerns, have suffered many changes in a recent past.

The *Smart Grids* represent a breakthrough in the new era of the electric networks, allowing control, monitoring and communications along the entire network, enhancing integrated resources utilization, as well as, micro-generation and demand-side management actions.

This thesis intends, therefore, to evaluate, in the steady-state, the impacts that the integration of micro-generation and DSM actions can, possibly, cause in radial electric distribution systems. Due to these possible impacts, a tool was developed in order to analyze medium voltage networks with low voltage networks in its buses. Alongside with the tool, a *Monte Carlo*-based method was developed, using Data Mining techniques, in order to evaluate the load uncertainty.

In order to achieve the main goal of this work, several simulations were performed with different possible scenarios.

KEYWORDS

Radial Network, Micro-generation, Demand-Side Management, Load Flow, Impacts analysis

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	iii
LISTA DE TABELAS	vii
LISTA DE ABREVIATURAS	viii
1. INTRODUÇÃO	1
2. MODELOS.....	4
2.1 MODELO DA LINHA.....	5
2.2 MODELO DA CARGA	7
2.3 MODELO DO TRANSFORMADOR	8
3. IMPLEMENTAÇÃO	12
3.1 ALGORITMO.....	12
3.1.1 PROCEDIMENTO MATEMÁTICO	13
3.1.2 DIVISÃO POR CAMADAS.....	16
4. VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA	19
4.1 VALIDAÇÃO DO MODELO DO TRANSFORMADOR.....	19
4.2 VALIDAÇÃO DO ALGORITMO	21
5. TRATAMENTO DA INCERTEZA	25
6. <i>SOFTWARE</i>	28
6.1 INTERFACE GRÁFICO	28
7. ESTUDO DE CASO	30
7.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE	30
7.2 ANÁLISE DE RESULTADOS	33
7.2.1 PERFIL DE TENSÃO	35
7.2.2 PERDAS DE POTÊNCIA	41
7.2.3 DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO	43
8. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	46
BIBLIOGRAFIA.....	49

ANEXO I – DADOS DE VALIDAÇÃO.....	51
ANEXO II – DADOS DE SIMULAÇÃO	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Modelo exacto da linha trifásica [5]	5
Figura 2: Modelo equivalente do transformador de distribuição [9]	9
Figura 3: Diagramas do transformador trifásico para ambas as ligações dos enrolamentos [9] ...	10
Figura 4: Esquema unifilar de uma rede simples	14
Figura 5: Divisão por camadas de uma rede simples [9]	17
Figura 6: Fluxograma do algoritmo implementado.....	18
Figura 7: Rede de teste de 4 barramentos [22].....	19
Figura 8: Configuração espacial de todos os segmentos da linha [22]	20
Figura 9: Esquematização da rede de 13 barramentos [22]	22
Figura 10: Rede de teste de 25 barramentos [7] [23]	23
Figura 11: Rede de teste com 3 redes base alocadas.....	23
Figura 12: DDC médio de Verão e DDC de potência média máxima e mínima para um consumidor BT	26
Figura 13: Diagrama de Carga em que a potência média se verificou máxima e mínima, no total das 50 simulações com recurso a técnicas de DM	26
Figura 14: Diagrama de Carga em que a potência média se verificou máxima, no total das 50 simulações com recurso a DPG.....	26
Figura 15: Diagrama de Carga em que a potência média se verificou mínima, no total das 50 simulações com recurso a DPG.....	26
Figura 16: Janela principal do software desenvolvido	29
Figura 17: Fluxograma da aplicação implementada	29
Figura 18: Rede de média tensão utilizada para efeitos de simulação dos casos de estudo [4] ...	30
Figura 19: Rede de Baixa Tensão de base para as simulações efectuadas [1] [2]	31
Figura 20: DDC médio nas redes BT, por fase, nas estações de Inverno e Verão, respectivamente	32
Figura 21: Diagrama de Carga Diário do consumidor do lote 27 (barramento 37)	32
Figura 22: Diagrama Diário de Geração Fotovoltaica	32
Figura 23: Diagrama Diário de Geração Eólica	32
Figura 24: DDC com redução da procura em 20%	33
Figura 25: DDC com desvio de consumos.....	33
Figura 26: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h horas no Cenário A	35
Figura 27: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h horas no Cenário B.....	35
Figura 28: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h horas no Cenário C.....	35

Figura 29: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h horas no Cenário D	35
Figura 30: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h no Cenário E.....	36
Figura 31: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h no Cenário F.....	36
Figura 32: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h no Cenário G	36
Figura 33: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h no Cenário H	36
Figura 34: Perfil de tensões médio da rede BT2 às 13:00 horas no Cenário E.....	37
Figura 35: Perfil de tensões médio da rede BT2 às 13:00 horas no Cenário F.....	37
Figura 36: Perfil de tensões médio da rede BT2 às 13:00 horas no Cenário G	37
Figura 37: Perfil de tensões médio da rede BT2 às 13:00 horas no Cenário H	37
Figura 38: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 13:00 horas no Cenário I	38
Figura 39: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 13:00 horas no Cenário J	38
Figura 40: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 13:00 horas no Cenário K.....	38
Figura 41: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 13:00 horas no Cenário L	38
Figura 42: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 4:00 horas no Cenário I	39
Figura 43: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 4:00 horas no Cenário J	39
Figura 44: Perfil de tensões dos barramentos MT às 4:00 horas no Cenário M	39
Figura 45: Perfil de tensões dos barramentos MT às 4:00 horas no Cenário N.....	39
Figura 46: Perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3 ao longo do dia no Cenário A.....	40
Figura 47: Perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3 ao longo do dia no Cenário B.....	40
Figura 48: Perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3 ao longo do dia no Cenário C.....	40
Figura 49: Perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3 ao longo do dia no Cenário D.....	40
Figura 50: Desequilíbrios na Rede BT1, às 13 horas, nos Cenários A, B, C e D	43
Figura 51: Desequilíbrios na Rede BT1, às 13 horas, nos Cenários E, F, G e H.....	43
Figura 52: Desequilíbrios de tensões nos barramentos MT - Cenários I, K e M.....	44
Figura 53: Desequilíbrios de tensões nos barramentos MT - Cenários I, J, L e N.....	44
Figura 54: Desequilíbrios de tensões nos barramentos MT - Cenários I e M.....	45
Figura 55: Desequilíbrios de tensões nos barramentos MT - Cenários I e N.....	45
Figura 56: Desequilíbrio de tensões no barramento 20 da rede BT1	45
Figura 57: Desequilíbrio de tensões no barramento 20 da rede BT1	45
Figura 58: Diagrama diário de carga do PT1	55
Figura 59:Diagrama diário de carga do PT2	55
Figura 60:Diagrama diário de carga diário do PT3.....	55
Figura 61:Diagrama diário de carga diário do PT4.....	55
Figura 62:Diagrama diário de carga do PT5	55
Figura 63:Diagrama diário de carga do PT6	55

Figura 64:Diagrama diário de carga do PT7	55
Figura 65:Diagrama diário de carga do PT8	55
Figura 66:Diagrama diário de carga do PT9	56
Figura 67:Diagrama diário de carga do PT10	56
Figura 68:Diagrama diário de carga do PT11	56
Figura 69:Diagrama diário de carga do PT12	56
Figura 70:Diagrama diário de carga do PT13	56
Figura 71:Diagrama diário de carga do PT 14	56
Figura 72: DDC da Iluminação Pública (barramento 1)	57
Figura 73: DDC do lote 1 (barramento 7)	57
Figura 74: DDC do lote 28 (barramento 11)	57
Figura 75: DDC do lote 17 (barramento 12)	57
Figura 76: DDC do lote 16 (barramento 13)	57
Figura 77: DDC do lote 15 (barramento 14)	57
Figura 78: DDC do lote 14 (barramento 15)	57
Figura 79: DDC do lote 13 (barramento 16)	57
Figura 80: DDC do lote 12 (barramento 17)	58
Figura 81: DDC do lote 11 (barramento 18)	58
Figura 82: DDC do lote 10 (barramento 19)	58
Figura 83: DDC do lote 9 (barramento 20)	58
Figura 84: DDC do lote 8 (barramento 21)	58
Figura 85: DDC do lote 7 (barramento 22)	58
Figura 86: DDC do lote 6 (barramento 23)	58
Figura 87: DDC do lote 5 (barramento 24)	58
Figura 88: DDC do lote 4 (barramento 25)	59
Figura 89: DDC do lote 3 (barramento 26)	59
Figura 90: DDC do lote 2 (barramento 27)	59
Figura 91: DDC do lote 18 (barramento 28)	59
Figura 92: DDC do lote 19 (barramento 29)	59
Figura 93: DDC do lote 20 (barramento 30)	59
Figura 94: DDC do lote 21 (barramento 31)	59
Figura 95: DDC do lote 22 (barramento 32)	59
Figura 96: DDC do lote 23 (barramento 33)	60
Figura 97: DDC do lote 24 (barramento 34)	60
Figura 98: DDC do lote 25 (barramento 35)	60

Figura 99: DDC do lote 26 (barramento 36)60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores comuns dos expoentes para diferentes tipos de cargas [7]	8
Tabela 2: Intervalo de valores dos expoentes de potência para cargas agregadas por sector de consumo [7] [27]	8
Tabela 3: Exemplo da matriz T para a rede da Figura 4	14
Tabela 4: Características do transformador [22]	19
Tabela 5: Características físicas dos condutores de fase e neutro [22]	20
Tabela 6: Características das cargas utilizadas na validação do modelo [22]	20
Tabela 7: Comparação dos resultados obtidos com carga desequilibrada [22]	21
Tabela 8: Dados comparativos entre os resultados obtidos no ensaio e os resultados publicados em [22]	22
Tabela 9: Comparação entre os valores obtidos com a ferramenta e os valores retirados de [22]	24
Tabela 10: Dados comparativos ambos métodos de tratamento da incerteza e os valores reais recolhidos	27
Tabela 11: Descrição dos cenários de simulação	34
Tabela 12: Distribuição sistemas microgeração e ações DSM pelos diferentes cenários	34
Tabela 13: Perdas Activas e Reactivas Diárias	41
Tabela 14: Comparação dos resultados obtidos com carga equilibrada [22]	51
Tabela 15: Configuração das linhas aéreas [22]	51
Tabela 16: Configuração das linhas enterradas [22]	51
Tabela 17: Dados dos segmentos de linha da rede [22]	52
Tabela 18: Dados relativos aos transformadores[22]	52
Tabela 19: Bancos de condensadores[22]	52
Tabela 20: Dados de carga agregada [22]	52
Tabela 21: Dados de carga distribuída [22]	52
Tabela 22: Impedância dos condutores da rede de 25 barramentos [23]	53
Tabela 23: Configuração dos condutores da rede de teste de 25 barramentos [23]	54
Tabela 24: Valores de potência associados aos barramentos da rede de teste [23]	54
Tabela 25: Características dos ramos e distribuição de cargas das redes de Baixa Tensão	61
Tabela 26: Disposição dos PT e das redes BT na rede de distribuição	62

LISTA DE ABREVIATURAS

Abreviatura	Descrição
BT	Baixa Tensão
DDC	Diagrama Diário de Carga
DPG	Distribuição de Probabilidade Gama
DM	<i>Data Mining</i>
DSM	Gestão da Procura (<i>Demand-Side Management</i>)
MT	Média Tensão
PT	Posto de Transformação
SEE	Sistema de Energia Eléctrica
SMG	Sistema de Microgeração
SMGE	Sistema de Microgeração Eólica
SMGF	Sistema de Microgeração Fotovoltaica

1. INTRODUÇÃO

O panorama actual dos sistemas de energia eléctrica remete-nos, imediatamente, para uma evolução dos actuais sistemas de distribuição e transporte de energia eléctrica, em que a necessidade de encontrar novas alternativas aos combustíveis fósseis, bem como a integração cada vez mais acentuada da microgeração, das energias renováveis e dos veículos eléctricos, potenciou um novo paradigma no mercado do sector eléctrico que trata a procura como um recurso parcialmente controlável [1].

A *Smart Grid* (ou rede eléctrica inteligente) constitui um novo conceito de rede de energia eléctrica. Estas redes são dotadas de um fluxo de potência e informação bidireccional que lhes concede a capacidade de controlar continuamente todo o sistema, operando de forma amplamente monitorizada, automatizada, e distribuída. As redes inteligentes gozam ainda de uma certa capacidade de *self-healing*, que lhes permite detectar e actuar autonomamente sobre eventuais problemas que surjam na rede. A *Smart Grid*, ao servir de plataforma à introdução de inúmeras tecnologias de controlo, monitorização da rede e comunicação, funciona como uma *enabling technology* potenciando, desta forma, uma utilização integrada de recursos. Um exemplo dessas tecnologias são os sistemas locais de gestão de cargas, de que a chamada *Energy Box*, definido em [3] como sendo um processador de segundo plano que opera durante 24 horas por dia, 7 dias por semana e que gere de forma inteligente a utilização de energia eléctrica nos pequenos consumidores, é um exemplo. Esta tecnologia, recorrendo a algoritmos adequados, permite tomar determinadas decisões em função de várias variáveis, tais como, preços, previsões meteorológicas ou mesmo as preferências dos consumidores relativamente ao uso de determinados equipamentos [1]. Além disso, estes dispositivos permitem o armazenamento de quantidades significativas de dados que possibilitam tanto às empresas, como aos consumidores conhecerem, detalhadamente, os seus padrões de consumo.

O conceito de *Demand-Side Management* (ou Gestão da Procura) pode ser dado a qualquer programa ou acção que tenha como objectivo influenciar a utilização de energia por parte dos consumidores finais. Independentemente da natureza das acções implementadas, o principal objectivo é modificar a forma dos DDC, tanto que o valor de um programa DSM está directamente relacionado com a sua influência na forma do DDC [2]. Como consequência desta mudança de paradigmas nos SEE, as acções de controlo DSM estarão cada vez mais difundidas, sob as mais variadas formas, pelos consumidores finais da rede, potenciando a sua influência sobre os sistemas de energia eléctrica.

Microgeração é a definição utilizada para a produção de energia eléctrica localizada nas imediações do consumidor final. Estas instalações caracterizam-se pelo seu baixo nível de potência, contando, tipicamente, com apenas alguns kW. Actualmente, em Portugal, a quantidade de centrais microgeração tem vindo a aumentar consideravelmente, contando já com mais de 22 mil centros microprodutores [26]. Neste panorama, torna-se previsível que no futuro este tipo de produção tenha um impacto cada vez mais acentuado no SEE português.

A presente dissertação pretende avaliar os possíveis impactos de acções DSM em redes radiais de distribuição de energia eléctrica com a presença de diferentes sistemas de microgeração solar e/ou fotovoltaica.

No sentido de levar a cabo o estudo proposto, foi necessário desenvolver uma ferramenta que permitisse simular, com rigor, o comportamento das diversas grandezas que caracterizam as redes radiais de distribuição de energia eléctrica. O trabalho desenvolvido teve como ponto de partida um trabalho anterior [7], onde se fazia a avaliação desses impactos mas apenas ao nível de redes em baixa tensão. Em [4] foi feita uma primeira abordagem à avaliação dos impactos também em redes de média tensão, tendo, todavia, um desempenho não totalmente satisfatório pelo que no trabalho presente se optou por mudar diversos aspectos, nomeadamente, o algoritmo de cálculo do fluxo de potência, o modelo do transformador, o tratamento da incerteza, e, ainda, a introdução e estrutura dos dados que compõem os ficheiros de leitura.

O algoritmo implementado, baseado no método *Forward/Backward Sweep*, demonstra melhorias significativas em diversos aspectos, dos quais a possibilidade de introdução de redes BT com dados agregados por Posto de Transformação ou com dados desagregados por consumidor e alocadas em qualquer um dos barramentos MT será o mais relevante, visto permitir de facto simular situações realísticas em termos de redes de distribuição MT. Outro aspecto importante prende-se com a rapidez de execução, visto que este algoritmo efectua o varrimento *Forward* a partir do cálculo directo de matrizes, reduzindo assim a dependência de ciclos e, conseqüentemente, a carga computacional. O modelo do transformador adoptado, por sua vez, verificou-se bastante simples, pois este foi desenvolvido especificamente para o algoritmo em questão, apresentando assim um bom desempenho com resultados precisos.

Em sistemas de energia eléctrica, como é sabido, a geração e a procura são duas grandezas que se caracterizam por apresentarem uma variabilidade nem sempre fácil de antever. Como consequência, esta variabilidade aumenta consideravelmente a dificuldade de análise e/ou previsão do comportamento de uma rede de energia eléctrica, nomeadamente quando se pretende conhecer o comportamento da rede perante eventos que podem fazer variar as variáveis de estado que contribuem para caracterizar o sistema. Como resposta a esta questão, a versão anterior da ferramenta está dotada de um método para tratamento da incerteza que, recorrendo a

simulações de *Monte Carlo* e a distribuições de probabilidade, permite a simulação de n cenários prováveis para efeitos de tratamento estatístico (e.g. média, valores extremos). Porém, o recurso a distribuições de probabilidade pré-definidas nem sempre permite uma adequada caracterização da realidade. Por conseguinte, foi implementada uma nova abordagem baseada em simulações de *Monte Carlo* mas que recorre a técnicas de *Data Mining* para a caracterização da variabilidade da procura. Este novo método tem a particularidade de permitir determinar, baseada em dados reais, uma distribuição de probabilidade distinta para cada intervalo temporal, pelo que por esse motivo apresenta resultados mais realistas.

A presente dissertação encontra-se dividida em 8 capítulos, pelo que o presente capítulo corresponde ao capítulo 1 e visa introduzir o estudo realizado. O capítulo 2 descreve os modelos utilizados na implementação da ferramenta, ao passo que os capítulos 3 e 4 descrevem, respectivamente, a implementação e a validação do *software*. O capítulo 5, por sua vez, comporta a abordagem ao tratamento da incerteza, ao passo que o capítulo 6 apresenta o *software* desenvolvido. Por fim, os capítulos 7 e 8 descrevem, respectivamente, o caso de estudo levado a cabo e as conclusões que daí resultaram.

2. MODELOS

Para analisar o comportamento de um sistema eléctrico de energia em situações diversas, quer de carga, quer de geração local, é necessário recorrer a modelos que representem, com rigor, o comportamento dos vários componentes que são parte integrante do sistema. Neste contexto, um modelo representa a relação entre a entrada e a saída de um sistema [8], que é utilizado para simular o comportamento do sistema real e, desta forma, efectuar uma análise detalhada e adequada do comportamento do sistema em diversos cenários. Para tal, é necessário que o modelo represente adequadamente as diversas componentes que existem no sistema real. Neste capítulo, visando simular uma rede radial de distribuição, serão abordados os modelos de linha, da carga e do transformador.

O processo de modelação da linha inicia-se com a determinação das impedâncias próprias e mútuas de todos os condutores, com recurso às equações de *Carson* modificadas. Segundo *John Carson* todos os condutores, aéreos ou enterrados, podem ser calculadas tendo em conta o efeito da Terra recorrendo, para esse fim, ao método das imagens [4] [5] [6]. A forma como os condutores foram estabelecidos, bem como eventuais influências mútuas dos campos magnéticos criados pelas respectivas correntes, são levados em consideração neste modelo.

No caso particular do modelo da carga, a representação matemática deverá levar em conta a variação das potências activa e reactiva pedidas pelos diversos tipos de cargas à rede em função da tensão e/ou da frequência de alimentação. Devido à grande diversidade e distribuição de cargas, foram propostos, ao longo dos tempos e consoante as necessidades, vários processos de modelação de cargas. Dos diversos métodos de representação matemática existentes, podemos destacar alguns: modelos estáticos, modelos dinâmicos, lineares, não lineares, determinísticos, entre outros [7] [8]. No âmbito deste estudo, que pretende analisar um sistema de energia eléctrica em regime permanente, a escolha do modelo recai sobre os modelos estáticos, mais concretamente, o modelo exponencial.

Por sua vez, o modelo do transformador adoptado foi proposto em [9] e consiste numa representação matemática que traduz as relações entre tensões e correntes, dos diferentes tipos de ligações entre primário e secundário, satisfazendo as leis de *Kirchhoff*. Este modelo caracteriza-se, também, pelo facto de ultrapassar o problema da singularidade de matrizes e por ser de fácil integração no algoritmo proposto.

2.1 MODELO DA LINHA

Kersting e *Phillips*, em [5] propuseram um modelo de linha trifásica recorrendo às equações de *Carson* modificadas, equações estas, que resultam de aproximações às equações de *Carson* originais.

Para melhor compreender a estrutura da linha, está representado na Figura 1 o circuito equivalente de uma linha trifásica.

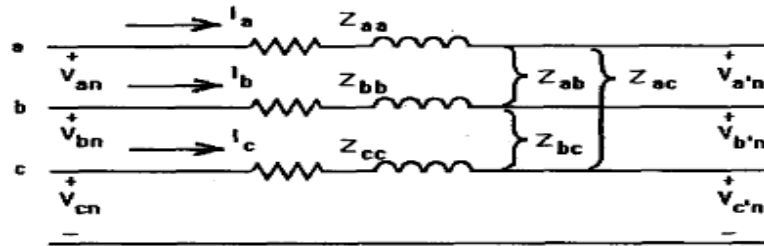


Figura 1: Modelo exacto da linha trifásica [5]

Por sua vez, a equação (2.1) descreve as tensões dos barramentos finais para o modelo da Figura 1.

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{a'n} \\ V_{b'n} \\ V_{c'n} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

A equação (2.1) pode, também, ser descrita na forma matricial:

$$[V_{abc}] = [V_{abc}]' + [Z_{abc}][I_{abc}] \quad (2.2)$$

O termo $[Z_{abc}]$ da equação (2.2) é denominado matriz da impedância de fase e os seus elementos podem ser determinados aplicando as equações de *Carson* modificadas e a subsequente redução de *Kron*. As equações de *Carson* modificadas são dadas por:

$$z_{ii} = r_i + 0,0953 + j0,12134 \times [\ln(1/GMR_i) + 7,934] \Omega/km \quad (2.3)$$

$$z_{ij} = r_i + 0,0953 + j0,12134 \times [\ln(1/D_{ij}) + 7,934] \Omega/km \quad (2.4)$$

Onde:

r_i – Resistência do condutor $_i$;

GMR_i – Raio médio geométrico do condutor $_i$;

D_{ij} – Espaçamento entre o condutor $_i$ e o condutor $_j$.

Tipicamente, segundo [10] e [11] o Raio médio geométrico (GMR) de cada condutor pode ser calculado pela expressão descrita pela equação (2.5):

$$GMR = r'.e^{-\frac{1}{4}} \quad (2.5)$$

Onde r' se refere ao raio do condutor.

A aplicação das equações (2.3), (2.4) e (2.5) a uma linha trifásica com um condutor neutro resulta numa matriz 4×4 , denominada matriz de impedância primitiva:

$$[Z_{prim}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Considerando que Z_{prim} pode ser subdividido em 4 matrizes, obtém-se uma expressão de acordo com a equação (2.7):

$$[Z_{prim}] = \begin{bmatrix} [Z_{ij}]_{(3 \times 3)} & [Z_{in}]_{(3 \times 1)} \\ [Z_{nj}]_{(1 \times 3)} & [Z_{nn}]_{(1 \times 1)} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Ao aplicar as equações (2.3), (2.4) e (2.5) a um circuito que contenha n condutores (fase e neutro), a matriz de impedância primitiva resultante será de dimensão $n \times n$. No caso de um sistema a três fios mais neutro, aplicando a redução *Kron*¹, esta matriz pode ser reduzida a uma matriz 3×3 Z_{abc} através da divisão entre a linha e a coluna da fase c e entre a linha e a coluna do neutro, originando a expressão descrita pela equação (2.8):

$$[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}][Z_{nn}]^{-1}[Z_{nj}] \quad (2.8)$$

Assim, a matriz Z_{abc} obtida a partir da equação (2.8) pode ser representada pela expressão (2.9), em que os seus elementos representam as impedâncias próprias e mútuas dos condutores da linha após o processo de redução.

