

Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

Narciso Alexandre Milheiro Pereira

Dissertação realizada no âmbito do

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

sob orientação da Professora Doutora Zita Vale e do Doutor Hussein Khodr

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Departamento de Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200 - 072 Porto, Portugal

Novembro de 2014

O sucesso é ir de fracasso em fracasso sem perder entusiasmo.

Churchill , Winston

Agradecimentos

Gostaria de agradecer aos meus orientadores, à professora Zita Vale pela sua opinião crítica que me permitiu evoluir este trabalho qualitativamente e ao Dr. Hussein Khodr, sem o qual este trabalho não seria possível.

Estou grato ao Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio à Decisão (GECAD), que sempre me disponibilizou às ferramentas necessárias ao desenvolvimento deste trabalho e ao grupo de pessoas que constitui este excelente centro de investigação, em especial ao Pedro Faria, Bruno Canizes e ao Marco Silva.

Agradeço também à minha família, que sempre me apoiou nas minhas decisões e me incentivou nos momentos mais delicados.

Resumo

O planeamento de redes de distribuição tem como objetivo assegurar a existência de capacidade nas redes para a fornecimento de energia elétrica com bons níveis de qualidade de serviço tendo em conta os fatores económicos associados.

No âmbito do trabalho apresentado na presente dissertação, foi elaborado um modelo de planeamento que determina a configuração de rede resultante da minimização de custos associados a: 1) perdas por efeito de *joule*; 2) investimento em novos componentes; 3) energia não entregue. A incerteza associada ao valor do consumo de cada carga é modelada através de lógica difusa. O problema de otimização definido é resolvido pelo método de decomposição de *benders* que contempla dois trânsitos de potências ótimos (modelo DC e modelo AC) no problema mestre e escravo respectivamente para validação de restrições. Foram também definidos critérios de paragem do método de decomposição de *benders*. O modelo proposto classifica-se como programação não linear inteira mista e foi implementado na ferramenta de otimização *General Algebraic Modeling System (GAMS)*.

O modelo desenvolvido tem em conta todos componentes das redes para a otimização do planeamento, conforme podemos analisar nos casos de estudo implementados. Cada caso de estudo é definido pela variação da importância que cada uma das variáveis do problema toma, tendo em vista cobrir de alguma todos os cenários de operação expetáveis. Através destes casos de estudo verifica-se as várias configurações que a rede pode tomar, tendo em conta as importâncias atribuídas a cada uma das variáveis, bem como os respetivos custos associados a cada solução.

Este trabalho oferece um considerável contributo no âmbito do planeamento de redes de distribuição, pois comporta diferentes variáveis para a execução do mesmo. É também um modelo bastante robusto não perdendo o 'norte' no encontro de solução para redes de grande dimensão, com maior número de componentes.

Palavras-chave: decomposição de *benders*, lógica difusa, planeamento de operação e expansão, programação não linear inteira mista.

Abstract

The distribution network planning aims to ensure that there is capacity in the networks for the supply of electricity with good levels of service quality taking into account the economic factors.

The work presented in this thesis has produced a planning model that determines the resulting network configuration minimizing costs associated with: 1) the effect of joule losses; 2) investment in new components; 3) energy undeliverable. The uncertainty in the consumption of each load is modeled using fuzzy logic. The defined optimization problem is solved by benders decomposition method that comprises an optimal power flow (DC model) in the slave problem for validation restrictions. It were also defined stopping criteria of benders decomposition method. The proposed model is classified as mixed integer non-linear programming. It was implemented in the General Algebraic Modeling System (GAMS) tool.

The model takes into account all components of networks to optimize the planning, as we analyze the cases of study implemented. Each case is defined by the study variation of the importance of each variable taking the problem in view of a cover all expected operating scenarios. Through these case studies, it results that various network configurations can be taken, in view of the importance attributed to each of these variables, as well as the costs associated with each solution.

This work offers a considerable contribution in planning distribution networks, because it holds different variables for execution. It is also a fairly robust model not losing the 'north' in meeting solution for large networks with a larger number of components.

Keywords: Benders decomposition, Fuzzy logic, Mixed integer nonlinear programming, Operation and expansion planning

Índice

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract.....	ix
Lista de Tabelas.....	xv
Lista de Figuras.....	xvii
Lista de Gráficos	xix
Acrónimos	xxi
Nomenclaturas.....	xxiii
1. Introdução	3
1.1 Motivação	3
1.2 Objetivos	4
1.3 Organização da Tese	5
2. Planeamento de Redes de Distribuição.....	9
2.1 Introdução	9
2.2 Metodologias aplicadas ao planeamento.....	10
2.3 Métodos que utilizam lógica difusa	13
2.4 Métodos que utilizam decomposição de <i>benders</i>	17
2.5 Conclusões.....	19
3. Modelo desenvolvido para o suporte ao planeamento de redes de distribuição	25
3.1 Introdução	25
3.2 Ferramenta informática de suporte ao desenvolvimento da metodologia	26
GAMS - <i>Generic Algebraic Modeling System</i>	27
MATLAB- Matrix laboratory	27
Microsoft Excel.....	27

Programação não linear inteira mista	28
3.3 Aplicação da decomposição de <i>benders</i> ao problema	28
3.4 Otimização multiobjetivo do planeamento de recursos	30
3.5 Restrições para a configuração	32
Restrições de Equilíbrio da rede de distribuição.....	32
Restrições de transformadores e subestações.....	32
Restrições das linhas de distribuição	33
Restrições das linhas de distribuição com reconfiguração	34
3.6 Trânsito de potências ótimo.....	35
3.7 Fuzificação das cargas	35
3.8 Conclusões.....	36
4. Casos de estudo.....	43
4.1 Introdução	43
4.2 Rede de seis barramentos.....	44
4.3 Resultados da rede de seis barramentos.....	47
4.3.1 Caso 1 – otimização das perdas.....	47
4.3.2 Caso 2- otimização técnica da rede	49
4.3.3 Caso 3- otimização da expansão da rede	52
4.3.4 Caso 4- otimização multiobjetivo	55
4.3.5 Análise de tensões para o caso 1	59
4.4 Estudo da rede de duzentos e um barramentos	61
4.4.1 Introdução.....	61
4.4.2 Caso 1- otimização das perdas.....	63
4.4.3 Caso 2- otimização técnica da rede	64
4.4.4 Caso 3- otimização da expansão da rede	66
4.4.5 Caso 4- otimização multiobjetivo	67
4.4.6 Análise de tensões para o caso 1	69

4.5	Conclusões.....	69
5.	Conclusões.....	77
	Referências.....	83
	Anexo A. Dados das Linhas da rede de 201 barramentos.....	1
	Anexo B. Dados Cargas Fuzificadas da rede de 201 barramentos.	1
	Anexo C. Resultados de tensões para a rede de 201 barramentos.....	1

Lista de Tabelas

TABELA 2-1- SÍNTESE DA UTILIZAÇÃO DO MÉTODO DE LÓGICA DIFUSA.	17
TABELA 2-2- MÉTODOS UTILIZADOS NO PLANEAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.	19
TABELA 3-1- COMPARAÇÃO DAS METODOLOGIAS EXISTENTES COM A METODOLOGIA PROPOSTA.	37
TABELA 4-1-CASOS DE ESTUDO ELABORADOS	43
TABELA 4-2-DADOS DA REDE DE 6 BARRAMENTOS. FONTE (KHODR 1996).	45
TABELA 4-3- CARGA FUZIFICADA DA REDE DE SEIS BARRAMENTOS.....	46
TABELA 4-4- TAXA DE AVARIAS E CUSTO DAS LINHAS DA REDE DE SEIS BARRAMENTOS	46
TABELA 4-5- PLANO DE CUSTOS DO CASO 1	47
TABELA 4-6 RESULTANTE DA CONFIGURAÇÃO.	47
TABELA 4-7 VALORES DE CARGA APÓS A RECONFIGURAÇÃO.....	48
TABELA 4-8- PLANO DE CUSTOS CASO 2	49
TABELA 4-9 RECONFIGURAÇÃO DA REDE PARA OS PLANOS DE CUSTOS DO CASO 2.	50
TABELA 4-10- VALOR DAS CARGAS PARA O PLANO DE CUSTOS DO CASO 2.....	51
4-11- PLANO DE CUSTOS PARA O CASO 3.	52
TABELA 4-12- PLANO DE CUSTOS DO CASO 3.	53
TABELA 4-13- CARGAS PARA TODOS OS PLANOS DE CUSTOS DO CASO 3.	54
TABELA 4-14-PLANO DE CUSTOS CASO 4	55
TABELA 4-15- RECONFIGURAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA OS QUATRO PLANOS DE CUSTOS DO CASO DE ESTUDO 4.....	56
TABELA 4-16-VALOR DAS CARGAS PARA OS PLANOS DE CUSTOS A2,B2 E C2.	57
TABELA 4-17- VALOR DAS CARGAS PARA O PLANO DE CUSTOS D4.....	58
TABELA 4-18- TENSÃO E ARGUMENTO DO CASO 1.....	59
TABELA 4-19- PLANO DE ESTUDOS CASO 1	63
TABELA 4-20- PLANO DE CUSTOS DO CASO 2	64
TABELA 4-21- PLANO DE CUSTO CASO 3	67
TABELA 4-22- TABELA DE PLANO DE CUSTOS CASO 4.	68

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

TABELA 4-23- COMPARAÇÃO DE CUSTOS EM TODOS OS CASOS DE ESTUDO DA REDE 6 BARRAMENTOS	69
TABELA 4-24-SINTESE REDE SEIS BARRAMENTOS.	70
TABELA 4-25- COMPARAÇÃO DE CUSTOS PONDERADOS PARA A REDE DE 201 BARRAMENTOS.....	71
TABELA 4-26-SINTESE DA REDE DE DUZENTOS E UM BARRAMENTOS.	71
TABELA 0-1- DADOS DAS LINHAS DE 201. (BERNAL-AGUSTÍN MAY 1998).....	1
TABELA 0-2- DADOS RELATIVOS AOS COMPRIMENTOS DAS LINHAS.....	4
TABELA 0-3 CUSTO LINEAR DAS LINHAS PARA A REDE DE 201 BARRAMENTOS	7
TABELA 0-4- DADOS DA TAXA DE AVARIAS E DAS HORAS DE REPARAÇÃO	12
TABELA 0-1- CARGA FUZIFICADA PARA A REDE DE 201 BARRAMENTOS.	1
TABELA 0-1- TENSÕES NOS BARRAMENTOS APÓS A RECONFIGURAÇÃO	1

Lista de Figuras

FIGURA 1-1-CUSTOS DA FUNÇÃO OBJETIVO.	3
FIGURA 2-1- ESQUEMA DE PLANEAMENTO. ADAPTADO DE:(COIMBRA 2010).	9
FIGURA 2-2LÓGICA DIFUSA APLICADA ÀS PERDAS ATIVAS:(DAG AND BAGRIYANIK 2009)	14
FIGURA 2-3- LÓGICA DIFUSA APLICA ÀS TENSÕES. ADAPTADO DE: (DAG AND BAGRIYANIK 2009)	14
FIGURA 2-4- FUZIFICAÇÃO DOS TRÂNSITOS NAS LINHAS ATRAVÉS DE TRIÂNGULOS.(DAG AND BAGRIYANIK 2009)	15
FIGURA 2-5- FUZIFICAÇÃO DOS TRÂNSITOS NAS LINHAS PELA FORMA EXPONENCIAL.(DAG AND BAGRIYANIK 2009)	15
FIGURA 2-6 FUZZY LOAD, FORMA PEAK LOAD. FONTE:(AL-HAMADI AND SOLIMAN 2006)	16
FIGURA 2-7 CORTE DAS CARGAS. FONTE: (YING-YI AND PO-HSUANG 2012).....	16
FIGURA 3-1- DIAGRAMA DO MODELO IMPLEMENTADO.	26
FIGURA 3-2- DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO ENTRE OS VÁRIOS SOFTWARES	28
FIGURA3-3- FLUXOGRAMA DA DECOMPOSIÇÃO DE BENDERS. ADAPTADO DE (ALGUACIL 2000).	29
FIGURA 3-4- FUNÇÃO MEMBRO. FONTE:(H.SEIFI 1996)	36
FIGURA 4-1- REDE DE SEIS BARRAMENTOS. FONTE: (KHODR 1996).....	45
FIGURA 4-2- CONFIGURAÇÃO DA REDE PARA O CASO 2.....	51
FIGURA 4-3- CONFIGURAÇÃO DA REDE, PARA TODOS OS PLANOS DE CUSTOS DO CASO 3.....	54
FIGURA 4-4- CONFIGURAÇÃO PLANO DE CUSTOS A4,B4 E C4.	57
FIGURA 4-5- CONFIGURAÇÃO PLANO DE CUSTOS D4.	58
FIGURA 4-6- REDE DE 201 BARRAMENTOS. (BERNAL-AGUSTÍN MAY 1998).....	62
FIGURA 4-7- CONFIGURAÇÃO DA REDE DE 201 PARA O CASO 1.	63
FIGURA 4-8- CONFIGURAÇÃO DO CASO 2 PARA O PLANO DE CUSTOS A2 E B2	65
FIGURA 4-9- CONFIGURAÇÃO DO CASO 2 PARA O PLANO DE CUSTOS C2.	65
FIGURA 4-10- CONFIGURAÇÃO COM VARIÁVEIS PESOS TODAS IGUAIS.	68

Lista de Gráficos

GRÁFICO 4-1- CUSTOS DE CONFIGURAÇÃO CASO 1.....	49
GRÁFICO 4-2 CUSTO DE CONFIGURAÇÃO CASO 2.....	52
GRÁFICO 4-3- CUSTOS DE CONFIGURAÇÃO CASO 3.....	55
GRÁFICO 4-4- CUSTO DE CONFIGURAÇÃO CASO 4.	59
GRÁFICO 4-5- DISTÂNCIAS DAS CARGAS AO PONTO DE ALIMENTAÇÃO	60
GRÁFICO 4-6- CUSTOS PARA O CASO 1.	64
GRÁFICO 4-7- CUSTOS DE CONFIGURAÇÃO PARA O CASO 2.	66
GRÁFICO 4-8- CUSTOS DE CONFIGURAÇÃO PARA O CASO 3	67
GRÁFICO 4-9-CUSTOS DE CONFIGURAÇÃO CASO 4	69

Acrónimos

CONOPT	Continuous global optimizer (otimizador global contínuo)
CPLEX	Método <i>simplex</i> e programação C
BE	Branch-Exchange (Troca de ramo)
ENE	Energia não entregue
EXCEL	Microsoft Excel
FOR	Fiabilidade de cada componente
FVA	Future Value of Annuity (valor futuro anual)
GA	Genetic Algorithm (Algoritmos genéticos)
GAMS	Generic Algebraic Modeling System (Sistema de modelação algébrico)
LS	Local Search (Pesquisa local)
Matlab	MATrix LABoratory (Laboratório de matrizes)
MDPSO	Modified discret particle swarm optimization (otimização modificada por enxame de partículas)
MINLP	Mixed-integer nonlinear programming (Programação não-linear inteira mista)
PC	Plano de Custos
PD	Produção Distribuída
PSO	Particle swarm optimization (otimização por enxame de partículas)
SPEA2	Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (algoritmo evolucionário de Pareto)
TS	Tabu Search (pesquisa tabu)

Nomenclaturas

α	Custo por unidade de energia não entregue (€)
B	Variável referente à colocação blocos de condensadores
B_{jn}	Termo imaginário do elemento j, n na matriz das admitâncias (S)
$B_{r,b}^n$	Susceptância dos condensadores r ligados no barramento n (S)
Cc	Coefficiente de custo para as perdas nas linhas
Cd	Custo da potência instalada (€/kVA/mês)
Ce	Custo da energia ativa (€/kWh)
C^{ene}	Energia não entregue (€)
C_j^{inv}	Custo por unidade de uma linha (€)
c_{kj}^{inv}	Custo de investimento no ramo k com secção j (€)
C_{kj}^{perdas}	Custo das perdas no ramo k com secção j (€/kVA)
$coef_{ij}$	Coefficiente de impedância da linha, do barramento i ao barramento j;
δ_n	Argumento de angulo no barramento n (radianos)
ψ_p	Conjunto de geradores ou transformadores ligados ao barramento p;
FDP	Fator de perdas
FOR_{kj}	Taxa de interrupção forçada do ramo k com secção j (h/ano)
FVA	Funding Valuation Adjustments
G_{jn}	Termo real do elemento j, n na matriz de admitâncias (S)
λ	Taxa de reparação de um componente

μ_{in}	Função membro da lógica difusa
n_s	Secção do condutor (mm ²)
P_j^d	Necessidade de potência real no Barramento j (kW)
P_j^g	Potência real injetada por todos os geradores e ou transformadores no barramento j (kW)
P_t^{max}	Potência real máxima gerada ou do transformador t (kW)
P_t^{min}	Potência real mínima gerada ou do transformador t (kW)
P_t^p	Potência real gerada a unidade t no barramento p (kW)
Q_j^d	Necessidade de potência reativa no barramento j (kvar)
Q_j^g	Potência reativa injetada por todos os geradores e transformadores no barramento j (kvar)
Q_r^n	Potência reativa do condensador r ligado no barramento n (kvar)
Q_t^{max}	Potência reativa máxima gerada ou do transformador t (kvar)
Q_t^{min}	Potência reativa mínima gerada ou do transformador t (kvar)
Q_t^p	Potência reativa gerada a unidade t no barramento p (kvar);
r	Tempo de reparação de um componente (h)
rt_{jn}	Variável contínua que representa os escalões dos transformadores;
RT_{jn}^{max}	Máximo escalões do transformador;
RT_{jn}^{min}	Mínimo dos escalões do transformador
S_{ij}^2	Potência aparente que circula na linha do barramento i até ao barramento j (kVA);
S_{ikj}	Potência aparente que flui do nó i no ramo k com secção (kVA)

S_{kj}^{max}	Potência máxima que passa no ramo k de secção j (kVA)
S_t^{max}	Potência máxima aparente por cada ponto de transformação (kVA);
S_t^{min}	Mínimo admissível de cargas imposto (kVA)
ϕ_i	Conjunto de linhas ligadas no barramento i;
V^{max}	Máximo de tensão no nó n (V)
V^{min}	Mínimo de tensão no nó n (V)
V_n	Tensão no barramento (V)
y'_{jn}	Admitância de carga da linha j-n (S)
y_{jn}	Admitância da linha j-n (S)
$y_{r,b}^p$	Variável de decisão para ligar o bloco b de condensadores r ao barramento p;
y_t^p	Variável de decisão para ligar o transformador/gerador t ao nó p;
Ztotal	Custo total (€);
Z1	Custo na minimização das perdas (€)
Z2	Custo da minimização dos custos fixos (€)
Z3	Custo da minimização da energia não entregue (€)
η	Índice de distribuição;

Introdução

1. Introdução

1.1 Motivação

Atualmente as redes de distribuição de energia encontram-se num processo de reestruturação sem precedentes. As preocupações ambientais bem como a flutuação dos preços nos recursos fósseis leva a que se façam investimentos com maior frequência nas energias renováveis endógenas.

A aposta na produção distribuída e a incerteza em valores de consumo são pontos fulcrais no planeamento, porque não só interferem com localizações ótimas dos componentes como também com as perdas por efeito de joule e ainda com a qualidade de energia fornecida, sendo por isso necessário um planeamento sustentado que englobe essas variáveis.

Neste trabalho são abordadas três variáveis - o custo de perdas na rede, elaborando-se uma metodologia que considere a otimização das perdas com o recurso aos componentes disponíveis na rede de distribuição; os custos de investimento em novos componentes, como linhas de interligação ou mesmo transformadores; e ainda o custo de energia não fornecida, minimizando-se as compensações aos consumidores pela interrupção de fornecimento de energia. Esse não fornecimento de energia pode ser influenciado pela fiabilidade de cada componente que compõe a rede de distribuição. Na figura 1-1 é ilustrada uma adaptação do diagrama de Venn ao objetivo deste trabalho.

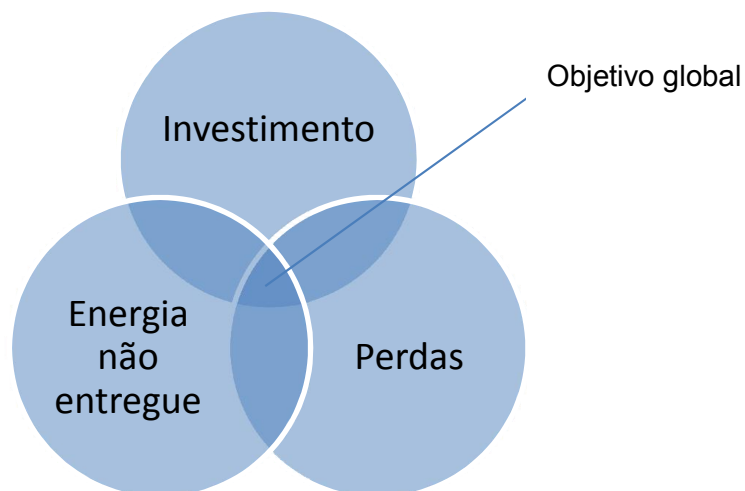


Figura 1-1-Custos da função objetivo.

Não obstante, é a entidade responsável pelo planeamento da rede de distribuição que decide quais as prioridades para o planeamento. As prioridades podem ser de valor igual ou distinto, ou seja, pode ser dada prioridade à otimização do custo das perdas para a rede de distribuição, ao custo de investimento em novos componentes da rede ou ao custo da energia não entregue.

É ainda abordado neste trabalho o problema da evolução de carga através da incerteza no seu valor.

1.2 Objetivos

As redes de distribuição foram construídas para corresponder às necessidades existentes a cada momento e foram desenvolvidas inicialmente ao nível local que abrangia somente pequenas cooperativas regionais sem grandes perspectivas futuras (da Silva 2007). Com o passar dos anos ocorreu a unificação de todas as cooperativas, umas mais dotadas que outras, dando origem ao sistema nacional de distribuição. Com esta unificação é necessário a elaboração de um planeamento que contemple todos os componentes interligados e redefina as localizações ótimas, minimizando os custos das perdas no sistema.

Os três pontos importantes deste trabalho são: os custos de perdas na rede, os custos investimento em novos componentes e os custos de energia não entregue.

O objetivo é proceder à construção de uma ferramenta que contemple seguintes aspetos:

- Apoio à decisão no âmbito do planeamento das redes de distribuição;
- Elaboração de um modelo que contemple os três pontos definidos como importantes: o investimento, as perdas na rede de distribuição e a energia não entregue;
- Consideração dos limites técnicos de todos os componentes existentes na rede de distribuição;
- Utilização da técnica de *benders* - Dada a complexidade do problema de otimização é vantajoso recorrer a métodos apropriados. A metodologia de decomposição de *benders* é uma das várias utilizadas no planeamento das redes de distribuição;
- Inclusão do método de lógica difusa na incerteza do consumo;
- Inclusão do método de Pareto para as importâncias na função multiobjectivo;
- Análise de resultados;

1.3 Organização da Tese

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No capítulo 1 são apresentados a motivação e os objetivos que levaram à sua realização.

A contextualização do problema é dissecada no capítulo dois com referência a alguma literatura no âmbito desta problemática. Neste capítulo são apresentados diferentes casos onde se recorre ao planeamento nas redes de distribuição e às metodologias aplicadas para a sua resolução.

No capítulo três é feita uma descrição do modelo e os *softwares* utilizados para a sua implementação. Os *softwares* são usados para: o processamento de dados (Microsoft Excel), interligação entre o tratamento de dados e a base de programação (MatLAB) e por fim a base de programação do modelo (GAMS). Nas subsecções seguintes é explicado o modelo, onde são descritas as constituintes da função objetivo, bem como as restrições necessárias à implementação.

No capítulo quatro são dados a conhecer os casos de estudo que apoiam a credibilidade deste modelo. Os casos de estudo são quatro – otimização das perdas, otimização técnica, otimização da expansão da rede e otimização multiobjectivo. Foram utilizadas duas redes de distribuição, a rede de seis barramentos que permite analisar todas as particularidades do planeamento e a rede de duzentos e um barramentos para atestar a robustez do modelo com uma maior base de dados, cabendo também uma conclusão dessas implementações.

Por fim, no capítulo cinco o autor faz uma conclusão geral de todo o trabalho e algumas perspetivas futuras no âmbito do planeamento da distribuição de energia.

Planeamento de Redes de Distribuição

2. Planeamento de Redes de Distribuição

Neste capítulo são apresentadas diferentes metodologias aplicadas ao planeamento das redes de distribuição (subsecção 2.2), os diferentes modelos de lógica difusa utilizada na análise de incertezas (subsecção 2.3) e por último é feita uma pequena abordagem (subsecção 2.4) ao método de decomposição de *benders* com exemplificação de algumas aplicações no âmbito do planeamento nas redes de distribuição de energia.