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa'} & Z_{ab'} & Z_{ac'} \\ Z_{ba'} & Z_{bb'} & Z_{bc'} \\ Z_{ca'} & Z_{cb'} & Z_{cc'} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

¹ A redução de Kron é uma simplificação matemática que consiste numa redução matricial que tem por objectivo tornar a matriz mais compacta. Contudo esta manipulação matemática é utilizada, sobretudo, em sistemas de distribuição de 4 condutores com aterramento frequente do neutro. [3]

2.2 MODELO DA CARGA

Como já referido anteriormente, foi adoptado o modelo exponencial de carga que é descrito em [8]. Este modelo descreve o comportamento das potências activa e reactiva, das cargas em função das variações na tensão e/ou na frequência como podemos verificar nas seguintes expressões:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \left(1 + k_p \frac{f - f_0}{f_0} \right) \quad (2.10)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \left(1 + k_q \frac{f - f_0}{f_0} \right) \quad (2.11)$$

Onde,

P – Potência activa à tensão V [W];

P_0 – Potência activa à tensão V_0 [W];

Q – Potência reactiva à tensão V [VAr];

Q_0 – Potência reactiva à tensão V_0 [VAr];

V – Tensão no barramento [V];

V_0 – Tensão nominal [V];

f – Frequência da rede [Hz];

f_0 – Frequência nominal da rede [Hz];

n_p – Expoente da tensão para potência activa;

n_q – Expoente da tensão para potência reactiva;

k_p – Coeficiente de sensibilidade de carga a variações de frequência para potência activa;

k_q – Coeficiente de sensibilidade de carga a variações de frequência para potência reactiva;

Apesar da potência nas diversas cargas ser função da tensão e frequência, no presente caso de estudo apenas serão consideradas variações na tensão. Isto deve-se ao facto de, em regime permanente, as perturbações do sistema não provocarem alterações significativas na frequência, podendo esta ser considerada constante. Depois de simplificadas, as potências activa e reactiva associadas à carga são descritas pelas seguintes expressões:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_p} \quad (2.12)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_q} \quad (2.13)$$

Os expoentes (n_p e n_q) representam a variação da potência activa e reactiva da carga em função da tensão do barramento. Na Tabela 1 estão representados os valores dos expoentes para diferentes tipos de cargas.

Tipo de Carga	n_p	n_q
Ar condicionado	0,50	2,50
Luzes fluorescentes	2,00	0,00
Aquecedor de resistência	1,00	3,00
Bombas e ventiladores	0,08	1,60
Motores industriais de grande dimensão	0,05	0,50
Motores industriais de pequena dimensão	0,10	0,60

Tabela 1: Valores comuns dos expoentes para diferentes tipos de cargas [7]

Porém, ao realizar um estudo de uma carga em determinado barramento, é necessário levar em conta que essa carga resulta da combinação de diferentes tipos de cargas individuais. Por este motivo, é usual que as cargas sejam agregadas e divididas em três classes, que representam os sectores de consumo (residencial, comércio e serviços, e industrial). Na Tabela 2 estão apresentados alguns dos valores mais utilizados em publicações da especialidade.

Sector de Consumo	n_p		n_q	
	[7]	[27]	[7]	[27]
Residencial	[0,9; 1,7]	[0,72; 1,3]	[1,4; 2,1]	[2,96; 4,38]
Comércio e Serviços	[0,5; 0,8]	[0,99; 1,51]	[2,4; 3,5]	[3,15; 3,40]
Indústria	[0,7; 1,8]	0,18	[0,6; 2,2]	6,0

Tabela 2: Intervalo de valores dos expoentes de potência para cargas agregadas por sector de consumo [7]² [27]

2.3 MODELO DO TRANSFORMADOR

O modelo do transformador de distribuição utilizado encontra-se esquematizado na Figura 2. As perdas no núcleo poderiam ser representadas por uma carga trifásica em qualquer um dos lados do transformador, porém este modelo não contempla essas perdas, visto que as ligações dos enrolamentos surtem um efeito mínimo nesse tipo de perdas.

² A Tabela 2 é descrita em [7] referenciada a: **Machowski, Jan.** *Power System Dynamics and Stability*. 1997. John Wiley & Sons.

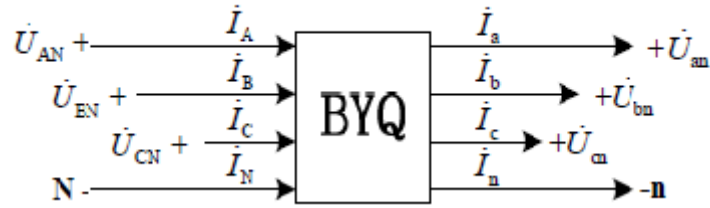


Figura 2: Modelo equivalente do transformador de distribuição [9]

Neste modelo, as correntes nas linhas I_s e I_p são dadas por:

$$I_s = [\bar{I}_a \bar{I}_b \bar{I}_c]^T \quad (2.14)$$

$$I_p = [\bar{I}_A \bar{I}_B \bar{I}_C]^T \quad (2.15)$$

Onde p e s se referem, respectivamente, ao primário e ao secundário do transformador.

Por outro lado, as tensões simples e compostas são dadas por:

$$V_{pS} = [\bar{V}_{AN} \bar{V}_{BN} \bar{V}_{CN}]^T \quad (2.16)$$

$$V_{sS} = [\bar{V}_{an} \bar{V}_{bn} \bar{V}_{cn}]^T \quad (2.17)$$

$$V_{pC} = [\bar{V}_{AB} \bar{V}_{BC} \bar{V}_{CA}]^T \quad (2.18)$$

$$V_{sC} = [\bar{V}_{ab} \bar{V}_{bc} \bar{V}_{ca}]^T \quad (2.19)$$

Quando o enrolamento está ligado em triângulo a tensão do secundário toma o valor $V_s = V_{sC}$ e $V_p = V_{pC}$. Por sua vez, quando o enrolamento está ligado em estrela tem-se $V_p = V_{pS}$ e $V_s = V_{sS}$. Em que S e C se referem, respectivamente, às tensões simples e compostas.

Assim, de acordo com as equações (2.20) e (2.21), as grandezas definidas anteriormente podem ser relacionadas entre si através das matrizes auxiliares H . Estas matrizes auxiliares têm dimensão 3×3 e representam a relação matemática entre as grandezas definidas anteriormente, consoante o tipo de ligação dos enrolamentos do transformador, como poderemos constatar mais à frente nesta secção.

$$I_p = H_{11}V_p + H_{12}I_s \quad (2.20)$$

$$V_s = H_{21}V_p - H_{22}I_s \quad (2.21)$$

Nas redes de distribuição do sistema eléctrico português, as ligações mais comuns nos transformadores de distribuição são $Y - Y$ e $\Delta - Y$. Desta feita, este estudo apenas vai abordar esses dois tipos de ligações (ver Figura 3).

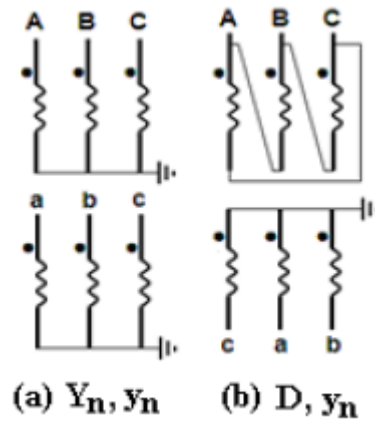


Figura 3: Diagramas do transformador trifásico para ambas as ligações dos enrolamentos [9]

O processo de cálculo dos fluxos de potência no transformador é efectuado fazendo uso das equações (2.20) e (2.21). O procedimento é semelhante para ambas as ligações do transformador, pelo que durante o processo iterativo apenas se irão verificar alterações nas matrizes H .

Admitindo que todas as grandezas estão convertidas em sistema p.u., podemos facilmente deduzir as expressões que traduzem as correntes e tensões do transformador. Assim, tendo em conta que z_{t1} representa a impedância de curto-circuito do transformador e que, por sua vez, E representa a matriz identidade, podemos deduzir as matrizes H para as diferentes ligações.

A. Ligação $Y_n - Y_n$

Para a ligação estrela-estrela, tendo em conta os pressupostos acima referidos, as expressões para a corrente do primário e da tensão do secundário podem ser obtidas a partir das expressões (2.22) e (2.23):

$$I_p = I_s \quad (2.22)$$

$$V_{sS} = V_{pS} - z_{t1}I_s \quad (2.23)$$

Assim, relacionando as equações (2.22) e (2.23) com as equações (2.20) e (2.21), podemos constatar:

$$H_{11} = 0 \quad (2.24)$$

$$H_{12} = E \quad (2.25)$$

$$H_{21} = H_{12} \quad (2.26)$$

$$H_{22} = z_{t1}E \quad (2.27)$$

B. Ligação $\Delta - Y_n$

De modo semelhante, para a ligação triângulo-estrela, podemos deduzir a seguinte expressão:

$$I_{pC} = \frac{I_s}{\sqrt{3}} \quad (2.28)$$

Então, assumindo que $I_A = I_{AB} - I_{CA}$, $I_B = I_{BC} - I_{AB}$ e $I_C = I_{CA} - I_{BC}$, vem que:

$$I_p = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} I_{pC} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} I_s \quad (2.29)$$

Assim, relacionando a expressão (2.29) com (2.20), podemos obter as matrizes auxiliares H_{11} e H_{12} , que estão representadas nas equações (2.30) e (2.31):

$$H_{11} = 0 \quad (2.30)$$

$$H_{12} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Por outro lado, relativamente à equação (2.21), podemos constatar o seguinte:

$$V_{sS} = \frac{V_{sC}}{\sqrt{3}} - z_{t1} I_s \quad (2.32)$$

De modo semelhante ao que foi anteriormente efectuado, comparando as equações (2.21) e (2.32) podemos deduzir facilmente as matrizes auxiliares H, como se pode verificar pelas expressões (2.33) e (2.34):

$$H_{21} = \frac{E}{\sqrt{3}} \quad (2.33)$$

$$H_{22} = z_{t1} E \quad (2.34)$$

3. IMPLEMENTAÇÃO

A implementação da ferramenta pode ser dividida em várias etapas distintas ao longo do processo de estudo. Inicialmente fez-se o estudo e implementação dos modelos dos diferentes componentes constituintes das redes de distribuição (carga, linha, transformador e geração), após a qual, se efectuou uma análise a fim de apurar o algoritmo de fluxo de potência indicado para o problema em questão, finalizando com a respectiva implementação. Após esse processo de implementação procedeu-se à validação do mesmo recorrendo, para o efeito, a diversos ensaios comparativos.

3.1 ALGORITMO

O cálculo do fluxo de potência constitui uma ferramenta muito importante na análise e planeamento dos sistemas de energia eléctrica [12] [13] [14] [15]. Em sistemas de porte considerável, o número de barramentos, linhas e transformadores pode ser muito elevado e, apesar da formulação das equações que permitem calcular as diversas variáveis de estado não apresentar grande dificuldade, devido à não-linearidade dessas equações as soluções são obtidas com recurso a métodos de cálculo iterativos [12] [15]. Neste contexto, ao longo dos anos têm vindo a ser desenvolvidos diversos procedimentos para o cálculo dos fluxos de potência, em que esses procedimentos comportam características específicas consoante o tipo de rede a ser analisada [20].

As redes de distribuição caracterizam-se, fundamentalmente, por serem radiais e apresentarem um rácio R/X elevado, ao invés das redes de transmissão onde $R \ll X$. Além disso, no paradigma actual, a estrutura das redes de distribuição é cada vez mais complexa, sobretudo, devido à introdução de sistemas de microgeração na rede e ao aumento da não-linearidade das cargas. Assim, os métodos *Newton-Raphson* e *Gauss-Seidel* [14] [15] [16] são mais apropriados em análises de fluxos de potência ao nível da transmissão de energia eléctrica, pois quando implementados em redes de distribuição, podem não oferecer a convergência necessária.

Outros métodos desenvolvidos tiveram por base o *The Compensation Method* [17] [21]. Este método caracteriza-se, essencialmente, por ser um método robusto e eficiente, capaz de lidar com redes de distribuição complexas. Todavia, embora existam algoritmos baseados neste tipo de compensação adaptados a redes de distribuição radiais, estes estão indicados, sobretudo, para redes fracamente malhadas.

Finalmente, o método *Forward/Backward Sweep* [18] [19] [20] é umas das técnicas iterativas mais comuns em redes de distribuição radiais. Isto deve-se, essencialmente, ao facto de

ser um algoritmo versátil, fácil de implementar, que contempla todas as características da rede e opera a uma velocidade de computação elevada.

No âmbito deste estudo, a escolha do algoritmo a utilizar recaiu sobre o procedimento proposto em [20], onde os autores propõem um algoritmo simples baseado no método *Forward/Backward Sweep*, que suporta a introdução de transformadores de distribuição em redes desequilibradas. O processo assenta numa solução em camadas que permite subdividir uma rede complexa em várias redes mais simples e de menor dimensão, diminuindo assim a carga computacional e o tempo despendido em cada iteração. Este procedimento adequa-se ao nosso objectivo que é a avaliação do impacto de acções de DSM e de instalação de sistemas de microgeração em redes de distribuição MT.

O processo de cálculo do algoritmo implementado inicia-se com a determinação das tensões em todos os barramentos da rede, em que este valor inicial é obtido a partir do valor da tensão do barramento de referência. O barramento de referência refere-se, neste contexto, ao barramento do secundário da subestação, que é considerado um barramento de potência infinita e, por esse motivo, não vê o seu nível de tensão variar ao longo do dia em função da carga presente na rede, embora possa apresentar valores diferentes em instantes de tempo diferentes. Posteriormente é calculada a corrente total injectada em cada um dos barramentos, que resulta da subtracção da corrente da carga à corrente proveniente da geração. De acordo com o procedimento descrito em 3.1.1, são calculadas as correntes que percorrem todos os ramos da rede e, com base nessas correntes e nas impedâncias das linhas, são calculadas todas as quedas de tensão entre os barramentos, actualizando todos os valores de tensão. Como já referido anteriormente, os valores iniciais das tensões nos barramentos não são conhecidos e, por isso, são inicializadas com base no nível de tensão do barramento de referência. Por conseguinte, a fim de encontrar a solução do sistema, recorreu-se a um método iterativo que realiza todo o processo de cálculo até que seja satisfeita a condição de paragem entre duas iterações consecutivas. O procedimento matemático está descrito detalhadamente no ponto 3.1.1.

3.1.1 PROCEDIMENTO MATEMÁTICO

Considere-se uma rede trifásica de distribuição com N barramentos, $n = N - 1$ barramentos independentes e $r = n$ ramos. Para qualquer barramento da rede, existe um caminho que liga esse barramento ao barramento de referência e que pode ser definido como um conjunto de ramos ao longo de todo o percurso. Deste modo, considerando que a direcção dos caminhos vai desde o barramento de referência até cada um dos barramentos e que todos os ramos têm a mesma direcção do caminho, é possível definir uma matriz que descreva a tipologia da rede. Esta

matriz denomina-se por matriz de caminhos T e tem dimensão $(3n \times 3n)$. A matriz T pode ser dividida em $n \times n$ submatrizes de dimensão (3×3) , em que cada uma dessas submatrizes representa a relação entre um barramento e um ramo. Ou seja, se o ramo j estiver no caminho do barramento i , então a submatriz $T(a,b)_{(3 \times 3)} = E$, caso contrário $T(a,b)_{(3 \times 3)} = 0$, onde $a = 3i - 2, \dots, 3i$ e $b = 3j - 2, \dots, 3j$. As matrizes E e 0 correspondem a matrizes de dimensão (3×3) e representam, respectivamente, a matriz identidade e uma matriz nula. Para melhor compreender a estrutura da matriz T está representada na Figura 4 uma rede simples.

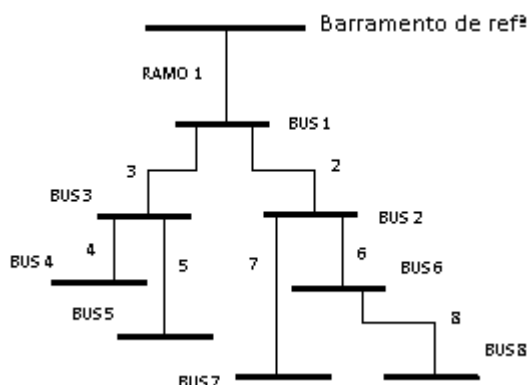


Figura 4: Esquema unifilar de uma rede simples

A matriz T correspondente à rede da Figura 4 tem dimensão (24×24) é descrita pela Tabela 3:

		RAMO 1			RAMO 2			RAMO 3			RAMO 4			RAMO 5			RAMO 6			RAMO 7			RAMO 8		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
BUS 1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS 2	4	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	6	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS 3	7	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	8	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	9	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS 4	10	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	11	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	12	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS 5	13	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	14	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	15	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BUS 6	16	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	17	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	18	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
BUS 7	19	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	20	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	21	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
BUS 8	22	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
	23	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
	24	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1

Tabela 3: Exemplo da matriz T para a rede da Figura 4

Pela análise da Tabela 3, podemos verificar a sombreado as submatrizes de dimensão (3×3) que descrevem o caminho do barramento 6 até ao barramento de referência. Estas submatrizes apresentam uma dimensão (3×3) que se deve ao processo de cálculo do algoritmo, em que os

seus elementos diagonais se referem a cada uma das fases do ramo em questão. Das 8 submatrizes assinaladas, 3 representam a matriz identidade, ao passo que as restantes são matrizes nulas. As três matrizes não-nulas representam os ramos que integram o caminho do barramento 6 até ao barramento de referência (ramo 1, ramo 2 e ramo 6).

De acordo com a Lei das correntes de *Kirchhoff*, as correntes injectadas nos barramentos $I_g(3n \times 1)$ e as correntes nos ramos $I_b(3n \times 1)$ satisfazem a seguinte equação:

$$I_b = T^T I_g \quad (3.1)$$

Sendo $S_{\varphi i}$ a potência aparente injectada no nó i e $Y_{\varphi i}$ a soma de todos os elementos ligados em cada fase do correspondente nó i , então a corrente injectada por fase em cada nó i é representada por:

$$I_{g\varphi i} = \left(\frac{S_{\varphi i}}{V_{\varphi i}} \right)^* - Y_{\varphi i} V_{\varphi i} \quad (3.2)$$

Onde $\varphi = a, b, c$ e $i = 1, \dots, n$.

A partir da Lei de Ohm, em sistemas de distribuição radial, vem que:

$$V_b = Z_b I_b \quad (3.3)$$

Onde V_b é um vector ($3n \times 1$) que corresponde às tensões nos ramos e Z_b é a matriz ($3n \times 3n$), que é baseada na impedância Z_{bi} de cada ramo i . Onde Z_{bi} tem a seguinte forma:

$$Z_{bi} = \begin{bmatrix} Z_{iaa} & Z_{iab} & Z_{iac} \\ Z_{iba} & Z_{ibb} & Z_{ibc} \\ Z_{ica} & Z_{icb} & Z_{icc} \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Sendo V_0 um vector (3×1) que corresponde tensão do barramento de referência e V_n um vector ($3n \times 1$) correspondente às tensões nos barramentos, então a diferença entre as tensões do barramento de alimentação e qualquer outro nó i é igual à soma das tensões em cada ramo no caminho do nó i . Portanto, sendo $I_E = [E_1, E_2, \dots, E_n]^T$, vem que:

$$\Delta V_n = I_E V_0 - V_n = T V_b = T Z_b I_b = T Z_b T^T I_g = \Delta Z I_g \quad (3.5)$$

Em que a matriz ΔZ é dada por:

$$\Delta Z = T Z_b T^T \quad (3.6)$$

Finalmente, o vector V_n é representado por:

$$V_n = I_E V_0 - \Delta V_n \quad (3.7)$$

O próximo passo consiste em calcular, recorrendo a métodos iterativos, a solução para os fluxos de potência a partir das equações (3.2), (3.5) e (3.7). Assumindo k como sendo a variável iterativa, o processo poder ser apresentado, sucintamente, da seguinte forma:

Passo 1:

Seja $V^0 = I_E V_0$.

Passo 2:

Fazendo uso da equação (2), calcula-se $I_{g\phi i}$.

Passo 3:

Com base em (5), calcular ΔV^k .

Passo 4:

A partir de (7) calcular V^k .

Passo 5:

Calcular a diferença entre V^k e V^{k-1} e verificar se estão dentro do intervalo de precisão pretendido, caso contrário voltar ao **Passo 2**.

3.1.2 DIVISÃO POR CAMADAS

Este método de divisão por camadas baseia-se na tipologia da rede e tem como finalidade reduzir a carga computacional do algoritmo. O seu procedimento consiste em dividir uma rede de distribuição complexa em redes de menor dimensão, com o objectivo de reduzir consideravelmente a dimensão das matrizes utilizadas no processo de cálculo (e.g. matriz de sensibilidade ΔZ , matriz T).

O processo de implementação do algoritmo inicia-se com a definição dos blocos constituintes das camadas da rede. No presente estudo, a divisão é efectuada em duas camadas, uma representativa do nível de Média Tensão e outra representativa do nível de Baixa Tensão. A camada principal (Média Tensão) é composta por apenas um bloco, ao passo que a segunda camada já pode ser constituída por mais que um bloco, ou seja, mais que uma rede (ver Figura 5).

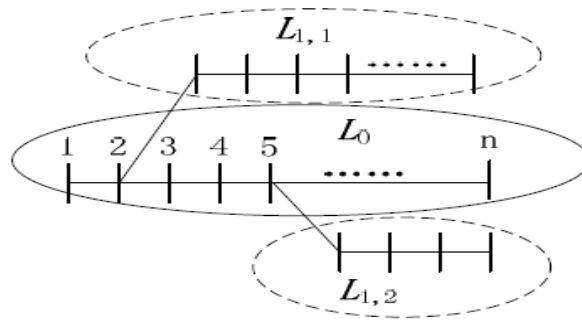


Figura 5: Divisão por camadas de uma rede simples [9]

Na ferramenta desenvolvida, os dados relativos às redes de Baixa Tensão podem ser inseridos de duas formas distintas: ou através de um diagrama de carga médio do Posto de Transformação, ou então através de diagramas médios de todos os consumidores de uma determinada rede BT. Neste sentido, como um dos objectivos do processo de divisão em camadas é reduzir a dimensão das variáveis dependentes da estrutura da rede, apenas as redes BT com os dados discriminados por consumidor serão integradas na segunda cama da rede, pois possuem uma estrutura mais complexa, ao contrário dos restantes PT que são representados por um único barramento.

Depois do processo de definição das camadas, o algoritmo, com base no valor da tensão do barramento de referência, procede ao cálculo do somatório das correntes injectadas em cada um dos barramentos da rede. Na etapa seguinte, o algoritmo calcula as quedas de tensão nos ramos através das equações (3.5) e (3.6), respectivas a cada bloco da rede.

Por fim, recorrendo à equação (3.7), o processo de actualização de tensões é efectuado desde a camada inferior até à camada superior, ou seja, em primeiro lugar são actualizadas as tensões em toda a zona de Média Tensão e posteriormente as tensões de cada bloco da zona de Baixa Tensão, com base nos valores de tensão MT já actualizados. Ou seja, o nível de tensão do primeiro barramento de cada bloco da camada superior (i.e. secundário do transformador do PT) é calculado com base no valor actualizado da tensão do primário. O processo continua, de forma iterativa, até que a condição de paragem entre iterações se verifique verdadeira.

Para uma melhor compreensão do processo, o fluxograma do algoritmo desenvolvido está ilustrado na Figura 6.