2.1 Introdução

O planeamento é um procedimento primordial nas redes de distribuição, e pode ser definido pela figura 2-1.

- 1- Diagnóstico da situação atual, essencial para perceber todo o estado do problema, não é possível fazer um planeamento conforme se não existe a real percepção da situação atual;
- 2- Definição de prioridades, importante para escolher as prioridades que vamos focar;
- 3- Fixação de objetivos, só assim é possível saber se está a trabalhar bem e a atingir os objetivos a que nos propomos;
- 4- Seleção de estratégias escolher entre os vários métodos utilizados, aquele que melhor se adequa ao problema;
- 5- Preparação do modelo, esquematização do procedimento bem como a sua implementação para que possamos ter resultados do planeamento;
- 6- Avaliação de resultados permite que sejam avaliados os hipotéticos resultados do planeamento e aplicar aquele que seja de melhor *performance*;



Figura 2-1- Esquema de Planeamento. Adaptado de Coimbra 2010

O planeamento aplicado às redes de distribuição é complexo, porque envolve inúmeras variáveis (Carvalho, Ferreira et al. 2000). É necessário proceder sempre a uma seleção de prioridades para que possamos definir os objetivos e avaliar os resultados obtidos em função dos objetivos.

2.2 Metodologias aplicadas ao planeamento

Várias abordagens são feitas na literatura sobre o planeamento de redes de distribuição. De uma forma geral as variáveis com maior influência no planeamento são - localização de transformadores ou subestações, múltiplas escolhas de linhas primárias e linhas de reconfiguração, decisões de investimento em novos componentes, incertezas quanto à evolução da carga (Carvalho, Ferreira et al. 2000), qualidade de serviço e colocação de unidades de produção distribuída.

Quando o problema do planeamento é abordado segundo o melhor local para a localização de transformadores ou subestações, são apresentadas algumas metodologias de resolução. Em (Bernal-Agustín May 1998) foram utilizados algoritmos genéticos para conseguir resolver problemas relacionados não só com a otimização da colocação dos seus componentes como também com a expansão da rede de distribuição. Esta otimização é sujeita aos limites técnicos de todos os componentes da rede bem como o equilíbrio da potência em cada barramento. No trabalho apresentado em (Jovanovic, 2003) foi utilizada uma solução baseada em três etapas, a pré etapa, a primeira etapa e a segunda etapa, para otimizar a colocação de componentes na rede de distribuição e evolução de cargas. Na Pré etapa é definida a evolução da carga, as possíveis localizações dos transformadores e as interligações aos geradores. Na primeira etapa são analisadas mudanças na reconfiguração da rede causadas pela instalação de cada novo componente. Usando estas mudanças a otimização da função objetivo é realizada na segunda etapa utilizando o método de programação inteira.

Outra abordagem no âmbito da otimização da colocação de componentes na rede é feita em (Mori and Yoshida, 2008). Nesta abordagem é proposto um método probabilístico baseado na combinação de dois métodos - *GA* e *Local Search (LS)*. A otimização é feita na localização dos componentes e no custo de perdas ativas na rede e também desvios de tensão nos barramentos. Para esta proposta de solução as restrições são os limites de tensões nos barramentos, as equações de trânsito de potências, os limites técnicos dos componentes e as capacidades das subestações. Esta combinação tem como operador genético o elitismo para a obtenção da solução

final. Para uma análise mais expedita existe ainda a possibilidade de definição de *clusters*, como proposto em (Cartina, Grigoras et al. 2009). Agrupando-se o maior número de elementos semelhantes, para que a modelação seja mais fácil e rápida. Os elementos sujeitos a modelação são as cargas e os transformadores da rede de distribuição, sendo otimizada a sua localização através do método de lógica difusa.

O planeamento pode ainda ser abordado sobre a variável de custo das perdas, e localizações ótimas de subestações. Para esta variável (Zmijarevic, Skok et al. 2005) utiliza a metodologia do caixeiro-viajante para encontrar a melhor solução, otimizando os caminhos entre as subestações de fornecimento e os pontos de carga. Por sua vez, (Xiaohu and Haubrich 2006) utiliza um método combinado, sendo encontrada a melhor solução num algoritmo de pesquisa local. O método contempla uma solução inicial melhorada iterativamente até encontrar a melhor das soluções para esta problemática. Outra metodologia é abordada em (Mori and Yamada, 2007) onde o autor utiliza uma meta-heurística baseada na teoria de Pareto, denominada SPEA2 (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2*). É feita a otimização das perdas na rede, do investimento em novos componentes e da qualidade de serviço. São utilizadas como restrições ao modelo os limites técnicos das linhas, os limites de tensão nos barramentos, a radialidade da configuração e os limites técnicos das subestações.

Uma variável bastante diferente é a incerteza do consumo e a sua localização. Por isso em (Najafi, Hosseinian ET AL., 2009), é proposto GA *Crossover* e *Mutation* para a resolução deste problema. Este problema engloba ainda a localização ótima das subestações de distribuição de transporte e também às centrais de produção. Esta otimização é sujeita a restrições de - radialidade, de alimentação de todos os consumos, limites técnicos dos componentes e limites das tensões nos barramentos.

A variável de carácter mais melindroso é o investimento em novos equipamentos, porque investir requer ponderação e rigor. Por isso são encontradas bastantes propostas de resolução, com os mais diversos métodos. Em (Diaz-Dorado, Cidras et al. 2002) é utilizada a programação evolutiva através dos operadores de seleção, *crossover* e mutação, sendo a solução final obtida através do elitismo. Esta modelação está sujeita aos limites das linhas, aos limites das tensões nos vários barramentos e às várias de interligação. Já em (Cossi and Mantovani 2009) é otimizado o investimento através do método de pesquisa tabu, Tabu Search (TS). O problema é composto por dois problemas encadeados. O primeiro na transmissão de

energia e o segundo na distribuição de energia. No primeiro problema são otimizados os custos de investimento em novas subestações, geradores, trocas de linhas e custos operacionais. No segundo problema a otimização é feita nos custos de investimento em novos componentes, localização ótima de componentes, mudança de linhas e custos operacionais. O modelo proposto tem como restrições os limites técnicos dos componentes, a qualidade de serviço e restrições físicas das redes.

Existe também no planeamento variáveis de cariz técnico, mas não menos importante que as já mencionadas em epígrafe, das quais salientamos a qualidade de energia fornecida. Em (Skok, Krajcar et al. 2005) o método utilizado para a otimização são GA. A solução inicial é criada aleatoriamente e o processo de reprodução é contínuo até convergir, isto é, até 95% dos membros corresponderem à mesma solução. Esta abordagem dá ainda importância à otimização dos custos de investimento na rede de distribuição e aos custos de operação da rede de distribuição. A modelação tem como restrições a radialidade da rede de distribuição, os limites de tensão na rede e os índices de qualidade SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) e SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*). Na mesma linha (Carrano, Soares et al. 2006) usa NSGA-II para a resolução da mesma problemática de qualidade de energia. Este algoritmo é de origem evolutiva, com estrutura própria e não necessita de outras operações para a utilização do elitismo na busca da melhor solução. São ainda otimizados com este modelo as perdas na rede de distribuição e o custo de investimento em novos componentes. As restrições impostas no problema os limites técnicos das linhas, limites de tensão nos barramentos, a radialidade da reconfiguração e a qualidade de serviço. Neste tema há ainda a possibilidade de abordar segundo a compensação da energia reativa, como (Ganguly 2014) tem a oportunidade de apresentar. Para a solução deste problema o autor propõe a metodologia baseada no método PSO. Na otimização da função objetivo as restrições impostas são o limite mínimo de qualidade de energia, os limites da bateria de condensadores e os limites técnicos das linhas de distribuição.

Com a aposta nas energias renováveis surgiu um novo desafio para o planeamento nas redes de distribuição. O tratamento dos novos sentidos da corrente e também a localização das novas unidades de produção distribuídas. Com esta problemática em estudo, (Carvalho and Ferreira 2001) utiliza um método de programação evolutiva para a sua resolução. O modelo otimiza também os custos de manutenção e custos de investimento. Esta modelação é sujeita a restrições de radialidade, limites técnicos de tensões e garantia de fornecimento de energia às

cargas. Já em (Ziari, Ledwich et al. 2011) Para a otimização deste problema o autor utiliza um método híbrido evolutivo, *modified discret particle swarm optimization* (MDPSO). Aborda o problema de planeamento da rede com produção distribuída, considerando sempre a incerteza da previsão de carga. Nesta abordagem são considerados três cenários diferentes: 1, 2 e 3. O cenário 1 apenas com a otimização da localização das subestações e as ligações das linhas, sujeito a restrições de perdas nas linhas limites de tensões. O cenário 2 é um incremento do cenário 1, otimizando não só as colocações de subestações e ligação de linhas, como também otimiza a localização de unidades de produção distribuída na rede sujeito não só às restrições do caso anterior, como também a qualidade do serviço. No cenário 3 é acrescentada à otimização anterior a possibilidade de existência de linhas de interligação, para que seja possível reconfigurar a rede durante o despacho da produção distribuída. Por sua vez em (Al Kaabi, Zeineldin et al. 2014) o autor propõe uma técnica de trânsito de potências ótimo denominada *multi-configuration multi-period optimal power flow* (MMOPF). Com isto o autor tenta maximizar a produção distribuída garantindo a estabilidade da rede de distribuição. O modelo preconizado é sujeito aos limites técnicos da rede, ao trânsito de potências ativa e reativa e ao equilíbrio das potências em cada barramento.

Para dar alguma autonomia de decisão à entidade responsável pela gestão das redes de distribuição pode ainda ser utilizado o método de Pareto (PARETO 1897). Este método é usado para atribuir importâncias (Soares, Vale et al. 2013), entre zero e um às funções que compõe a função multiobjectivo.

2.3 Métodos que utilizam lógica difusa

O método de lógica difusa é uma extensão da lógica booleana, que admite valores lógicos entre 0 e 1 (El-Hawary 1998). Ou seja, um qualquer valor entre o mínimo e o máximo é um valor difuso e é tratado como uma probabilidade.

A lógica difusa tem inúmeras aplicações na modelação de problemas relacionados com o planeamento e também diferentes técnicas que originam formas geométricas distintas. Em (Dag and Bagriyanik 2009) a lógica difusa é aplicada na otimização das perdas ativas através da técnica ilustrada na figura 2-2.

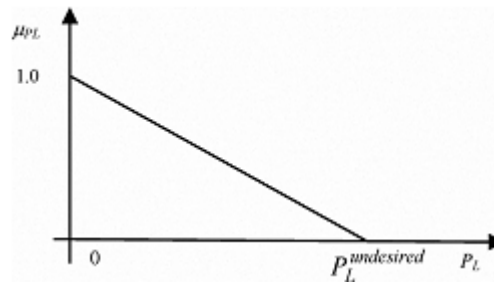


Figura 2-2 Lógica difusa aplicada às perdas ativas: (Dag and Bagriyanik 2009)

Analisando a figura 2-2 só são é solução do problema valores compreendidos entre 0 e $P_L^{undesired}$, abaixo da reta com a interseção em 1 no eixo dos yy, esta técnica origina um triângulo.

Outra técnica importante é a fuzificação trapezoidal. Esta é utilizada em (Dag and Bagriyanik 2009) para marcar alguma incerteza no valor das tensões nos barramentos, como ilustra a figura 2-3.

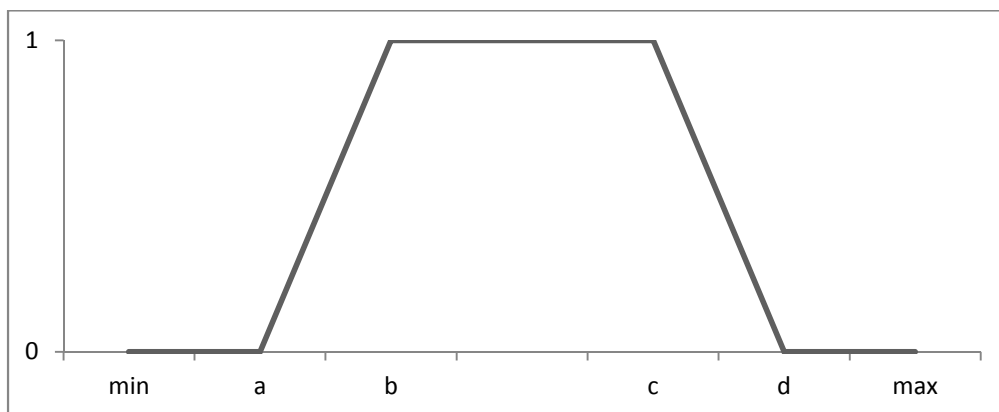


Figura 2-3- Lógica difusa aplica às tensões. Adaptado de Dag and Bagriyanik 2009

O tratamento desta forma geométrica é diferente pois admite uma maior quantidade de valores ótimos, como podemos verificar na figura 2-3. Todos os valores de tensão entre b e c têm maior probabilidade de ocorrência. Valores de tensão superiores a c e inferiores a b tendem a ocorrer com menor frequência. Contudo, valores superiores ao max e inferiores ao min têm como 0 a sua probabilidade de ocorrência. Esta forma é ideal na modelização das tensões, porque é a tem menor probabilidade de ocorrência de oscilações.

Para os trânsitos das linhas são usadas duas técnicas de fuzificação distintas em que uma é de triângulos, como demonstra a figura 2-4.

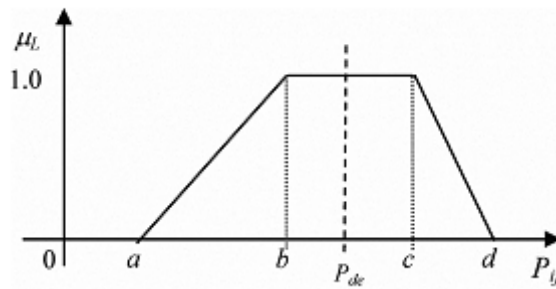


Figura 2-4- Fuzificação dos trânsitos nas linhas através de triângulos.(Dag and Bagriyanik 2009)

O trânsito é máximo para valores compreendidos entre b e c, e decresce para valores de c e d, e de b para a. Sendo zero abaixo do valor a e acima do valor d. Esta geometria tem como variável a probabilidade de ocorrência do seu ponto máximo para que possa acontecer o menor número de vezes possível e as linhas não fiquem sobrecarregadas. Existe ainda outra forma de fuzificação semelhante a anterior mas com paredes em exponencial, ilustrada na figura 2-5.

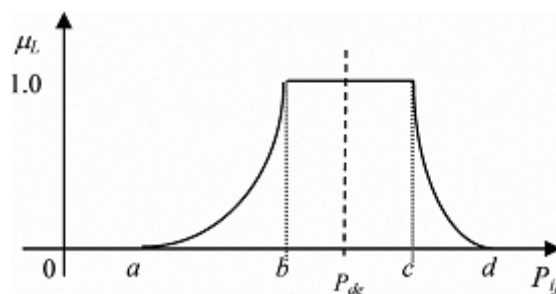


Figura 2-5- Fuzificação dos trânsitos nas linhas pela forma exponencial.(Dag and Bagriyanik 2009)

Nestas duas figuras, 2-4 e 2-5, são apresentadas as formas de lógica difusa adaptadas aos trânsitos de potências, a diferença existente entre elas é exclusivamente os limites laterais. Uma tem evolução gradual, 2-4, e a outra tem uma evolução exponencial, figura 2-5. Ou seja, têm a mesma probabilidade de ocorrência para o máximo de potência transitada, mas têm probabilidades de ocorrência distintas na flutuação da potência. Em (Ramirez-Rosado and Dominguez-Navarro 2004), é utilizada a lógica difusa para otimizar o custo de manutenção. Através de uma pesquisa tabu, o autor também determina a melhor localização de futuros geradores.

Outras formas são sugeridas, como em (Al-Hamadi and Soliman 2006), que é utilizada a técnica *peak load*. Este modelo é usado para prever a ocorrência que determinados valores de carga tomam, como demonstra a figura 2-6.

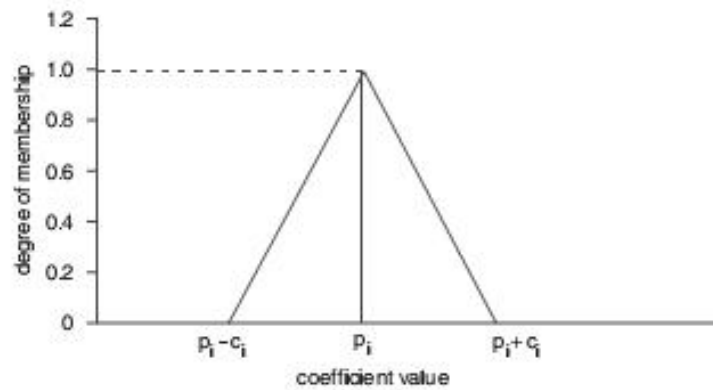


Figura 2-6 Fuzzy Load, forma peak load. Fonte:(Al-Hamadi and Soliman 2006)

Da figura é possível verificar que só um valor tem probabilidade máxima de acontecimento e todos os valores acima ou abaixo do pico decrescem a sua probabilidade de ocorrência, sendo de valor zero nos extremos. Este método tem maior utilização para a evolução de cargas, pois permite a que o valor de carga seja o mais uniforme possível.

Outras utilizações deste método são abordadas, como em (Ying-Yi and Po-Hsuang 2012), que é usada a forma trapezoidal para responder ao problema dos operadores de rede em manter as redes estáveis através do corte de cargas 2-6.

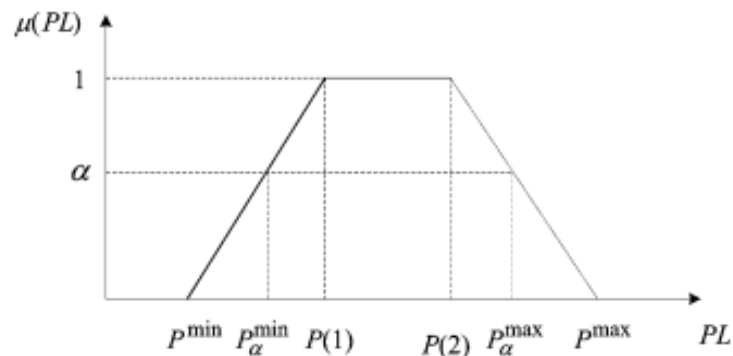


Figura 2-7 Corte das cargas. Fonte: (Ying-Yi and Po-Hsuang 2012).

Analisando a figura pode-se verificar que para todos os valores entre P (1) e P (2) o valor da carga é o máximo, sofrendo cortes abaixo de P (1) e P (2), para que o sistema elétrico não perca o seu equilíbrio.

O método de lógica difusa é relevante na caracterização das cargas e também na produção de energia, pois permite induzir um fator de incerteza tanto na produção de energia como no seu consumo.

No modelo preconizado pelo autor a lógica difusa é utilizada para dar um cariz de incerteza aos valores de carga que tantas oscilações sofrem. A técnica escolhida foi a trapezoidal, não sendo a de conceção mais facilitada, pois é aquela que permite um maior conjunto de valores com probabilidades de acontecimento similar. Na tabela 2-1 é apresentada uma pequena síntese da aplicação do método de Lógica difusa.

Tabela 2-1- Síntese da utilização do método de lógica difusa.

Referências	Objetivo	Função de pertinência
Dag and Bagriyanik 2009	Perdas ativas	Triângulo
Dag and Bagriyanik 2009	Limites tensões	Trapézio
Dag and Bagriyanik 2009	Limite de trânsitos Potências	Trapézio
Al-Hamadi and Soliman 2006	Limites nos consumos	Triangulo
Ying-Yi and Po-Hsuang 2012	Estabilidade das redes	Trapézio

Função de pertinência ou *membership function* caracteriza as várias formas de probabilidade que uma variável pode assumir (ZADEH 1965).

2.4 Métodos que utilizam decomposição de *benders*

A decisão é a tarefa mais complicada na expansão das redes de distribuição de energia. O equilíbrio entre dimensionamento, localização de componentes e otimização de custos tem-se revelado uma tarefa arduo.

Para responder a algumas dessas problemáticas surge o método de decomposição de *benders*, uma ferramenta robusta e eficaz no tratamento de problemas tais como: localização de unidades de produção e custos de manutenção, configuração de linhas de transmissão, otimização da potência reativa, trânsito de potências ótimo, coordenação do escalonamento (Shahidehopour and Yong 2005).

A otimização de custos fixos ou de operação é uma característica da metodologia de *benders*, em (Alguacil 2000) foi proposto para a otimização do trânsito de potências bem como o arranque e a paragem das centrais térmicas de produção. O modelo é sujeito às restrições de balanceamento da rede, em que a energia produzida é sempre igual a energia consumida mais as perdas, a uma restrição máxima de

perdas, onde coloca um limite ao valor das perdas, à reserva de energia do sistema e aos limites técnicos das linhas. Por sua vez em (Sifuentes and Vargas 2007) é utilizada a metodologia de *benders* para resolver problemas com a coordenação do escalonamento hidrotérmico, otimizando os custos de operação e os custos de arranque das centrais térmicas. Esta abordagem tem como restrições os tempos mínimos de funcionamento e os tempos mínimos fora de serviço.

Em outras problemáticas como o novo paradigma de mercados de energia, a decomposição de *benders* é dos métodos com melhores resultados como refere a abordagem feita por (Weixing and Xiaoming 2008), onde a metodologia é utilizada para correr um trânsito de potências ótimo. As variáveis otimizadas neste problema são: as variações de tensão nos barramentos, as variações na produção e na carga e a sustentabilidade do sistema. Sendo tidas como restrições à otimização as rampas de produção dos geradores, os limites técnicos dos componentes da rede e os limites de tensões nos barramentos.

A método de decomposição de *benders* é também eficaz em problemas relacionados com a otimização das perdas, como é relatado em (Khodr and Martinez-Crespo 2009) onde abordada a reconfiguração do sistema otimizando as perdas da rede de distribuição. O modelo é sujeito às restrições de balanceamento da rede, às leis de Kirchhoff, capacidades técnicas das linhas, limites de tensão nos barramentos e radialidade da reconfiguração.

Outras abordagens são idealizadas para a utilização desta metodologia, em (Koo-Hyung, Kim et al. 2009) é utilizado o método de decomposição de *benders* para otimizar a segurança na capacidade de transporte de energia, muito importante no contexto de mercado e também no estado do sistema, pois dele depende a continuidade de funcionamento do mesmo. Em (Cong, Shahidehpour et al. 2010) analisa a segurança do sistema com o método de decomposição de *benders*.

A problemática do escalonamento é também passível de resolução com o método de decomposição de *benders*, como nos apresenta (Laothumyingyong and Damrongkulkamjorn 2010) onde é otimizado os custos de arranque de cada unidade de produção para poder fazer o seu despacho a médio prazo. As restrições impostas nesta modelação são equilíbrio do sistema das produções, a reserva girante, as rampas das unidades de produção e os limites de potência ativa das unidades de produção.

No âmbito da produção distribuída, a metodologia de decomposição de *benders* é também muito relevante. No estudo levado a cabo em (Bai, Liu et al. 2012) é abordado o aumento da produção distribuída e as perdas surgidas desse efeito tanto a nível local como na globalidade do sistema, e é proposto para a sua resolução um modelo baseado na decomposição de *benders*. As restrições impostas são: de radialidade, limites de tensões e também limites de produção por cada unidade de produção distribuída.

O método de decomposição de *benders*, como é passível de constatar tem inúmeras aplicações no âmbito da distribuição de energia. A sua maior utilização é na otimização de custos de operação e perdas da rede, pois tem características próprias que permitem optar mais eficazmente por uma solução que se enquadre nos parâmetros de busca predefinidos.

2.5 Conclusões

O planeamento de redes de distribuição é uma tarefa multiobjectivo, porque envolve quase sempre várias variáveis - localização de transformadores ou subestações, escolhas de linhas primárias e linhas de reconfiguração, decisões de investimento em novos componentes, incertezas quanto à evolução da carga e qualidade de serviço de energia – às quais é necessário atribuir uma importância. A entidade que faz o planeamento da rede é responsável pela atribuição de importâncias às variáveis consideradas para o planeamento. Na tabela 2-2 é apresentada uma pequena síntese das abordagens feitas na literatura.

Tabela 2-2- Métodos utilizados no planeamento de redes de distribuição.