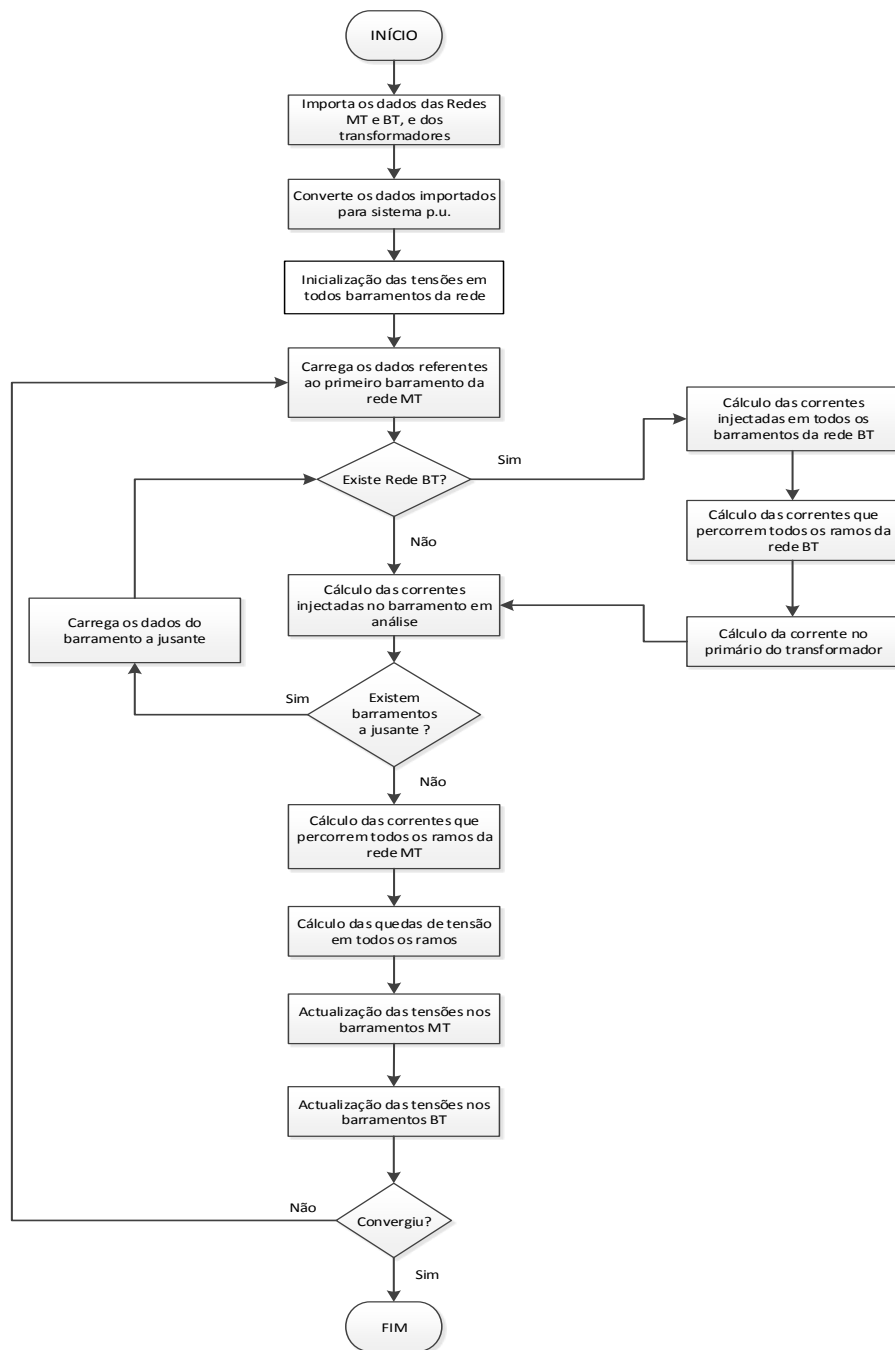


Figura 6: Fluxograma do algoritmo implementado

4. VALIDAÇÃO DA FERRAMENTA

A fim de validar a ferramenta desenvolvida, esta foi submetida a um conjunto de análises comparativas usando redes de teste. Esta etapa consiste em simular o comportamento de redes previamente existentes, no sentido de comparar os resultados obtidos por outros autores. Certificando, assim, o funcionamento e a precisão do *software*.

Numa primeira fase, procedeu-se à validação do modelo do transformador implementado, recorrendo para esse efeito à rede *ieee 4 node test feeder* retirada de [22]. Na fase complementar, decorreu a validação de todo o processo de cálculo desenvolvido para a ferramenta, utilizando para isso a rede *ieee 13 node test feeder* retirada de [22], e uma rede de 25 barramentos [7] [23].

4.1 VALIDAÇÃO DO MODELO DO TRANSFORMADOR

A validação do modelo do transformador foi efectuada com recurso à rede de teste *ieee 4 node test feeder*, retirada de [22]. A rede está representada na seguinte figura:

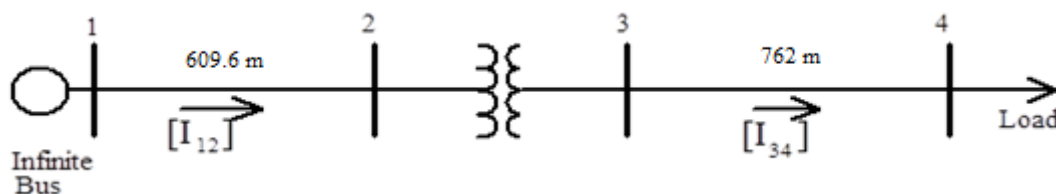


Figura 7: Rede de teste de 4 barramentos [22]

Esta rede é composta por 4 barramentos e um transformador trifásico. O barramento 1 é um barramento de potência infinita e a carga está alocada no barramento 4. Os dados relativos ao transformador encontram-se na seguinte tabela:

Potência nominal	$S = 6000 \text{ kVA}$
Tensão nominal do primário	$V_p = 12,47 \text{ kV}$
Tensão nominal do secundário	$V_s = 4,16 \text{ kV}$
Impedância de Curto-circuito	$Z_{cc} = 0.01 + j0.06 \text{ p. u.}$

Tabela 4: Características do transformador [22]

As linhas trifásicas que unem os barramentos 1 e 2, e os barramentos 3 e 4, podem ser constituídas por 3 ou 4 condutores, consoante o tipo de configuração da linha seja estrela ou triângulo. A configuração de ambas as linhas está ilustrada na Figura 8.

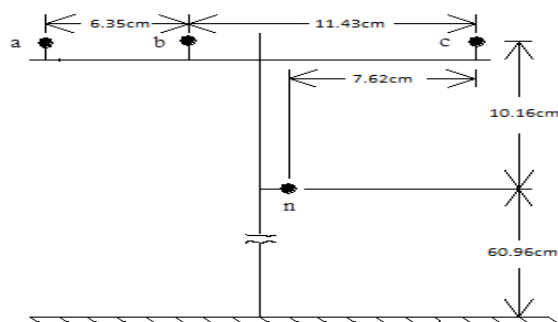


Figura 8: Configuração espacial de todos os segmentos da linha [22]

As características físicas referentes a cada condutor da linha estão representadas na seguinte tabela:

Condutor	Referência	GMR (mm)	Resistência (Ω/km)	Diâmetro (cm)
Fase	336,400 26/7	7.437	0.190	1.83
Neutro	4/0 6/1 ACSR	2.481	0.368	1.43

Tabela 5: Características físicas dos condutores de fase e neutro [22]

Recorrendo agora ao procedimento apresentado no ponto 2.1, podemos calcular as matrizes (3×3) que representam as impedâncias próprias e mútuas, entre os condutores das linhas trifásicas.

$$Z_{\Delta} = \begin{bmatrix} 0.2494 + 0.8782i & 0.0592 + 0.5291i & 0.0592 + 0.4515i \\ 0.0592 + 0.5291i & 0.2494 + 0.8782i & 0.0592 + 0.4848i \\ 0.0592 + 0.4515i & 0.0592 + 0.4848i & 0.2494 + 0.8782i \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \quad (4.1)$$

$$Z_Y = \begin{bmatrix} 0.2843 + 0.6698i & 0.0969 + 0.3117i & 0.0954 + 0.2392i \\ 0.0969 + 0.3117i & 0.2843 + 0.6698i & 0.0982 + 0.2632i \\ 0.0954 + 0.2392i & 0.0982 + 0.2632i & 0.2843 + 0.6698i \end{bmatrix} (\Omega/\text{km}) \quad (4.2)$$

Z_{Δ} - Matriz de impedância da linha para configuração espacial em triângulo;

Z_Y - Matriz de impedância da linha para configuração espacial em estrela.

No que toca à carga utilizada, esta pode ser equilibrada ou desequilibrada. Os seus dados estão presentes na Tabela 3.

	EQUILIBRADA			DESEQUILIBRADA		
		P (kW)	$\cos \varphi$		P (kW)	$\cos \varphi$
CARGA	Fase A	1800	0.9	Fase A	1275	0.85
	Fase B	1800	0.9	Fase B	1800	0.9
	Fase C	1800	0.9	Fase C	2375	0.96

Tabela 6: Características das cargas utilizadas na validação do modelo [22]

Para a validação deste modelo, procedeu-se à realização dos ensaios para dois tipos de configurações dos enrolamentos do transformador, nomeadamente ($Y - Y$ e $\Delta - Y$), visto serem as configurações mais comuns no sistema eléctrico nacional. Por outro lado, para cada uma dessas

configurações efectuaram-se dois ensaios distintos: com carga equilibrada e com carga desequilibrada. Note-se que devido à conjuntura global do trabalho, apenas se testou o transformador como sendo um transformador redutor. Segundo [22], para este modelo do transformador implementado, especificamente, conferir uma boa precisão, o erro máximo nos resultados obtidos não deverá ser superior a 0.0005 p.u.. Neste sentido, a Tabela 7 demonstra os resultados obtidos na simulação do modelo para o caso em que a carga é desequilibrada. Foi também realizada uma simulação para situações com carga equilibrada, os resultados dessa simulação encontram-se no Anexo I.

TRANSFORMADOR REDUTOR COM CARGA DESEQUILIBRADA												
		Ligação Yg – Yg				Ligação Δ – Yg						
		Ferramenta		IEEE		ERRO	Ferramenta		IEEE		ERRO	
		V	θ°	V	θ°	(p.u.)	V	θ°	V	θ°	(p.u.)	
BUS 2	V_{an}	7163.7	-0.14	7164	-0.1	4,17E-05	V_{ab}	12350	29.603	12350	29.6	0,00
	V_{bn}	7110.5	-120.18	7110	-120.2	6,94E-05	V_{bc}	12314	-90.394	12314	-90.4	0,00
	V_{cn}	7082	119.26	7082	119.3	0,00	V_{ca}	12333	149.75	12333	149.8	0,00
BUS 3	V_{an}	2305.5	-2.2581	2305	-2.3	0,000184	V_{an}	2290.3	-32.398	2290	-32.4	4,17E-05
	V_{bn}	2254.7	-123.62	2255	-123.6	4,17E-05	V_{bn}	2261.6	-153.81	2261	-153.8	0,00022
	V_{cn}	2202.8	114.79	2203	114.8	7,37E-05	V_{cn}	2213.9	85.177	2214	85.2	3,69E-05
BUS 4	V_{an}	2174.9	-4.124	2175	-4.1	3,69E-05	V_{an}	2156.8	-34.245	2157	-34.2	7,37E-05
	V_{bn}	1929.9	-126.8	1930	-126.8	3,69E-05	V_{bn}	1936.2	-157.03	1936	-157.0	7,37E-05
	V_{cn}	1832.5	102.84	1833	102.8	0,000184	V_{cn}	1849.3	73.392	1849	73.4	4,17E-05
		A	θ°	A	θ°		A	θ°	A	θ°		
I ₁₂	I_a	230.1	-35.912	230.1	-35.9	0,00	I_a	285.6	-27.611	285.7	-27.6	0,00012
	I_b	345.7	-152.64	345.7	-152.6	0,00	I_b	402.7	-149.59	402.7	-149.6	0,00
	I_c	455.1	84.648	455.1	84.7	0,00	I_c	349.1	74.348	349.1	74.4	0,00
I ₃₄	I_a	689.7	-35.912	689.7	-35.9	0,00	I_a	695.5	-66.033	695.5	-66.0	0,00
	I_b	1036.3	-152.64	1036	-152.6	0,000136	I_b	1033	177.12	1033	177.1	0,00
	I_c	1364.2	84.648	1364	84.7	9E-05	I_c	1351.9	55.197	1352	55.2	4,53E-05

Tabela 7: Comparação dos resultados obtidos com carga desequilibrada [22]

Da análise da Tabela 7 podemos constatar que o erro mais elevado é de 0,00022 p.u., que é um valor inferior ao máximo estipulado por [22]. Desta forma, podemos concluir que o modelo do transformador implementado apresenta resultados precisos.

4.2 VALIDAÇÃO DO ALGORITMO

Com o objectivo de validar a ferramenta em redes de distribuição de energia eléctrica, recorreu-se a duas redes de teste distintas, nomeadamente, *ieee 13 node test feeder* retirada de [22], e uma rede de 25 barramentos [7] [23]. Estas redes caracterizam-se, sobretudo, por serem radiais, pelos diversos pontos de carga agregada e distribuída localizados ao longo da rede e, ainda, pela existência de dois níveis distintos de tensão (Média Tensão e Baixa Tensão).

Na Figura 9 está esquematizada a rede *ieee 13 node test feeder* que é composta por 13 barramentos e um transformador redutor Yg-Yg (4,16kV/480V) de potência nominal 500 kVA.

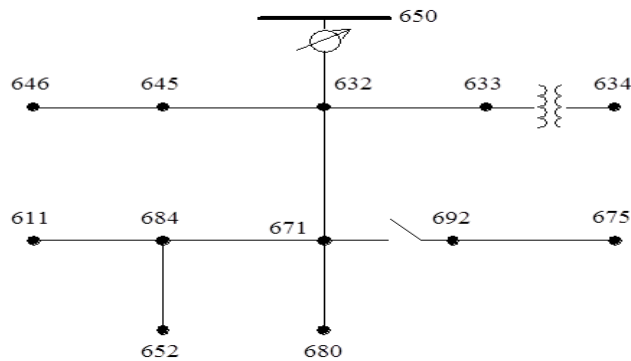


Figura 9: Esquematização da rede de 13 barramentos [22]

Esta rede de teste é constituída por conjuntos de carga agregada e de carga distribuída. A carga agregada ou concentrada refere-se à carga alocada num único barramento, ao passo que a carga distribuída representa um determinado número de cargas alocadas em outros tantos barramentos equidistantes entre si ao longo do ramo que os une. Em [17], os autores descrevem um método de representação para este tipo de cargas. A rede é ainda constituída por dois bancos de condensadores e um transformador de potência. Todos os dados referentes aos elementos constituintes da rede estão descritos no anexo I. Para efeitos de teste, e de modo a facilitar a implementação da rede, admitiu-se que a eventual carga distribuída entre barramentos, seja alocada nesses mesmos barramentos.

Na Tabela 8 estão representados os resultados obtidos durante o ensaio levado a cabo para a rede de 13 barramentos. A condição de paragem utilizada entre iterações tem um valor de 0,00001 pu.

BUS	Fase A					Fase B					Fase C				
	[V]			θ		[V]			θ		[V]			θ	
	<i>ensaio</i>	<i>ieee</i>	<i>erro</i>	<i>ensaio</i>	<i>ieee</i>	<i>ensaio</i>	<i>ieee</i>	<i>erro</i>	<i>ensaio</i>	<i>ieee</i>	<i>ensaio</i>	<i>ieee</i>	<i>erro</i>	<i>ensaio</i>	<i>ieee</i>
650	1,000	1,0000	0	0	0	1,00	1,00	0	-120	-120	1,00	1,00	0	120	120
RG60	1,0625	1,0625	0	0	0	1,05	1,05	0	-120	-120	1,0687	1,0687	0	120	120
632	1,0200	1,021	0,001	-2,52	-2,49	1,0438	1,042	-0,0018	-121,72	-121,72	1,0169	1,0174	0,0005	117,84	117,83
645						1,0346	1,0329	-0,0017	-121,90	-121,9	1,0149	1,0155	0,0006	117,87	117,86
646						1,0328	1,0311	-0,0017	-121,99	-121,98	1,0129	1,0134	0,0005	117,91	117,9
633	1,0169	1,018	0,0011	-2,58	-2,56	1,0419	1,0401	-0,0018	-121,76	-121,77	1,0143	1,0148	0,0005	117,84	117,82
634	0,9929	0,9940	0,0011	-3,26	-3,23	1,0235	1,0218	-0,0017	-122,22	-122,22	0,9954	0,9960	0,0006	117,36	117,34
671	0,9872	0,99	0,0028	-5,33	-5,3	1,0548	1,0529	-0,0019	-122,43	-122,34	0,9773	0,9778	0,0005	116,04	116,02
684	0,9852	0,9881	0,0029	-5,35	-5,32						0,9753	0,9758	0,0005	115,94	115,92
611											0,9733	0,9738	0,0005	115,79	115,78
652	0,9797	0,9825	0,0028	-5,27	-5,25										
692	0,9872	0,99	0,0028	-5,33	-5,31	1,0548	1,0529	-0,0019	-122,43	-122,34	0,9773	0,9777	0,0004	116,04	116,02
675	0,9806	0,9835	0,0029	-5,58	-5,56	1,0572	1,0553	-0,0019	-122,61	-122,52	0,9754	0,9758	0,0004	116,06	116,03
680	0,9872	0,99	0,0028	-5,33	-5,3	1,0548	1,0529	-0,0019	-122,43	-122,34	0,9773	0,9778	0,0005	116,04	115,92

Tabela 8: Dados comparativos entre os resultados obtidos no ensaio e os resultados publicados em [22]

O erro máximo verificado foi de 0,0029 p.u., visto que o autor não refere um valor de erro máximo admissível e tendo em conta as aproximações efectuadas relativamente à carga distribuída, pode confirmar-se que a ferramenta revela um bom nível de precisão.

Por fim, a rede de 25 barramentos foi utilizada como rede base e alocada numa rede de Média Tensão em três PT distintos. Nas Figuras 10 e 11 estão representadas, respectivamente, a rede base de 25 barramentos e a rede geral com todas as redes base alocadas. Os transformadores utilizados têm como tensões nominais de primário e secundário, respectivamente, 30kV/4.16kV com configuração Y-Y. No sentido de simplificar o processo de cálculo, admitiu-se que os transformadores seriam ideais.

A impedância de linha Z_{MT} da zona de Média Tensão (ver equação 4.3) foi retirada de [21] e apresenta valores idênticos aos apresentados pela Eurocabos [23] e pela Cabelte [24].

$$Z_{MT} = \begin{bmatrix} 0.2498 + 0.8367i & 0.05918 + 0.3894i & 0.05918 + 0.2988i \\ 0.05918 + 0.3894i & 0.2498 + 0.8136i & 0.05918 + 0.3288i \\ 0.05918 + 0.2988i & 0.05918 + 0.3288i & 0.2498 + 0.8267i \end{bmatrix} [\Omega/\text{km}] \quad (4.3)$$

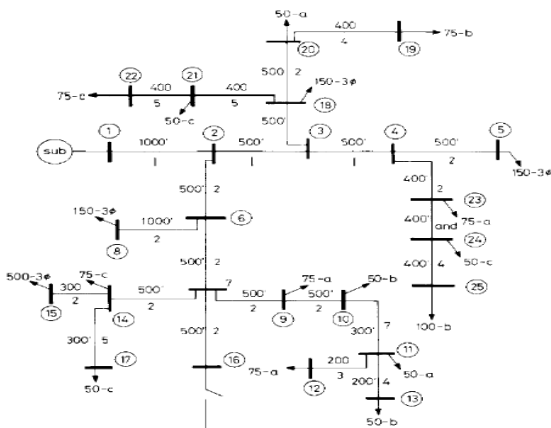


Figura 10: Rede de teste de 25 barramentos [7] [23]

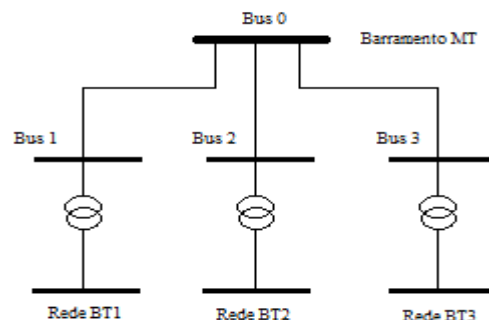


Figura 11: Rede de teste com 3 redes base alocadas

Na Tabela 9 é demonstrada uma comparação entre os valores obtidos para a rede base BT1 com os valores retirados de [23]. Analisando os resultados, verifica-se uma ligeira diferença entre os valores no barramento 1, isto deve-se ao facto de as redes BT estarem alocadas numa rede de Média Tensão e, como tal, o primeiro barramento não será considerado como sendo um barramento de potência infinita e verá o seu nível de tensão alterado. Assim, para uma condição de paragem entre iterações de 0,00001 p.u., o erro máximo verificado foi de 0,003409 p.u. Finalmente, tendo em conta os aspectos acima referidos e visto que o autor não define um valor máximo de erro admissível para esta, podemos concluir que a ferramenta confere uma precisão.

BUS	Fase A			Fase B			Fase C		
	[13]	<i>software</i>	Erro	[13]	<i>software</i>	Erro	[13]	<i>software</i>	Erro
1	1	0,998846	0,001154	1	0,999202	0,000798	1	0,999112	0,000888
5	0,9813	0,980586	0,000714	0,9824	0,980515	0,001885	0,9847	0,984427	0,000273
8	0,9752	0,974348	0,000852	0,9797	0,978177	0,001523	0,9803	0,979863	0,000437
9	0,965	0,964126	0,000874	0,9749	0,973374	0,001526	0,9768	0,976342	0,000458
10	0,9622	0,961255	0,000945	0,973	0,971526	0,001474	0,9771	0,976643	0,000457
11	0,9605	0,959567	0,000933	0,9725	0,971025	0,001475			
12	0,9592	0,958426	0,000774						
13				0,9717	0,970274	0,001426			
14	0,9663	0,965426	0,000874	0,973	0,971451	0,001549	0,9707	0,970193	0,000507
15	0,9642	0,963332	0,000868	0,971	0,969407	0,001593	0,9688	0,968307	0,000493
17							0,9695	0,969065	0,000435
18	0,9818	0,981658	0,000142	0,9823	0,979659	0,002641	0,983	0,982877	0,000123
20	0,9806	0,981065	0,000465	0,9808	0,977391	0,003409	0,9832	0,983334	0,000134
19				0,9784	0,975839	0,002561			
21							0,9789	0,979149	0,000249
22							0,9765	0,97691	0,00041
23	0,9807	0,980322	0,000378	0,9813	0,979891	0,001409	0,9849	0,984751	0,000149
24				0,9795	0,978115	0,001385	0,9842	0,98405	0,00015

Tabela 9: Comparação entre os valores obtidos com a ferramenta e os valores retirados de [23]

5. TRATAMENTO DA INCERTEZA

A versão anterior da ferramenta está dotada de um método para tratamento da incerteza que, recorrendo a simulações de *Monte Carlo* e a distribuições de probabilidade conhecidas, nomeadamente, a distribuição de probabilidade gama e distribuição de probabilidade normal, permite a simulação de n cenários prováveis para efeitos de tratamento estatístico (e.g. média, valores extremos). Ambas as distribuições de probabilidade utilizadas estão presentes no *software* Matlab[®].

Durante o presente estudo, como já foi referido, foi desenvolvido um método de tratamento da incerteza, com o intuito de simular a variabilidade da carga baseado as simulações de *Monte Carlo*, mas onde as densidades de probabilidade utilizadas no decurso dessas simulações são obtidas com recurso a técnicas de *Data Mining*, a partir de dados reais recolhidos. A execução global do método pode ser dividida em duas etapas distintas.

Para dar início ao processo de cálculo das densidades de probabilidade, que precede o processo de simulação propriamente dito, o utilizador faz uso de uma função externa ao *software*, denominada *Faz_dist()*, que determina, a partir de dados reais recolhidos e para cada intervalo de integração, as funções de probabilidade a utilizar no processo de cálculo das potências de cada barramento. Os valores obtidos são armazenados em ficheiros adequados para posterior utilização do *software*.

A segunda etapa do método está a cargo função *MonteCarlo()*, em que esta é chamada pelo programa durante o processo de simulação para, a partir das densidades de probabilidade anteriormente calculadas e armazenadas, calcular os novos valores de potência. Assim, visto que os cenários simulados têm por base as densidades de probabilidade calculadas a partir de dados reais, os resultados apresentar-se-ão mais realistas.

ANÁLISE COMPARATIVA

Com o intuito de comparar os dois métodos para tratamento da incerteza abordados na presente dissertação, foram realizadas 50 simulações de *Monte Carlo* de cada um deles. Antes de efectuar uma análise aos resultados obtidos, é de salientar que os dados que foram alvo de estudo são referentes a um consumidor de Baixa Tensão da rede eléctrica nacional e os seus valores de potência estão discriminados minuto a minuto, o que perfaz um total de 1440 valores de potência/dia. Na Figura 12 estão representados o DDC do consumidor no dia em que a potência média diária se verificou mais elevada e no dia em que a potência média se verificou mais reduzida, bem como o DDC médio para a época de Verão.