Referências	F.O	Restrições	Técnicas
(Carvalho and Ferreira 2000)	Localização das subestações	Limites técnicos	Diagrama de árvore
	Investimento	Radialidade	
	Incerteza da evolução de carga		
(Jovanovic 2003)	Evolução das cargas	Limites dos transformadores	Programação inteira
	Localização de transformadores	Radialidade	
(Carrano, Soares et al. 2006)	Tempos médios de interrupção;	Limites técnicos das linhas	GA
	Perdas na rede	Limites de tensão	
	Investimento	Radialidade da rede	
	Taxa de avarias	Qualidade de serviço	
	Tempos médios de interrupção		
(Ganguly 2014)	Percentagem de barramentos com	Qualidade de serviço	PSO

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

	subtensão		
	Qualidade de energia	Limites técnicos das linhas	
	Perdas ativas	Limites da bateria de transformadores	
(Mori and Yamada 2007)	Perdas na rede	Limites de tensão	SPEA2
	Investimento	Trânsitos de potências	
	Qualidade de serviço	Radialidade da rede	
		Limites técnicos	
(Mori and Yoshida 2008)	Custos de instalação PD	Limites de tensões	Controlled-NSGA2
	Subestações de distribuição	Trânsitos de potências	
	Localização PD	Limites técnicos das linhas	
	Perdas ativas	Limites técnicos geradores	
	Desvios de tensão	Limites subestações	
(Najafi, Hosseinian et al. 2009)	Previsão de cargas	Configuração radial	GA
	Localização de subestações	Alimentação à carga	
	Localização de Produção	Limites técnicos	
(Cossi, Romero et al. 2009)	Investimento na rede	Qualidade de serviço	Tabu Serch
	Custos de operação	Limites técnicos	
	Localização de transformadores	Limites de tensões	
(Cartina, Grigoras et al. 2009)	Perdas na rede	Radialidade da rede	Logica Difusa
	Investimento	Fornecimento energia	
		Limites técnicos	
(Skok, Krajcar et al. 2005)	Investimento	Radialidade da rede	Logica difusa
	Qualidade de serviço	SAIDI e SAIFI	
	Operação	Limites de tensão	
(Zmijarevic, Skok et al. 2005)	Investimento	Radialidade da rede	Caixeiro-Viajante
	Operação	Limites técnicos	
	Perdas	Alimentação à carga	
(Xiaohu and Haubrich 2006)	Investimento	Limites técnicos	Método iterativo combinado com pesquisa local
	Operação	Radialidade da rede	
		Alimentação à carga	
(Diaz-Dorado, Cidras et al. 2002)	Investimento	Limites técnicos	GA
	Perdas	Limites das tensões	
		Linhas de reconfiguração	
(Miguez, Cidras et al. 2002)	Investimento	Radialidade da rede	Brache Exchange
	Custos de perdas na rede	Limites de tensões	
	Qualidade de serviço	Qualidade de serviço	

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

(Carvalho and Ferreira 2001)	Operação	Radialidade da rede	GA
	Investimento	Limites técnicos	
		Alimentação à carga	
		Limites de tensão	
(Ziari, Ledwich et al. 2011)	Qualidade de serviço	Limites de tensão	MDPSO
	Perdas	Trânsitos de Potências	
	Investimento PD	Mínimo PD	
	Armazenamento		
(Al Kaabi, Zeineldin et al. 2014)	Interligação de várias unidades de PD	Limites técnicos da rede	MMOPF
		Trânsitos de potências	
		Equilíbrio da energia em cada barramento	

Da análise da tabela 2-2 conclui-se que a maior parte do planeamento das redes de distribuição de energia tem como prioridade os custos de investimento em componentes da rede, os custos relativos às perdas na rede, os custos de operação, a qualidade de serviço, e também a garantia de fornecimento de energia a todas as cargas. As restrições impostas para o encontro da melhor solução baseiam-se maioritariamente nos limites técnicos dos componentes da rede, na radialidade da configuração das linhas, nos limites de tensões nos barramentos, nos trânsitos de potências e nos índices da qualidade de serviço.

Para o trabalho desenvolvido nesta dissertação foram escolhidas três variáveis para a otimização do planeamento das redes de distribuição- os custos de perdas na rede, o custo de investimento em novos componentes da rede e o custo da energia não entregue. Estas três variáveis foram escolhidas pelo autor por controlarem pontos-chave da distribuição de energia como: o investimento, as perdas e a fiabilidade do sistema de distribuição de energia. Foi utilizada a técnica de decomposição de *benders* para resolver o problema de otimização implementado, tendo em vista a minimização de custos para a entidade responsável pela operação de rede.

O método de Pareto ou frente de Pareto é utilizado (PARETO 1897) para atribuir importâncias às diferentes variáveis da função multiobjectivo.

Modelo desenvolvido para o suporte ao planeamento de redes de distribuição

3. Modelo desenvolvido para o suporte ao planeamento de redes de distribuição

Nesta secção é apresentado o modelo de otimização proposto pelo autor, bem como os procedimentos que levam à sua implementação. Na subsecção 3.1 é feito um enquadramento do trabalho efetuado. Na subsecção 3.2 são apresentadas as ferramentas computacionais usadas para elaboração do trabalho. Já na subsecção 3.3 é apresentada a formulação matemática do problema de otimização.

3.1 Introdução

O presente trabalho partiu de um modelo apresentado em (Khodr, Martinez-Crespo et al. 2009) aplicado a uma rede de sessenta e nove barramentos. O modelo abordava a reconfiguração da rede de distribuição de sessenta e nove barramentos, otimizando as perdas na rede de distribuição. A modelação era sujeita a restrições de balanço de potências, às leis de Kirchhoff, aos limites técnicos das linhas, aos limites de tensão e à radialidade da reconfiguração. Contemplava a introdução dos dados da rede, como as linhas, as tomadas dos transformadores e as cargas fixas em cada barramento. Este modelo era todo ele modelado no programa GAMS, onde eram inseridos os dados, desenvolvido o modelo e obtidos os resultados da reconfiguração.

As melhorias introduzidas nesta dissertação baseiam-se na inclusão dos seguintes pontos:

- 1- Custo das perdas;
- 2- Modelação do custo para o investimento em cada componente;
- 3- Modelação do custo por unidade de energia não entregue;
- 4- A fuzificação das cargas sob a forma trapezoidal;
- 5- Função multiobjectivo para ponderar os três custos;
- 6- O método Pareto;
- 7- Interligação entre diferentes softwares;

O diagrama de base ao modelo desenvolvido está ilustrado na figura 3-1.

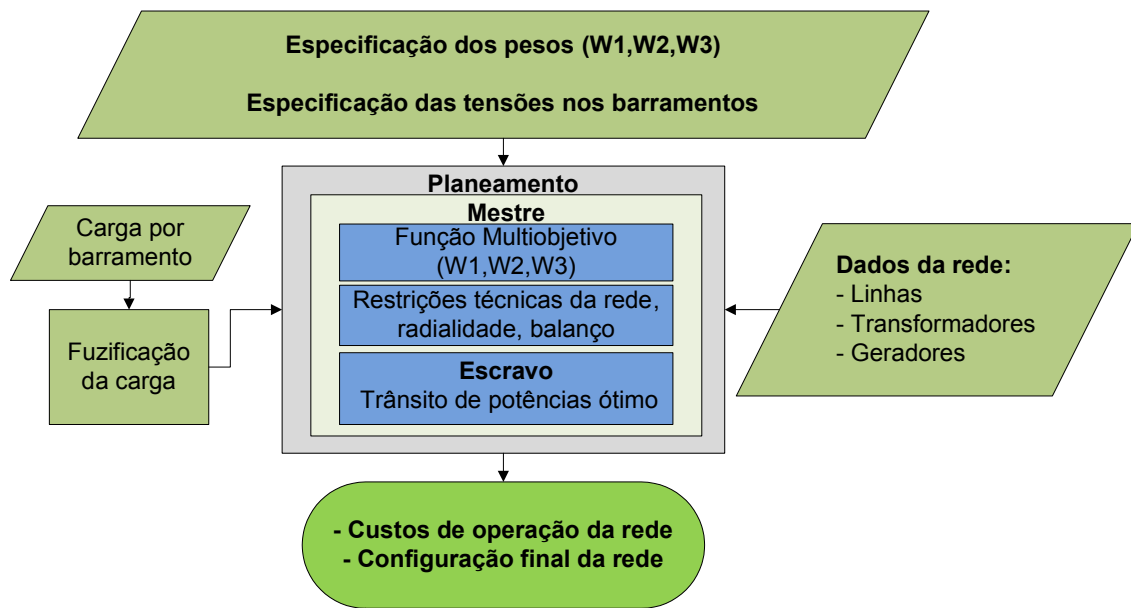


Figura 3-1- Diagrama do modelo implementado.

Na base da resolução do problema de otimização encontra-se o método de decomposição de *benders*, que comporta como parâmetros de entrada os dados das linhas com configuração em malha, as cargas da rede fuzificadas através da técnica trapezoidal e os pesos de cada uma das funções custo parciais. O método de decomposição de *benders* comporta dois problemas - problema mestre e problema escravo.

O problema mestre contempla a função multiobjetivo bem como algumas restrições. É corrido um trânsito de potências no modelo DC e obtém-se uma solução de configuração que é inserida no problema escravo.

O problema escravo contempla um trânsito de potências ótimo no modelo AC onde é obtida a solução de configuração. Caso a solução obtida obedeça a todas as restrições impostas no modelo, são obtidos os custos associados à solução e passa a ser solução do problema. Caso não obedeça a qualquer uma das restrições, é feito um corte de *benders* nas variáveis de folga e incrementada uma iteração ao problema introduzindo essa solução novamente no problema mestre e seguidos os passos já descritos em epígrafe.

3.2 Ferramenta informática de suporte ao desenvolvimento da metodologia

Para a realização deste trabalho foram utilizadas três ferramentas distintas com base na computação. Os três *softwares* em causa são: o GAMS, O Matlab e o

Microsoft Excel. Este problema de otimização modelado, de acordo com a sua estrutura, classifica-se como um problema de otimização não linear inteira mista - *MINLP (mixed-integer nonlinear programming)*.

GAMS - Generic Algebraic Modeling System

O GAMS é uma aplicação informática desenvolvida para modelar problemas de otimização (Corporation 2013). Esta aplicação permite que o utilizador não tenha grande necessidade em se preocupar com as questões de modelação, pois a sua implementação é de fácil resolução. O utilizador pode ainda alterar a formulação do problema e resolvê-lo com o *solver* que mais lhe convém.

Nesta modelação foram utilizados como *solvers* do problema modelado o CPLEX (método *simplex* e programação C) e o CONOPT (continuous global optimizer).

O CPLEX já com modelações em várias linguagens, em C++, java, permite a resolução de problemas de programação inteira e programação quadrática inteira mista. A maior restrição deste *solver* é o fato de necessitar de grande espaço de memória do computador para problemas de grandes dimensões.

O CONOPT é utilizado para modelos com restrições não lineares. Este *solver* tem um método bastante rápido para encontrar a primeira solução e é particularmente bem-sucedido para problemas extensos, quando o número de restrições é igual ou superior ao número de variáveis.

MATLAB- Matrix laboratory

O Matlab é um *software* direcionado para o cálculo numérico (Mathworks 2013). Esta ferramenta permite a realização de aplicações ao nível da análise numérica, da análise de dados, do cálculo de matrizes, do processamento de sinais e também da construção de gráficos.

Microsoft Excel

Microsoft Excel é um aplicativo desenvolvido pela Microsoft. Dispõe de cálculo, gráficos, ferramentas, tabelas dinâmicas e uma linguagem de programação. A maior vantagem desta folha de cálculo é a facilidade de interligação e o tratamento de dados.

Na figura 3-2 está ilustrado um exemplo do processo de interligação dos três *softwares*.

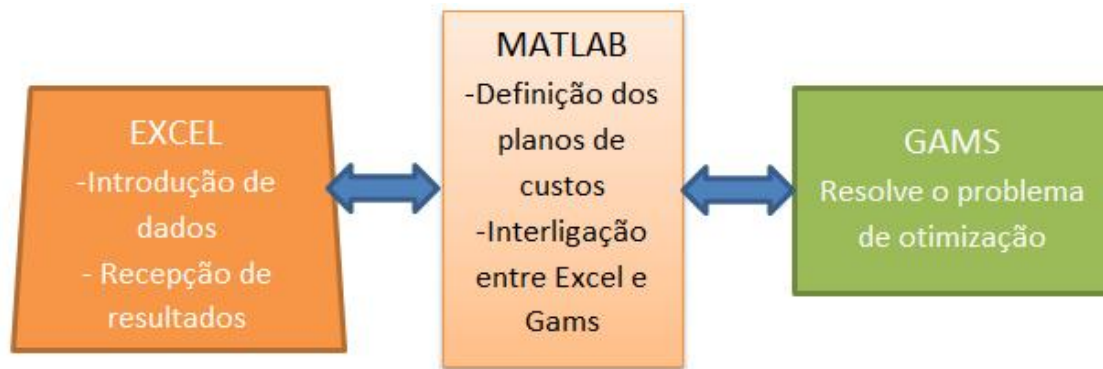


Figura 3-2- Diagrama de interligação entre os vários *softwares*

O Microsoft EXCEL serve para fazer a fuzificação das cargas para que estas possam ser inseridas no modelo e como recetor de dados de resultados do problema. O MatLab é um meio de interligação entre o GAMS e o EXCEL onde são definidos os planos do problema. Por sua vez, o GAMS é a base onde é executado todo o problema de otimização, essencialmente o método de decomposição de *benders*.

Programação não linear inteira mista

A programação não linear inteira mista é utilizada para encontrar a solução ótima em problemas cuja função objetivo e as restrições são definidas por funções não lineares. Nestas funções estão contidas variáveis que têm como resultado valores inteiros. É o caso do problema aqui abordado, que tem variáveis binárias para o escalonamento de componentes para a configuração da rede.

A maior dificuldade deste tipo de problemas não lineares é a possibilidade de a solução cair num mínimo local, o que dificulta a procura do mínimo global do problema e por consequência a criação de uma solução ótima global.

3.3 Aplicação da decomposição de *benders* ao problema

O método de decomposição *benders* é ideal nas aplicações de planeamento de redes de distribuição (Laothumyingyong and Damrongkulkamjorn 2010), porque além de ser bom na otimização de custos é também eficaz no encontro de soluções para a configuração da rede de distribuição. Esta técnica tem em si concatenado dois problemas – problema mestre e problema escravo.

O problema mestre é responsável pela função multiobjectivo composta pelas funções de custos das perdas na rede, custos de investimento e custos de energia não

entregue. Inclui também algumas das restrições do problema de otimização como o balanceamento da rede, a radialidade da configuração da rede, os limites térmicos das linhas de distribuição.

No problema escravo é abordado o trânsito de potências óptimo segundo o modelo AC, que otimiza os custos de operação, perdas e tomadas de transformadores, da rede de distribuição, sujeitos aos limites de tensões e potências nos barramentos e nos trânsitos de potências. Corrido o trânsito de potências ótimo é obtida uma solução de configuração da rede, solução que antes de ser solução do problema é testada para averiguar se enquadra nas restrições definidas do modelo. Para ter uma perceção mais elucidativa do procedimento, é ilustrado na figura 3-3 um diagrama típico do método de decomposição de *benders*.

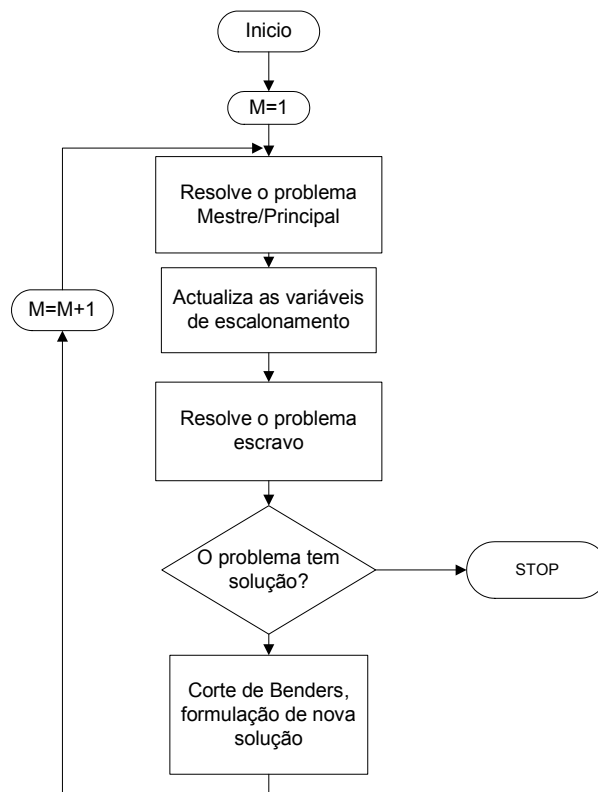


Figura3-3- Fluxograma da decomposição de Benders. Adaptado de Alguacil 2000

O método de *benders* é inicializado no problema mestre, através de um trânsito de potências ótimo no modelo DC, onde obtém uma configuração. Passando ao problema escravo resolve o trânsito de potências ótimo AC e obtém uma solução ótima. São ainda adicionadas variáveis de folga às equações de fluxo de potência e às restrições das linhas e incluídas na função objetivo para o caso de não ser encontrada solução se poder restringir o conjunto de soluções. Em seguida é testada a solução

verificando se satisfaz todas as restrições do problema. Caso seja solução, isto é, se cumprir todas as restrições do problema o método devolve a solução da função objetivo. Caso a solução encontrada não satisfaça qualquer uma das restrições é feito um corte na solução obtida e implementada como solução inicial no problema mestre. A solução do problema implica que todas as variáveis de folga devem ter valor igual a zero.

3.4 Otimização multiobjectivo do planeamento de recursos

Neste subcapítulo é enquadrado o modelo matemático proposto para a resolução do planeamento das redes de distribuição de energia segundo os objetivos do autor. Na subsecção 3.4.1 é definida a função multiobjectivo sendo apresentado o modelo matemático das funções custo constituintes nas subsecções seguintes.

A solução de um problema multiobjectivo é dada por um conjunto de pontos resultante da conjugação de diferentes pesos para cada objetivo. O método mais utilizado na abordagem destas problemáticas é o método de Pareto (PARETO 1897).

Assim é construída a função a otimizar com a importância que se queira dar a cada um dos problemas representada na equação 3.1.

$$Z = W1 \times Z1 + W2 \times Z2 + W3 \times Z3 \quad (3.1)$$

Em que W1, W2, W3 são os pesos atribuídos, ou seja, as importâncias dadas a cada uma das funções. Estes índices são gerados aleatoriamente durante cem ciclos, sendo implementados a cada ciclo os valores dos pesos na função multiobjectivo e calculados os de custos da função multiobjectivo.

Minimização dos custos de perdas por efeito de joule

Quando se trata de otimização de custos no âmbito da distribuição de energia o que mais vezes é pronunciado é a otimização dos custos com as perdas por efeito de *joule*. É necessário averiguar todos os ‘caminhos’ possíveis e escolher o mais económico no que diz respeito aos custos das perdas por efeito de *joule*, traduzindo-se matematicamente na seguinte equação 3.2:

$$Z_1 = \sum_{i \in N} \sum_{k \in \varphi_i} \sum_{j \in R} (C_{kj}^{perdas} S_{ikj}^2) X_{ikj} + \sum_{m \in N} \sum_{t \in \psi_p} C_{t,p}^{perdas} S_{t,p}^2 \quad (3.2)$$

A equação 3.2 está dividida no somatório dos custos das perdas nas linhas e de transformadores/subestações. Estes somatórios são multiplicados por uma variável

binária que representa a existência ou não da linha/transformador. O coeficiente de custo (Cc) é utilizado para devolver o valor das perdas em euros e é dado pela equação 3.3:

$$C_c = (12 * C_d + C_e * FDP * 8760) * FVA \quad (3.3)$$

Minimização dos custos de investimento

Neste subcapítulo trata-se da otimização dos custos de investimento na rede de distribuição de energia. Linhas e transformadores 3.4 representam o investimento em cada componente da rede elétrica:

$$Z_2 = \sum_{i \in N} \sum_{K \in \phi_i} \sum_{j \in R} C_{kj}^{inv} X_{ikj} + \sum_{m \in N} \sum_{t \in \psi_p} C_t^p \cdot y_t^p \quad (3.4)$$

A equação 3.4 é o somatório do custo das linhas possíveis e o custo de investimento em transformadores. A variável binária X define as linhas existentes depois da configuração da rede de distribuição.

Minimização dos custos de energia não entregue

A energia não entregue está nesta proposta de planeamento de redes de distribuição relacionada com a impossibilidade de fornecimento de energia às cargas. A equação 3.5 apresenta os custos da energia não entregue com base na fiabilidade dos componentes da rede:

$$Z_3 = \sum_{i \in N} \sum_{K \in \phi_i} \left[\sum_{j \in R} (C_{kj}^{ene} FOR_{kj} S_{ikj} * \alpha) X_{ikj} + \sum_{m \in N} \sum_{t \in \psi_p} (C_{t,p}^{ene} FOR_{t,p} S_{t,p} * \alpha) \right] \quad (3.5)$$

A fiabilidade de cada componente é definida pelo produto da taxa de avarias e pelo tempo de reparação, como demonstra a equação 3.6 (Vale, Canizes et al. 2011):

$$FOR \cong \lambda * r \quad (3.6)$$

Com a colocação deste índice podemos ter os custos de energia não entregue. Como todos os equipamentos têm um índice de fiabilidade associado que nos permite medir em custos a fiabilidade de toda a rede de distribuição.

3.5 Restrições para a configuração

Para uma boa configuração é necessário que os componentes funcionem dentro dos seus limites técnicos, para isso são impostos limites por meio de restrições à otimização da função objetivo.

Restrições de Equilíbrio da rede de distribuição

Os barramentos da rede de distribuição devem ser equilibrados no que às potências diz respeito, ou seja, a potência que chega deve ser igual à potência consumida mais as perdas, traduzida na equação 3.7. A radialidade é também importante devido aos sentidos da potência e está definida na equação 3.8.

- Restrição de equilíbrio nos barramentos é dada pela equação 3.7:

$$\sum_{k \in \phi_{in}} \sum_{j \in R} S_{ikj} - \sum_{l \in \phi_{out}} \sum_{j \in R} S_{ilj} = S_{DI} - S_{DI} \quad \forall i \in N_d \quad (3.7)$$

- Restrição de radialidade da rede de distribuição na equação 3.8:

$$\sum_{k \in \phi_{in}} \sum_{j \in R} X_{ikj} \leq 1 \quad \forall i \in N_d, \forall k \in \phi_i, j \in R \quad (3.8)$$

Restrições de transformadores e subestações

As restrições para os transformadores e subestações são essencialmente técnicas e dizem respeito aos seus limites, os limites mínimos traduzidos nas equações 3.9 e 3.10 e os limites máximos são dados pela equação 3.10. Também nesta configuração foram considerados bancos de condensadores para a compensação do fator de potência e apresenta as suas restrições na equação 3.13:

- Potência mínima saída do transformador é dada pela equação 3.9:

$$\sum_{k \in \phi_{out_p}} \sum_{j \in R} S_{kj}^p \geq \sum_{t \in \psi_p} S_{t,p}^{\min} \cdot y_t^p, \quad \forall p \in N_g \quad (3.9)$$

- Potência mínima das subestações ou geradores é dada pela equação 3.10:

$$\sum_{k \in \phi_{out_p}} \sum_{j \in R} S_{kj}^p \geq \sum_{t \in \psi_p} S_{t,p}^{\max} \cdot y_t^p, \forall p \in N_g \quad (3.10)$$

- Potência máxima das subestações ou geradores são dados pela equação 3.11:

$$\sum_{k \in \phi_{out_p}} \sum_{j \in R} S_{kj}^p \leq \sum_{t \in \psi_p} S_{t,p}^{\max} \cdot y_t^p, \forall p \in N_g \quad (3.11)$$

- Limites das tomadas dos transformadores 3.12:

$$RT_{in}^{\min} \leq r_{t,in} \leq RT_{in}^{\max}, \forall n, i \in N: (in) \in \psi_i \quad (3.12)$$

- A Potência reativa dos da bateria de condensadores é dada pela equação 3.13:

$$Q_r^n = B_{r,b}^n \cdot y_{r,b}^n \cdot V_n^2, \forall r \in \Omega_c, \quad n \in N_{dr}, b \in B$$

$$\sum_{b \in B} y_{r,b}^n \leq 1, \forall r \in \Omega_c, n \in N_{dr}. \quad (3.13)$$

Restrições das linhas de distribuição

Nas equações abaixo são apresentadas as restrições das linhas de distribuição de energia. Estas restrições definem os limites técnicos na equação 3-16 e também aos níveis de tensão e argumento em cada barramento nas equações 3.18 e 3.17, obtidos com um trânsito de potências nas equações 3.14 e 3.15.