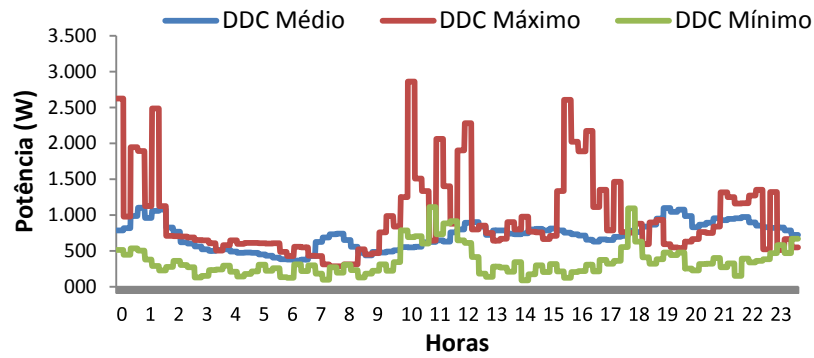


Figura 12: DDC médio de Verão e DDC de potência média máxima e potência média mínima para um consumidor BT

As Figuras 13, 14 e 15, por sua vez, ilustram, para ambos os métodos de tratamento da incerteza, de todos os diagramas de carga calculados, aqueles em que potência média se verificou mais elevada e mais reduzida no total das 50 simulações.

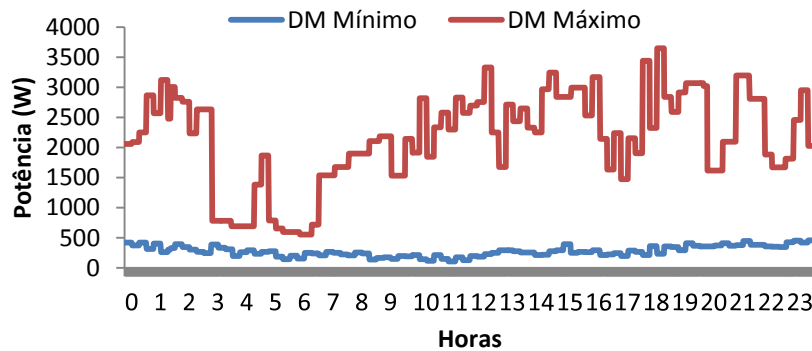


Figura 13: DDC da potência média máxima e DDC da potência média mínima, no total das 50 simulações com recurso a técnicas de DM

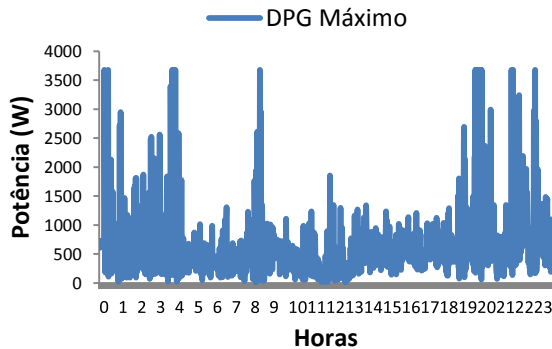


Figura 14: Diagrama de Carga em que a potência média se verificou máxima, no total das 50 simulações com recurso a DPG

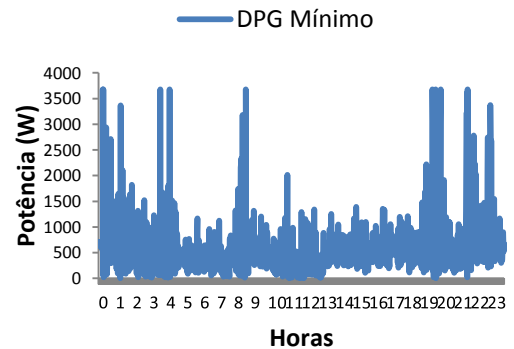


Figura 15: Diagrama de Carga em que a potência média se verificou mínima, no total das 50 simulações com recurso a DPG

Após uma análise às 50 simulações de cada de método, construiu-se a Tabela 10 para efeitos comparativos entre ambos e entre os dados reais recolhidos.

	Dados Recolhidos	Método 1 (<i>Data Mining</i>)	Método 2 (<i>Distribuição Gama</i>)
Número Simulações	N.A.	50	50
Potência Média Global	717,32 W	910 W	624,60 W
Potência instantânea máxima registada	3700 W	3649 W	3680 W
Potência instantânea mínima registada	56 W	106 W	0,6 W
Nº dias/Simulações em que a potência instantânea ultrapassou 3 kW	15/63 dias (24%)	6/50 simulações (12%)	50/50 simulações (100%)
Nº dias/Simulações em que a potência instantânea esteve abaixo dos 200 W	22/63 dias (35%)	13/50 simulações (26%)	50/50 simulações (100%)
Tempo total de execução³	N.A.	14 400 seg	60 seg

Tabela 10: Dados comparativos ambos métodos de tratamento da incerteza e os valores reais recolhidos

Analisando detalhadamente todos os dados obtidos, podem-se retirar algumas ilações. Em primeiro lugar verifica-se que, no Método 1, há uma maior variabilidade dos diagramas de cada simulação relativamente ao Método 2. Ou seja, no segundo Método os cenários são bastante mais semelhantes entre si. Este fenómeno deve-se, essencialmente, ao facto de, no Método 2, se partir de um diagrama de carga médio e utilizar uma distribuição conhecida sobre esse diagrama, ao passo que no Método 1 as distribuições de probabilidades utilizadas são calculadas com base em dados reais recolhidos, criando assim cenários mais realistas.

Outro aspecto importante tem que ver com o valor máximo permitido por simulação (3700kW), que se refere ao valor de potência contratada pelo consumidor. Durante as simulações efectuadas com recurso ao Método 1, verificou-se que o valor da potência ultrapassava os 3 kW em 12% das 50 simulações realizadas. Por outro lado, no Método 2, este valor é ultrapassado em todas as simulações efectuadas. Quanto aos dados recolhidos, verifica-se que os valores reais de potência consumida superiores a 3 kW ocorrem em 15 dos 63 dias que foram alvo de análise.

No que toca a valores inferiores, o cenário é semelhante. Das 50 simulações efectuadas com recurso ao Método 1, em 26% verificou-se um nível de potência instantâneo abaixo dos 200W, no Método 2, por sua vez, este cenário confirmou-se em 100% dos casos. Contudo, ao analisar os dados reais do consumidor, verifica-se que este valor foi atingido em 35% dos dias. Este facto demonstra, uma vez mais, que o Método 1 proporciona cenários mais realistas do que o Método 2.

Por fim, quanto à rapidez de execução, o Método 1 demonstrou ser bastante mais lento e verificou-se uma diferença extremamente acentuada entre ambos. Tendo em conta todos estes factos, ambos os métodos de tratamento de incerteza incorporam o *software* desenvolvido, cabendo assim ao utilizador determinar se pretende um processo de simulação mais rápido

³ Os tempos de execução foram obtidos com uma ferramenta de cálculo com as seguintes especificações: Processador Intel Core 2 Duo CPU P8600 @ 2.4GHz, Memória Ram 4Gb e Sistema 64-bits

(Método 2), mas com cenários menos realistas, ou mais lento (Método 1), mas com cenários mais realistas.

6. SOFTWARE

O *software* desenvolvido em ambiente Matlab[®], caracteriza-se, essencialmente, pela ampla capacidade de análise de redes radiais de distribuição de energia eléctrica, que se distingue pela possibilidade de análise de diferentes intervalos de integração temporal, bem como de diferentes tipos de redes de Baixa Tensão, sejam estas estendidas por consumidor ou consideradas como estando concentradas num único barramento. Além disso, para efeitos de tratamento da incerteza, o *software* comporta dois métodos baseados em simulações de *Monte Carlo*, o que, além da análise instantânea ou diária sobre os resultados obtidos, possibilita lidar estatisticamente com os mesmos.

ESTRUTURA

O *software* desenvolvido é composto por 6 funções principais, nomeadamente, *Interface()*, *Construcao_MRede()*, *Grafico_Rede()*, *Resolve()*, *MonteCarlo()* e *Gerar_estatistica()*.

A função *Interface()*, responsável pela criação do ambiente gráfico, confere ao programa um mecanismo que coloca ao dispor do utilizador uma interacção mais facilitada com o programa, tanto na introdução de dados, como na análise de resultados. Por sua vez, as funções *Construcao_MRede()* e *Grafico_Rede()* constroem a estrutura da rede com base nos parâmetros introduzidos. Relativamente à função *Resolve()*, esta desempenha um papel preponderante, visto que é responsável por todo o processo de cálculo da ferramenta. A função *MonteCarlo()* realiza o processo de simulação dos valores de potência para os cenários de simulação com base no método *Data Mining*. Finalmente, a função *Gerar_estatistica()* assegura o tratamento estatístico dos resultados obtidos.

6.1 INTERFACE GRÁFICO

Depois de iniciada a aplicação, surge uma janela de interface onde são introduzidos todos os ficheiros necessários ao processo de simulação, bem como toda a informação que é requerida ao utilizador, designadamente, o número de redes a analisar, modelo da linha, regime de neutro e dados acerca do tratamento da incerteza (ver Figura 16).

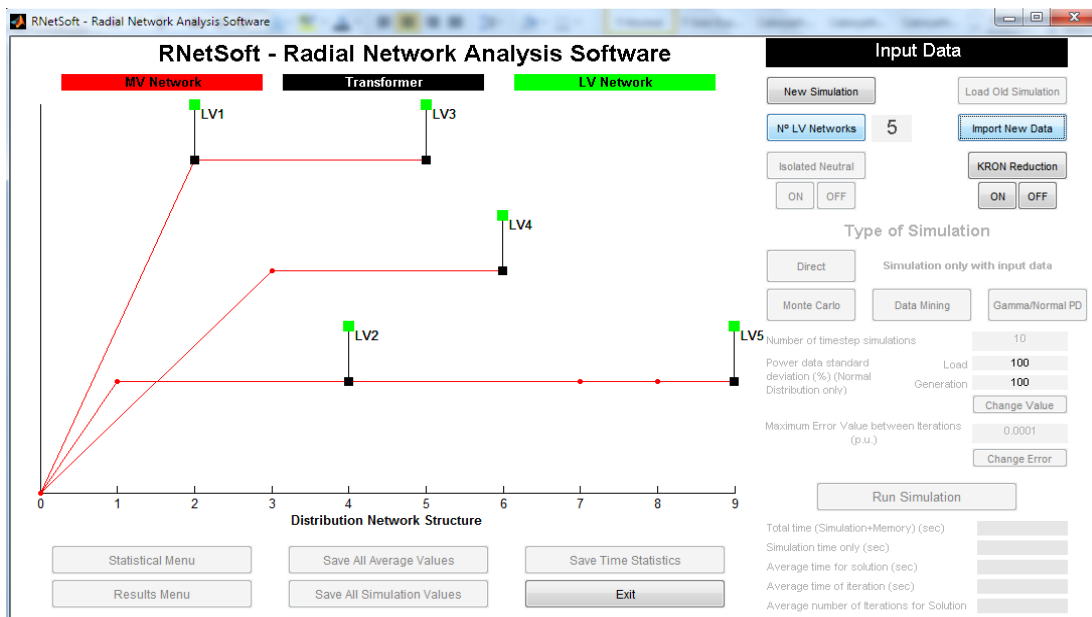


Figura 16: Janela principal do software desenvolvido

A representação esquemática da rede no programa (ver Figura 16) ilustra o nível de Média Tensão (a vermelho) e a localização das diversas redes BT (transformadores representados a preto e redes de Baixa tensão a verde). Por outro lado, à direita da janela encontram-se todos os botões que permitem introduzir os parâmetros necessários à simulação. Depois de decorrido o processo de simulação, cabe ao utilizador decidir o passo seguinte, pelo que os resultados obtidos podem ser alvo de tratamento estatístico ou podem, simplesmente, ser armazenados em ficheiros apropriados para uma utilização futura. Para facilitar a compreensão do funcionamento da aplicação, a Figura 17 ilustra o diagrama de fluxo da aplicação desenvolvida.

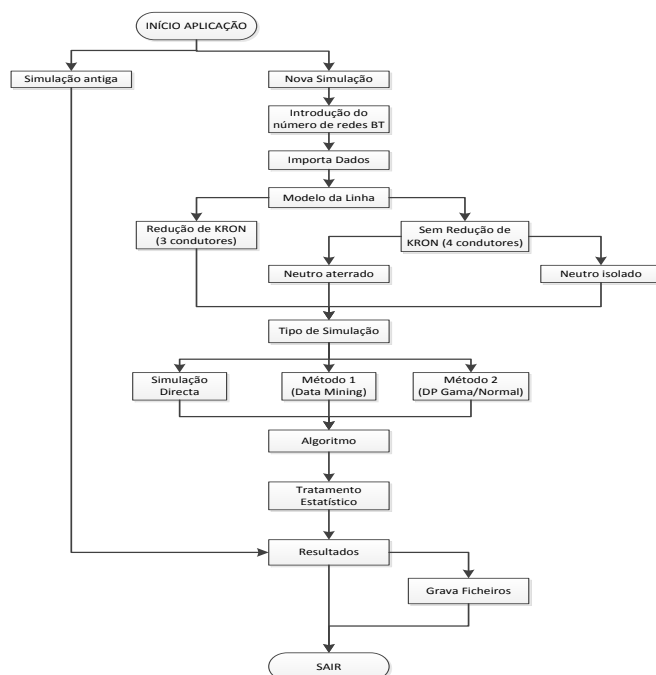


Figura 17: Fluxograma da aplicação implementada

7. ESTUDO DE CASO

Neste capítulo são apresentados os estudos de caso efectuados para a análise dos impactos de acções DSM em redes radiais de distribuição eléctrica com e sem unidades de microgeração. Em primeiro lugar, é feita uma caracterização da rede, bem como de todos os cenários a analisar. Após a caracterização, é então apresentada uma análise aos resultados obtidos.

7.1 CARACTERIZAÇÃO DA REDE

A rede utilizada nos diversos estudos levados a cabo é uma rede radial trifásica de Média Tensão dividida em três *feeders* que constituem um total 34 barramentos (ver Figura 18). A rede alimenta ainda um total de 18 postos de transformação à tensão nominal de 30kV, o que perfaz um total de 18 redes de Baixa Tensão. Dessas 18 redes, 15 foram modeladas como sendo um único barramento e as restantes 3 tiveram por base uma rede real urbana referente a um loteamento português.

A rede foi retirada de [4] e encontra-se esquematizada ao nível da Média Tensão na Figura 18. Como se pode verificar pela análise da figura, os barramentos estão numerados de 0 a 33, sendo que o barramento 0 representa o secundário do transformador da subestação de distribuição. Este barramento é considerado barramento de potência infinita, ou seja, não vê o seu nível de tensão alterado em função da carga/geração associada ao sistema, embora possa variar ao longo do tempo.

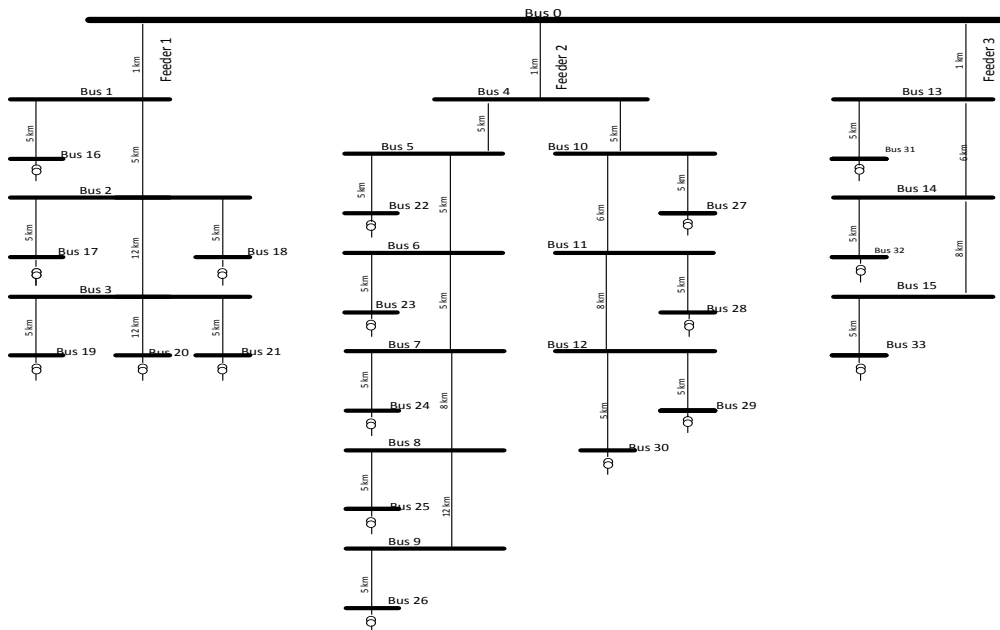


Figura 18: Rede de média tensão utilizada para efeitos de simulação dos casos de estudo [4]

A Figura 19, por sua vez, representa a tipologia da rede base de baixa tensão utilizada em 3 dos 18 Postos de Transformação considerados. Esta rede foi retirada de [7] e encontra-se

acoplada a um barramento MT por intermédio de um transformador redutor com potência nominal de 160kVA e tensões nominais 30kV/400V, com uma impedância de curto-circuito de $0,01 + j0,05$ pu. A localização das três redes de baixa tensão na rede MT varia consoante a análise pretendida, como tal, os dados relativos à localização das mesmas para as diferentes análises realizadas encontra-se no Anexo II.

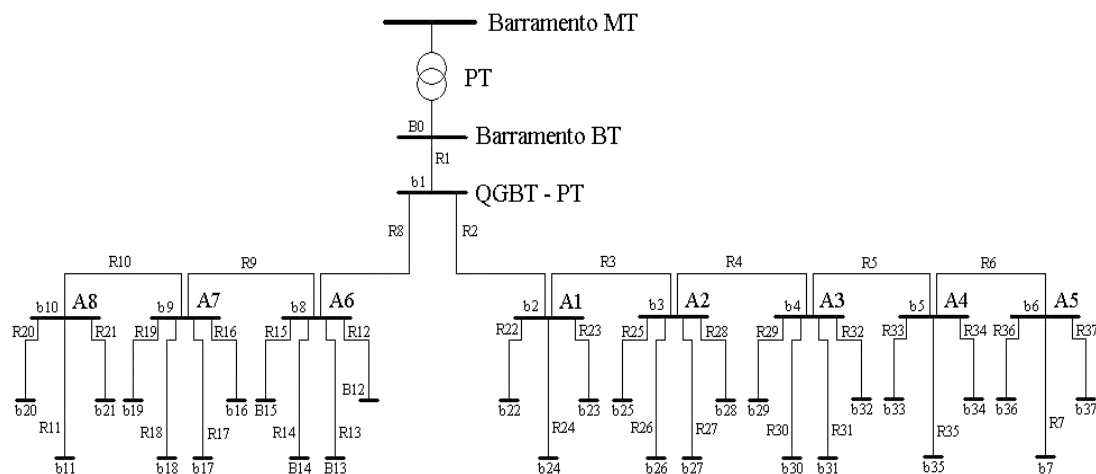


Figura 19: Rede de Baixa Tensão de base para as simulações efectuadas [7]

A rede representada é constituída por 38 barramentos distribuídos por:

- 28 lotes habitacionais (portinhola à entrada do lote);
- 8 armários de distribuição (A1 a A8);
- Quadro Geral de Baixa Tensão do Posto de Transformação (QGBT - PT);
- Barramento de baixa tensão à saída do transformador (Barramento BT).

Refira-se que apenas existe carga/geração aplicada aos barramentos dos lotes habitacionais e no barramento do QGBT – PT, no qual existe carga referente a iluminação pública. Os armários de distribuição foram considerados como sendo ideais e por isso não apresentam perdas, além disso todos armários têm o seu neutro ligado à terra. Embora sejam aplicadas algumas modificações, as três redes de baixa tensão mantêm a mesma tipologia da rede base, registando-se apenas variações na distância de alguns cabos condutores, e também na distribuição de carga e da geração pelas diversas fases da rede. Os dados relativos à localização da carga e cabos condutores das redes BT1, BT2 e BT3 estão descritos no Anexo II.

A Figura 20 apresenta o perfil médio diário de potência, por fase, das redes BT. Estes valores resultam da agregação de todos os DDC de todos os consumidores num dia de semana, para as épocas de Inverno e Verão, respectivamente.

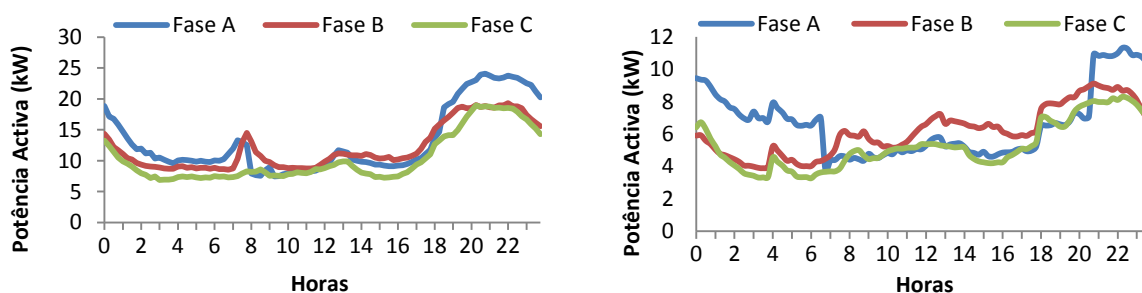


Figura 20: DDC médio nas redes BT, por fase, nas estações de Inverno e Verão, respectivamente

Da análise da Figura 20, pode-se constatar que o período de maior consumo, para ambas as épocas do ano, se verifica na mesma altura do dia, ou seja, entre as 19h e as 23h. Por outro lado, em ambos os casos, verifica-se uma menor procura da energia eléctrica no período nocturno, aproximadamente entre as 2h e as 6h. Outro dado importante tem que ver com a fase A nesta altura do dia, pois demonstra um perfil de potência ligeiramente superior às demais fases. Isto deve-se, essencialmente, ao facto de ser nesta fase que está alocada a iluminação pública, aumentando ligeiramente o perfil de potência nesta fase durante o período nocturno.

A Figura 21, por sua vez, ilustra, como exemplo, o DDC real do consumidor do lote 27 da rede base (barramento 37) em dois dias distintos do ano, referindo-se, respectivamente, às estações de Inverno e Verão.

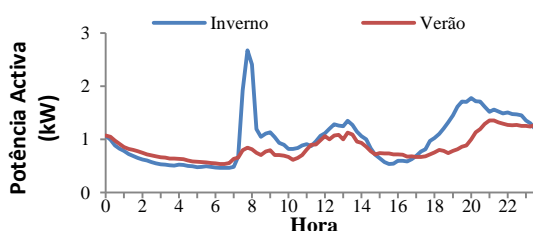


Figura 21: Diagrama de Carga Diário do consumidor do lote 27 (barramento 37)

Os diagramas de carga utilizados no presente estudo correspondem a DDC reais de consumidores residenciais do ano de 2005. Os restantes diagramas de carga de cada consumidor, bem como os DDC de cada um dos PT considerados estão indicados no Anexo II. Como já referido anteriormente no capítulo 2, a carga é modelada de acordo com o modelo exponencial, pelo que durante o processo iterativo os expoentes utilizados para a potência activa e reactiva, são, respectivamente, $n_p = 1,3$ e $n_q = 1,75$. Estes expoentes representam valores médios baseados nos valores da Tabela 2 do capítulo 2.