- Trânsito de potência ativa na rede equação 3.14:

$$\sum_{n \in N} V_i \cdot V_n \cdot (G_{in} \cdot \cos(\delta_i - \delta_n) + B_{in} \cdot \sin(\delta_i - \delta_n)) = P_i^g - P_i^d, \forall i \in N_d: P_i^g = \sum_{t \in \psi_i} P_t^i \quad (3.14)$$

- Trânsito de Potência reativa na rede equação 3.15:

$$\sum_{n \in N} V_i \cdot V_n \cdot (G_{in} \cdot \sin(\delta_i - \delta_n) - B_{in} \cdot \cos(\delta_i - \delta_n)) = Q_i^g - Q_i^d, \forall i \in N_d: Q_i^g = \sum_{t \in \psi_i} Q_t^i \quad (3.15)$$

- Limites térmicos das linhas de distribuição equação 3.16:

$$\left| V_i \cdot [(V_i - V_n) \cdot y_{in}] * + V_i \cdot \left(V_i \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot y'_{in} \right) * \right) \right| \leq S_{in}^{\max}, \forall i, n \in N: (ink) \in \Phi_i \quad (3.16)$$

- Limites de amplitude de tensão na equação 3.17:

$$V^{\min} \leq V_n \leq V^{\max}, \forall n \in N. \quad (3.17)$$

- Limites de argumentos nos barramentos são apresentados na equação 3.18:

$$-\pi \leq \delta_n \leq \pi, \forall \frac{n \in N}{\{n_s\}}, \delta_{n_s} = 0, n_s: \text{barramento swing} \quad (3.18)$$

Restrições das linhas de distribuição com reconfiguração

Com a configuração concluída é necessário proceder a um novo trânsito de potências e verificar se todos os limites são excedidos nas linhas (3.19) e verificar qual o sentido do fluxo de energia (3.20) e por fim se a capacidade máxima dos geradores não é excedida tanto em potência ativa (3.21), como em potência reativa (3.22).

- Limites das Linha são dados pela equação 3.19:

$$S_{ikj} \leq S_{ikj}^{\max} \cdot X_{ikj}, \forall i \in N_d, \forall k \in \Phi_i, j \in R \quad (3.19)$$

- Na linha que une dois barramentos há sempre a possibilidade de deslocamento da potência em dois sentidos de forma a poder escolher o melhor. Sendo assim, a equação seguinte define o equilíbrio geral do sistema 3.20:

$$\sum_{i \in N} \sum_{k \in \Phi_{out_p}} \sum_{j \in R} S_{ikj} \leq \sum_{p \in N} \sum_{t \in \psi_p} S_{t,p}^{\max} \cdot y_t^p, \forall p \in N_g \quad (3.20)$$

- Limite de potência ativa dos geradores na equação 3.21:

$$y_t^p \cdot P_t^{\min} \leq P_t^p \leq y_t^p \cdot P_t^{\max}, \forall t \in \psi_p, \forall p \in N_g \quad (3.21)$$

- Limite de potência reativa dos geradores na equação 3.22:

$$y_t^p \cdot Q_t^{\min} \leq Q_t^p \leq y_t^p \cdot Q_t^{\max}, \forall t \in \psi_p, \forall p \in N_g \quad (3.22)$$

3.6 Trânsito de potências ótimo

O trânsito de potências ótimo apresentado neste modelo é, como em muitos outros casos, um problema não linear. Esta ferramenta é importante no planeamento das redes elétricas, sobretudo devido a:

- Limites de componentes associados ao Sistema, (limites das linhas, transformadores, etc.);
- Equilíbrio dos custos de operação do Sistema, comparando diferentes estratégias de exploração (perdas, custos de expansão.);
- Radialidade do Sistema, e consequentes estudos dos seus pontos de interligação;

Neste trabalho são utilizados o modelo DC para a elaboração do trânsito de potências no problema mestre e o modelo AC no problema escravo. O trânsito de potências ótimo é resolvido no problema escravo e tem como formulação a seguinte equação (3-23):

$$\sum_{n \in N} (P_n + Q_n) + \sum_{k \in \Phi} \sum_{j \in R} S_{ikj} \quad (3-23)$$

A otimização é representada pela potência ativa (P_n) em cada barramento mais a potência reativa (Q_n) somando os limites (S_{ikj}) que cada linha comporta para que o trânsito de potência ótimo seja viável. Obedecendo aos limites de potência, de tensão em cada barramento e aos limites técnicos das linhas. Esta formulação é apresentada nas restrições do problema mestre pelas equações (3.14), (3.15), (3.16) e (3.17).

3.7 Fuzificação das cargas

A lógica difusa ou nebulosa consiste na tomada de decisões a partir de incertezas ou conhecimentos parciais. Por isso esta mesma teoria faz variar as suas proposições entre o absolutamente falso (0) a absolutamente verdadeiro (1) (Borgwardt, Distel et al. 2015).

Existem diferentes técnicas de formulação para a função pertinência, como descrito na subsecção 2.3, sendo que o autor escolheu para este trabalho a técnica trapezoidal (H.Seifi 1996), como apresenta a figura 3-4. Foi escolhida esta técnica porque o valor ótimo tem uma maior probabilidade de ocorrência.

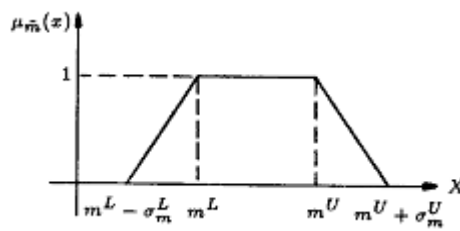


Figura 3-4- Função membro. Fonte:(H.Seifi 1996)

Esta figura 3-4, tem a modelação matemática apresentada na equação 3.24 (H.Seifi 1996):

$$\mu_{\hat{m}}(x) = \begin{cases} 1 - \frac{m^L - x}{\sigma_m^L} & \text{se } m^L - \sigma_m^L \leq x \leq m^L \\ 1 & \text{se } m^L \leq x \leq m^U \\ 1 - \frac{x - m^U}{\sigma_m^U} & \text{se } m^U \leq x \leq m^U + \sigma_m^U \\ 0 & \text{se nenhuma das anteriores} \end{cases} \quad (3.24)$$

A formulação tem o seguinte significado: entre os valores m^L e m^U a carga atinge o seu máximo, acima e abaixo desses valores ela decresce linearmente nas suas extremidades. Esta forma de logica difusa foi escolhida não só para garantir a incerteza das cargas, nas extremidades do conjunto solução, mas também para ter uma maior probabilidade de ocorrência do valor ótimo das cargas.

3.8 Conclusões

No presente capítulo é modelado o problema idealizado pelo autor, desde a introdução de dados até à solução final. A parte mais ingrata e que requer maior sensibilidade é a interligação entre os diferentes programas científicos GAMS, MATLAB e EXCEL, porque existem variáveis que não são de fácil acesso entre eles, o que provoca alguns arredondamentos nos resultados. O MATLAB entra na programação como meio de interligação entre o GAMS e o EXCEL. O EXCEL é um programa de tratamento de dado, que serve, nesta modelação, para o tratamento das soluções e inserção destas no MATLAB. O GAMS é a ferramenta principal onde é desenvolvido o método de decomposição de *benders* e é resolvido o problema de planeamento de redes de distribuição.

Comparando as metodologias apresentadas no capítulo 2 com o modelo desenvolvido pelo autor temos a seguinte tabela 3-1.

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

Tabela 3-1- Comparação das metodologias existentes com a metodologia proposta.

Referências	F.O	Restrições	Técnicas
(Carvalho and Ferreira 2000)	Localização das subestações	Limites técnicos	Diagrama de árvore
	Investimento	Radialidade	
	Incerteza da evolução de carga		
(Jovanovic 2003)	Evolução das cargas	Limites dos transformadores	Programação inteira
	Localização de transformadores	Radialidade	
(Carrano, Soares et al. 2006)	Tempos médios de interrupção;	Limites técnicos das linhas	GA
	Perdas na rede	Limites de tensão	
	Investimento	Radialidade da rede	
	Taxa de avarias	Qualidade de serviço	
	Tempos médios de interrupção		
(Ganguly 2014)	Percentagem de barramentos com subtensão	Qualidade de serviço	PSO
	Qualidade de energia	Limites técnicos das linhas	
	Perdas ativas	Limites da bateria de transformadores	
(Mori and Yamada 2007)	Perdas na rede	Limites de tensão	SPEA2
	Investimento	Trânsitos de potências	
	Qualidade de serviço	Radialidade da rede	
		Limites técnicos	
(Mori and Yoshida 2008)	Custos de instalação PD	Limites de tensões	Controlled-NSGA2
	Subestações de distribuição	Trânsitos de potências	
	Localização PD	Limites técnicos das linhas	
	Perdas ativas	Limites técnicos geradores	
	Desvios de tensão	Limites subestações	
(Najafi, Hosseinian et al. 2009)	Previsão de cargas	Configuração radial	GA
	Localização de subestações	Alimentação à carga	
	Localização de Produção	Limites técnicos	
(Cossi, Romero et al. 2009)	Investimento na rede	Qualidade de serviço	Tabu Serch
	Custos de operação	Limites técnicos	
	Localização de transformadores	Limites de tensões	
(Cartina, Grigoras et al. 2009)	Perdas na rede	Radialidade da rede	Logica Difusa
	Investimento	Fornecimento energia	
		Limites técnicos	
(Skok, Krajcar et al. 2005)	Investimento	Radialidade da rede	Logica difusa
	Qualidade de serviço	SAIDI e SAIFI	
	Operação	Limites de tensão	
(Zmijarevic, Skok et al.	Investimento	Radialidade da rede	Caixeiro-

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

2005)			Viajante
	Operação	Limites técnicos	
	Perdas	Alimentação à carga	
(Xiaohu and Haubrich 2006)	Investimento	Limites técnicos	Método iterativo combinado com pesquisa local
	Operação	Radialidade da rede	
		Alimentação à carga	
(Diaz-Dorado, Cidras et al. 2002)	Investimento	Limites técnicos	GA
	Perdas	Limites das tensões	
		Linhas de reconfiguração	
(Miguez, Cidras et al. 2002)	Investimento	Radialidade da rede	Brache Exchange
	Custos de perdas na rede	Limites de tensões	
	Qualidade de serviço	Qualidade de serviço	
(Carvalho and Ferreira 2001)	Operação	Radialidade da rede	GA
	Investimento	Limites técnicos	
		Alimentação à carga	
		Limites de tensão	
(Ziari, Ledwich et al. 2011)	Qualidade de serviço	Limites de tensão	MDPSO
	Perdas	Trânsitos de Potências	
	Investimento PD	Mínimo PD	
	Armazenamento		
(Al Kaabi, Zeineldin et al. 2014)	Interligação de várias unidades de PD	Limites técnicos da rede	MMOPF
		Trânsitos de potências	
		Equilíbrio da energia em cada barramento	
MODELO PROPOSTO	PERDAS NA REDE	TRÂNSITOS	BENDERS+FUZZY
	INVESTIMENTO COMPONENTES	LIMITES TÉCNICOS	
	ENERGIA NÃO ENTREGUE	RADIALIDADE	
		ALIMENTAÇÃO Á CARGA	

Na análise da tabela 3-1 é constatado que nenhum outro autor propôs um modelo similar ao proposto nesta dissertação para a resolução de problemas de planeamento, composto pelo método de decomposição de *benders* e pela fuzificação das cargas através do método de lógica difusa. Não obstante todos os métodos propostos podem ser utilizados na resolução de problemas de planeamento, sendo que alguns deles têm características intrínsecas à sua metodologia que lhe conferem pequenas vantagens no encontro de uma solução. É o caso do método de

decomposição de *benders*, que relativamente a outros métodos apresentados e implementados, tem características endógenas que lhe permitem ser mais eficaz no tratamento de problemas relacionados com o planeamento de redes de distribuição.

Casos de estudo

4. Casos de estudo

Neste capítulo são apresentados os casos de estudo com vista à validação do modelo apresentado para o planeamento das redes de distribuição de energia. Na introdução são apresentados os casos de estudo recorrendo à tabela 4-1. Após a introdução são apresentados os dados dos casos de estudo. Nas subsecções seguintes apresentam-se os resultados obtidos no estudo preconizado pelo autor terminando com as conclusões aos resultados.

4.1 Introdução

Para validação do modelo proposto neste trabalho foram utilizadas duas redes distintas. A primeira rede, de seis barramentos (Khodr 1996), por consequência com número de componentes em menor número para que seja mais fácil apresentar todas as especificidades da rede e todos os resultados possíveis. A segunda, de duzentos e um barramentos (Bernal-Agustín May 1998), mais extensa em número de componentes, esta segunda rede serve para comprovar a robustez do modelo em redes de distribuição com maior número componentes. Para a apresentação do estudo foram escolhidos quatro casos - caso 1, caso 2, caso 3, caso 4 - que ilustram diferentes planos de custo para a função multiobjectivo. Os planos de custos escolhidos servem para relevar as diferentes importâncias do custo das perdas, do custo de investimento e do custo de energia não entregue nas redes de distribuição. Na tabela 4-1 são descritos todos os casos constituintes deste trabalho.

Tabela 4-1-Casos de estudo elaborados

Casos	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Custos das perdas (W1)	Consideradas apenas as perdas na rede (1)	Custos a determinar (W1 aleatório)	Custos a determinar (W1 aleatório)	Custos a determinar (W1 aleatório)
Custos de investimento (W2)	Não são considerados os custos investimento na rede (0)	Não são considerados os custos de investimento (0)	Custos a determinar (W2 aleatório)	Custos a determinar (W2 aleatório)
Custos da energia não entregue (W3)	Não são considerados os custos da energia não entregue (0)	Custos a determinar (W3 Aleatório)	Não são considerados os custos energia não entregue (0)	Custos a determinar (W3 aleatório)
Reconfiguração	A rede é emalhada e é configurada de acordo com o resultado da otimização.			
Tensão	É fixada a tensão no barramento de referência, os outros são obtidos pelo OPF.			
Cargas	As cargas são introduzidas no sistema através da fuzificação e têm valores semelhantes.			

No caso 1 é considerado apenas o custo das perdas, não existindo qualquer custo de investimento na rede ou de energia não entregue. É apresentado apenas o custo das perdas por ser um caso intrínseco a todas as redes de distribuição ou trânsito de potência.

No caso 2 não é considerado o custo de investimento em componentes da rede, ou seja, é feita uma otimização técnica. O planeamento é focado nos custos das perdas na rede e nos custos de energia não entregue ao consumo. Este caso de estudos é escolhido pelo autor para que seja possível ao modelo fazer reconfigurações de redes de distribuição, como é o caso de componentes que avariaram e a necessidade de distribuir essa energia pelo consumo, sendo que para isso é necessário fazer uma reconfiguração e por consequência penalizar o comercializador de energia. Para esta simulação foram corridos com iterações de forma aleatória e escolhidos três casos. Um caso em que a importância do custo das perdas é superior ao custo da energia não entregue, outro caso e que as importâncias são similares e por fim um caso em que a importância do custo da energia não entregue é superior.

No caso 3 não é dada importância aos custos de energia não entregue, pelo que o planeamento é feito com vista a uma expansão da rede de distribuição. Esta situação é relevante em casos de expansão de uma rede de distribuição onde é necessário averiguar qual o custo do componente e o custo que é necessário ter com as suas perdas. Para esta simulação os planos de custos adotados foram semelhantes a nível de importâncias ao caso de estudo anterior, apenas considerando desta vez os custos das perdas e os custos de investimento em componentes.

No caso 4 são considerados os três custos preconizados pelo autor, sendo por isso uma função com três objetivos, considerando aleatória a importância de cada um deles na função multiobjectivo. São corridos com iterações de forma aleatória e escolhidos três planos de custo distintos para os três custos. É também forçado neste caso de estudo uma igualdade entre as importâncias dos três custos, para que seja percebido qual a influência de cada custo na função multiobjectivo. Estas três simulações têm como particularidade a importância dada a cada uma das três funções custo na função objetivo.

4.2 Rede de seis barramentos

Neste subcapítulo é apresentada a primeira das redes escolhidas pelo autor para a análise do modelo desenvolvido. Esta rede foi escolhida por ser uma rede de pequenas dimensões e fácil de analisar, mas também por ter mais que uma possibilidade de configuração para que fosse possível comprovar o modelo. A rede apresentada na Figura 4-1 tem duas subestações localizadas nos barramentos cinco e seis respetivamente, tem quatro cargas

associadas a cada um dos barramentos com todos eles interligados, como apresenta a figura abaixo.

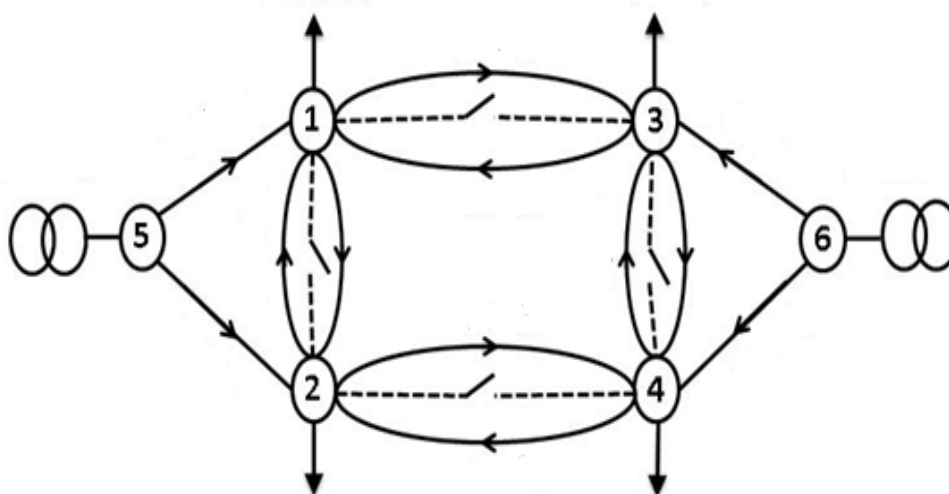


Figura 4-1- Rede de seis barramentos. Fonte: (Khodr 1996)

Esta rede é inserida no modelo com a topologia ilustrada, totalmente emalhadada para que possa ser escolhido sempre o melhor caminho consoante a otimização pretendida. Na tabela 4-2, são apresentados os dados necessários à construção da rede com as características de cada linha e as respetivas distâncias.

Tabela 4-2-Dados da rede de 6 barramentos. Fonte (Khodr 1996).

Ramo	Nó A	Nó B	Distância (m)	Condutor				
				Secção (mm ²)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	I _{MAX} (A)	J _{ECO} (A/mm ²)
1	5	1	300	3x400	0.102	0.096	515	0,5114
2	5	2	400	3x400	0.102	0.096	515	0,5114
3	2	1	150	3x400	0.265	0.101	285	0,8631
4	1	2	150	3x400	0.265	0.101	285	0,8631
5	3	1	600	3x400	0.265	0.101	285	0,8631
6	1	3	600	3x400	0.265	0.101	285	0,8631
7	4	2	500	3x400	0.265	0.101	285	0,8631
8	2	4	500	3x400	0.265	0.101	285	0,8631
9	3	4	150	3x400	0.265	0.101	285	0,8631
10	4	3	150	3x400	0.265	0.101	285	0,8631
11	6	3	200	3x400	0.102	0.096	515	0,5114
12	6	4	350	3x400	0.102	0.096	515	0,5114

A carga é introduzida no modelo já fuzificada, através da fuzificação trapezoidal levada a cabo no *software*, conforme mencionado no capítulo 3.7. Na tabela 4-3, podemos visualizar os valores obtidos com a fuzificação trapezoidal que são inseridos no modelo através do MatLab.

Tabela 4-3- Carga fuzificada da rede de seis barramentos

Barramento	Carga (kW)
1	28.01
2	41.01
3	60.01
4	35.01
5	0
6	0

Na tabela 4-4 são apresentados os dados relativos à taxa de avarias, horas de reparação de cada linha e ao custo total de cada linha na rede de seis barramentos.

Tabela 4-4- Taxa de avarias e custo das linhas da rede de seis barramentos

Nó		Λ (taxa de avarias)	Tempo de reparação (h)	Custo linhas (€)
A	B			
1	2	0.0055	11	300
1	3	0.0040	10	1200
2	1	0.0040	10	300
2	4	0.0048	10.5	1000
3	1	0.0048	10.5	1200
3	4	0.0038	8	300
4	2	0.0048	10.5	1000
4	3	0.0055	11	300
5	1	0.0044	9	600
5	2	0.0038	8	800
6	3	0.0043	3	400
6	4	0.0043	3	700

4.3 Resultados da rede de seis barramentos

Nesta subsecção é apresentado o estudo para a rede de 6 barramentos, com base na tabela 4-1. Apresentam na subsecção 4.3.1 o caso 1, que dá exclusividade às perdas na rede, na subsecção 4.3.2 os custos têm importâncias variáveis e são escolhidos os planos de custo mais concretos de possibilidades para aplicações de planeamento. Nas subsecções 4.3.3 e 4.3.4 são considerados planos de custo com investimento zero e energia não entregue zero, respetivamente. Por fim, na subsecção 3.4.5 tem a análise das tensões, a título de exemplo para o caso 1.

4.3.1 Caso 1 – otimização das perdas

O primeiro caso apresentado é a minimização de custos das perdas. Este caso é escolhido pelo fato que as perdas, por efeito de joule, é um fenómeno intrínseco à distribuição de energia. Por mais que se possa minimizar as perdas é impossível, do ponto de vista monetário, extinguir esse custo logo é sempre importante contabiliza-lo.

Tabela 4-5- Plano de custos do caso 1

Plano Custo	W1 (perdas)	W2 (investimento)	W3 (ENE)
A1	1	0	0

A configuração resultante deste objetivo tem na tabela 4-6 a sua exemplificação numérica.

Tabela 4-6 Resultante da configuração.

Nó A	Nó B	S circulante (KVA)	Perdas (KVA)
1	2	0.00	0.00
1	3	0.00	0.00
2	1	0.00	0.00
2	4	0.00	0.00
3	1	0.00	0.00
3	4	0.00	0.00
4	2	0.00	0.00
4	3	0.00	0.00
5	1	28.21	0.21
5	2	41.47	0.46
6	3	60.64	0.66
6	4	35.38	0.38

De acordo com a tabela 4-6 para este caso de minimização de custo das perdas o modelo opta pelas linhas (5-1), (5-2), (6-3) e (6-4). Esta conjugação faz sentido pois são as linhas que menor impedância linear têm e por consequência menor custo de perdas no seu conjunto. De salientar que todas as restrições do modelo foram cumpridas, relevando as que estão mais visíveis, como o equilíbrio da rede em cada barramento e a radialidade da rede, como podemos verificar na figura 4-2.

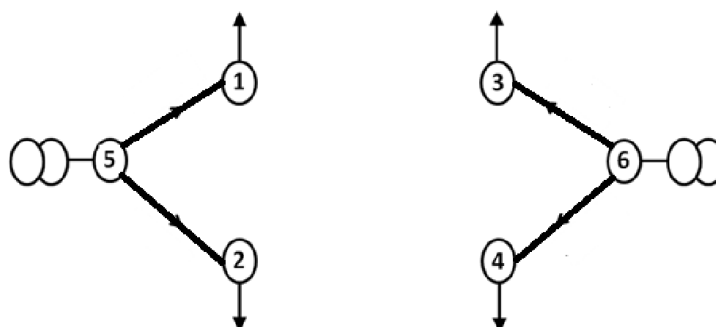


Figura 4-2- Configuração caso 1.

Na tabela 4-7, podemos verificar os valores atribuídos ao consumo após a reconfiguração da rede de distribuição.

Tabela 4-7 Valores de carga após a reconfiguração.

Barramento	Carga inicial	Carga reconfigurada
1	28.01	27.99
2	41.01	41.00
3	60.01	59.98
4	35.01	35.01
5	0.000	0.00
6	0.000	0.00

Como podemos verificar na tabela 4-7, os valores do consumo após a configuração são similares aos valores inseridos no modelo, salvo pequenas oscilações próprias de arredondamentos ao longo de iterações do problema e da interligação entre *softwares*.

No gráfico 4-1 é visível o custo com a minimização do custo das perdas.