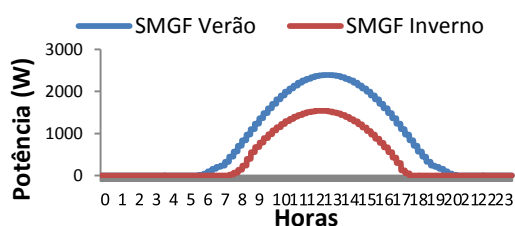


Figura 22: Diagrama Diário de Geração Fotovoltaica

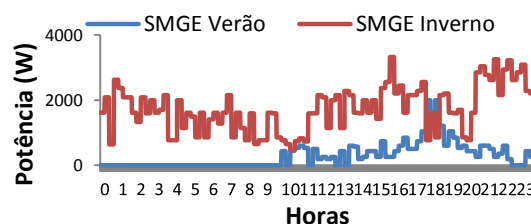


Figura 23: Diagrama Diário de Geração Eólica

Os sistemas de microgeração utilizados durante a execução das simulações estão de acordo com as Figura 22 e 23. Analisando estas figuras verifica-se que os sistemas de microgeração solar apresentam um pico de produção entre as 12h e as 14h. Todavia, o cenário altera-se consoante a estação do ano. Assim, na estação de Inverno, verifica-se uma diminuição no intervalo temporal de produção, bem como uma redução global da potência produzida. Estas alterações resultam da diminuição das horas de luz solar durante um dia, associadas a uma alteração do ângulo de incidência dos raios solares sobre os painéis fotovoltaicos. Os sistemas de microgeração eólicos, por sua vez, apresentam o perfil de potência bastante mais inconstante, que se deve, essencialmente, à aleatoriedade de ventos com velocidade suficiente para a produção de energia eléctrica. Durante o presente caso de estudo, utilizaram-se, sobretudo, dados relativos a sistemas de microgeração solar na época de Verão, visto ser esta a tecnologia predominante em Portugal e por ser nessa altura do ano em que a produção de energia eléctrica por parte desses sistemas é mais elevada.

Neste estudo de caso são utilizados os impactos das acções de DSM nos diagramas de carga. Neste contexto, as acções utilizadas que visaram alterar a forma dos DDC de alguns dos consumidores da rede basearam-se, sobretudo, na redução global da procura e em desvios de consumos de períodos diurnos para períodos nocturnos. A título de exemplo, as Figuras 24 e 25 exemplificam a aplicação destas medidas a um consumidor residencial.

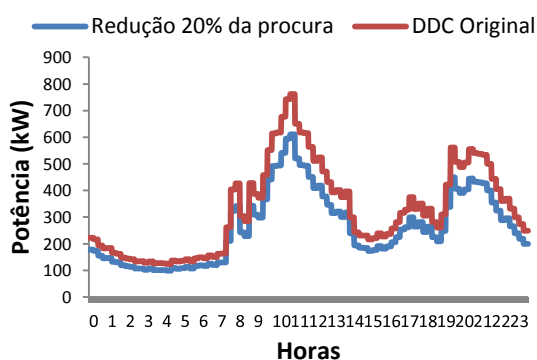


Figura 24: DDC com redução da procura em 20%

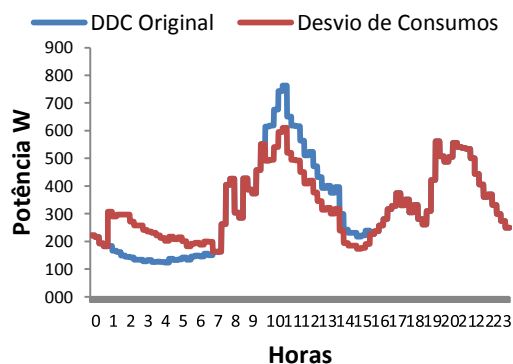


Figura 25: DDC com desvio de consumos

7.2 ANÁLISE DE RESULTADOS

De forma a realizar um estudo abrangente foram criados diversos cenários de análise distintos, que representam diferentes distribuições dos sistemas de microgeração ao longo da rede e, também, as diferentes acções DSM aplicadas aos consumidores. Estes cenários de simulação encontram-se descritos resumidamente na Tabela 11.

Cenários	Descrição
Cenário A	Redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 3 sem SMG e sem ações DSM
Cenário B	Redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 3 sem SMG e com ações DSM
Cenário C	Redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 3 com SMG e sem ações DSM
Cenário D	Redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 3 com SMG e com ações DSM
Cenário E	Redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2 sem SMG e sem ações DSM
Cenário F	Redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2 sem SMG e com ações DSM
Cenário G	Redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2 com SMG e sem ações DSM
Cenário H	Redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2 com SMG e com ações DSM
Cenário I	Sem SMG instalados em PT e sem SMG nas redes BT1, BT2 e BT3, alocadas no Feeder 2, sem ações DSM
Cenário J	SMG instalados em PT e nas redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2, sem ações DSM
Cenário K	Sem SMG na rede e redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2, com redução global da procura diária
Cenário L	SMG instalados em PT e nas redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2, com redução global da procura diária
Cenário M	Sem SMG na rede e redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2, com desvios de consumos
Cenário N	SMG instalados em PT e nas redes BT1, BT2 e BT3 alocadas no Feeder 2, com desvios de consumos

Tabela 11: Descrição dos cenários de simulação

A disposição dos sistemas de microgeração, bem como as medidas de gestão da procura aplicadas aos consumidores estão apresentadas na Tabela 12. Os dados relativos à disposição dos PT e das redes BT1, BT2 e BT3 pelos diversos barramentos MT, nos diferentes cenários, são indicados em anexo.

	MICROGERAÇÃO				ACÇÕES DSM			
		BT1	BT2	BT3	BT1	BT2	BT3	
	BUS	FASE	FASE	FASE	++SMG --DSM	--SMG++DSM	++SMG++DSM	
CENÁRIO A/B/C/D	11	A		A	Redução da procura em 15% em 30% dos consumidores	Redução da procura em 15% em 50% dos consumidores	Redução da procura em 20% em 50% dos consumidores	
	15	B	A	B				
	19	A		A				
	20	C	B	C				
	24	C		C				
	28	A	C	A				
	30	A		A				
	33	C	A	C				
CENÁRIO E/F/G/H	35	A		A	Desvio de 15% da procura diurna para período nocturno em 15% dos consumidores	Desvio de 15% da procura diurna para período nocturno em 25% dos consumidores	Desvio de 20% da procura diurna para período nocturno em 40% dos consumidores	
	37	B	C	B				
	11	A		A				
	15	B	A	B				
	19	A		A				
	20	C	B	C				
	24	C		C				
	28	A	C	A				
CENÁRIO I/J/K/L/M/N	30	A		A	Redução da procura em 15% em 30% dos consumidores	Redução da procura em 15% em 50% dos consumidores	Redução da procura em 20% em 50% dos consumidores	
	33	C	A	C				
	35	A		A				
	37	B	C	B				
	11			A				
	15	B	A	B				
	19			A				
	20	C		C				
	24			C				
	28	A	C	A				
	30			A				
	33	C		C				
	35			A				
	37	B	C	B				
	MICROGERAÇÃO NOS PT				CENÁRIOS K,L: Redução da procura em 20% durante todo o dia CENÁRIOS M,N: Desvio da procura diurna para período nocturno em 20%			
	PT	FASE A	FASE B	FASE C				TOTAL
	1	1	1	1				3
	5	2	2	1				5
	9	1	0	1				2
	12	2	2	2				6
	14	1	1	1				3

Tabela 12: Distribuição sistemas microgeração e ações DSM pelos diferentes cenários

7.2.1 PERFIL DE TENSÃO

A primeira análise efectuada consistiu no estudo da variação dos perfis de tensão na rede com a introdução das acções DSM em redes de distribuição com e sem sistemas de microgeração instalados. Para proceder a uma análise mais específica, a análise comparativa é feita com recurso a dados relativos às 13:00 horas, pois é a esta hora do dia em que os SMGF apresentam uma produção de energia eléctrica mais elevada.

As Figuras 26, 27, 28 e 29 ilustram o perfil de tensão médio da rede BT1, às 13:00 horas, para os cenários A, B, C e D, respectivamente.

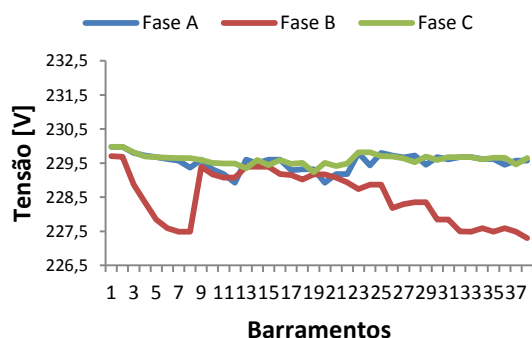


Figura 26: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h horas no Cenário A

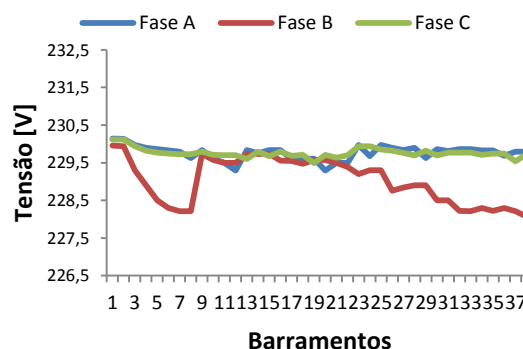


Figura 27: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h horas no Cenário B

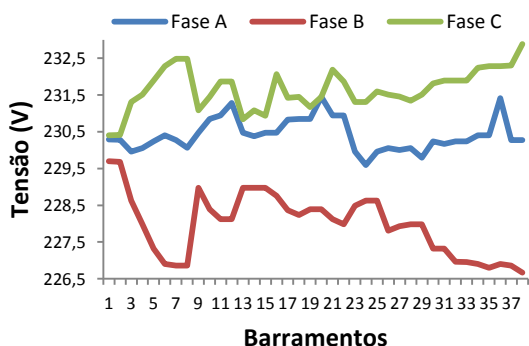


Figura 28: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h horas no Cenário C

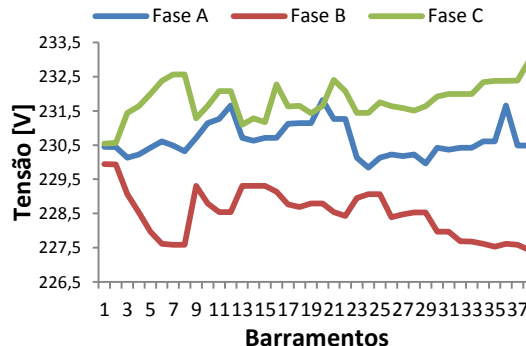


Figura 29: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h horas no Cenário D

Pela análise das figuras anteriores, podemos constatar que, relativamente ao estado inicial da rede (cenário A), o perfil de tensão da rede BT1 nos cenários B, C e D sofre algumas alterações, nas diferentes fases da rede, com a introdução de acções de DSM nos consumidores e/ou com introdução de SMG na rede.

No que toca à introdução de medidas de gestão da procura (cenário B), verifica-se que, relativamente ao estado inicial, ocorreu um aumento global do perfil de tensão da rede. Este aumento, porém, foi mais notório na fase B, que se deve ao facto de, juntamente com a fase A, serem as fases onde se verificaram um maior número de acções implementadas. No entanto, o

facto de a fase A não apresentar um aumento tão considerável quanto a fase B, está relacionada com o facto de esta ser a fase mais “carregada” da rede (ver Figura 20), tornando plausíveis os resultados obtidos.

No que toca à introdução de SMG na rede (cenário C), podemos verificar que existe um aumento global das tensões na fase A e na fase C. Na fase B, contudo, verificou-se uma queda do nível de tensão em grande parte dos barramentos relativamente ao cenário A, que se deve ao facto de a geração local estar predominantemente instalada nas fases A e C, o que provoca, de um modo geral, uma diminuição nas correntes que circulam nestas fases e, consequentemente, um aumento da corrente na fase B, provocando uma descida no nível de tensão nesta fase.

No cenário D, em que ocorreu a introdução conjunta de SMG e de acções de controlo de carga nos consumidores, verificou-se um aumento do perfil de tensão relativamente a todos os outros cenários. Porém, existe um aspecto que deve ser realçado e que está relacionado com o nível de tensão da fase B, onde se verifica a subida mais significativa relativamente ao cenário C, registando ainda, em diversos barramentos, valores superiores ao cenário A, contrariamente ao que sucedeu no cenário C.

As Figuras 30, 31, 32 e 33 ilustram o perfil de tensões da Rede BT1, às 13:00 horas, para os cenários E, F, G e H.

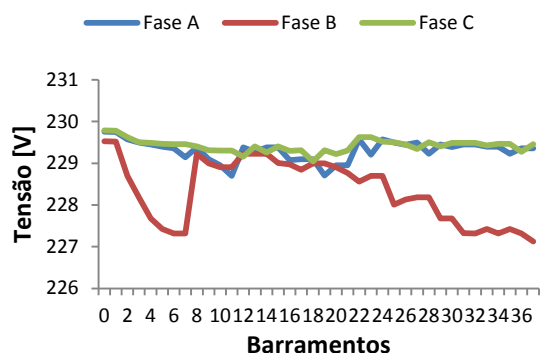


Figura 30: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h no Cenário E

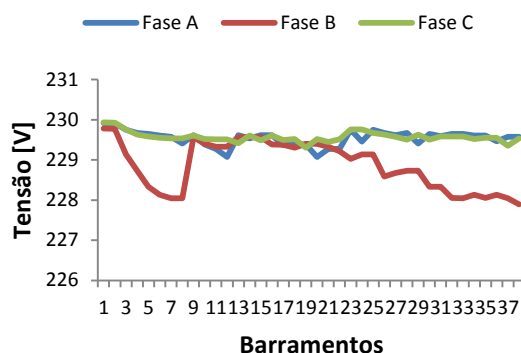


Figura 31: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h no Cenário F

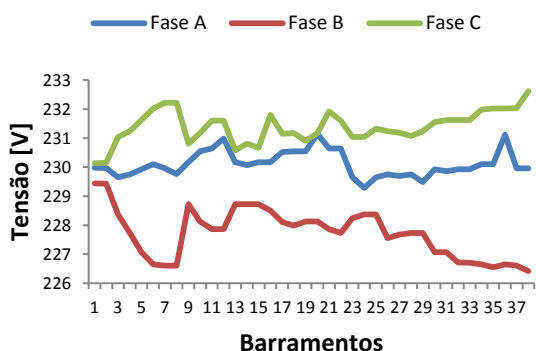


Figura 32: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h no Cenário G

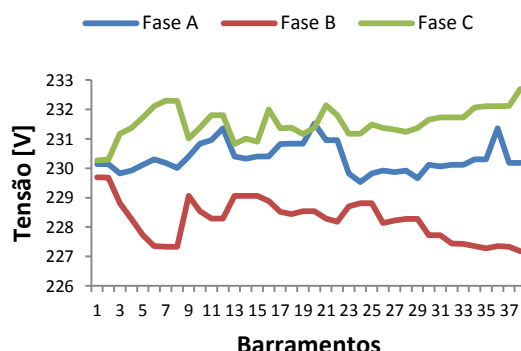


Figura 33: Perfil de tensões da rede BT1 às 13:00h no Cenário H

Da análise às Figuras 30 a 33, verifica-se que, para os cenários E a H, a introdução na rede dos SMG e das acções de DSM resulta em impactos bastante semelhantes aos verificados nos primeiros cenários (A a D). No entanto, verifica-se de um modo geral, que o nível de tensão diminui, ainda que muito ligeiramente, em todos os barramentos. Isto deve-se, sobretudo, ao facto da rede BT1, nos cenários E, F, G e H, se encontrar num *feeder* diferente e, como tal, encontra-se mais afastada da subestação relativamente aos cenários A, B, C e D, originando uma queda de tensão ligeiramente mais elevada nos ramos que ligam o PT à subestação.

A rede BT2 caracteriza-se, essencialmente, por uma menor presença de SMG, em detrimento de um alargamento das acções DSM a um maior número de consumidores. As Figuras 34, 35, 36 e 37 ilustram o perfil de tensão médio da rede BT2, às 13:00 horas, para os cenários E, F, G e H, respectivamente.

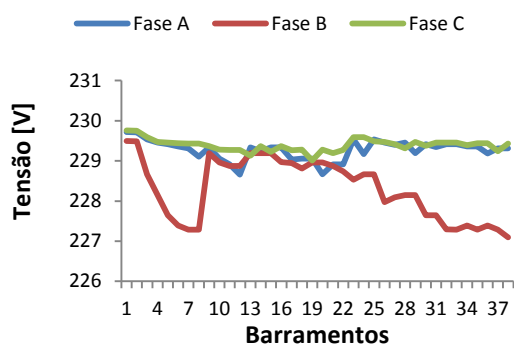


Figura 34: Perfil de tensões médio da rede BT2 às 13:00 horas no Cenário E

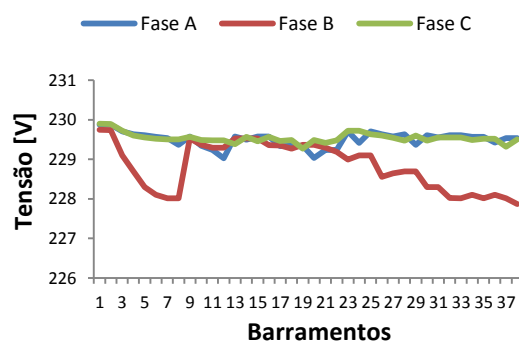


Figura 35: Perfil de tensões médio da rede BT2 às 13:00 horas no Cenário F

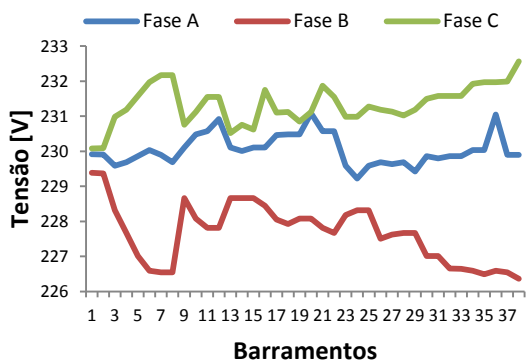


Figura 36: Perfil de tensões médio da rede BT2 às 13:00 horas no Cenário G

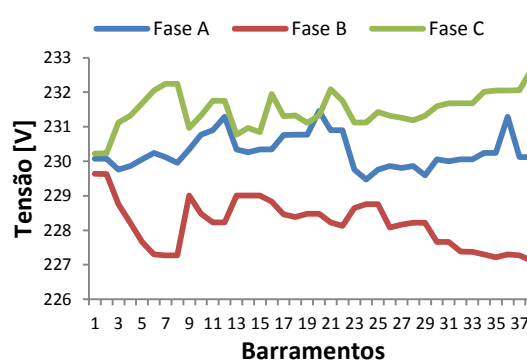


Figura 37: Perfil de tensões médio da rede BT2 às 13:00 horas no Cenário H

Analisando as Figuras 34 a 37, verifica-se que o perfil de tensão da rede BT2 nos cenários F, G e H aumenta, de um modo geral, relativamente ao cenário E. No que toca ao cenário F, especificamente, constata-se que o aumento do nível de tensão foi ligeiramente superior ao ocorrido, no mesmo cenário, para a rede BT1 (ver Figura 31). Isto deve-se, fundamentalmente, ao alargamento das acções de gestão da procura a um maior número de consumidores na rede BT2. Por outro lado, no que toca à introdução de SMG (cenário G), constata-se que,

relativamente à rede BT1 (Figura 32), na rede BT2 ocorre um aumento inferior ao verificado no perfil de tensões na fases A e C. Além disso, na fase B, verificou-se uma queda do nível de tensão, na maioria dos barramentos, superior à ocorrida na fase B da rede BT1. Estes factos devem-se, principalmente, à redução do número de SMG instalados nas três fases. No cenário H, por sua vez, verifica-se que, na rede BT2, a introdução de acções de DSM, como seria expectável, surtiu um aumento global do perfil de tensões de todas as fases relativamente ao cenário G.

As Figuras 38, 39, 40 e 41 apresentam o perfil de tensões, às 13:00 horas, para os barramentos MT da rede nos cenários I, J, K, e L, pretendendo, assim, avaliar o perfil de tensões da rede MT nos diferentes cenários.

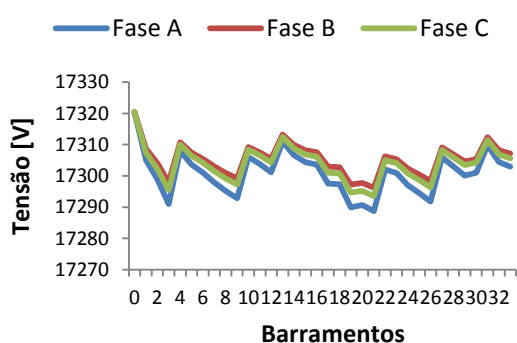


Figura 38: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 13:00 horas no Cenário I

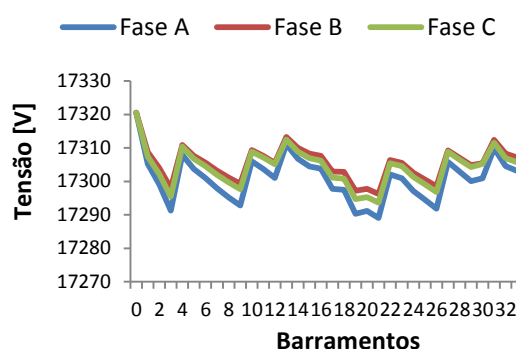


Figura 39: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 13:00 horas no Cenário J

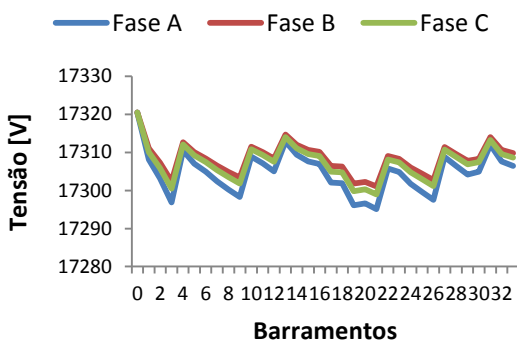


Figura 40: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 13:00 horas no Cenário K

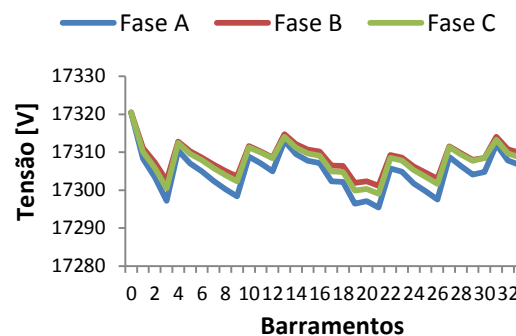


Figura 41: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 13:00 horas no Cenário L

Analisando as Figuras 38 e 39, verifica-se que, de um modo global, a introdução de SMG na rede surtiu um efeito mínimo no perfil de tensões dos barramentos MT. Por outro lado, ao analisarmos os cenários em que ocorreu uma redução global da procura (Figura 40 e Figura 41), constata-se que, em ambos os casos, ou seja, com e sem SMG instalados, se verifica um aumento global da tensão nos barramentos MT comparativamente ao estado inicial (Cenário I).

Com o intuito de analisar os possíveis impactos nos cenários em que ocorreram desvios de consumos (Cenários M e N), as Figuras 42 a 45 ilustram os perfis de tensão dos barramentos nos cenários I, J, M e N às 4:00 horas.

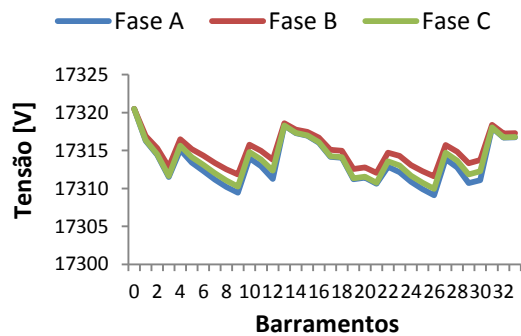


Figura 42: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 4:00 horas no Cenário I

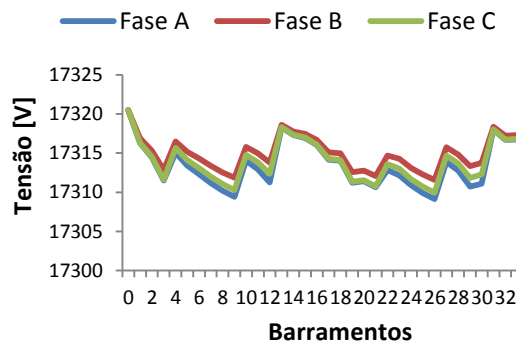


Figura 43: Perfil de tensões médio dos barramentos MT às 4:00 horas no Cenário J

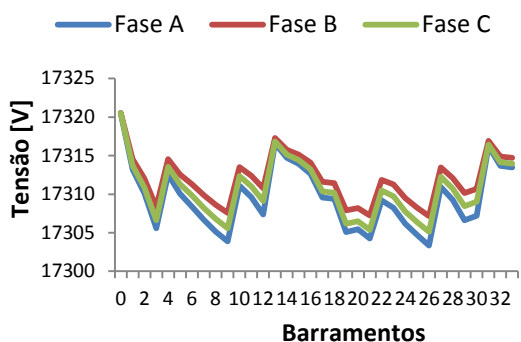


Figura 44: Perfil de tensões dos barramentos MT às 4:00 horas no Cenário M

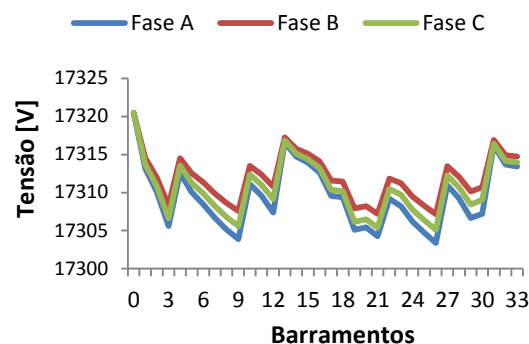


Figura 45: Perfil de tensões dos barramentos MT às 4:00 horas no Cenário N

Pela análise da Figuras 42, podemos constatar que o perfil de tensões da rede para o cenário I (sem SMG e sem DSM) apresenta-se mais elevado que o perfil registado às 13:00 horas (Figura 38), este fenómeno deve-se, obviamente, à menor quantidade carga associada à rede durante o período nocturno.