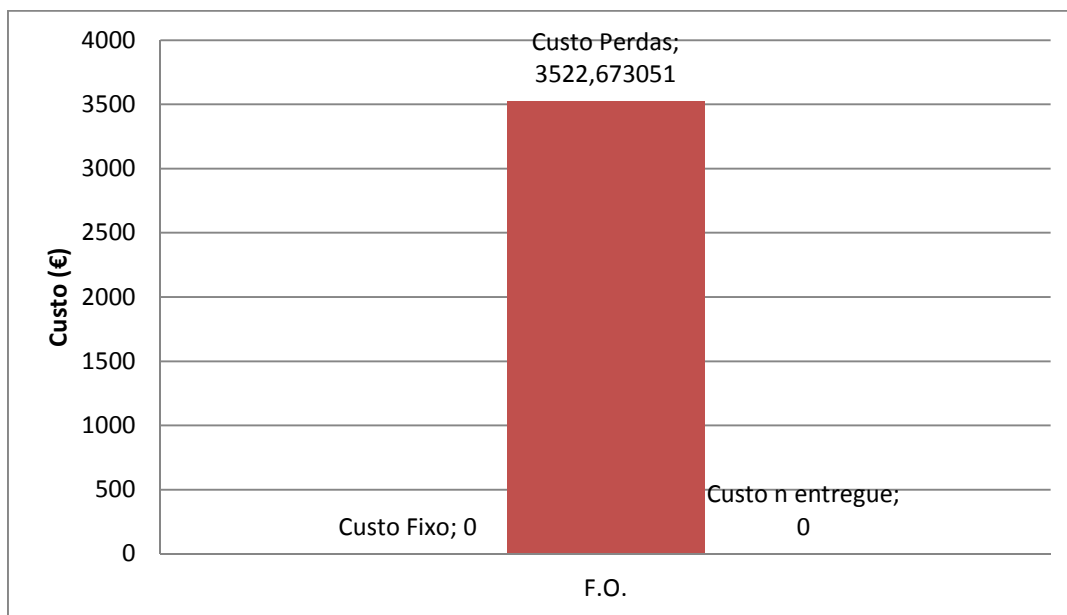


Gráfico 4-1- Custos de configuração Caso 1.

Neste caso de estudo, o valor 3500€ é o valor do custo que diz respeito às perdas por efeito de joule em todos os componentes da rede.

4.3.2 Caso 2- otimização técnica da rede

Neste caso de estudo 2, o custo de investimento não é considerado sendo efetuada uma otimização técnica da rede que engloba o custo das perdas na rede e o custo da energia não entregue. No caso 2 são produzidas cem simulações e escolhidos três planos de custos distintos para avaliação de resultados. Os três planos de custo servem para averiguar a importância de cada custo - de perdas e de energia não entregue - no custo final da função objetivo e a entidade responsável pela distribuição poder escolher o que mais lhe convém. Este tipo de otimização é ideal em reconfigurações de redes de distribuição que tenham componentes avariados e é necessário fazer uma reconfiguração para distribuir a energia às cargas. Na tabela 4-8 são apresentados os casos de estudo escolhidos pelo autor.

Tabela 4-8- Plano de custos caso 2

Plano custo	W1 (perdas)	W2 (investimento)	W3 (ENE)
A2	0.940	0.0	0.060
B2	0.016	0.0	0.984
C2	0.481	0.0	0.519

Estes três planos de custos foram escolhidos para elucidar a importância das funções envolvidas no objetivo do problema, para isso foi escolhido um plano em que o custo das perdas têm mais ênfase A2, outro em que é o custo de energia não entregue B2 e ainda outro em que se equivalem C2. Este plano de caso de estudo tem especial utilidade em reconfigurações. Assim sendo, e perante a escolha dos PC supracitados é obtida a reconfiguração traduzida na tabela 4-9.

Tabela 4-9 reconfiguração da rede para os planos de custos do caso 2.

		Planos de custos					
		A2		B2		C2	
Nó A	Nó B	S circulante (KVA)	Perdas (KVA)	S circulante (KVA)	Perdas (KVA)	S circulante (KVA)	Perdas (KVA)
1	2	0	0	0	0	0	0
1	3	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	0
2	4	0.00	0.00	0	0	0	0
3	1	0.00	0.00	0	0	0	0
3	4	0	0	0	0	0	0
4	2	0	0	0	0	0	0
4	3	0	0	0	0	0	0
5	1	28.21	0.21	28.21	0.21	28.21	0.21
5	2	41.47	0.46	41.47	0.46	41.47	0.46
6	3	60.64	0.66	60.64	0.66	60.64	0.66
6	4	35.38	0.38	35.38	0.38	35.38	0.38

Neste caso de estudo, otimização técnica da rede, é perentório que a rede opta sempre pela mesma configuração. Isto porque para além de as linhas escolhidas terem menor impedância e conseqüente menor custos são também as linhas de maior fiabilidade. Ou seja, são as linhas em que a taxa de avarias é mais baixa e a sua reparação é mais rápida. A figura 4-2 ilustra o formato da reconfiguração tomada.

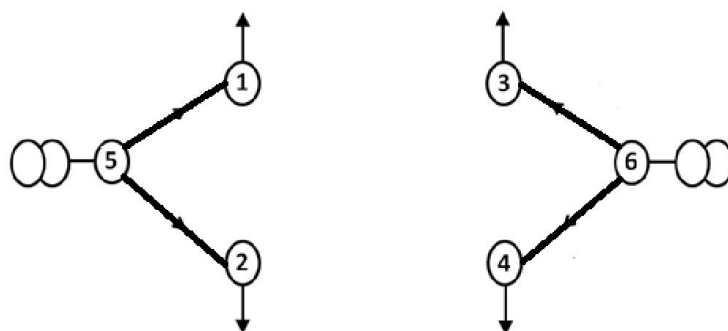


Figura 4-2- Configuração da rede para o caso 2.

Como podemos ver na figura 4-2, a otimização escolhida pelo modelo na otimização técnica é igual à obtida na otimização do custo das perdas. Esta reconfiguração é igual em todos os planos de custos pelo fato de as linhas serem de menor impedância e maior fiabilidade. Analisando a tabela 4-10, o valor das cargas é satisfeito integralmente.

Tabela 4-10- Valor das cargas para o plano de custos do caso 2

Barramento	Carga inicial	Carga reconfigurada
1	28.01	27.99
2	41.01	41.00
3	60.01	59.98
4	35.01	35.01
5	0.000	0.00
6	0.000	0.00

Foram também cumpridas todas as restrições do modelo como podemos verificar na tabela 4-10 e a radialidade da rede verificada na configuração ilustrada na figura 4-2. No gráfico 4-2 estão ilustrados os custos para cada objetivo deste plano de custo.

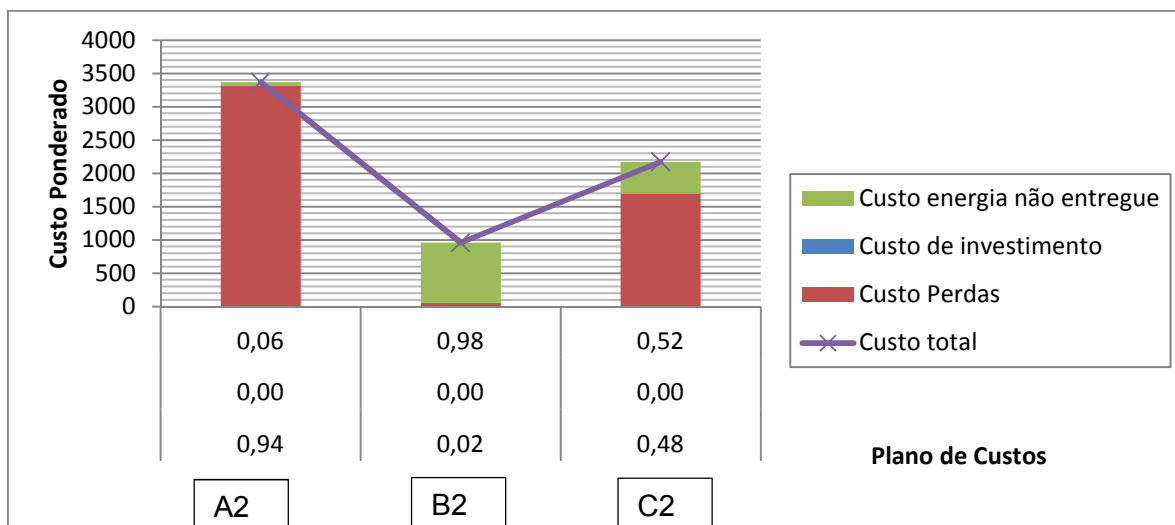


Gráfico 4-2 Custo de configuração caso 2.

No gráfico 4-2 podemos constatar o baixo valor de custo final, não ultrapassando o custo máximo das perdas analisado no caso 1. Isto porque o valor do custo final é ponderado entre o custo das perdas e o custo da energia não entregue.

4.3.3 Caso 3- otimização da expansão da rede

No caso de estudo 3 foi implementado sem a função de custo da energia não entregue, otimizando somente os custos de investimento e os custos das perdas na rede. Este caso de estudo é escolhido pelo fato de a energia não entregue ainda não ser penalizada na maioria dos clientes da distribuição de energia e também no âmbito da expansão da rede de distribuição. Onde é necessário haver um equilíbrio entre o custo de investimento e um custo adequado às perdas nos componentes. Os planos de custo escolhidos, dos cem casos produzidos aleatoriamente, seguem a mesma lógica do caso 2, escolhendo três casos com importâncias distintas no âmbito da função custo. Ou seja, é atribuída maior importância ao custo de investimento - A3 -, depois ao custo das perdas - B3 - e por fim a igualdade - C3 - de importâncias para que possamos analisar a importância destes na função custo, os planos de custo são apresentados na tabela 4-11.

4-11- Plano de custos para o caso 3.

Plano custo	W1 (perdas)	W2 (investimento)	W3 (ENE)
A3	0.061	0.939	0.000
B3	0.971	0.029	0.000
C3	0.492	0.508	0.000

Atendendo à tabela 4-11 e à tabela 4-12, temos os resultados da configuração para os planos de custos preconizados no caso 3.

Tabela 4-12- Plano de custos do caso 3.

		Planos de custos					
		A		B		C	
Nó A	Nó B	Trânsito (kVA)	Perdas (kVA)	Trânsito (kVA)	Perdas (kVA)	Trânsito (kVA)	Perdas (kVA)
1	2	0	0	0	0	0	0
1	3	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	0
2	4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	4	36.47	1.40	36.47	1.40	36.47	1.40
4	2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	1	28.21	0.21	28.21	0.21	28.21	0.21
5	2	41.47	0.46	41.47	0.46	41.47	0.46
6	3	98.12	1.73	98.12	1.73	98.12	1.73
6	4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

O plano de custos A3 é elaborado, tendo especial ênfase os custos de investimento na rede e dando menos importância aos custos advindos das perdas por efeito de *joule* na rede de distribuição.

Já no plano de custo B3, a maior importância é dada ao custo das perdas por efeito de *joule* ao invés do custo de investimento na rede. Por fim, no último caso, para o C3 foi escolhido um plano de custo em que as importâncias atribuídas a cada custo otimizado fosse o mais equilibrado possível.

Na tabela 4-12, podemos verificar que o custo de investimento é capital nas configurações atribuídas ao planeamento de redes de distribuição. Ou seja, fazendo uma analogia com o primeiro caso, os custos das perdas na rede, podemos verificar que por maior importância que os custos das perdas possam ter, quando é importante investir em componentes da rede o valor de custo ponderado aumenta consideravelmente. Com o custo de investimento na rede a ser considerado, a configuração é alterada pela otimização, tomando a configuração ilustrada na figura 4-5.

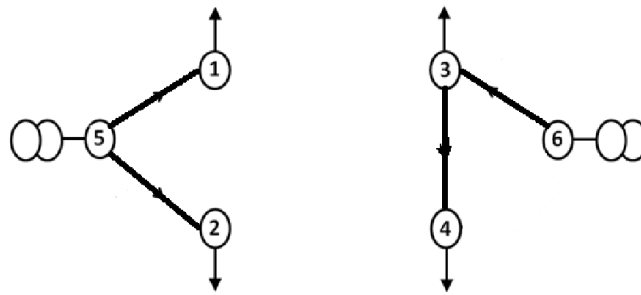


Figura 4-3- Configuração da rede, para todos os planos de custos do caso 3

Esta mudança é explicada pelo facto de o trajeto composto pelas linhas 3.4 e 6.3 ser mais económico que o trajeto da linha 6.4. No que toca às alimentações das cargas, podemos verificar na tabela 4-13 que foram cumpridas na íntegra.

Tabela 4-13- Cargas para todos os planos de custos do caso 3.

Barramento	Carga inicial	Carga reconfigurada
1	28.01	27.99
2	41.01	41.00
3	60.01	59.98
4	35.01	35.01
5	0.000	0.00
6	0.000	0.00

Como demonstra na tabela 4-13, as cargas são quase todas satisfeitas e as restrições do modelo foram cumpridas na totalidade.

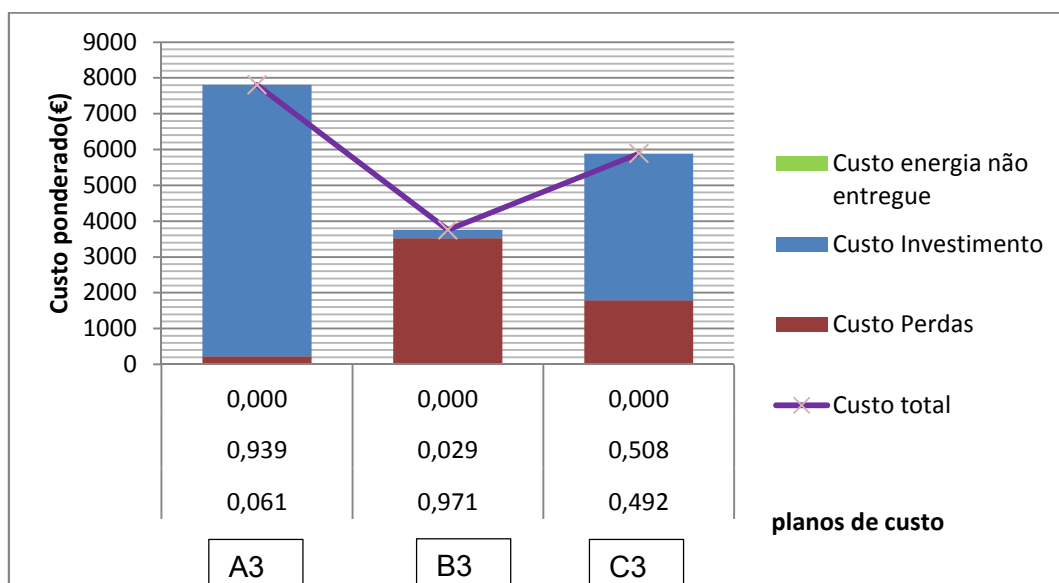


Gráfico 4-3- Custos de configuração caso 3.

No gráfico 4-3 podemos analisar os três planos de custo deste caso de estudo, quando o custo investimento na rede é tido como prioridade os custos ponderados da configuração aumentam para valores muito superiores aos outros planos de custo em que a sua importância é menor.

4.3.4 Caso 4- otimização multiobjectivo

No caso 4, depois de geradas as cem iterações, são escolhidos os quatro planos de custos para avaliação de resultados. O plano de custos A4 foi um dos escolhidos para que possamos ter os três custos com o mesmo grau de importância. O plano de custos B4 para dar mais importância ao custo de investimento na rede relativamente aos outros custos. O plano de custos C4 foi selecionado para dar mais importância ao custo das perdas relativamente ao custo de investimento e energia não entregue. Por último o plano de custos D4 foi escolhido para que o custo de energia não entregue tivesse uma maior importância relativamente aos outros custos. Assim a tabela 4-14 apresenta os quatro planos de custo.

Tabela 4-14-Plano de custos caso 4

Plano Custo	W1 (perdas)	W2 (investimento)	W3 (ENE)
A4	0.330	0.330	0.330
B4	0.014	0.960	0.027
C4	0.859	0.107	0.034
D4	0.163	0.043	0.795

Com os planos de custo da tabela 4-14 é corrido o modelo implementado, onde depois se obtém a configuração descrita na tabela 4-15 para os planos de custo escolhidos.

Tabela 4-15- Reconfiguração da rede de distribuição para os quatro planos de custos do caso de estudo 4

		Planos de Custos							
		A4		B4		C4		D4	
Nó A	Nó B	Trânsito (KVA)	Perdas (KVA)	Trânsito (KVA)	Perdas (KVA)	Trânsito (KVA)	Perdas (KVA)	Trânsito (KVA)	Perdas (KVA)
1	2	0	0	0	0	0	0	0	0
1	3	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	4	36.47	1.40	36.47	1.40	36.47	1.40	0	0
4	2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	1	28.21	0.21	28.21	0.21	28.21	0.21	28.21	0.21
5	2	41.47	0.46	41.47	0.46	41.47	0.46	41.47	0.46
6	3	98.12	1.73	98.12	1.73	98.12	1.73	60.64	0.66
6	4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	35.38	0.38

Analisando a configuração obtida é notória a importância do custo de investimento neste caso de estudo dando especial relevo as linhas mais económicas. Deste modo, quando o custo de investimento tem uma importância considerável a configuração segue as linhas mestras deste custo e opta sempre pelas linhas mais económicas. Quando a importância do custo de investimento diminui, menor que dez por cento, o custo ponderado opta pela configuração do caso 1 e do caso 2, dando prioridade à otimização do custo das perdas e do custo de energia não entregue.

4.3.4.1 Planos de custos A4,B4 e C4

Nos PC A4, B4 e C4, a configuração é obtida tendo em linha de conta as linhas mais económicas segundo o investimento em componentes, as perdas e a energia não entregue. Na figura 4-2 podemos verificar a configuração.

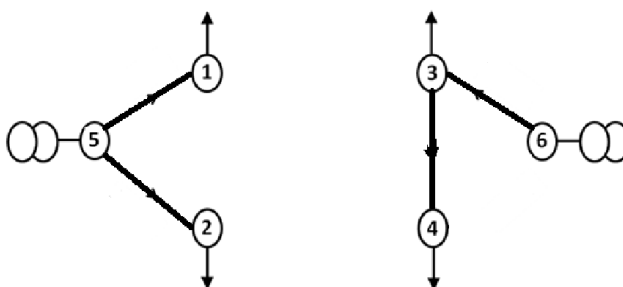


Figura 4-4- Configuração plano de custos A4,B4 e C4.

Na figura ilustrada em 4-4 verificamos a preponderância do custo de investimento no custo ponderado, onde opta pelo escalonando da linha 3.4 e a linha 6.3, ao invés da linha 6.4, isto porque a soma das duas linhas é, no âmbito do custo de investimento, mais económica que a linha 6.4. Podemos ainda comparar os consumos inseridos no modelo com as cargas configurados como demonstra a tabela 4-16.

Tabela 4-16-Valor das cargas para os planos de custos A2,B2 e C2.

Barramento	Carga inicial	Carga reconfigurada
1	28.01	27.99
2	41.01	41.00
3	60.01	59.98
4	35.01	35.01
5	0.000	0.00
6	0.000	0.00

Na tabela 4-16 verifica-se um ligeiro decréscimo na carga 3, isto devido aos critérios de paragem do processo.

No plano de custos A4, os valores das importâncias de cada custo são iguais, ou seja, para a reconfiguração da rede as três funções têm importância idêntica na função multiobjectivo.

Os planos de custos B4 e C4 são em configuração semelhantes ao plano de investimento A4, sendo que diferem em termos de custos finais, como podemos verificar no gráfico 4-4. A diferença deve-se à importância dada a cada função custo, enquanto no plano de custos B4 a maior importância vai para o custo de investimento na rede e assim é notório o aumento exponencial dos custos totais ponderados. Já no plano de custos C4, a maior

importância vai para o custo das perdas e assim o custo total ponderado é mais baixo que o plano de custos B4.

4.3.4.2 Plano de custos D4

No plano de custos D4 a rede de distribuição obtém uma configuração diferente com a alteração das importâncias na função multiobjectivo, distinta da configuração nos planos de custos A4, B4 e C4. Esta configuração é obtida pelo fato de a maior importância ser o custo de energia não entregue. Na figura 4-5 é apresentada a configuração obtida para o plano de custos D4.

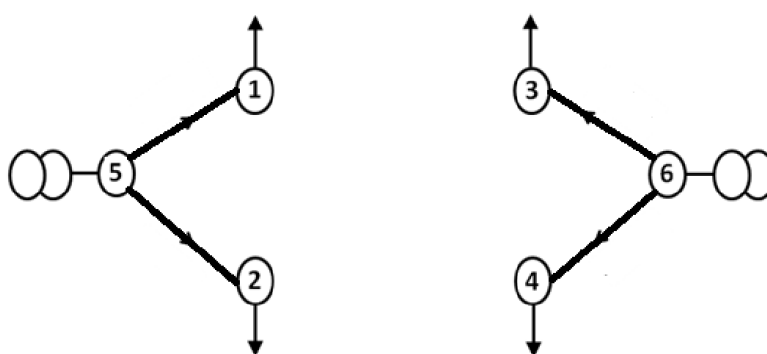


Figura 4-5- Configuração plano de custos D4.

Como ilustra a figura 4-5, a configuração obtida é a que oferece maior fiabilidade à distribuição de energia. Assumindo-se assim o custo de energia não entregue como preponderante também na configuração da rede de distribuição. Na tabela 4-17 podemos verificar os consumos após a configuração.

Tabela 4-17- Valor das cargas para o plano de custos D4

Barramento	Carga inicial	Carga reconfigurada
1	28.00	27.99
2	41.01	41.00
3	60.00	59.98
4	35.01	35.01
5	0.000	0.00
6	0.000	0.00

No gráfico 4-4 podemos comparar o custo final ponderado em todos os planos de custo.

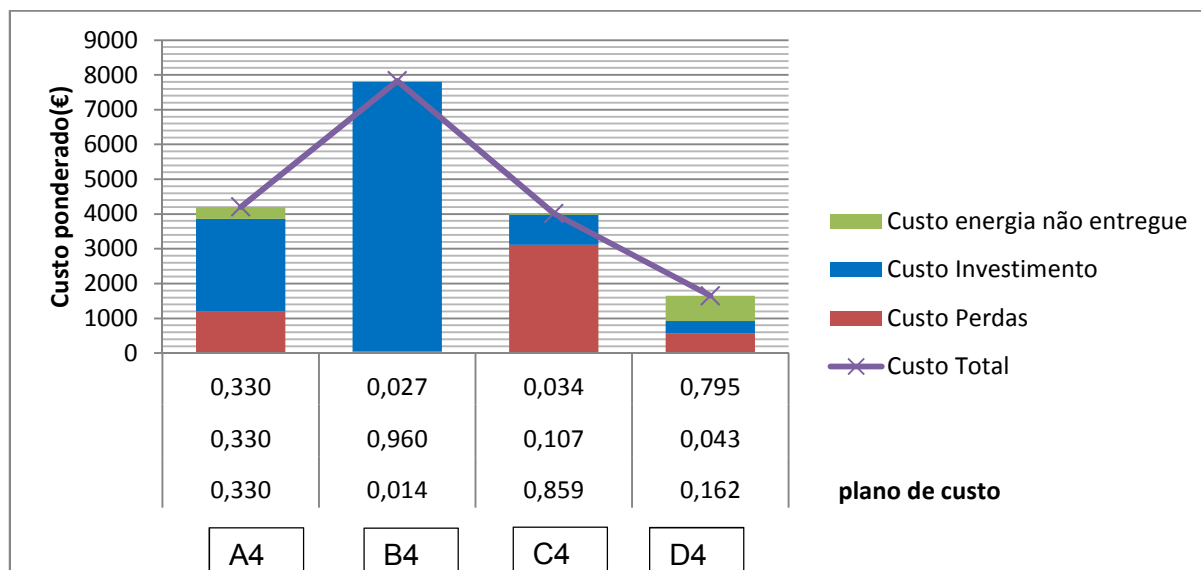


Gráfico 4-4- Custo de configuração caso 4.

Analisando gráfico 4-4, verificamos que o custo de investimento só deixa de ser preponderante no plano de custos D4 onde a sua importância é inferior a dez por cento do seu valor. Com isto a configuração opta pelas linhas de configuração com maior fiabilidade, ou seja, pela configuração em que a energia não entregue tem maior peso.

4.3.5 Análise de tensões para o caso 1

A título exemplificativo, e porque no planeamento das redes de distribuição não é só economizar, é também importante a qualidade da energia fornecida. O autor escolheu o caso 1 para demonstrar os valores das tensões resultantes da aplicação da metodologia de planeamento, e consequentes distâncias à fonte de alimentação (Tabela 4-18).

Tabela 4-18- Tensão e argumento do caso 1.

Barramento	Fase tensão (p.u.)	Argumento (°)	Distância (m)
1	0,9925	0,0000	300
2	0,9890	0,0004	400
3	0,9897	-0,0031	200
4	0,9897	-0,0033	350
5	1	-0,0008	0
6	1	0	0

A tabela 4-18 mostra o número de cada barramento e o módulo de tensão em fase e argumento, para demonstrar a distância de cada barramento à central de distribuição que

alimenta a carga em cada barramento. A distância, da produção ao consumo, está intimamente ligada com a queda de tensão e por consequência com a qualidade de tensão em cada carga. De salientar que é escolhido para barramento de referência o barramento 6 deste modo o argumento desse barramento é 0°. Para uma melhor observação das variações de tensão foi elaborado o gráfico 4-5.

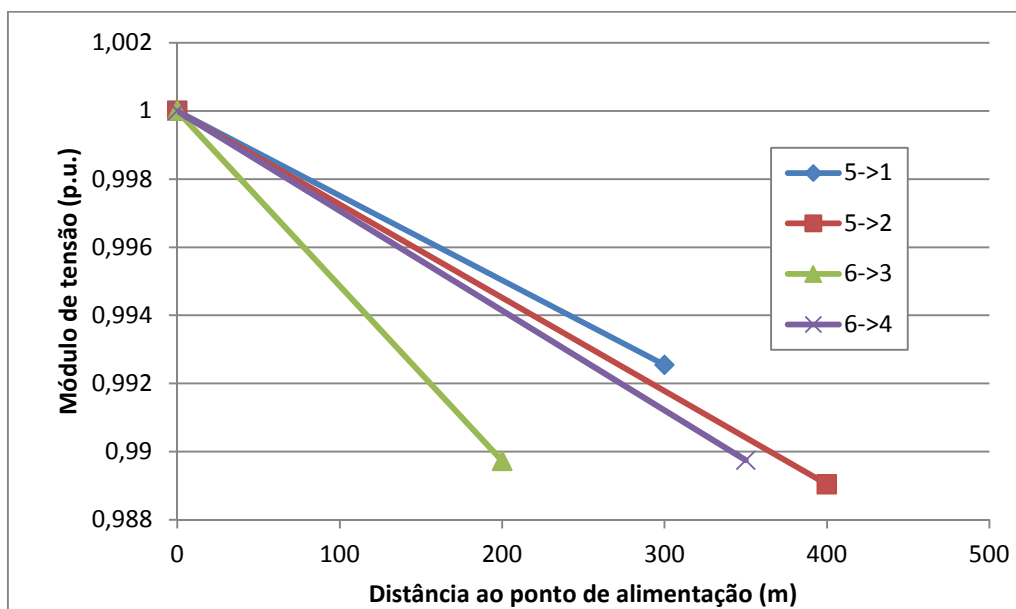


Gráfico 4-5- Distâncias das cargas ao ponto de alimentação

Este gráfico 4-5 ilustra a queda de tensão em função da distância ao ponto de alimentação.

4.4 Estudo da rede de duzentos e um barramentos

Neste capítulo são apresentados os resultados para o estudo da rede de duzentos e um barramentos. Serão apresentados os resultados mais relevantes de uma forma sucinta dada a extensão dos mesmos. Os resultados mais detalhados foram apresentados de uma forma exaustiva para a rede de seis barramentos nas subsecções anteriores.

4.4.1 Introdução

Neste segundo caso, o autor propõe-se a analisar uma rede de distribuição de maior amplitude para que seja testada a robustez do modelo preconizado.

A rede escolhida é a rede de duzentos e um barramentos (Bernal-Agustín May 1998). Na figura 4-6 está ilustrada a configuração introduzida no modelo da rede de duzentos e um barramentos. De salientar que nesta rede não é apresentado o estudo tão exaustivo da rede, dada a dimensão da rede e número de componentes, como na rede de 6 barramentos. São ainda apresentados alguns resultados importantes em anexo.

Todas as linhas ilustradas serão contempladas no caso de estudo, ou seja, a rede será introduzida no modelo na sua forma 'mais' emalhada possível.

Dado a configuração da rede é necessário proceder ao tratamento de dados para a inserção no modelo preconizado pelo autor. Os dados relativos às linhas da rede de duzentos e um barramentos estão no Anexo A.

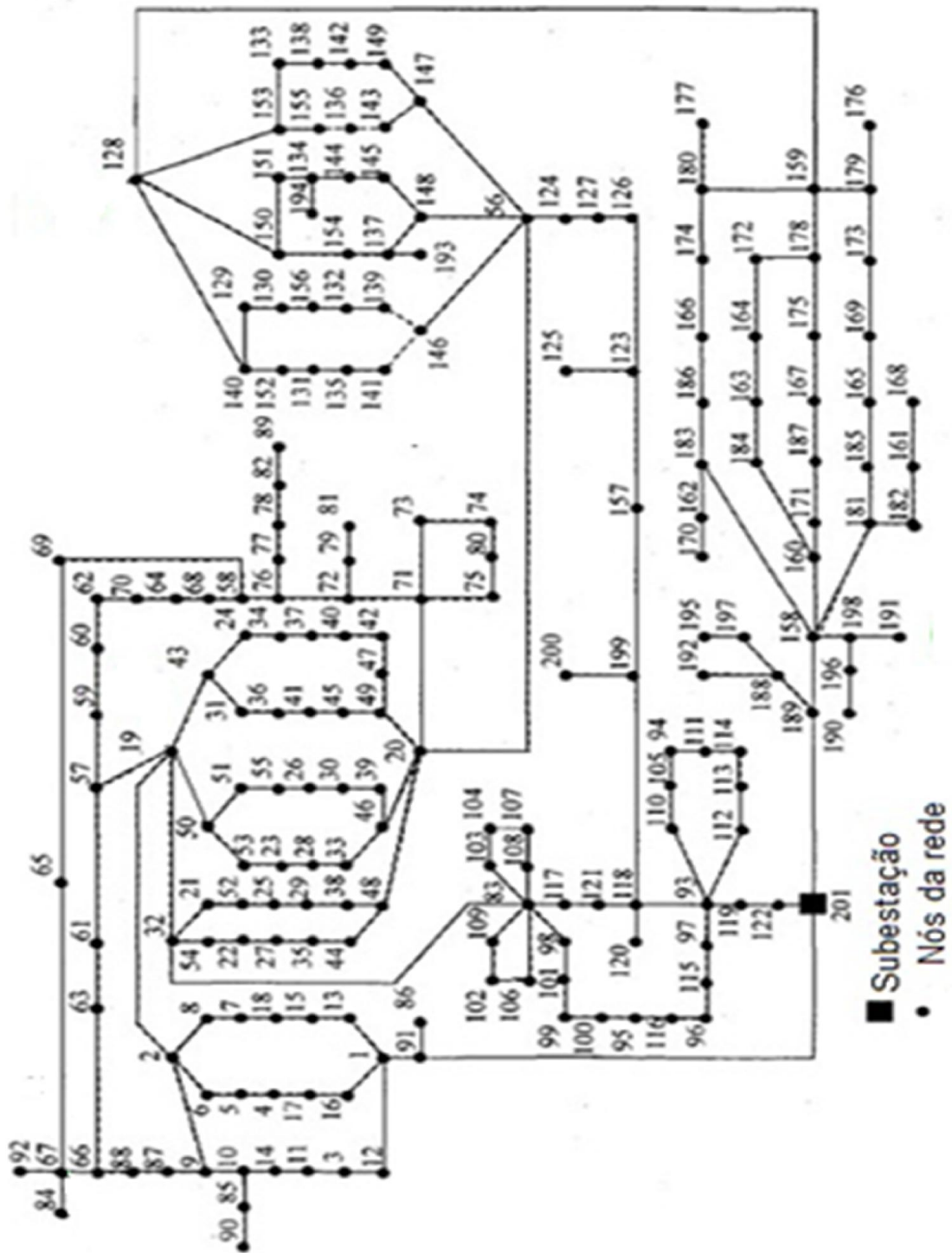


Figura 4-6- Rede de 201 barramentos. (Bernal-Agustín May 1998).

4.4.2 Caso 1- otimização das perdas

Tal como no capítulo anterior, o primeiro caso a dar importância, será as perdas nas linhas, como demonstra a tabela 4-19.

Tabela 4-19- Plano de estudos caso 1

Plano custos	W1 (perdas)	W2 (investimento)	W3 (ENE)
A1	1	0	0

Para o plano de custo do caso 1, obteve-se a reconfiguração na figura 4-7.

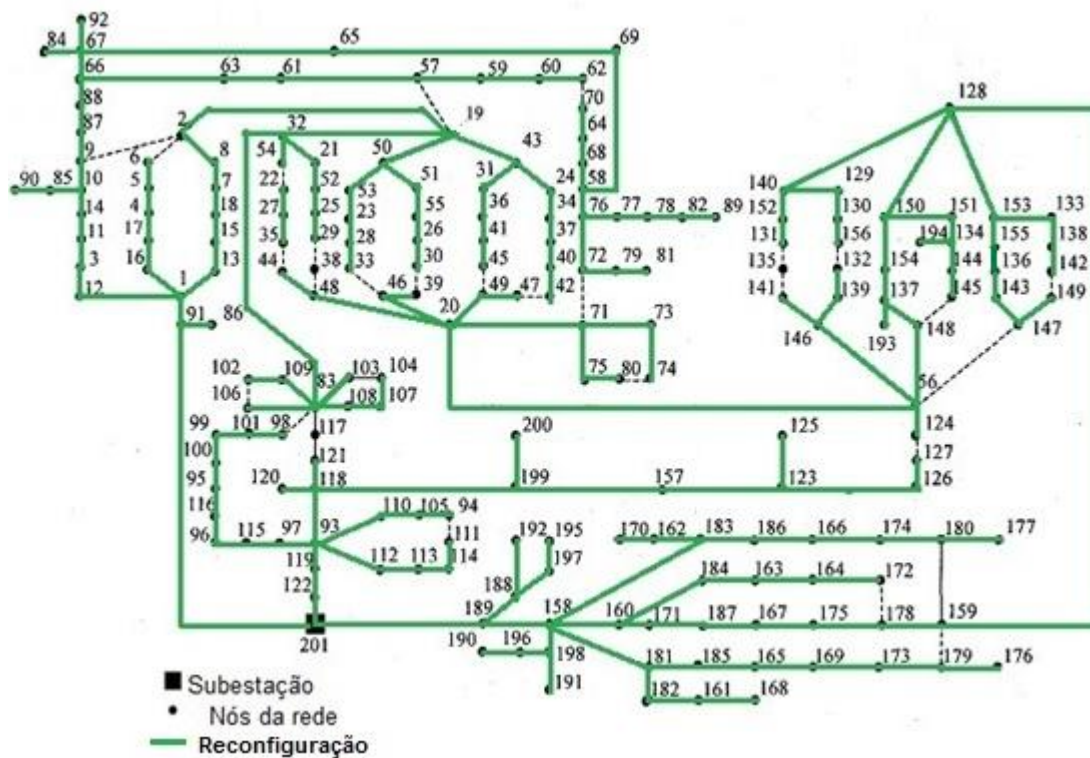


Figura 4-7- Configuração da rede de 201 para o caso 1.

Esta figura representa a reconfiguração para minimização das perdas. As linhas a cheio representam a configuração obtida pelo modelo. Os custos desta reconfiguração estão apresentados no gráfico 4-6.

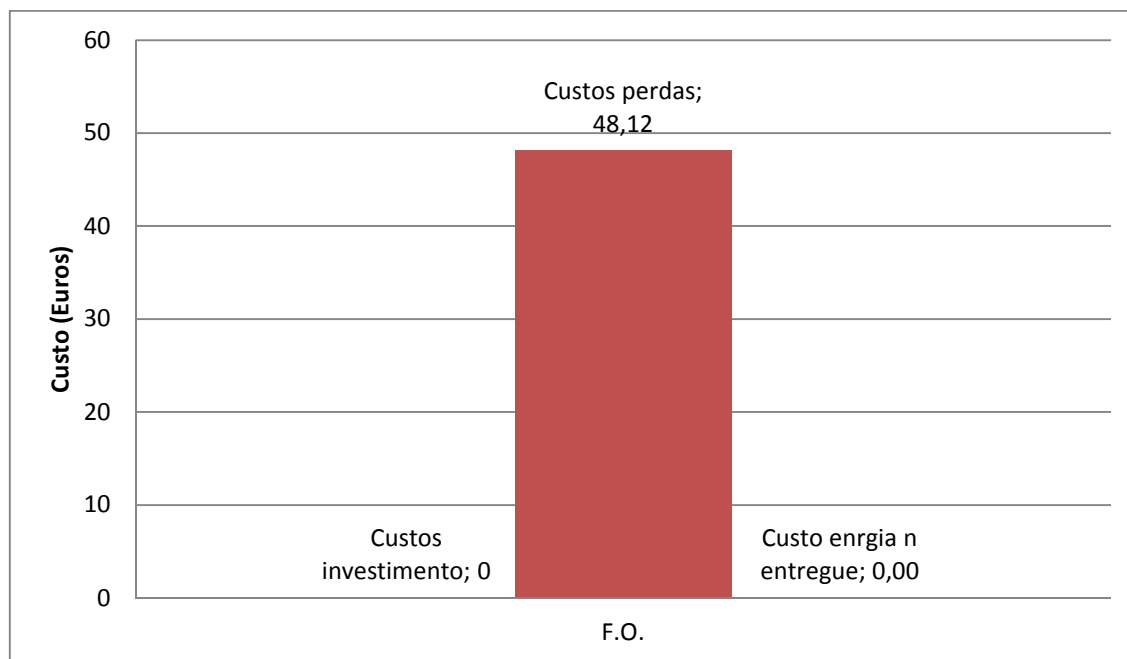


Gráfico 4-6- Custos para o caso 1.

Como é passível verificar os custos de perdas são significativamente mais baixos, com um valor a rondar os 50.00 euros. De realçar que este valor é muito menor que o valor na rede de 6 barramentos, já que estes dados são de uma rede real e como tal aproximam se mais da realidade de custos com as perdas. Também nesta rede de maiores dimensões as restrições principais do modelo foram cumpridas, nunca deixando de alimentar todas as cargas, como também a radialidade é um dado, ilustrada na figura 4-7.

4.4.3 Caso 2- otimização técnica da rede

O caso 2 onde o custo de investimento na rede não é considerado, sendo feita apenas uma otimização técnica da rede. Tal como no caso anterior, serve para reconfigurações de redes onde ocorram falhas de componentes. Assim sendo, depois de corridas as cem iterações foram escolhidos os planos de custos na tabela 4-20.

Tabela 4-20- Plano de custos do Caso 2

Plano	W1 (perdas)	W2 (investimento)	W3 (ENE)
A2	0.7	0.0	0.3
B2	0.5	0.0	0.5
C2	0.3	0.0	0.7

Estes planos de custos foram escolhidos para averiguar a importância de cada custo na função objetivo final. Para isso é no plano de custo A2 atribuída maior importância ao custo das perdas, ao invés de C2 que é atribuída maior importância ao custo da energia não entregue e por fim, no B2 é igualada a importância de ambos os custos no objetivo. Com os planos de custo da tabela 4-20, obteve-se as configurações ilustradas nas figuras 4-9 e 4-10 respetivamente.

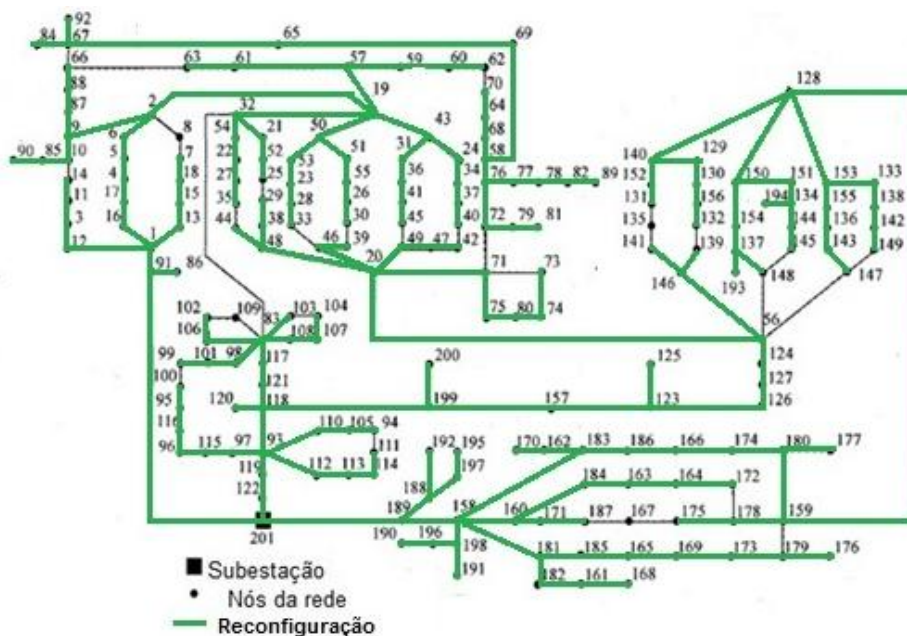


Figura 4-8- Configuração do caso 2 para o plano de custos A2 e B2

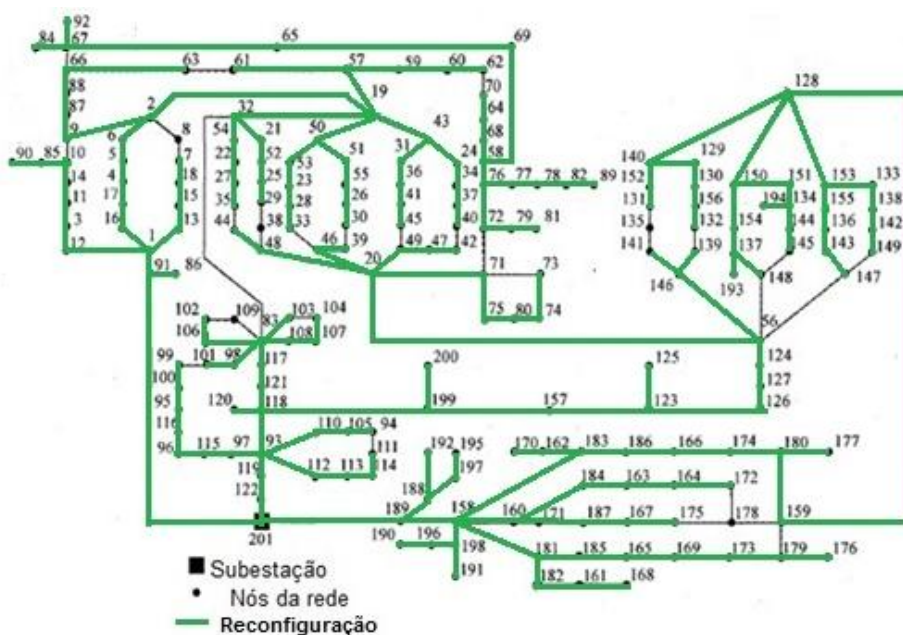


Figura 4-9- Configuração do caso 2 para o plano de custos C2.

Por conseguinte, os custos ponderados para os planos de custos apresentados do caso 2 estão ilustrados no gráfico 4-7.

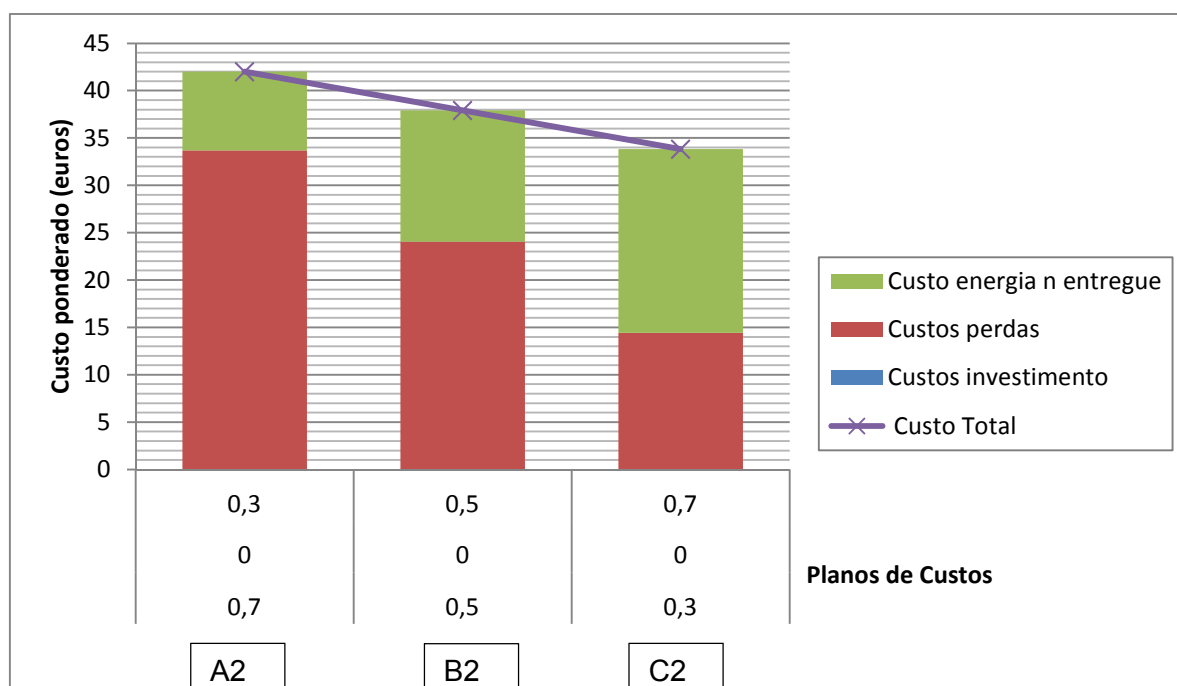


Gráfico 4-7- Custos de configuração para o caso 2.

No que toca ao caso 2 o modelo opta por duas configurações distintas da rede de distribuição. Na primeira configuração, a importância da variável de custo de perdas é pelo menos igual à importância do custo da energia não entregue, e aí obtém-se a configuração da figura 4-9. A segunda configuração, figura 4-10, é conseguida pelo facto de o custo da energia não entregue ter importância superior. Assim a fiabilidade das linhas escalonadas na figura 4-9 é inferior à fiabilidade das linhas escalonadas na figura 4-10. De salientar que todas as restrições foram cumpridas, por se verificar a configuração radial obtida, e as cargas alimentadas.

4.4.4 Caso 3- otimização da expansão da rede

No caso 3 foram escolhidos os planos de custos, com base nas cem iterações geradas aleatoriamente, para o caso do custo da energia não entregue não ter qualquer importância no âmbito do objetivo da função, como demonstra a tabela 4-21.

A configuração obtida é igual à configuração do caso 4 representada pela figura 4-9. Assim sendo, e para aquela configuração, os custos da mesma tendo em conta os vários cenários estão ilustrados no gráfico 4-8.

Tabela 4-21- Plano de custo caso 3

Plano custo	W1 (perdas)	W2 (investimento)	W3 (ENE)
A3	0.3	0.7	0
B3	0.5	0.5	0
C3	0.7	0.3	0

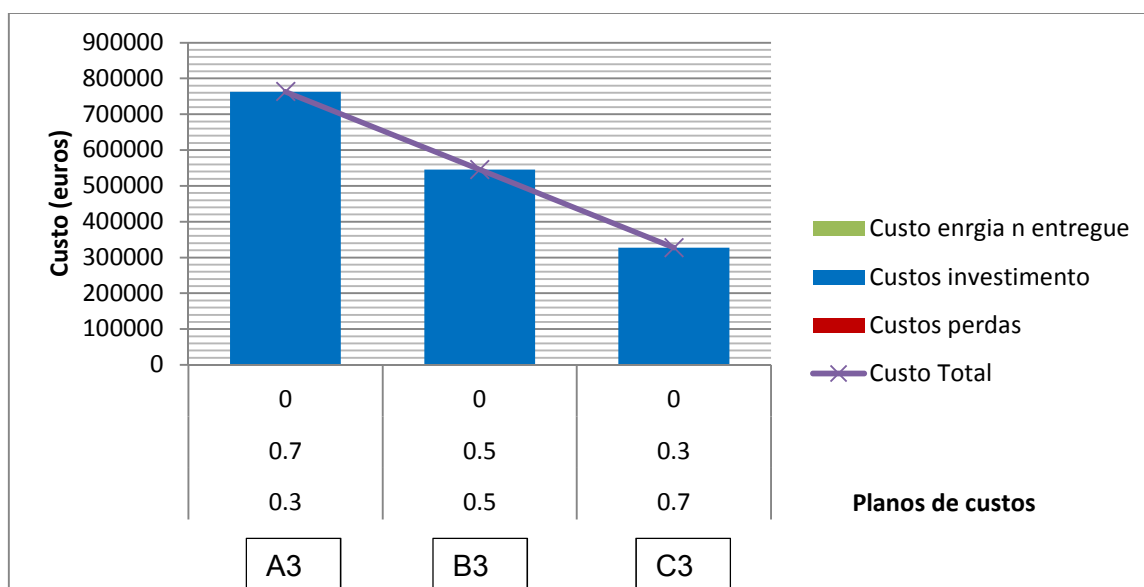


Gráfico 4-8- Custos de configuração para o caso 3

Neste caso 3, a importância do custo de investimento é considerável, o custo ponderado da função objetivo aumenta exponencialmente. A configuração da rede é semelhante à ilustrada na figura 4-8 e é de salientar que todas as restrições do modelo foram cumpridas também neste caso, a radialidade da rede é também atestada. Outras das restrições em causa é o equilíbrio de potências nos barramentos, onde as cargas são todas alimentadas e o somatório destas com as perdas é igual à energia produzida.