Comparativamente ao cenário I e como seria de esperar, o efeito dos SMG nos perfis de tensão durante o período nocturno é residual, pois a maior parte dos sistemas de microgeração instalados são de natureza fotovoltaica, não produzindo qualquer potência durante a noite (ver Figura 43). Por outro lado, o efeito dos desvios de consumos para o período nocturno surte um efeito visível no perfil de tensões (ver Figura 44 e 45), diminuindo-o consideravelmente, relativamente ao cenário I, na maior parte dos barramentos.

No sentido de estudar resultados mais específicos, procedeu-se à análise do perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3. Este barramento caracteriza-se, sobretudo, pela presença de um SMG alocado na fase A nos Cenários C e D, e pela implementação de acções de DSM nessa mesma fase nos cenários B e D. As Figuras 46 a 49 ilustram o comportamento das tensões nas fases do barramento ao longo de todo o dia.

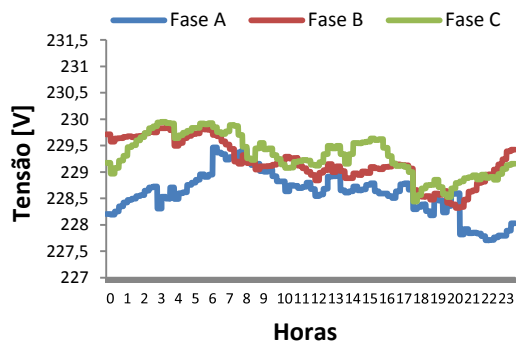


Figura 46: Perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3 ao longo do dia no Cenário A

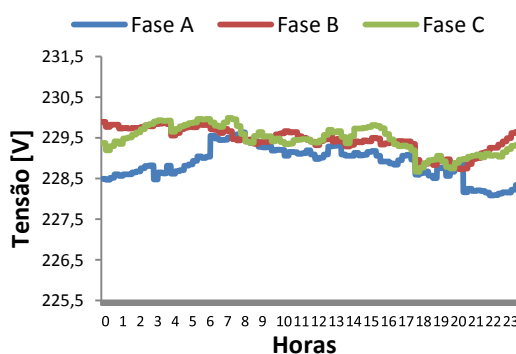


Figura 47: Perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3 ao longo do dia no Cenário B

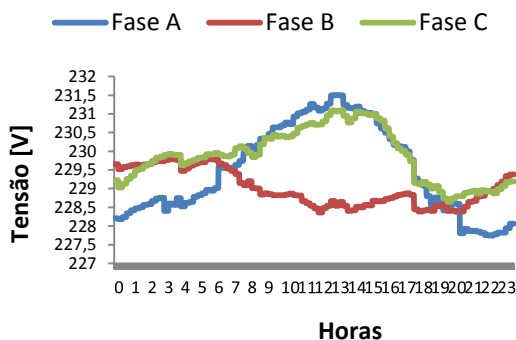


Figura 48: Perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3 ao longo do dia no Cenário C

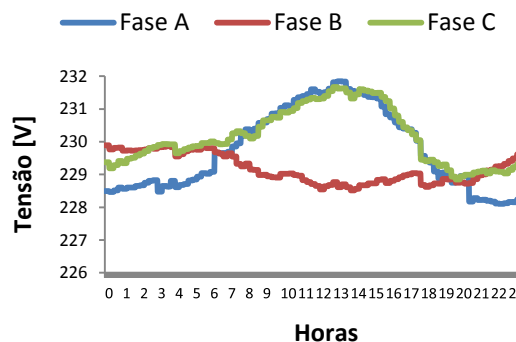


Figura 49: Perfil de tensões no barramento 19 da rede BT3 ao longo do dia no Cenário D

Analisando as Figuras 46 e 47, podemos constatar que a introdução de ações de gestão da procura no consumidor da fase A provoca uma subida significativa do nível de tensão em todas as fases, de uma forma geral, ao longo do dia. Por outro lado, na Figura 48 está ilustrado o perfil de tensões do barramento no cenário em que apenas é introduzido o SMG (Cenário C), nesta figura podemos verificar que se dá um aumento significativo do nível de tensão nas fases A e C relativamente ao cenário A, porém, na fase B verifica-se uma ligeira diminuição relativamente ao mesmo cenário. Além disso, é possível também constatar que o aumento mais elevado do nível de tensão no cenário C coincide com as horas de produção de potência por parte do SMGF (aproximadamente entre as 9:00 e as 18:00 horas). No cenário D, por sua vez, verifica-se que, com a introdução de ações de DSM conjuntamente com um SMGF no barramento 19, aumenta ainda de forma mais significativa o perfil de tensões, inclusive fase B que tinha visto o seu nível diminuir no cenário C, relativamente ao cenário A.

7.2.2 PERDAS DE POTÊNCIA

Esta segunda análise tem como finalidade compreender de que forma variam as perdas na rede nos diversos cenários simulados. Os resultados obtidos para as perdas estão descritos na Tabela 13.

	Perdas Activas diárias (kWh)				Perdas Reactivas diárias (kVArh)			
	Feeder 3	BT1	BT2	BT3	Feeder 3	BT1	BT2	BT3
Cenário A	0,033	8,541	8,541	13,11	0,084	2,310	2,310	3,780
Cenário B	0,029	7,650	7,255	10,63	0,072	2,078	1,977	3,094
Cenário C	0,0285	8,503	8,658	12,572	0,0718	2,390	2,283	3,543
Cenário D	0,0248	8,013	7,597	10,910	0,0620	2,099	2,004	3,064
	Feeder 2	BT1	BT2	BT3	Feeder 2	BT1	BT2	BT3
Cenário E	0,853	8,536	8,537	13,098	2,170	2,308	2,308	3,776
Cenário F	0,829	7,646	7,250	10,620	2,113	2,077	1,976	3,092
Cenário G	0,795	8,653	8,796	12,833	2,025	2,272	2,314	3,601
Cenário H	0,771	8,013	7,595	10,911	1,965	2,099	2,030	3,064
Cenário I	0,853	8,537	8,535	13,099	2,174	2,308	2,309	3,777
Cenário J	0,873	7,791	8,964	12,834	1,776	2,049	2,376	3,602
Cenário K	0,579	5,463	5,464	8,385	1,478	1,477	1,477	2,417
Cenário L	0,554	5,219	6,072	9,040	1,413	1,354	1,599	2,501
Cenário M	0,838	8,429	8,431	12,934	2,140	2,280	2,281	3,732
Cenário N	0,810	8,020	8,978	13,214	2,066	2,112	2,384	3,709

Tabela 13: Perdas Activas e Reactivas Diárias

De acordo com a Tabela 13, analisando todos os cenários onde foram introduzidas acções de gestão da procura em redes sem microgeração instalada, nomeadamente, os cenários B, F, K e M, verifica-se que, em todos eles, ocorreram diminuições nas perdas quer activas, quer reactivas, relativamente aos seus cenários iniciais sem existência de acções de DSM, ou seja, cenários A, E e I, respectivamente. O cenário M, porém, apresenta uma redução bastante menos significativa que os restantes cenários, isto deve-se ao facto de não ter sido aplicada uma redução da procura nos consumidores, mas sim um desvio de consumos, como tal, o impacto nas perdas será menos significativo que nos cenários em que se regista uma diminuição da carga da rede.

Analisando agora todos os cenários onde apenas foram instalados SMG (cenários C, G e J), verifica-se que há uma certa variação relativamente às perdas. De acordo com a tabela anterior, a rede BT1 no cenário C, comparativamente ao cenário A, verifica uma ligeira diminuição nas perdas activas ao nível da baixa tensão, ao passo que a rede BT2 apresenta um ligeiro aumento de perdas activas. Por outro lado, no que toca a perdas reactivas, a rede BT1 apresenta um ligeiro aumento, pelo que a rede BT2 apresenta uma ligeira diminuição nas mesmas. Do mesmo modo, podemos verificar estas variações nos cenários G e J. Devido ao facto de as redes serem idênticas

e variarem, sobretudo, no número e localização de instalações de microgeração, constata-se que o impacto da instalação de SMG na rede está bastante dependente desses factores.

Como se pode verificar pela Tabela 11, os cenários A, B, C e D são semelhantes aos cenários E, F, G e H, pelo que a única diferença reside na localização das redes BT nos barramentos da rede MT, em que nos primeiros quatro cenários se encontram alocadas no *feeder* 3, e nos restantes no *feeder* 2. Se analisarmos os cenários correspondentes, ou seja, cenários A e E, cenários B e F, cenários C e G, e cenários D e H, constata-se que a variação das perdas na baixa tensão entre eles é bastante reduzida, o que leva a concluir que a localização da rede BT não tem uma influência considerável nas perdas ao nível da baixa tensão.

Relativamente aos cenários onde foram instalados SMG e, simultaneamente, aplicadas acções de DSM aos consumidores (cenários D, H, L e N), constataram-se algumas variações das perdas activas e reactivas, relativamente aos cenários iniciais (cenário A, E e I). Nos cenários com baixa penetração de SMG (cenários D e H), comparativamente aos cenários A e E, respectivamente, verificou-se uma diminuição nas perdas da rede. Contudo, nos cenários em que há uma maior penetração de sistemas de microgeração, como é o caso do cenário L, verifica-se que, apesar de ocorrer uma redução global das perdas relativamente ao cenário inicial I, em alguns casos esta diminuição é inferior aos cenários em que apenas se verifica a introdução de acções DSM, como é o caso da rede BT3 no cenário L e K. A rede BT3, nestes cenários, caracteriza-se por uma alta penetração de SMG, o que, associado a uma redução global da procura, pode provocar um “excesso” de produção local de energia eléctrica, potenciando um aumento das perdas. O cenário N, por sua vez, que se caracteriza pelo facto de não ser efectuada uma redução da procura, mas sim um desvio de consumos, regista uma diminuição de perdas activas e reactivas na rede BT1. Todavia, verifica-se um aumento das mesmas nas redes BT2 e BT3. Esta variação está relacionada com a diferente disposição dos SMG, bem como do diferente número de instalações existentes em cada uma das redes, pois o número de consumidores afectos às medidas de DSM é o mesmo nas três redes. Assim, constata-se que a maior redução de perdas se verifica com uma introdução “média” de SMG, porém, este fenómeno pode variar consoante a localização dos SMG, como já vimos anteriormente.

No que toca ao nível de média tensão, constata-se que em todos os cenários com introdução de acções DSM e/ou instalação de SMG se verificou uma redução nas perdas quer activas, quer reactivas. De facto, esta era uma situação expectável, pois tanto a instalação de SMG, como a implementação de acções de gestão da procura, reduzem as necessidades de entrega de potência por parte da média tensão à rede de baixa tensão, reduzindo as correntes que percorrem a rede distribuição e, conseqüentemente, as perdas.

7.2.3 DESEQUILÍBRIOS DE TENSÃO

A presente análise pretende demonstrar de que forma a introdução de acções DSM nos consumidores e a instalação de sistemas de microgeração produz impactos no desequilíbrio das tensões dos barramentos da rede.

A Figura 50 ilustra os desequilíbrios de tensões na Rede BT1, às 13:00 horas, para os cenários A, B, C e D.

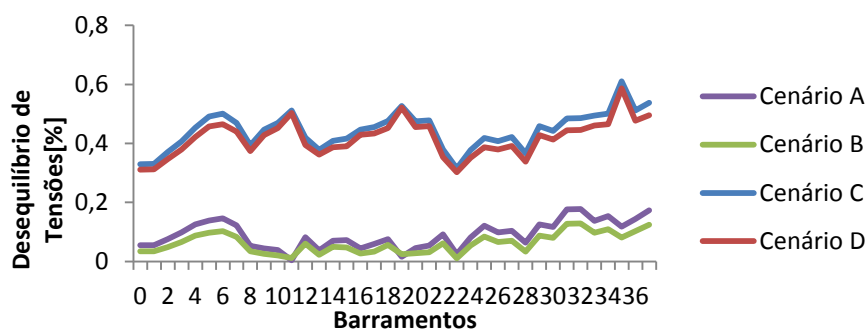


Figura 50: Desequilíbrios na Rede BT1, às 13 horas, nos Cenários A, B, C e D

Após uma análise à figura anterior, podemos facilmente constatar que a introdução de SMG na rede provoca um aumento considerável nos desequilíbrios de tensões dos barramentos, relativamente aos cenários em que não existe microgeração. Este fenómeno é devido, essencialmente, ao facto de a microgeração ser uma tecnologia monofásica, acentuando, assim, as diferenças entre as fases. Por outro lado, com a introdução de acções de DSM, verificou-se que, em ambas as situações (com ou sem microgeração), uma diminuição no desequilíbrio das tensões. A Figura 51, por sua vez, apresenta os desequilíbrios nos barramentos da rede BT1, às 13:00 horas, para os cenários em que esta se encontra alocada no *feeder 2* da rede MT (Cenários E, F, G e H). Da análise a esta figura, uma importante ilação a retirar, como se pode verificar pela comparação com a figura anterior, é que os impactos quer da microgeração, quer das acções de gestão da procura nos desequilíbrios de tensões é praticamente idêntico em ambos os *feeders*. Este facto demonstra que os impactos provocados pelos SMG e/ou pelas acções de DSM nos desequilíbrios de tensões ao nível das redes de baixa tensão são pouco dependentes da localização das mesmas.

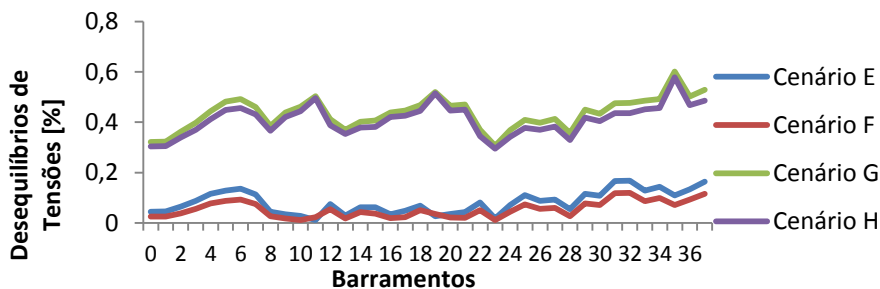


Figura 51: Desequilíbrios na Rede BT1, às 13 horas, nos Cenários E, F, G e H

As Figuras 52 e 53, por sua vez, ilustram os desequilíbrios de tensões, às 13:00 horas, verificados nos barramentos da rede MT, para os cenários I, J, K, L, M, N. De forma a simplificar a análise, os cenários foram divididos em dois grupos consoante a presença de SMG na rede. Assim, a Figura 52 representa os cenários em que não existe microgeração, ao passo que a Figura 53 representa os cenários com presença de sistemas de produção local.

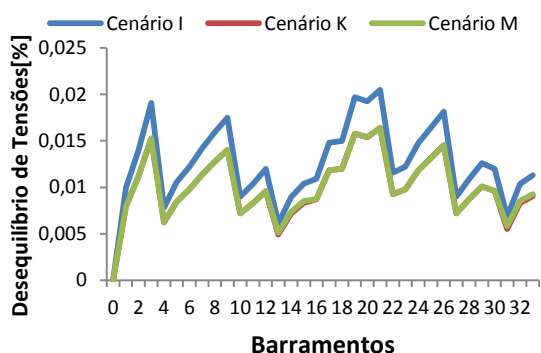


Figura 52: Desequilíbrios de tensões nos barramentos MT - Cenários I, K e M

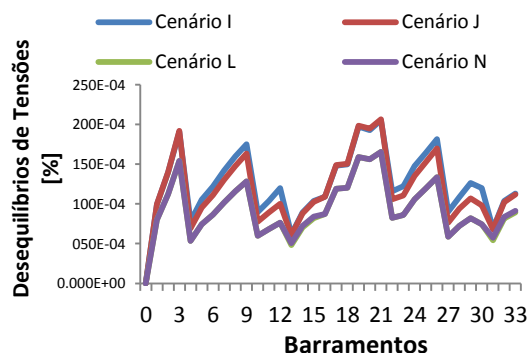


Figura 53: Desequilíbrios de tensões nos barramentos MT - Cenários I, J, L e N

Pela análise da Figuras 52, verificamos que, comparativamente ao cenário I, onde não são utilizadas medidas de DSM nos consumidores, ocorre uma diminuição global dos desequilíbrios nos cenários com implementação de medidas de gestão da procura. Por outro lado, verifica-se que os gráficos correspondentes aos cenários K e M estão praticamente sobrepostos, isto deve-se ao facto de o cenário M, às 13:00 horas, apresentar um desvio de consumos para período nocturno, o que provoca um efeito idêntico ao da redução da procura.

No que toca à Figura 53, pode-se constatar que no cenário J, onde apenas ocorre a introdução de SMG na rede, os desequilíbrios tendem a ser um pouco mais elevados em alguns dos barramentos relativamente ao cenário I. Este facto pode estar relacionado, uma vez mais, com a natureza monofásica da microgeração, que ao injectar potência em determinada fase tende a aumentar os desequilíbrios entre essa e as demais fases. Os cenários L e N, por sua vez, onde se verifica, respectivamente, a introdução de medidas de redução da procura e de desvio de consumos, demonstram, de uma forma geral, desequilíbrios inferiores aos restantes cenários com presença de microgeração.

As Figuras 54 e 55 demonstram os desequilíbrios verificados nos cenários M e N, comparativamente ao cenário I. Desta feita, a escolha da hora para efectuar a análise recaiu sobre as 4:00 horas, pois é durante esta altura do dia em que se verifica um aumento de carga, fruto dos desvios de consumo aplicados aos consumidores. Pela análise dessas figuras, verifica-se que, em ambos os cenários, ou seja, com ou sem microgeração instalada, os desvios de consumos para o

período nocturno acentuaram os desequilíbrios de tensões relativamente ao cenário I. Podemos ainda constatar que os gráficos correspondentes aos cenários M e N são bastante semelhantes entre si, isto deve-se ao facto de a tecnologia de microgeração fotovoltaica ser a predominante na rede, como tal, não surte efeitos no período nocturno.

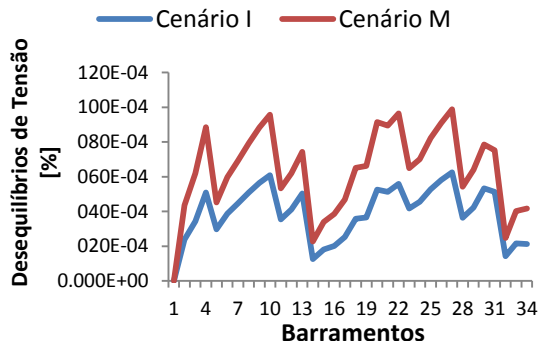


Figura 54: Desequilíbrios de tensões nos barramentos MT - Cenários I e M

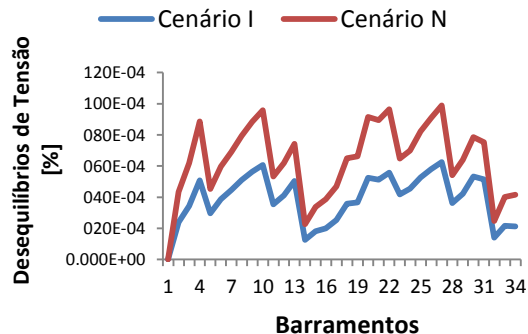


Figura 55: Desequilíbrios de tensões nos barramentos MT - Cenários I e N

Com o intuito de tornar o estudo um pouco mais específico, procedeu-se à análise dos desequilíbrios num único barramento da rede ao longo do dia. Para esse efeito, a escolha recaiu sobre barramento 20 da rede BT1, pois é um barramento onde existe SMG alocada, permitindo, assim, perceber que tipos de impactos sofrem as tensões dos barramentos ao longo do dia. Neste contexto, as Figuras 56 e 57 demonstram os desequilíbrios ocorridos ao longo do dia, no barramento 20 da rede BT1, em todos os cenários.

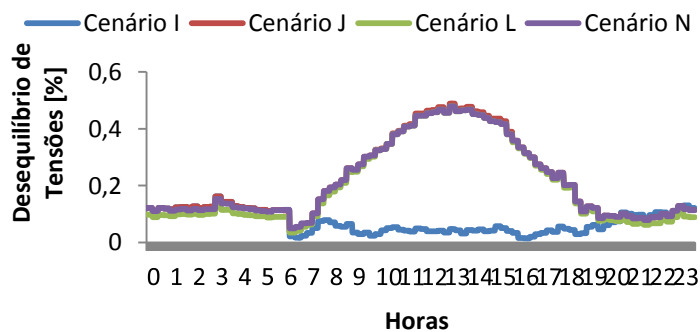


Figura 56: Desequilíbrio de tensões no barramento 20 da rede BT1

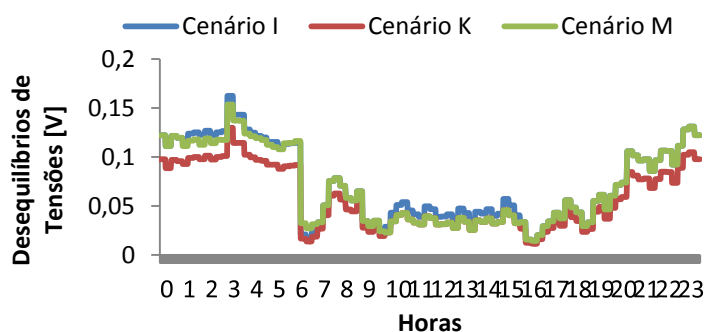


Figura 57: Desequilíbrio de tensões no barramento 20 da rede BT1

A introdução de SMG na rede, de um modo geral, provoca impactos significativos nos desequilíbrios de tensões. Neste contexto, e como podemos constatar pela análise à Figura 56, constata-se que os maiores desequilíbrios, durante um dia, registados pelo barramento 20, ocorrem no período de maior produção por parte dos SMG. No que toca à introdução de acções de DSM, podemos concluir que, neste barramento em concreto, apesar de se verificar uma ligeira queda nos desequilíbrios, estas não surtem um impacto muito significativo nos desequilíbrios aquando da sua aplicação simultaneamente com os SMG (ver Figura 56). Por outro lado, se atentarmos na Figura 57, onde os cenários não contemplam SMG, verifica-se que a redução global da procura (cenário K) promove uma redução dos desequilíbrios de tensões ao longo de todo o dia. Ainda na Figura 57, verifica-se que, as medidas de desvio de consumos (cenário M), apenas melhoram ligeiramente o equilíbrio entre fases durante a altura em que é realizado o desvio de consumos, no entanto durante o resto do dia apresenta valores idênticos, ou mesmo superiores ao cenário I, particularmente no período nocturno.

8. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Na presente dissertação foi desenvolvida uma ferramenta que permite simular o funcionamento, em regime permanente, de uma rede radial trifásica de distribuição de energia eléctrica. Esta ferramenta caracteriza-se pela possibilidade de analisar diferentes aspectos da rede, designadamente, as perdas, o perfil de tensões, o desequilíbrio de tensões, bem como questões relacionadas com a qualidade e serviço de energia. Neste contexto, a ferramenta serviu de plataforma à análise dos impactos de acções DSM em redes com existência de sistemas de microgeração.