4.4.5 Caso 4- otimização multiobjectivo

Para a avaliação deste caso 4, o autor escolheu os planos de custo da tabela 4-22.

A reconfiguração da rede para o caso 4 está ilustrada na figura 4-10. A configuração é igual em todos os planos de custos propostos na tabela 4-22. No gráfico 4-9 estão ilustrados os diferentes custos para cada PC.

Tabela 4-22- Tabela de plano de custos caso 4.

Plano custo	W1 (perdas)	W2 (investimento)	W3 (ENE)
A4	0,33	0,33	0,33
B4	0,16	0,81	0,02
C4	0,7	0,1	0,2
D4	0,1	0,1	0,8

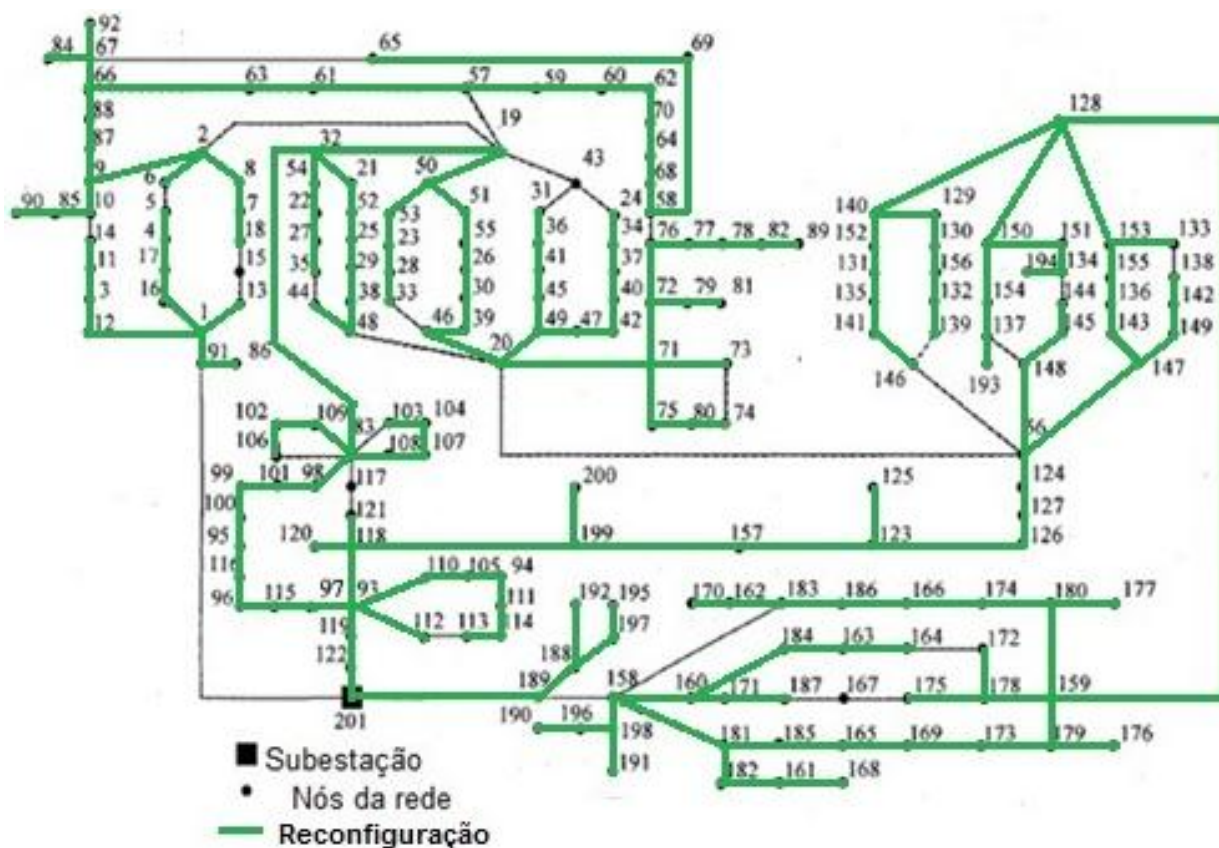


Figura 4-10- Configuração com variáveis pesos todas iguais.

No gráfico 4-9 podemos visualizar que houve um aumento significativo dos custos da configuração devido ao custo de investimento em novos componentes. Em síntese podemos verificar que o custo de investimento é chave no planeamento de redes de distribuição.

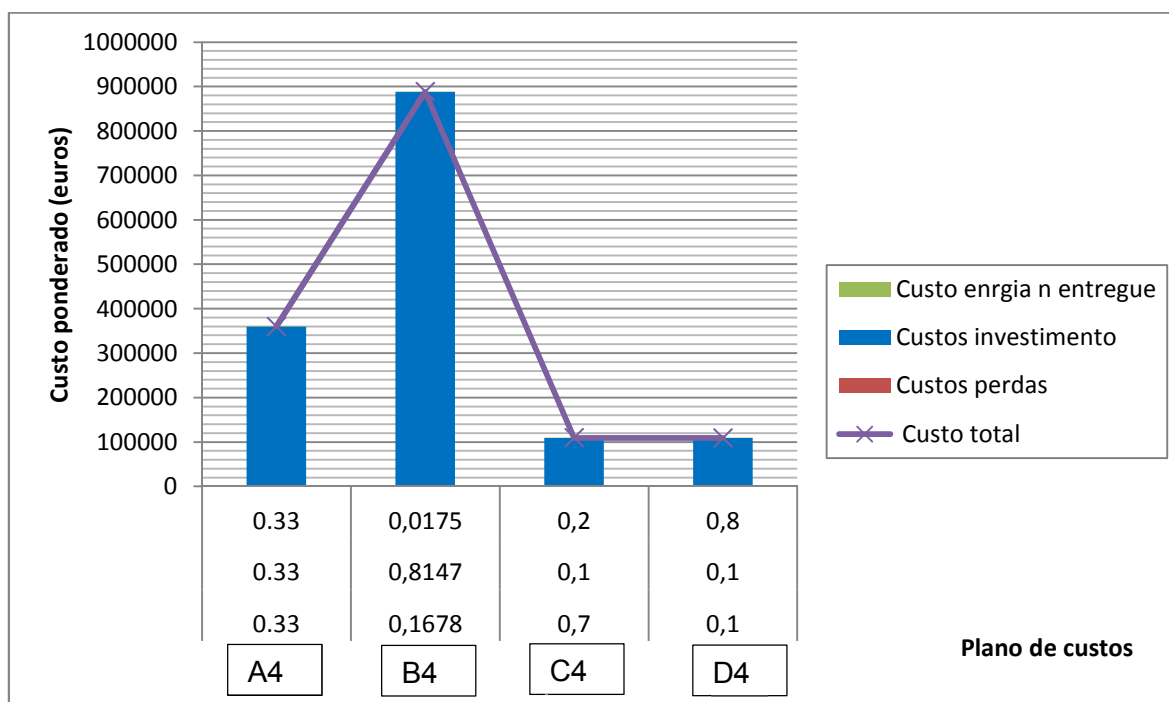


Gráfico 4-9-Custos de configuração Caso 4

4.4.6 Análise de tensões para o caso 1

O autor abordou também as tensões em cada barramento para a rede de 201 barramentos. Esta informação é importante para analisar a qualidade do serviço na rede, já que para além de economizar custos é também necessário garantir uma boa qualidade de serviço. A tabela em causa encontra-se no Anexo C.

4.5 Conclusões

Para concluir este estudo da rede de seis barramentos, verificamos que os custos são tanto maior quanto a variável custo de investimento assumir maior preponderância na função multiobjectivo. Na tabela 4-23 é possível ver todos os casos de estudo propostos bem como os custos ponderados de cada caso.

Tabela 4-23- Comparação de custos em todos os casos de estudo da rede 6 barramentos

	Caso 1	Caso 2			Caso 3			Caso 4			
Plano de custos	A1	A2	B2	C2	A3	B3	C3	A4	B4	C4	D4
W1	1,00	0,94	0,02	0,48	0,06	0,97	0,49	0,33	0,01	0,86	0,16
W2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,94	0,03	0,51	0,33	0,96	0,11	0,04
W3	0,00	0,06	0,98	0,52	0,00	0,00	0,00	0,33	0,03	0,03	0,80
Custo ponderado	3522	3367	958	2171	7806	3754	5887	4201	7830	4013	1649

Da análise de custos à tabela 4-23 é possível concluir que o custo é mais económico quando a função objetivo toma a forma de otimização técnica, ou seja, quando na função objetivo estão envolvidos apenas os custos de energia não entregue e os custos de perdas na rede. Isto é, como a energia não entregue não assume um papel de relevo nos custos totais é graças ao seu baixo valor que se consegue minimizar o custo final ponderado de otimização.

Por outro lado o valor máximo de custo de otimização é obtido quando na função objetivo os custos de investimento têm um papel mais relevante. Como podemos verificar na tabela 4-23, o custo final da função objetivo tem o seu valor mais dispendioso quando o investimento tem maior relevância, seja no estudo da função multiobjectivo ou no estudo em que a energia não entregue não é considerada, expansão da rede. Isto ocorre porque o custo de investimento tem uma dimensão muito superior comparativamente com às outras funções custo.

É de notar que mesmo usando as três variáveis na definição da função multiobjectivo, conseguimos valores de custo tão baixos como a otimização mais económica da rede de distribuição, que é a otimização técnica, como demonstra na tabela 4-2. Na tabela 4-24 é elaborada uma pequena síntese de resultados bem como tempos de cálculo do modelo.

Tabela 4-24-Sintese rede seis barramentos.

Caso	1	2	3	4	
Planos Custos	Perdas	Todos	Todos	A4+B4+C4	D4
Barramentos existentes	6	6	6	6	6
Barramentos propostos	6	6	6	6	6
Linhas existentes	8	8	8	8	8
Linhas Propostas	4	4	4	4	4
Custo Ponderado ótimo	3522,67	957,54	3754,28	4012,88	1648,78
Tempo de cálculo do modelo (segundos)	1,34	1,44	1,31	1,56	1,28

Como é possível verificar na tabela 4-24 as linhas propostas para abastecimento das cargas têm obrigatoriamente que ser quatro, visto que as cargas se distribuem pelos quatro barramentos existentes. Este modelo é de rápida execução, dado aos poucos elementos constituintes da rede, como é possível de averiguar pelo tempo de cálculo do modelo para todos os casos.

Relativamente à rede de 201 os planos de custos levados em conta são os mesmos, para que as comparações e a análise do modelo implementado possam ser análogas. As reconfigurações da rede de 201 dependem em muito da importância dada à variável investimento, como as reconfigurações mostram. Alguns barramentos da rede de 201 não são

escalonados para o planeamento da rede de distribuição, pelo facto de não terem qualquer tipo de carga associada e as linhas que deles derivam não serem importantes para a distribuição de energia, como ilustram as figuras do planeamento para os vários planos de custos. Na tabela 4-25 podemos verificar a variação de custos para o caso de estudo de duzentos e um barramentos.

Tabela 4-25- comparação de custos ponderados para a rede de 201 barramentos

	Caso 1		Caso 2			Caso 3			Caso 4			
Plano de custos	A1	A2	B2	C2	A3	B3	C3	A4	B4	C4	D4	
W1	1,0	0,7	0,5	0,3	0,30	0,50	0,70	0,33	0,16	0,70	0,10	
W2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,70	0,50	0,30	0,33	0,81	0,10	0,10	
W3	0,0	0,3	0,5	0,7	0,00	0,00	0,00	0,33	0,02	0,20	0,80	
Custo ponderado	48	42	40	34	763094	545467	327040	359744	888132	109053	109040	

Como se pode verificar quando o custo de investimento tem importância na função objetivo e sobretudo em redes com elevado número de componentes o modelo opta sempre pelas linhas mais económicas. Quando o custo de investimento não é considerado, na otimização das perdas e na otimização técnica, o escalonamento é efetuado segundo as linhas com menor custo de perdas e a maior fiabilidade do conjunto escalonado para o abastecimento da carga. É possível verificar na tabela 4-25 uma discrepância de custos, esta sucede devido ao custo de investimento ter uma dimensão muito superior aos custos das perdas e do custo de energia não entregue. Na tabela 4-26 é possível sintetizar alguns dados importantes da otimização para a rede de duzentos e um barramentos.

Tabela 4-26-Síntese da rede de duzentos e um barramentos.

Caso	1	2	3	4	
Planos Custos	Perdas	A2+B2	C2	Todos	Todos
Barramentos existentes	201	201	201	201	201
Barramentos propostos	198	197	196	198	198
Linhas existentes	226	226	226	226	226
Linhas Propostas	202	203	195	199	199
Custo Ponderado ótimo	48,12	37,9	33,82	327073,8	109040,3
Tempo de cálculo do modelo (segundos)	42,10	25,95	51,99	58,60	55,89

Na tabela 4-26 podemos analisar algumas especificidades da distribuição na rede de duzentos e um barramentos. A primeira delas é a redução de barramentos relativamente à rede implementada, esta redução surge pelo fato que alguns barramentos não terem qualquer valor

de consumo indexado, servindo apenas de ponto de interligação de linhas. Caso esse ponto de interligação não seja relevante no escalonamento, por ter custos mais elevados para o objetivo em causa, simplesmente deixa de existir na configuração final. Por consequência o número de linha baixa também dado que são as linhas que interligam os barramentos. De realçar relativamente ao estudo da rede de seis barramentos, mais concretamente ao tempo de cálculo, podemos constatar que o tempo aumentou em todos os casos, esse fato deve-se sobretudo ao aumento de componentes na rede de distribuição o que faz com que a compilação da rede de distribuição leve um pouco mais de tempo de cálculo.

Conclusões

5. Conclusões

O planeamento é uma ferramenta muito importante na organização dos sistemas de energia, mais concretamente das redes de distribuição. Permite não só perceber o estado atual das redes de distribuição, como também perspetivar um estado futuro. Como a energia elétrica é um bem essencial para a sociedade em que vivemos, não só para o bem-estar e conforto do ser humano como também um meio ao suporte de vida, é impensável o seu fornecimento ser interrompido. Assim é imperativo que exista um planeamento bem concebido e sobretudo adequado às necessidades existentes e futuras da sociedade.

O planeamento é um problema complexo devido às várias variáveis que pode conter. Na literatura são apresentadas algumas problemáticas do planeamento – perdas na rede, localização de transformadores ou subestações, múltiplas escolhas de linhas primárias e linhas de reconfiguração, decisões de investimento em novos componentes e incertezas quanto à evolução da carga.

O trabalho apresentado nesta dissertação tem como objetivo a construção de uma ferramenta capaz de resolver problemas de expansão de rede, de otimização técnica ou mesmo de reconfiguração da rede. As decisões a tomar são modeladas através de um problema de otimização que considera as seguintes variáveis:

1. O custo perdas na rede de distribuição é uma variável existente em todos os sistemas de energia, desde a produção de energia até ao consumo desta. Assim sendo e dado que é praticamente impossível eliminar este custo, torna-se imperativo reduzi-la ao menor valor possível a um custo aceitável.
2. O custo de investimento é a variável que acarreta maior reflexão, pois não se pode ter em conta só os benefícios atuais na rede de distribuição, é também necessário pensar na expansão da rede de distribuição para que possa ser benéfico investir. O investimento pode ser feito em novas linhas, como também a possibilidade de novas subestações integrando a rede de distribuição (Papadaskalopoulos, Manitsas et al. 2011).
3. O custo de energia não entregue é de baixo valor, mas traz um simbolismo importante no âmbito da fiabilidade do sistema. Hoje em dia é não só importante fornecer como manter esse fornecimento

interrupto, ou seja, tentar que os componentes na rede de distribuição sejam o mais fiáveis possível.

Na literatura encontram-se muitas técnicas utilizadas para resolver problemas de otimização, nomeadamente problemas relacionados com o planeamento. As técnicas mais utilizadas, para a resolução do problema de planeamento da rede de distribuição, para além da técnica de decomposição de *benders* e da lógica difusa, são técnicas evolutivas, tais como: GA, PSO. Estas técnicas são bastante utilizadas porque permitem obter uma solução para um elevado número de cenários distintos com *performances* cada vez mais adequadas a este tipo de problema.

Relativamente às metodologias analisadas na literatura podemos constatar que o método escolhido, decomposição de *benders*, tem características próprias que possibilitam a resolução mais eficaz de problemas relacionados com o planeamento. Com dois problemas contidos, problema mestre e problema escravo, o modelo através de uma solução inicial corre um trânsito de potências, em modelo DC, no problema mestre, sendo de seguida introduzido no problema escravo e corrido um trânsito de potências no modelo AC o qual obtém uma solução que depois é testada e averiguado se é solução do problema. Se não cumprir todas as restrições do modelo não é solução e volta ao modelo mestre incrementando uma iteração no trânsito de potências ótimo e assim sucessivamente até se encontrar uma solução do problema. A grande vantagem deste método é poder verificar as soluções antecipadamente ganhando com isso tempo no encontro de uma solução válida.

No caso concreto deste trabalho para resolver o problema de otimização implementado, foi elaborado um modelo de resolução com base no método de decomposição de *benders*. O problema de otimização classifica-se como um problema de otimização não linear inteiro misto - *MINLP (mixed-integer nonlinear programming)*, porque as funções a otimizar têm caráter não linear, comportando ainda variáveis de decisão binárias.

O método de decomposição *benders*, utilizado na base deste modelo, é composto por dois problemas, um mestre e um escravo. O problema mestre, que é onde são colocadas algumas das restrições técnicas do modelo e respetiva função multiobjectivo e é corrido um trânsito de potências, em modelo DC, e o problema escravo, onde são definidos os trânsitos de potências ótimo, em modelo AC, os critérios de paragem do modelo e os limites técnicos dos componentes e tensões, pois como são métodos determinísticos, existe a possibilidade de a solução tender para um

mínimo local e não conseguir sair. Existe ainda a possibilidade de não encontrar uma solução para o problema dentro do conjunto de soluções estipuladas. Nesse caso recorre-se à ferramenta de corte, onde se faz um rearranjo das soluções e volta a ser introduzido no problema mestre adicionando uma iteração ao problema.

O valor do consumo em cada momento é um parâmetro muito importante no planeamento das redes elétricas. A sua incerteza necessita, assim, de ser modelada de forma adequada, nesta dissertação foi escolhido o método de lógica difusa.

Com o modelo implementado é possível dar resposta a problemas que envolvem mais que uma variável, sendo neste caso utilizadas as três já mencionadas: custo de perdas, custo de investimento e custo de energia não entregue. Este modelo dá a oportunidade de a entidade responsável pelo planeamento optar pelo plano de custo que mais lhe interessa, visto que a importância de cada função custo é passível de ser alterada. Esta opção é muito importante pois permite que, depois de avaliado o estado da rede de distribuição, escolha o melhor plano de custo a aplicar.

Para a validação deste modelo foram escolhidas duas redes distintas. A primeira de menores dimensões onde é possível averiguar todos os resultados e especificidades. A segunda, com uma dimensão mais extensa do ponto de vista de componentes, permite testar a robustez do modelo.

Geradas cem iterações, são escolhidos os planos de custos para os diferentes casos de estudo. Analisando os resultados obtidos, podemos concluir que quando a variável perdas tem maior importância na função multiobjectivo, o modelo opta sempre pelos trajetos mais económicos no custo das perdas.

Por sua vez, os casos onde o custo de investimento é mais importante, nota-se a alteração de configuração para trajetos mais económicos do ponto de vista de investimento em novos componentes. Isto deve-se ao fato de o custo de investimento ser a variável de maior preponderância na função multiobjectivo.

Já os custos da energia não entregue, um valor simbólico, servem para demonstrar os efeitos provocados pelas avarias, consequentes tempos de reparações e reconfiguração da rede. Podemos verificar que quando esta variável é de importância superior, opta sempre pelos trajetos com maior fiabilidade na rede de distribuição.

Comparando o custo final ponderado dos dois casos escolhidos, rede de seis e duzentos e um barramentos, verifica-se uma diferença na dimensão relativa dos valores. Concretamente os custos de perdas e os custos de energia não entregue são

de maior valor na rede de seis barramentos que na rede de duzentos e um barramentos, pelo fato de a rede de seis barramentos ser apenas uma rede utilizada para estudos académicos. Por outro lado, a rede de duzentos e um barramentos é uma rede real já implementada e com valores associados à realidade da distribuição de energia.

Na rede de duzentos e um barramentos, é de relevar alguns barramentos que não foram escalonados porque não têm qualquer carga associada e os componentes que deles derivam terem custo superior ao objetivo do plano de custos associado.

Por fim, e no âmbito de uma perspetiva futura, este trabalho necessita de uma constante adaptação, para acompanhar a evolução que os sistemas de energia estão a tomar. Esta evolução tem particular interesse nas redes de distribuição com a inserção de pequenos produtores de energia, ou seja, microproduções o que tornam o planeamento mais complexo. Há a possibilidade de criações de 'ilhas' com pequenos produtores e a necessidade de reconfigurações em curtos períodos temporais. Existe também ainda a solução destes problemas utilizando outros métodos não determinísticos, como o caso do PSO e GA ou até mesmo métodos híbridos que permitem soluções similares às encontradas neste método.

Referências

Referências

- Al-Hamadi, H. M. and S. A. Soliman (2006). "Fuzzy short-term electric load forecasting using Kalman filter." Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings- **153**(2): 217-227.
- Al Kaabi, S. S., H. H. Zeineldin, et al. (2014). "Planning Active Distribution Networks Considering Multi-DG Configurations." Power Systems, IEEE Transactions on **29**(2): 785-793.
- Alguacil, C. (2000). "Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition." IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS **15**.
- Bai, D., L. Liu, et al. (2012). Distribution reconstruction based on Bender's decomposition including distributed generation. Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on.
- Bernal-Agustín, I. J. R.-R. J. L. (May 1998). "GENETIC ALGORITHMS APPLIED TO THE DESIGN OF LARGE POWER DISTRIBUTION SYSTEMS." IEEE Tansactions on Power Systems.
- Borgwardt, S., F. Distel, et al. (2015). "The limits of decidability in fuzzy description logics with general concept inclusions." Artificial Intelligence **218**(0): 23-55.
- Carrano, E. G., L. A. E. Soares, et al. (2006). "Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm." IEEE Transactions on Power Delivery **21**(2): 995-1005.
- Cartina, G., G. Grigoras, et al. (2009). "Improved Fuzzy Load Models by Clustering Techniques in Optimal Planning of Distribution Networks." 2009 IEEE Bucharest Powertech, Vols 1-5: 1821-1826
3169.
- Carvalho, P. M. S. and L. A. F. M. Ferreira (2000). "Planning large-scale distribution networks for robust expansion under deregulation." 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Conference Proceedings, Vols 1-4: 1305-1310
2616.
- Carvalho, P. M. S. and L. A. F. M. Ferreira (2001). "Robust expansion planning of distribution networks with independent generators." 2001 IEEE/Pes Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vols 1 and 2: 498-503
1208.
- Carvalho, P. M. S. and L. A. F. M. Ferreira (2001). Robust expansion planning of distribution networks with independent generators. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES.
- Carvalho, P. M. S., L. A. F. M. Ferreira, et al. (2000). "h." IEEE Transactions on Power Delivery **15**(1): 412-416.
- Coimbra, D. F. (2010). "Exportações e PME's." from <http://exportacoes-pmes.blogspot.pt/2010/08/dos-desafios-estrategicos-ao.html>.