A partir dos resultados obtidos no que toca aos perfis de tensão da rede, pode-se concluir que a introdução de acções de DSM nos consumidores provoca um ligeiro aumento do nível de tensão, sobretudo, na fase onde estas foram implementadas, independentemente da existência ou não de sistemas de microgeração na rede. Por outro lado, com a introdução de SMG na rede, verificou-se que esta tecnologia pode surtir diferentes impactos na rede, pelo que estes variam fortemente com a sua localização. Contudo, verificou-se que os SMG surtem, em regra, um efeito de aumento no perfil de tensão da fase em que este é alocado, podendo, por ventura, surtir um efeito contrário nas fases adjacentes. No que toca à utilização conjunta deste dois recursos, verificou-se que o perfil de tensões, ao nível da baixa tensão, sofre um aumento, em todas as fases, relativamente aos restantes cenários. Outro ponto importante a reter é o facto de os

impactos provocados pelos SMG e pelas acções DSM na rede de baixa tensão não estarem dependentes da localização da rede BT ao longo da rede de distribuição, provocando efeitos semelhantes na rede independentemente do *feeder* em que esta esteja alocada. No que toca ao nível da média tensão, verificou-se, de um modo geral, que a introdução de SMG surte um efeito mínimo no perfil de tensões dos barramentos MT. Por outro lado, tanto com a introdução de acções de redução da procura, como de desvio de consumos, verificou-se um aumento global do nível de tensão dos barramentos MT.. Porém, no caso dos desvios de consumos, durante o período nocturno, a situação verificada é a oposta, pois nível de tensão dos barramentos desce consideravelmente, fruto do aumento da carga associada à rede nesta altura do dia, provocado pelos desvios de consumos diurnos para nocturnos.

No que toca às perdas de potência, verificou-se que, a implementação de acções de gestão da procura que visam uma redução global dos consumos, quando aplicadas em cenários sem microgeração, conduz a uma considerável redução das perdas quer activas, quer reactivas, ao nível da baixa tensão. Esta era, de facto, uma situação expectável, pois ao reduzirmos a quantidade de carga associada à rede, reduzem-se as correntes que nela circulam e, conseqüentemente, as perdas. Relativamente à introdução de SMG na rede, constata-se que as perdas verificadas ao nível da baixa tensão estão directamente relacionadas com a disposição e o número de instalações presentes na rede, pelo que as perdas verificadas podem aumentar ou diminuir, consoante o caso, relativamente aos cenários em que não existe microgeração. De outra perspectiva, ao serem aplicadas acções de DSM aos consumidores em redes com presença de microgeração, verifica-se que a variação das perdas de potência continua fortemente dependente da localização dos sistemas de produção local, apresentando aumentos ou diminuições, independentemente das medidas de gestão da procura implementadas. Segundo os resultados obtidos, apenas em situações com uma penetração “média” da microgeração se verificam perdas inferiores aos cenários com apenas acções DSM, ao passo que nos restantes casos as perdas registaram valores superiores. Durante o presente estudo, foi ainda possível concluir que, em todos os cenários, as perdas ao nível da baixa tensão não variam, de forma significativa, com as diferentes localizações da rede BT ao longo da rede de média tensão, podendo, eventualmente, ocorrer diferenças residuais entre os valores, que são devidos às ligeiras diferenças nos níveis de tensão a que as redes estão a ser alimentadas. Quanto às perdas de potência ao nível da média tensão, verifica-se que, com a introdução de acções de gestão da procura e/ou SMG na rede, se dá uma ligeira diminuição das mesmas, pois ao diminuirmos a quantidade de carga associada à rede ou ao aumentar a injeção de potência por parte dos sistemas de geração local, reduzem-se

as necessidades de entrega de potência por parte da rede de distribuição, reduzindo, também, as correntes que circulam nesses ramos e, por conseguinte, as perdas que delas provêm.

A introdução de SMG na rede contribui, de forma significativa, para um aumento dos desequilíbrios entre as tensões das diferentes fases. Este aumento deve-se, uma vez mais, ao facto de esta tecnologia ser de cariz monofásica que, quando instaladas na rede, acentuam as diferenças entre a fase onde se encontra alocado o SMG e as restantes fases. Além disso, como seria expectável, verifica-se que este aumento dos desequilíbrios provocado pela introdução dos SMG é mais notório nas horas de maior produção de energia eléctrica. As acções de gestão da procura, todavia, surtem um efeito contrário ao da microgeração, pois promovem uma redução da carga associada à rede e, por conseguinte, reduzem as quedas de tensão nos ramos, aumentando o equilíbrio entre as tensões. Ao nível de média tensão, observou-se que os sistemas de microgeração não surtem um efeito significativo nos desequilíbrios de tensão, ao contrário das acções de gestão da procura que potenciam o equilíbrio entre as diferentes tensões da rede. Relativamente aos cenários em que apenas se verifica um desvio de consumos, ao invés de uma redução global da procura, verifica-se que o impacto destas medidas surte efeitos distintos ao longo do dia, melhorando equilíbrio entre tensões durante o período diurno, mas apresentando desequilíbrios superiores aos restantes cenários durante o período nocturno.

Após a realização desta dissertação, podem-se destacar alguns pontos interessantes para desenvolvimentos futuros, nomeadamente:

- Modelação de dispositivos reguladores de tensão;
- Reestruturação do código da aplicação para melhorar desempenho ao nível da rapidez de execução, designadamente, no armazenamento das variáveis calculadas e no tratamento estatístico;
- Adaptação da ferramenta a redes que apresentem uma tipologia fracamente malhada;
- Alargar o estudo à introdução do veículo eléctrico na rede e/ou a tecnologias de armazenamento local de energia eléctrica;

BIBLIOGRAFIA

1. **Soares, A. R.** *Gestão Integrada de Recursos Energéticos – Contextualização e Análise*. Universidade de Coimbra. 2011.
2. **Gellings, C. W.** *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand-Response*. The Fairmount Press. 2009.
3. **Livengood, D. e Larson, R.** *The Energy Box: Locally Automated Optional Control of Residential Electricity Usage*. Service Science. 2009. Vol. 1,1, pp. 1-16.
4. **Branco, B.** *Avaliação do Impacto da Micro-Geração em Redes Radiais MT*. 2011. Universidade de Coimbra.
5. **Kersting, W. H. Phillips, H. W.** *Distribution Feeder Line Models*. IEEE Transactions On Industry Applications, Vol. 31, No. 4, July/August 1995.
6. **Kersting, W. H. Green R. K.** *The Application of Carson’s Equations to the Steady-state Analysis of Distribution Feeders*”. Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES.
7. **Pires, L.** *Impactos da Microgeração nas Redes de Distribuição Radiais, com Tratamento de Incerteza*. 2009. Universidade de Coimbra.
8. **Navarro, I. R.** *Dynamic Load Models for Power Systems – Estimation of Time-Varying Parameters During Normal Operation*. 2002. Lund University – Sweden.
9. **Li, H. Liu, Q. Shen, X. Xiang, S.** *A Three-phase Unbalanced Power Flow Solution with Three-phase Distribution Transformers*. 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT). 2011.
10. **Rodrigues, R. M.** *“Cálculo de Parâmetros e Custos em LPNE”*. 2010. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
11. *“Cabos Cobertos Redes Aéreas Compactas de Distribuição – Norma Técnica”*. 2006. Companhia Energética de Góias, Brasil.
12. **Sucena Paiva, J. P.** *Redes de Energia Eléctrica – Uma Análise Sistémica*. IST Press. 2005.
13. **Pareja, L. A.** *Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Eléctrica Considerando Incertezas*. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. 2009.
14. **Weedy, B.M. Cory, B.J.** *Electric Power Systems*. 4th edition. John Wiley & Sons. 1998.
15. **Grainger, J.J. Stevenson Jr., W.D.** *Power System Analysis*. McGraw-Hill, Inc. 1994.
16. **Murthy, P.S.R.** *Power System Analysis*. BS Publications. 2007.
17. **Zhu, Y. Tomsovic, K.** *Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems With Dispersed Generation*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 3, July 2002.

18. **Li, H. Wang, H. Xu, H. Ma, H.** *An Efficient Three-Phase Power Flow Algorithm for Distribution Systems including PV Nodes*. 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT). 2011.
19. **Eminoglu, U. Hocaoglu, M.H.** *Three-Phase Controlled-Q Updating Method for Forward/Backward Sweep-based Distribution Systems Algorithms*. Power Tech, IEEE Lausanne. 2007.
20. **Li, H. Liu, Q. Shen, X. Xiang, S.** *A Three-phase Unbalanced Power Flow Solution with Three-phase Distribution Transformers*. 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT). 2011.
21. **Cheng, C. S. Shirmohammadi, D.** *A Three-phase Power Flow Method for Real-Time Distribution Systems Analysis*. IEEE Transactions on Power System, Vol. 10, No.2, May 1995.
22. <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html> - Acedido em Junho 2012
23. **Goswami, S.K. e Basu, S.K.** *Direct solution of distribution system*, IEEE, 1991. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, Vol. 138, Issue 1, pp. 78 - 88.
24. <http://www.eurocabos.pt/> - Acedido em Outubro de 2012
25. <http://www.cabelte.pt/> - Acedido em Outubro de 2012
26. <http://economico.sapo.pt> – Acedido em Janeiro de 2013
27. **Payasi, R. P. Singh, A. K. Singh, D.** *Planning of Different types of distributed generation with mixed load models*. 2012. International Journal of Engineering, Science and Technology, Vol. 4, No. 1, 2012, pp. 112-124.
28. **Gafeira, T.** *“Modelação da Procura com Recurso a Técnicas de Data Mining”*. 2011. Universidade de Coimbra.

ANEXO I – DADOS DE VALIDAÇÃO

Na Tabela 14 estão os restantes resultados obtidos durante a validação do modelo do transformador.

TRANSFORMADOR REDUTOR COM CARGA EQUILIBRADA													
		Ligação $Yg - Yg$						Ligação $\Delta - Yg$					
		Ferramenta		IEEE		ERRO	Ferramenta		IEEE		ERRO		
		$ V $	θ°	$ V $	θ°	(p.u.)	$ V $	θ°	$ V $	θ°	(p.u.)		
BUS 2	V_{an}	7106.5	-0.3392	7107	-0.3	6,94E-05	V_{ab}	12340	29.732	12340	29.7	0,00	
	V_{bn}	7139.7	-120.34	7140	-120.3	4,17E-05	V_{bc}	12349	-90.409	12349	-90.4	0,00	
	V_{cn}	7120.8	119.63	7121	119.6	2,78E-05	V_{ca}	12318	149.63	12318	149.6	0,00	
BUS 3	V_{an}	2247.4	-3.6944	2247.6	-3.7	7,37E-05	V_{an}	2249.4	-33.726	2249	-33.7	0,000147	
	V_{bn}	2268.5	-123.48	2269	-123.5	0,000184	V_{bn}	2262.9	-153.42	2263	-153.4	3,69E-05	
	V_{cn}	2255.8	116.39	2256	116.4	7,37E-05	V_{cn}	2259.2	86.368	2259	86.4	7,37E-05	
BUS 4	V_{an}	1917.7	-9.0738	1918	-9.1	0,00011	V_{an}	1919.5	-39.067	1920	-39.1	0,000184	
	V_{bn}	2061.3	-128.32	2061	-128.3	0,00011	V_{bn}	2054.1	-158.31	2054	-158.3	3,69E-05	
	V_{cn}	1980.7	110.86	1981	110.9	0,00011	V_{cn}	1986	80.853	1986	80.9	0,00	
		$ A $	θ°	$ A $	θ°		$ A $	θ°	$ A $	θ°			
I_{12}	I_a	347.9	-34.916	347.9	-34.9	0,00	I_a	335.0	-35.668	335.0	-35.7	0,00	
	I_b	323.7	-154.16	323.7	-154.2	0,00	I_b	331.8	-154.02	331.8	-154.0	0,00	
	I_c	336.8	85.014	336.8	85.0	0,00	I_c	341.7	85.615	341.6	85.6	0,00012	
I_{34}	I_a	1042.9	-34.916	1042.8	-34.9	4,52E-05	I_a	1041.9	-64.909	1041.9	-64.9	0,00	
	I_b	970.3	-154.16	970.2	-154.2	4,52E-05	I_b	973.7	175.85	973.7	175.9	0,00	
	I_c	1009.7	85.014	1009.6	85.0	4,52E-05	I_c	1007.0	55.011	1007.0	55.0	0,00	

Tabela 14: Comparação dos resultados obtidos com carga equilibrada [22]

Nas Tabelas 15, 16, 17, 18, 19, 20 e 21, encontram-se descritos todos os dados referentes à rede *ieee13* [22].

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Tabela 15: Configuração das linhas aéreas [22]

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Tabela 16: Configuração das linhas enterradas [22]

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Tabela 17: Dados dos segmentos de linha da rede [22]

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W	1.1	2

Tabela 18: Dados relativos aos transformadores[22]

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Tabela 19: Bancos de condensadores[22]

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Tabela 20: Dados de carga agregada [22]

Node A	Node B	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Tabela 21: Dados de carga distribuída [22]

De seguida, estão descritas as matrizes que representam as impedâncias de linha para as diversas configurações:

Configuration 601:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.4236
 0.3375 1.0478 0.1535 0.3849
 0.3414 1.0348

Configuration 602:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017
 0.7475 1.1983 0.1535 0.3849
 0.7436 1.2112

Configuration 603:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3294 1.3471 0.2066 0.4591
 1.3238 1.3569

Configuration 604:

Z (R +jX) in ohms per mile
 1.3238 1.3569 0.0000 0.0000 0.2066 0.4591
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3294 1.3471

Configuration 605:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 1.3292 1.3475

Configuration 606:

Z (R +jX) in ohms per mile
 0.7982 0.4463 0.3192 0.0328 0.2849 -0.0143
 0.7891 0.4041 0.3192 0.0328
 0.7982 0.4463

Configuration 607:

Z (R +jX) in ohms per mile
 1.3425 0.5124 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 0.0000 0.0000

As Tabelas 22 e 23, por sua vez, apresentam os dados de impedância para a rede de teste de 25 barramentos. A Tabela 24, por sua vez, descreve os valores de potência associados a cada barramento da rede. O factor de potência considerado tem um valor de 0,8.

Código do Condutor	Impedância Própria [$\Omega/milha$]	Impedância Mútua [$\Omega/milha$]
1	AA	0,368673 +j0,685228
	BB	0,375688 +j0,671464
	CC	0,372266 +j0,678178
2	AA	0,977480 +j0,871668
	BB	0,984397 +j0,865438
	CC	0,981023 +j0,864779
3,4,5		1,9280 +j1,141939
6,7,8	1-1	0,977480 +j0,871668
	2-2	0,981023 +j0,864779

Tabela 22: Impedância dos condutores da rede de 25 barramentos [23]

Código dos condutores	Descrição
1, 2	Fases A, B e C + Neutro
3	Fase A + Neutro
4	Fase B + Neutro
5	Fase C + Neutro
6	Fases A e C + Neutro
7	Fases A e B + Neutro
8	Fases B e C + Neutro

Tabela 23: Configuração dos condutores da rede de teste de 25 barramentos [23]

Barramento	Fase	Potência (kVA)	Barramento	Fase	Potência (kVA)
5	trifásico	150	17	C	50
8	trifásico	150	18	trifásico	150
9	A	75	19	B	75
10	B	50	20	A	50
11	A	50	21	C	50
12	A	75	22	C	75
13	B	50	23	A	75
14	C	75	24	C	50
15	trifásico	500	25	B	100

Tabela 24: Valores de potência associados aos barramentos da rede de teste [23]

ANEXO II – DADOS DE SIMULAÇÃO

As seguintes Figuras ilustram os DDC considerados para os PT da rede.

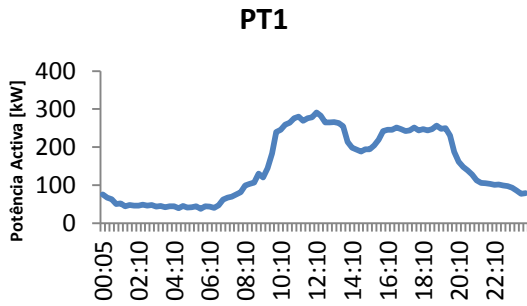


Figura 58: Diagrama diário de carga do PT1

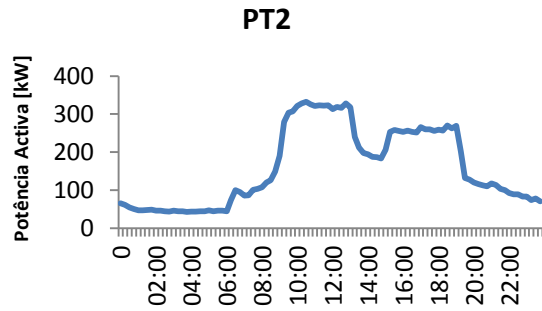


Figura 59: Diagrama diário de carga do PT2

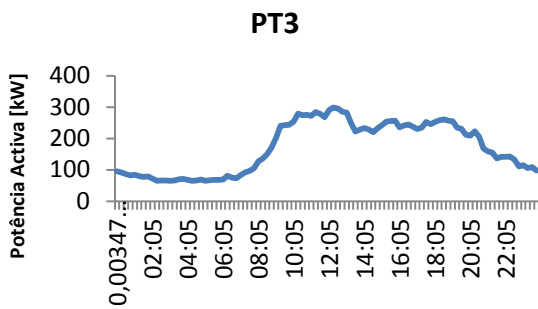


Figura 60: Diagrama diário de carga do PT3

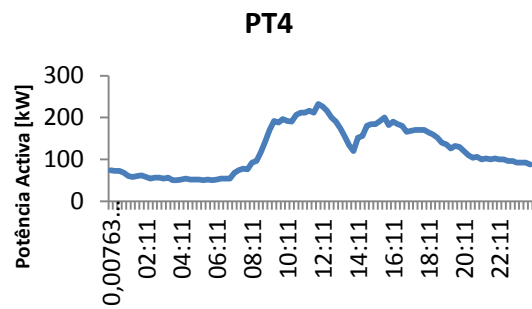


Figura 61: Diagrama diário de carga do PT4

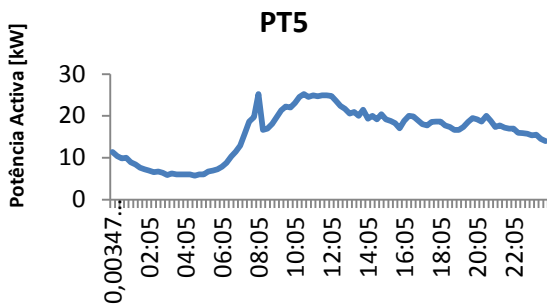


Figura 62: Diagrama diário de carga do PT5

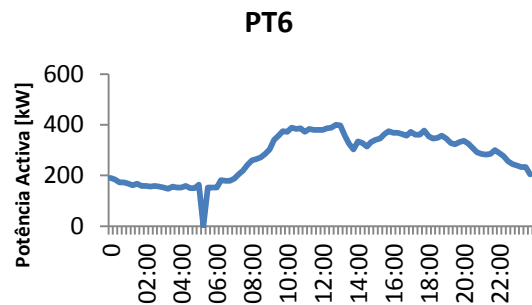


Figura 63: Diagrama diário de carga do PT6

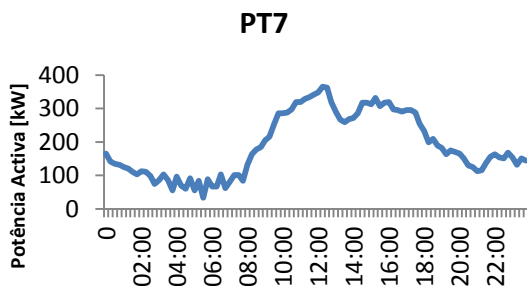


Figura 64: Diagrama diário de carga do PT7

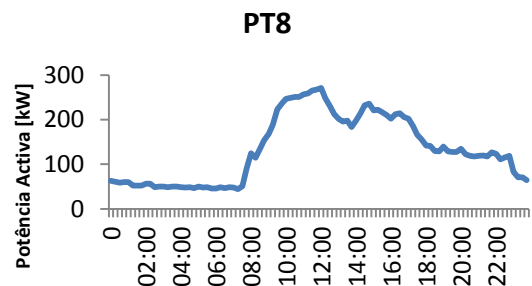


Figura 65: Diagrama diário de carga do PT8

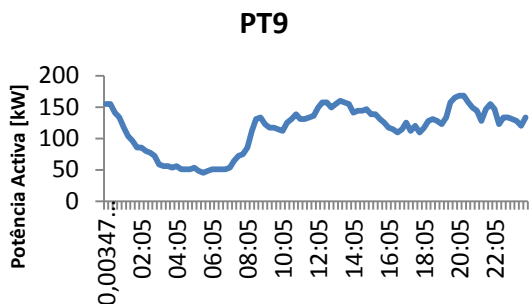


Figura 66:Diagrama diário de carga do PT9

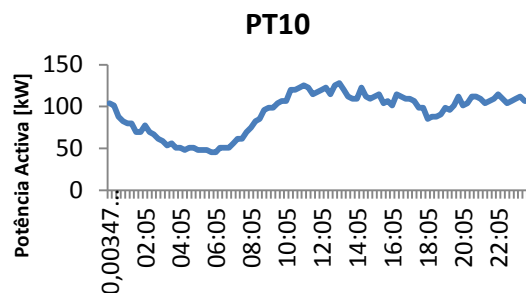


Figura 67:Diagrama diário de carga do PT10

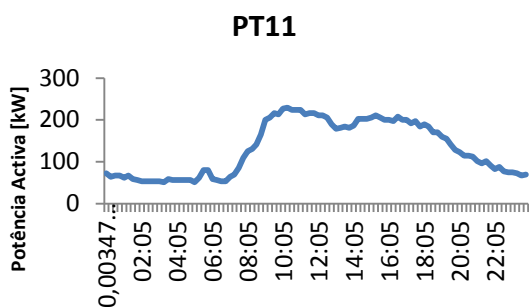


Figura 68:Diagrama diário de carga do PT11

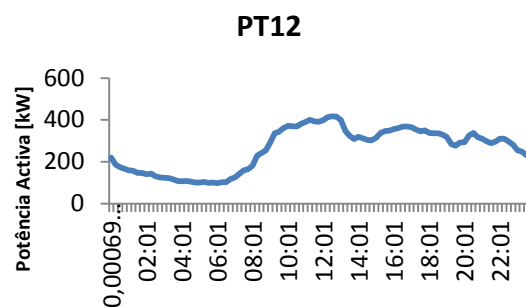


Figura 69:Diagrama diário de carga do PT12

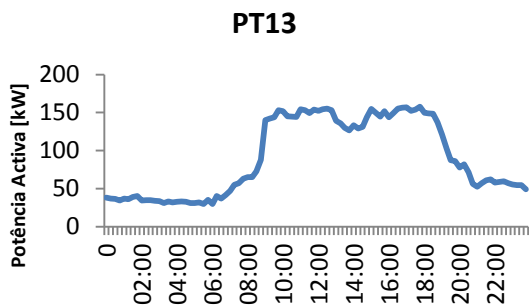


Figura 70:Diagrama diário de carga do PT13

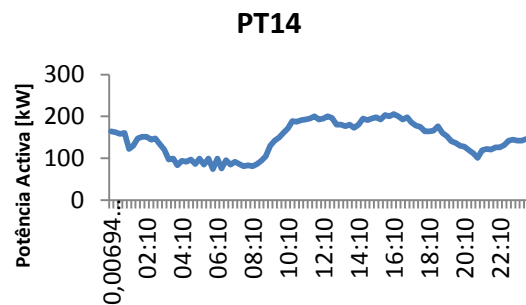


Figura 71:Diagrama diário de carga do PT 14

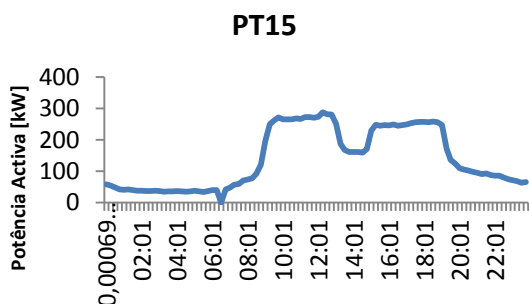


Figura 84 Diagrama diário de carga do PT15

As seguintes Figuras ilustram os DDC de todos os consumidores considerados no processo de simulação.

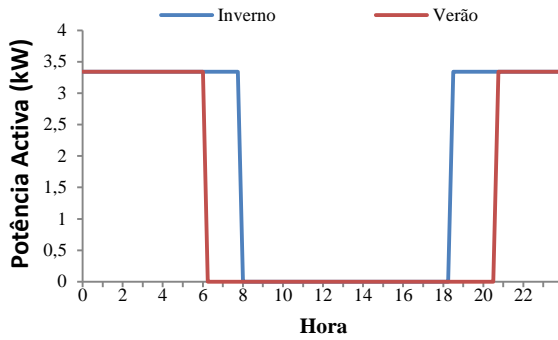


Figura 72: DDC da Iluminação Pública (barramento 1)

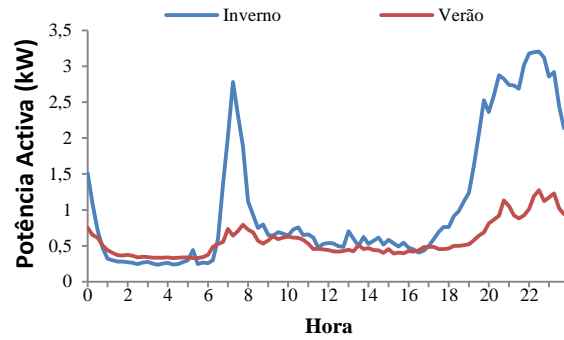


Figura 73: DDC do lote 1 (barramento 7)

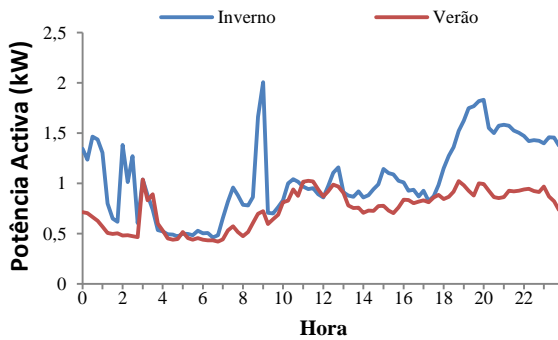


Figura 74: DDC do lote 28 (barramento 11)

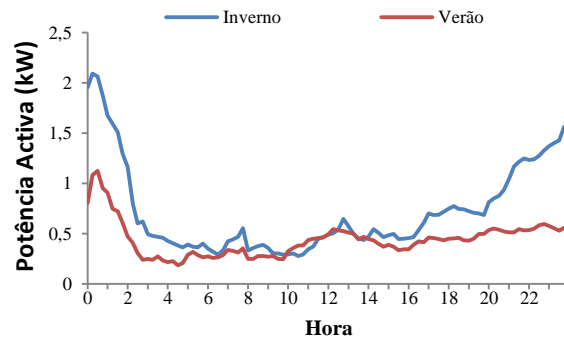


Figura 75: DDC do lote 17 (barramento 12)

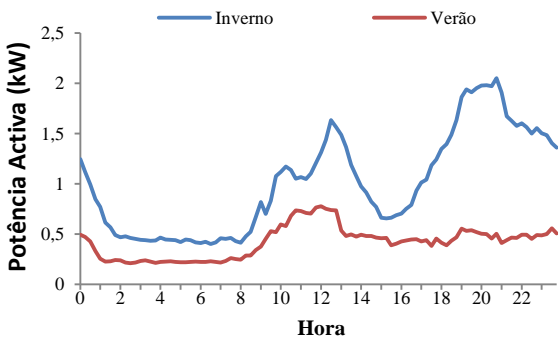


Figura 76: DDC do lote 16 (barramento 13)

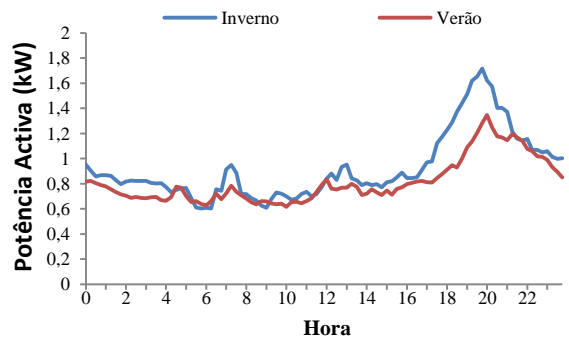


Figura 77: DDC do lote 15 (barramento 14)

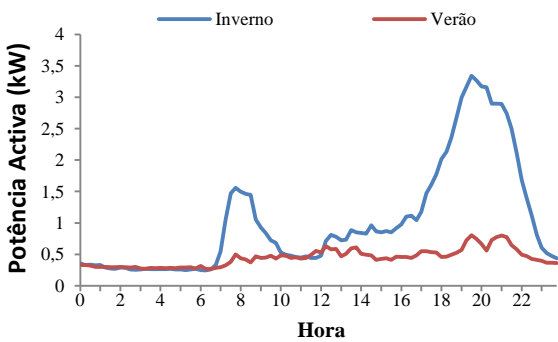


Figura 78: DDC do lote 14 (barramento 15)

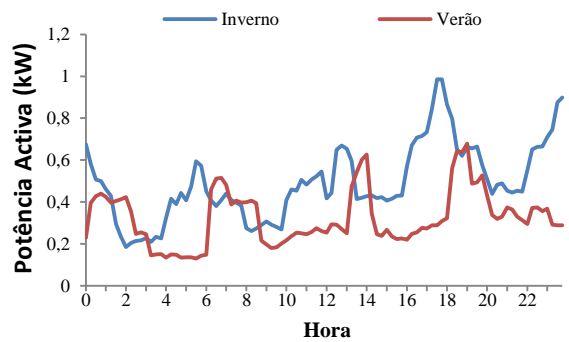


Figura 79: DDC do lote 13 (barramento 16)

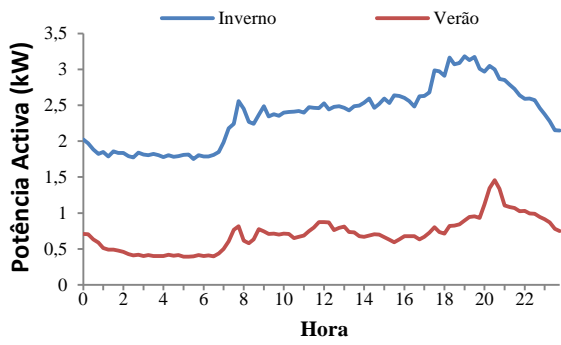


Figura 80: DDC do lote 12 (barramento 17)

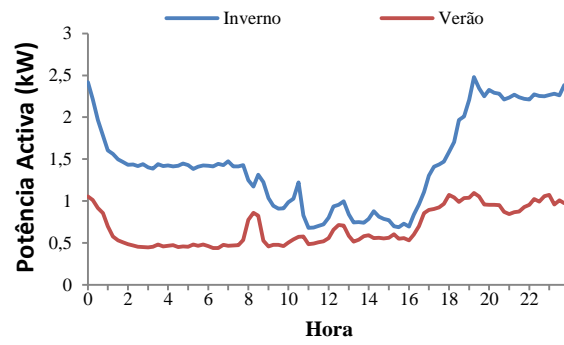


Figura 81: DDC do lote 11 (barramento 18)

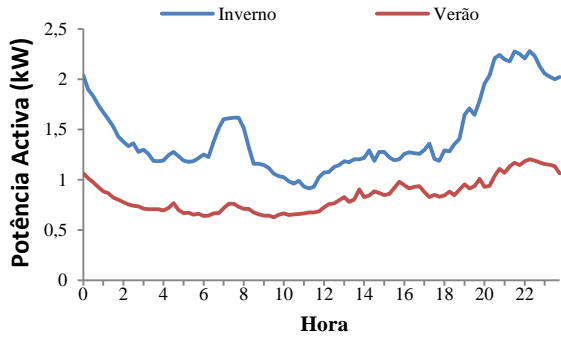


Figura 82: DDC do lote 10 (barramento 19)

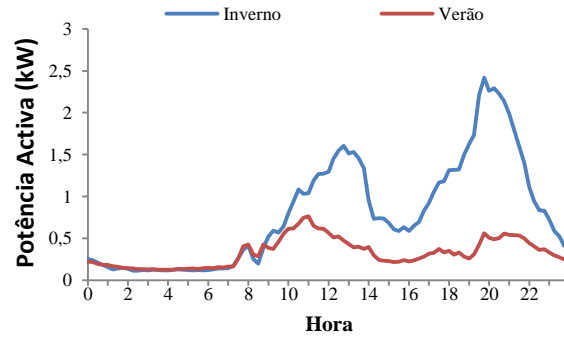


Figura 83: DDC do lote 9 (barramento 20)

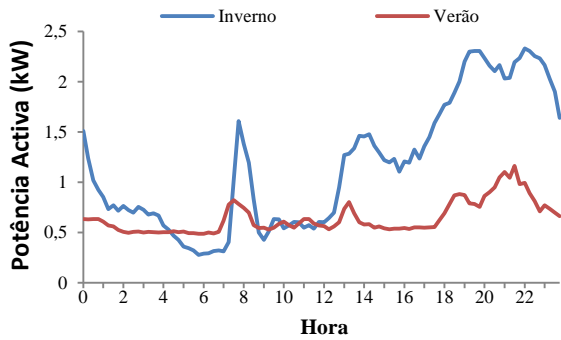


Figura 84: DDC do lote 8 (barramento 21)

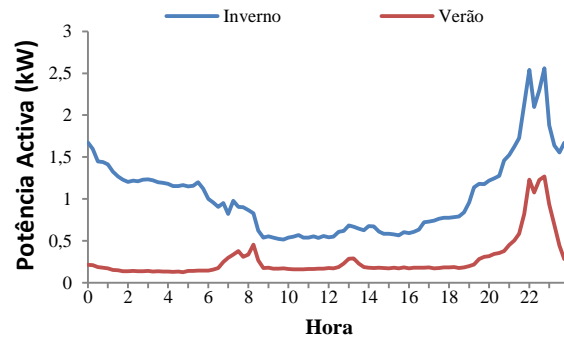


Figura 85: DDC do lote 7 (barramento 22)

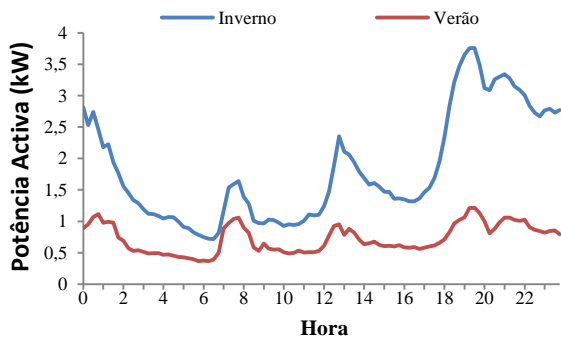


Figura 86: DDC do lote 6 (barramento 23)

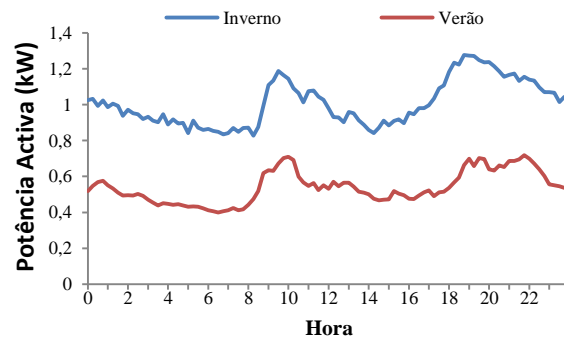


Figura 87: DDC do lote 5 (barramento 24)

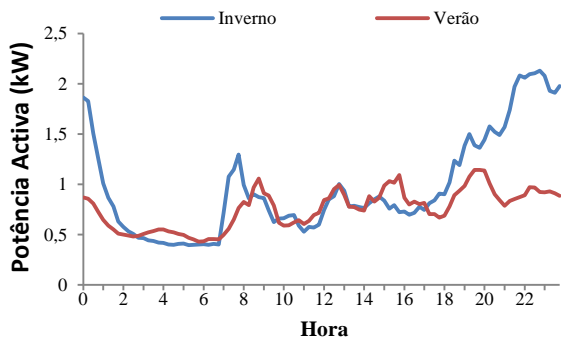


Figura 88: DDC do lote 4 (barramento 25)

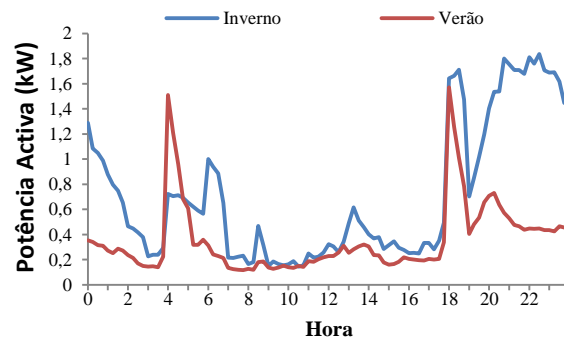


Figura 89: DDC do lote 3 (barramento 26)

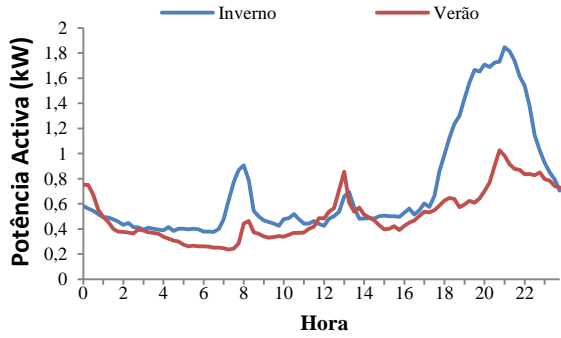


Figura 90: DDC do lote 2 (barramento 27)

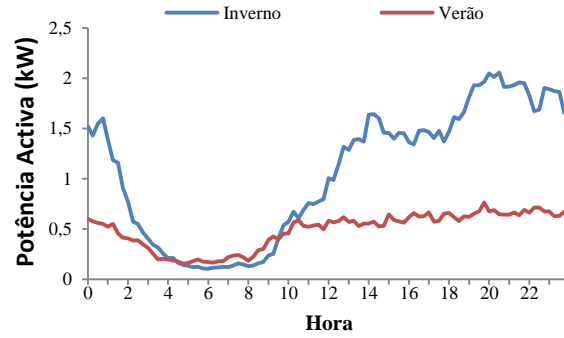


Figura 91: DDC do lote 18 (barramento 28)

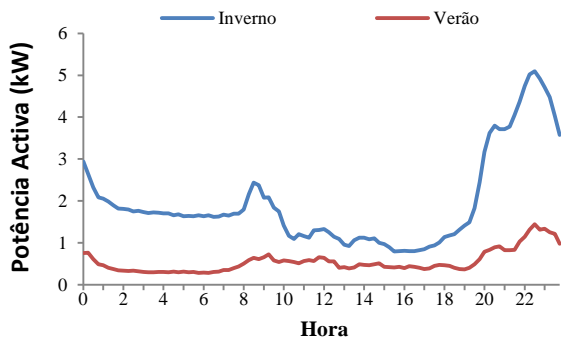


Figura 92: DDC do lote 19 (barramento 29)

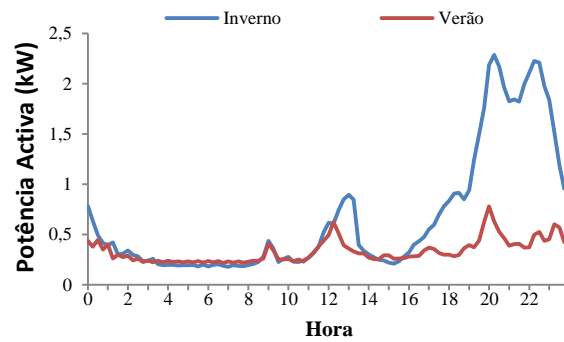


Figura 93: DDC do lote 20 (barramento 30)

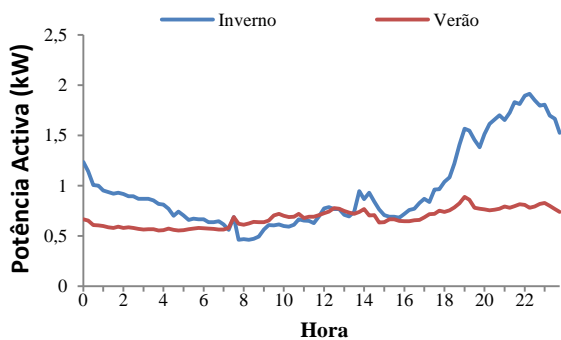


Figura 94: DDC do lote 21 (barramento 31)

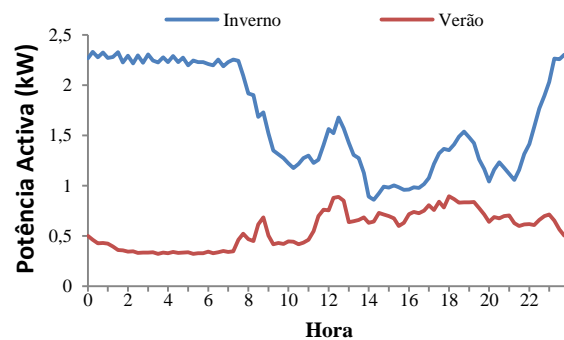


Figura 95: DDC do lote 22 (barramento 32)

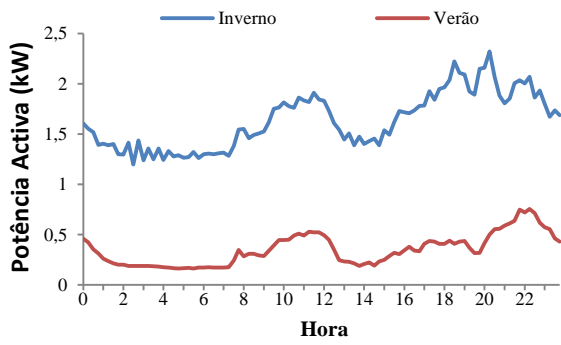


Figura 96: DDC do lote 23 (barramento 33)

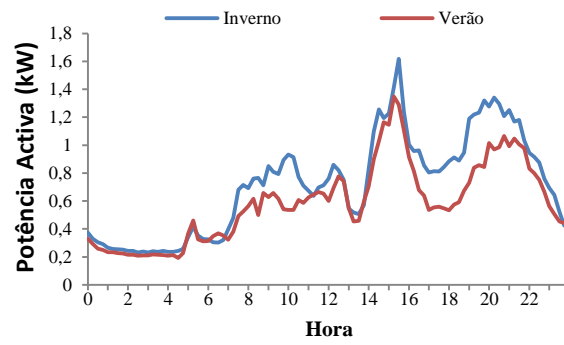


Figura 97: DDC do lote 24 (barramento 34)

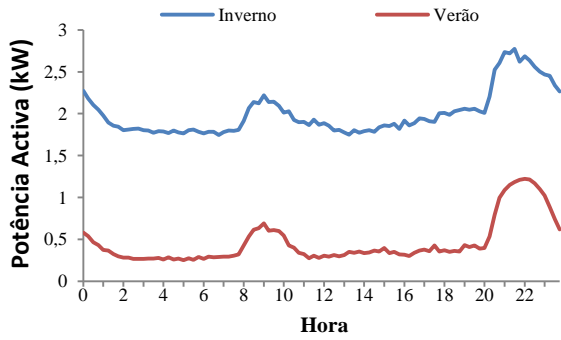


Figura 98: DDC do lote 25 (barramento 35)

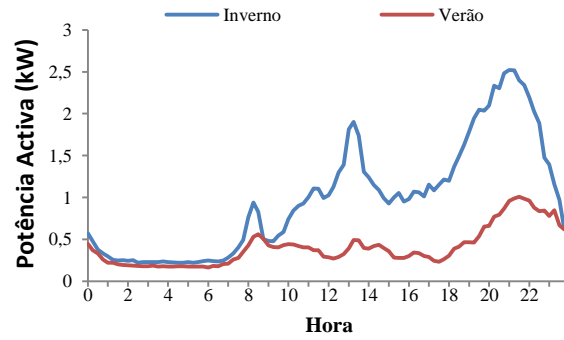


Figura 99: DDC do lote 26 (barramento 36)

A Tabela 25 descreve as características dos cabos condutores e das cargas das redes BT1, BT2 e BT3.

RAMO/ BUS BT	CABO	REDE BT1		REDE BT2		REDE BT3	
		Comprimento (m)	Carga	Comprimento (m)	Carga	Comprimento (m)	Carga
1	LSVV 4x380	3	A	3	A	6	A
2	LVAV 3x185+95	130		130		260	
3	LSVAV 4x95	55		55		110	
4	LSVAV 4x95	70		70		140	
5	LSVAV 4x95	70		70		140	
6	LSVAV 4x95	55		55		110	
7	LSVAV 4x16	20	A	20	A	20	A
8	LSVAV 4x95	90		90		90	
9	LSVAV 4x95	75		75		75	
10	LSVAV 4x95	75		75		75	
11	LSVAV 4x16	15	A	15	A	15	A
12	LSVAV 4x16	25	C	25	C	25	C
13	LSVAV 4x16	10	A	10	A	10	A
14	LSVAV 4x16	10	C	10	C	10	C
15	LSVAV 4x16	25	B	25	B	25	B
16	LSVAV 4x16	10	A,B,C	10	A,B,C	10	A,B,C
17	LSVAV 4x16	10	B	10	B	10	B
18	LSVAV 4x16	25	C	25	C	25	C
19	LSVAV 4x16	25	A	25	A	25	A
20	LSVAV 4x16	10	C	10	C	10	C
21	LSVAV 4x16	10	B	10	B	10	B
22	LSVAV 4x16	25	B	25	B	25	B
23	LSVAV 4x16	25	A	25	A	25	A
24	LSVAV 4x16	10	C	10	C	10	C
25	LSVAV 4x16	10	B	10	B	10	B
26	LSVAV 4x16	25	A,B,C	25	A,B,C	25	A,B,C
27	LSVAV 4x16	10	C	10	C	10	C
28	LSVAV 4x16	25	A	25	A	25	A
29	LSVAV 4x16	10	C	10	C	10	C
30	LSVAV 4x16	10	A	10	A	10	A
31	LSVAV 4x16	25	B	25	B	25	B
32	LSVAV 4x16	30	B	30	B	30	B
33	LSVAV 4x16	10	C	10	C	10	C
34	LSVAV 4x16	10	B	10	B	10	B
35	LSVAV 4x16	30	A	30	A	30	A
36	LSVAV 4x16	25	C	25	C	25	C
37	LSVAV 4x16	10	B	10	B	10	B

Tabela 25: Características dos ramos e distribuição de cargas das redes de Baixa Tensão

BARRAMENTOS	CENÁRIOS		
	A,B,C,D	E,F,G,H	I,J,K,L,M,N
1	Feeder 1	Feeder 1	Feeder 1
2	Feeder 1	Feeder 1	Feeder 1
3	Feeder 1	Feeder 1	Feeder 1
4	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
5	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
6	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
7	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
8	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
9	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
10	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
11	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
12	Feeder 2	Feeder 2	Feeder 2
13	Feeder 3	Feeder 3	Feeder 3
14	Feeder 3	Feeder 3	Feeder 3
15	Feeder 3	Feeder 3	Feeder 3
16	PT1	PT1	PT1
17	PT2	PT2	PT2
18	PT3	PT3	PT3
19	PT4	PT4	PT4
20	PT5	PT5	PT5
21	PT6	PT6	PT6
22	PT7	REDE BT1	PT7
23	PT8	PT8	REDE BT1
24	PT9	REDE BT2	PT9
25	PT10	PT10	PT10
26	PT11	REDE BT3	PT11
27	PT12	PT12	REDEBT2
28	PT13	PT13	PT13
29	PT14	PT14	PT14
30	PT15	PT15	REDE BT3
31	REDE BT1	PT7	PT8
32	REDE BT2	PT9	PT12
33	REDE BT3	PT11	PT15

Tabela 26: Disposição dos PT e das redes BT na rede de distribuição