- Cong, L., M. Shahidehpour, et al. (2010). "Extended Benders Decomposition for Two-Stage SCUC." Power Systems, IEEE Transactions on **25**(2): 1192-1194.
- Corporation, G. D. (2013). from <http://www.gams.com/>.
- Cossi, A. M. and J. R. S. Mantovani (2009). "Integrated Planning of Electric Power Distribution Networks." Ieee Latin America Transactions **7**(2): 203-210.
- Cossi, A. M., R. Romero, et al. (2009). "Planning and Projects of Secondary Electric Power Distribution Systems." Ieee Transactions on Power Systems **24**(3): 1599-1608.
- da Silva, P. P. (2007). O sector da energia eléctrica na União Europeia: evolução e prespectivas, Loja Virtual IUC.
- Dag, G. O. and M. Bagriyanik (2009). The effect of different fuzzy membership function forms on controlling loop flows. Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International.
- Diaz-Dorado, E., J. Cidras, et al. (2002). "Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage." Power Systems, IEEE Transactions on **17**(3): 879-884.
- El-Hawary, M. E. (1998). Electric Power Applications of Fuzzy Systems, Wiley-IEEE Press.
- Ganguly, S. (2014). "Multi-Objective Planning for Reactive Power Compensation of Radial Distribution Networks With Unified Power Quality Conditioner Allocation Using Particle Swarm Optimization." Power Systems, IEEE Transactions on **29**(4): 1801-1810.
- H.Seifi, V. T. a. R. H. (1996). "A fuzzy-based optimal generation rescheduling and load shedding algorithm." SCIENTIA IRANICA **2**(4).
- Jovanovic, D. M. (2003). "Planning of optimal location and sizes of distribution transformers using integer programming." International Journal of Electrical Power & Energy Systems **25**(9): 717-723.
- Khodr, H. M. (1996). DISEÑO ÓPTIMO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA. CENTRO DE INVESTIGACIONES Y PRUEBAS ELECTROENERGÉTICAS. HABANA, INSTITUTO SUPERIOR POLITÉCNICO 'JOSÉ ANTONIO ECHEVERRÍA' FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA. DOCTOR: 109.
- Khodr, H. M. and J. Martinez-Crespo (2009). "Integral methodology for distribution systems reconfiguration based on optimal power flow using Benders decomposition technique." Generation, Transmission & Distribution, IET **3**(6): 521-534.
- Khodr, H. M., J. Martinez-Crespo, et al. (2009). "Distribution Systems Reconfiguration Based on OPF Using Benders Decomposition." Power Delivery, IEEE Transactions on **24**(4): 2166-2176.
- Koo-Hyung, C., B. H. Kim, et al. (2009). Transmission-security constrained optimal dispatch scheduling using generalized Benders decomposition. Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, 2009.
- Laothumyingyong, N. and P. Damrongkulkamjorn (2010). Security-constrained unit commitment using Mixed-Integer Programming with Benders Decomposition. Electrical Engineering/Electronics Computer Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2010 International Conference on.
- Mathworks (2013).

- Miguez, E., J. Cidras, et al. (2002). "An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning." Power Systems, IEEE Transactions on **17**(4): 931-936.
- Mori, H. and Y. Yamada (2007). "An efficient multi-objective meta-heuristic method for distribution network expansion planning." 2007 IEEE Lausanne Powertech, Vols 1-5: 374-379
- 2235.
- Mori, H. and T. Yoshida (2008). "Probabilistic Distribution Network Expansion Planning with Multi-objective Memetic Algorithm." 2008 IEEE Electrical Power & Energy Conference: 358-363
- 640.
- Najafi, S., S. H. Hosseini, et al. (2009). "A Framework for Optimal Planning in Large Distribution Networks." IEEE Transactions on Power Systems **24**(2): 1019-1028.
- PARETO, V. (1897). Cours d'Économie Politique. Lausanne, F. Rouge.
- Ramirez-Rosado, I. J. and J. A. Dominguez-Navarro (2004). "Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks." IEEE Transactions on Power Systems **19**(4): 1801-1810.
- Shahidehopour, M. and F. Yong (2005). "Benders decomposition: applying Benders decomposition to power systems." Power and Energy Magazine, IEEE **3**(2): 20-21.
- Sifuentes, W. S. and A. Vargas (2007). "Hydrothermal Scheduling Using Benders Decomposition: Accelerating Techniques." Power Systems, IEEE Transactions on **22**(3): 1351-1359.
- Skok, M., S. Krajcar, et al. (2005). Dynamic planning of medium voltage open-loop distribution networks under uncertainty. Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on.
- Soares, J., Z. Vale, et al. (2013). Multi-objective parallel particle swarm optimization for day-ahead Vehicle-to-Grid scheduling. Computational Intelligence Applications In Smart Grid (CIASG), 2013 IEEE Symposium on.
- Vale, Z. A., B. Canizes, et al. (2011). Logic programming and fuzzy Monte Carlo for distribution network reconfiguration. Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2011 16th International Conference on.
- Weixing, L. and M. Xiaoming (2008). A comprehensive approach for transfer capability calculation using benders decomposition. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on.
- Xiaohu, T. and H. J. Haubrich (2006). A Two-Stage Heuristic Method for the Planning of Medium Voltage Distribution Networks with Large-Scale Distributed Generation. Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on.
- Ying-Yi, H. and C. Po-Hsuang (2012). "Genetic-Based Underfrequency Load Shedding in a Stand-Alone Power System Considering Fuzzy Loads." Power Delivery, IEEE Transactions on **27**(1): 87-95.
- ZADEH, L. A. (1965). FUZZY SETS. INFORMATION AND CONTROL.

Ziari, I., G. Ledwich, et al. (2011). Planning of distribution networks in presence of Distributed Generators and cross-connections. IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society.

Zmijarevic, Z., M. Skok, et al. (2005). A comprehensive methodology for long-term planning of distribution networks with intrinsic contingency support. Electricity Distribution, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on.

Anexos

Anexo A. Dados das Linhas da rede de 201 barramentos.

Tabela 0-1- Dados das linhas de 201. (Bernal-Agustín May 1998)

Nó A	Nó B	R(Ohm)	X (Ohm)	Smax (MVA)	Nó A	Nó B	R (Ohm)	X (Ohm)	Smax (MVA)
1	12	0.0112	0.0105	12.25	99	100	0.0411	0.0139	4.25
1	13	0.0116	0.0039	4.25	100	95	0.0745	0.0252	4.25
1	16	0.0617	0.0209	4.25	101	99	0.0386	0.0131	4.25
2	8	0.0103	0.0035	4.25	103	104	0.0173	0.0162	12.25
3	12	0.0158	0.0147	12.25	105	94	0.0591	0.0200	4.25
4	5	0.0347	0.0117	4.25	106	102	0.0386	0.0131	4.25
5	6	0.0283	0.0096	4.25	108	107	0.0173	0.0162	12.25
6	2	0.0365	0.0124	4.25	109	83	0.0308	0.0104	4.25
8	7	0.0668	0.0226	4.25	110	105	0.0463	0.0157	4.25
9	10	0.0163	0.0152	12.25	113	114	0.0334	0.0113	4.25
9	87	0.0383	0.0356	12.25	114	111	0.0283	0.0096	4.25
10	14	0.0464	0.0432	12.25	115	97	0.0437	0.0148	4.25
10	85	0.0122	0.0114	12.25	116	96	0.0283	0.0096	4.25
11	3	0.0235	0.0219	12.25	117	83	0.0112	0.0105	12.25
14	11	0.0367	0.0342	12.25	118	120	0.0036	0.0033	12.25
15	13	0.0694	0.0235	4.25	118	121	0.0143	0.0133	12.25
16	17	0.0822	0.0278	4.25	119	93	0.0549	0.0054	24.5
17	4	0.0861	0.0291	4.25	121	117	0.0561	0.0523	12.25
18	7	0.0154	0.0052	4.25	122	119	0.0638	0.0063	24.5
19	32	0.0463	0.0157	4.25	123	157	0.0720	0.0244	4.25
19	46	0.0103	0.0035	4.25	124	127	0.0154	0.0052	4.25
19	50	0.0617	0.0209	4.25	125	123	0.0206	0.0070	4.25
20	49	0.0257	0.0087	4.25	126	123	0.0206	0.0070	4.25
20	56	0.1516	0.0513	4.25	127	126	0.1902	0.0644	4.25
21	32	0.0308	0.0104	4.25	128	140	0.0112	0.0114	12.25
22	27	0.0488	0.0165	4.25	128	150	0.0231	0.0078	4.25
23	28	0.0668	0.0226	4.25	128	153	0.0122	0.0114	12.25
24	34	0.0900	0.0305	4.25	129	130	0.0386	0.0131	4.25
25	52	0.0707	0.0239	4.25	130	156	0.0257	0.0087	4.25
26	30	0.0720	0.0244	4.25	131	152	0.0617	0.0209	4.25

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

27	35	0.0643	0.0218	4.25	132	139	0.0745	0.0252	4.25
28	33	0.0810	0.0274	4.25	133	138	0.0418	0.0390	12.25
29	25	0.0386	0.0131	4.25	134	194	0.0064	0.0022	4.25
32	54	0.0308	0.0104	4.25	135	131	0.1054	0.0357	4.25
34	37	0.0565	0.0191	4.25	136	143	0.0668	0.0226	4.25
36	31	0.0745	0.0252	4.25	137	154	0.0745	0.0252	4.25
37	40	0.0732	0.0248	4.25	137	193	0.0090	0.0030	4.25
38	29	0.0822	0.0278	4.25	138	142	0.0437	0.0148	4.25
39	46	0.0643	0.0218	4.25	140	129	0.0163	0.0152	12.25
41	36	0.0475	0.0161	4.25	140	152	0.0255	0.0238	12.25
42	47	0.0565	0.0191	4.25	141	135	0.0565	0.0191	4.25
43	24	0.0900	0.0305	4.25	143	147	0.0668	0.0226	4.25
45	41	0.0180	0.0061	4.25	144	145	0.0231	0.0078	4.25
45	49	0.0257	0.0087	4.25	145	148	0.0386	0.0131	4.25
46	20	0.0591	0.0200	4.25	146	141	0.0745	0.0252	4.25
47	49	0.0514	0.0174	4.25	149	147	0.0154	0.0052	4.25
48	38	0.0617	0.0209	4.25	150	151	0.0386	0.0131	4.25
48	44	0.0308	0.0104	4.25	151	134	0.0540	0.0131	4.25
50	51	0.0488	0.0165	4.25	153	133	0.0275	0.0257	12.25
50	53	0.0386	0.0131	4.25	153	155	0.0112	0.0105	12.25
51	55	0.0822	0.0278	4.25	154	150	0.0488	0.0165	4.25
52	21	0.0283	0.0096	4.25	155	136	0.0591	0.0200	4.25
53	23	0.0514	0.0174	4.25	156	132	0.0797	0.0270	4.25
54	22	0.0540	0.0183	4.25	157	199	0.0154	0.0052	4.25
55	26	0.0668	0.0226	4.25	158	160	0.0591	0.0200	4.25
56	124	0.0643	0.0218	4.25	158	181	0.0720	0.0244	4.25
56	148	0.0488	0.0165	4.25	158	183	0.0632	0.0589	12.25
57	61	0.0910	0.0308	4.25	158	198	0.1902	0.0644	4.25
58	68	0.0149	0.0050	4.25	159	128	0.0796	0.0741	12.25
58	69	0.0378	0.0152	4.25	159	179	0.0308	0.0104	4.25
59	57	0.0077	0.0026	4.25	160	171	0.0617	0.0209	4.25
60	59	0.0308	0.0104	4.25	160	184	0.0925	0.0313	4.25
61	63	0.0424	0.0144	4.25	161	182	0.0591	0.0200	4.25
62	60	0.0771	0.0261	4.25	162	170	0.0224	0.0209	12.25
63	66	0.0316	0.0107	4.25	163	164	0.0231	0.0078	4.25
64	70	0.0501	0.0170	4.25	165	169	0.0411	0.0139	4.25
65	67	0.0463	0.0157	4.25	166	174	0.0316	0.0295	12.25
66	67	0.0607	0.0205	4.25	168	161	0.0540	0.0183	4.25
67	84	0.0206	0.0070	4.25	169	173	0.0257	0.0087	4.25

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

67	92	0.0591	0.0200	4.25	171	187	0.0643	0.0218	4.25
69	65	0.0450	0.0152	4.25	172	178	0.0797	0.0270	4.25
70	62	0.0159	0.0054	4.25	174	180	0.0296	0.2760	12.25
71	72	0.0694	0.0235	4.25	175	178	0.0463	0.0157	4.25
71	73	0.0154	0.0052	4.25	178	159	0.0488	0.0165	4.25
72	76	0.0540	0.0183	4.25	179	176	0.0386	0.0131	4.25
72	79	0.0514	0.0174	4.25	180	159	0.0255	0.0238	12.25
74	80	0.0591	0.0200	4.25	180	177	0.0411	0.0139	4.25
75	71	0.0386	0.0131	4.25	181	185	0.0643	0.0218	4.25
76	58	0.2724	0.0922	4.25	182	181	0.0231	0.0078	4.25
76	77	0.0360	0.0122	4.25	183	162	0.0265	0.0247	12.25
77	78	0.0154	0.0052	4.25	183	186	0.0122	0.0114	12.25
78	82	0.1696	0.0547	4.25	184	163	0.0643	0.0218	4.25
80	75	0.0373	0.0126	4.25	185	165	0.0411	0.0139	4.25
81	79	0.0514	0.0174	4.25	186	166	0.0296	0.0276	12.25
82	89	0.0851	0.0288	4.25	187	167	0.0643	0.0218	4.25
83	32	0.0117	0.0109	12.25	188	192	0.0164	0.0056	4.25
83	103	0.0204	0.0190	12.25	188	197	0.0771	0.0261	4.25
83	106	0.0463	0.0157	4.25	189	158	0.0510	0.0050	12.25
83	108	0.0133	0.0124	12.25	189	188	0.0514	0.0174	4.25
85	90	0.0694	0.0235	4.25	196	190	0.0070	0.0026	4.25
87	88	0.0565	0.0191	4.25	197	195	0.0257	0.0087	4.25
88	66	0.0758	0.0257	4.25	198	191	0.0103	0.0035	4.25
91	1	0.0952	0.0886	12.25	198	196	0.0488	0.0165	4.25
91	86	0.0045	0.0042	12.25	199	118	0.0540	0.0183	4.25
93	110	0.0463	0.0157	4.25	199	200	0.0051	0.0017	4.25
93	112	0.0231	0.0078	4.25	201	91	0.1085	0.1011	12.25
93	118	0.0296	0.0276	12.25	201	122	0.0036	0.0004	24.5
94	111	0.0231	0.0078	4.25	201	189	0.0306	0.0030	24.5
95	116	0.0553	0.0187	4.25					
96	115	0.0308	0.0104	4.25					
97	93	0.0283	0.0096	4.25					
98	101	0.0360	0.0122	4.25					

Tabela 0-2- Dados relativos aos comprimentos das linhas

Nó		Compt. (m)	Nó		Compt. (m)
A	B		A	B	
65	67	180	110	105	180
69	65	175	118	120	35
58	69	147	93	118	290
67	84	80	117	83	110
67	92	230	118	121	140
59	57	30	121	117	550
64	70	195	103	104	170
68	64	85	83	103	200
58	68	58	104	107	180
62	60	300	108	107	170
70	62	62	83	108	130
60	59	120	109	83	120
57	61	354	102	109	210
63	66	123	106	102	150
66	67	236	83	106	180
61	63	165	96	115	120
57	19	1620	83	98	360
201	91	1064	100	95	290
91	1	933	99	100	160
91	86	44	101	99	150
1	16	240	98	101	140
5	6	110	95	116	215
6	2	142	116	96	110
17	4	335	97	93	110
4	5	135	115	97	170
16	17	320	56	146	430
1	13	45	152	140	250
7	8	260	146	141	290
8	2	40	141	135	220
15	18	430	131	152	240
18	7	60	135	131	410
13	15	270	56	148	190
1	12	110	56	124	250

3	11	230	126	123	80
11	14	360	127	126	740
14	10	455	124	127	60
12	3	155	199	118	210
10	85	120	199	200	20
85	90	260	157	199	60
9	10	160	123	157	280
2	9	295	198	191	40
9	87	375	198	196	190
87	88	220	158	198	740
88	66	295	196	190	30
2	19	1670	158	189	1000
19	50	240	158	160	230
50	51	190	160	171	240
51	55	320	171	187	250
55	26	260	187	167	250
26	30	280	175	178	180
30	39	290	167	175	310
39	46	250	160	184	360
50	53	150	184	163	250
53	23	200	163	164	90
23	28	260	164	172	380
28	33	315	172	178	310
33	46	475	178	159	190
46	20	230	158	181	280
19	43	40	181	185	250
43	24	350	185	165	160
24	34	350	165	169	160
34	37	220	169	173	100
37	40	285	173	179	270
40	42	320	158	183	620
42	47	220	183	186	120
47	49	200	186	166	290
19	32	180	166	174	310
83	32	115	174	180	290
27	35	250	159	179	120
35	44	360	179	176	150
48	44	120	168	161	210
54	22	210	161	182	230
22	27	190	182	181	90

32	54	120	159	180	250
20	49	100	180	177	160
31	43	700	170	162	220
36	31	290	162	183	260
41	36	185	159	128	780
45	41	70	128	140	110
45	49	100	130	156	100
20	48	370	129	130	150
38	29	320	140	129	160
48	38	240	156	132	310
52	21	110	132	139	290
29	25	150	139	146	420
25	52	275	128	153	120
21	32	120	136	143	260
20	56	590	143	147	260
20	71	530	153	155	110
71	73	60	155	136	230
75	71	150	142	149	270
74	80	230	149	147	60
80	75	145	133	138	410
73	74	290	138	142	170
71	72	270	153	133	270
72	79	200	147	56	400
72	76	210	128	150	90
76	77	140	144	145	90
78	82	660	145	148	150
81	79	200	151	134	210
77	78	60	134	144	390
82	89	331	134	194	25
76	58	1060	150	151	150
122	201	70	201	189	600
119	93	1076	189	188	200
119	122	1250	188	197	300
113	114	130	197	195	100
114	111	110	188	192	64
93	112	90	148	137	350
112	113	210	137	154	290
105	94	230	137	193	35
94	111	90	154	150	190
93	110	180	125	123	80

Tabela 0-3 Custo linear das linhas para a rede de 201 barramentos

Nó A	Nó B	Custo linear (€)	Nó A	Nó B	Custo linear (€)
1	12	6686	94	111	4000
1	13	2778	95	100	10357
1	16	14814	95	116	10368
1	91	47059	96	115	6500
2	6	8765	96	116	5856
2	8	2469	97	93	4794
2	9	18053	97	115	8160
2	19	64869	98	83	13200
3	11	10956	98	101	7838
3	12	9463	99	100	5547
4	5	8177	99	101	7444
4	17	20574	100	95	10357
5	4	8177	100	99	5547
5	6	6634	101	98	7838
6	2	8765	101	99	7444
6	5	6634	102	106	6640
7	8	15011	102	109	6508
7	18	3600	103	83	7783
8	2	2469	103	104	4687
8	7	15011	104	103	4687
9	2	18053	104	107	5511
9	10	9876	105	94	6939
9	87	12648	105	110	6289
10	9	9876	106	83	5304
10	14	25388	106	102	6640
10	85	6500	107	104	5511
11	3	10956	107	108	6138
11	14	18514	108	83	5691
12	1	6686	108	107	6138
12	3	9463	109	83	3778
13	1	2778	109	102	6508
13	15	16665	110	93	5952
14	10	25388	110	105	6289
14	11	18514	111	94	4000
15	13	16665	111	114	4405
15	18	26541	112	93	2833
16	1	14814	112	113	12962
16	17	19752	113	112	12962

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

17	4	20574	113	114	8024
17	16	19752	114	111	4405
18	7	3600	114	113	8024
18	15	26541	115	96	6500
19	2	64869	115	97	8160
19	32	7015	116	95	10368
19	43	2469	116	96	5856
19	50	9733	117	83	6245
19	57	62457	117	121	31874
20	46	11656	118	93	17044
20	48	19935	118	120	1771
20	49	5447	118	121	8486
20	56	21046	118	199	11873
20	71	24911	119	93	47752
21	32	7407	121	117	31874
21	52	6686	121	118	8486
22	27	11520	122	119	31794
22	54	12962	123	125	4031
23	28	16048	123	126	2916
23	53	12345	123	157	12461
24	34	21240	124	56	7473
24	43	21500	124	127	2407
25	29	9259	126	123	2916
25	52	16767	126	127	18822
26	30	17127	127	124	2407
26	55	16048	127	126	18822
27	22	11520	128	140	5338
27	35	15275	128	140	5338
28	23	16048	128	153	5592
28	33	19287	128	159	38554
29	25	9259	129	130	8533
29	38	17963	129	140	9513
30	26	17127	130	129	8533
30	39	17900	130	156	6172
31	36	17796	131	135	17686
31	43	42636	131	152	14814
32	19	7015	132	139	15048
32	21	7407	132	156	19134
32	54	7407	133	138	20745
32	83	6735	133	153	15940
33	28	19287	134	144	23761
33	46	29319	134	151	12962

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

34	24	21240	134	194	1439
34	37	13579	135	131	17686
35	27	15275	135	141	11194
35	44	22065	136	143	10061
36	31	17796	136	155	11812
36	41	11263	137	148	21500
37	34	13579	137	154	17900
37	40	17488	137	193	1253
38	29	17963	138	133	20745
38	48	14606	138	142	8316
39	30	17900	139	132	15048
39	46	15431	139	146	25457
40	37	17488	140	128	5338
4	42	0	140	129	9513
41	36	11263	140	152	15327
41	45	4217	141	135	11194
42	40	19752	141	146	17537
42	47	13476	142	138	8316
43	19	2469	142	149	10030
43	24	21500	143	136	10061
43	31	42636	143	147	10501
44	35	22065	144	134	23761
44	48	7303	144	145	5555
45	41	4217	145	144	5555
45	49	6172	145	148	9259
46	20	11656	146	56	18972
46	33	29319	146	139	25457
46	39	15431	146	141	17537
47	42	13476	147	56	18158
47	49	12345	147	143	10501
48	20	19935	147	149	3703
48	38	14606	148	56	7736
48	44	7303	148	137	21500
49	20	5447	148	145	9259
49	45	6172	149	142	10030
49	47	12345	149	147	3703
50	19	9733	150	128	4415
50	51	11728	150	151	8714
50	53	9259	150	154	11624
51	50	11728	151	134	12962
51	55	19752	151	150	8714
52	21	6686	152	131	14814

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

52	25	16767	152	140	15327
53	23	12345	153	128	5592
53	50	9259	153	133	15940
54	22	12962	153	155	6245
54	32	7407	154	137	17900
55	26	16048	154	150	11624
55	51	19752	155	136	11812
56	20	21046	155	153	6245
56	124	7473	156	130	6172
56	146	18972	156	132	19134
56	147	18158	157	123	12461
56	148	7736	157	199	1889
57	19	62457	158	160	14196
57	59	1852	158	181	15468
57	61	21518	158	183	35729
58	68	3580	158	189	48763
58	69	9073	158	198	19755
58	76	33388	159	128	38554
59	57	1852	159	178	11002
59	60	7251	159	179	3856
60	59	7251	159	180	14601
60	62	18310	160	158	14196
61	57	21518	160	171	14814
61	63	10184	160	184	22117
62	60	18310	161	168	12755
62	70	3827	162	170	11661
63	61	10184	163	164	5555
63	66	7405	163	184	15431
64	68	5143	164	163	5555
64	70	11932	164	172	23299
65	67	10695	165	169	9720
65	69	10802	165	185	9876
66	63	7405	166	174	13743
66	67	14463	166	186	17070
66	88	8048	167	175	19134
67	65	10695	167	187	15431
67	66	14463	169	165	9720
67	84	4217	169	173	6172
67	92	9272	171	160	14814
68	58	3580	171	187	15327
68	64	5143	172	164	23299
69	58	9073	172	178	18409

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

69	65	10802	173	169	6172
70	62	3827	173	179	11585
70	64	11932	174	166	13743
71	20	24911	174	180	17796
71	72	12233	175	167	19134
71	73	3548	175	178	9659
71	75	9259	178	159	11002
72	71	12233	178	172	18409
72	76	7570	178	175	9659
72	79	6798	179	159	3856
73	71	3548	179	173	11585
73	74	17744	179	176	5267
74	73	17744	180	159	14601
74	80	13134	180	174	17796
75	71	9259	180	177	9772
75	80	7835	181	158	15468
76	58	33388	181	182	4285
76	72	7570	181	185	14368
76	77	8641	182	161	14093
77	78	3703	183	158	35729
78	82	24045	183	162	16048
79	81	12241	183	186	7407
80	74	13134	184	160	22117
80	75	7835	184	163	15431
81	79	12241	185	165	9876
82	89	15868	185	181	14368
83	32	6735	186	166	17070
83	98	13200	186	183	7407
83	103	7783	187	167	15431
83	106	5304	187	171	15327
83	108	5691	188	192	1628
83	109	3778	188	197	7630
83	117	6245	189	158	48763
85	90	6613	189	188	10530
87	88	5596	196	190	763
88	66	8048	197	195	2543
88	87	5596	198	191	1017
91	1	47059	198	196	5766
91	86	1119	199	118	11873
93	97	4794	199	157	1889
93	110	5952	199	200	1234
93	112	2833	201	91	50650

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

93	118	17044	201	122	1780
94	105	6939	201	189	15261

Tabela 0-4- Dados da taxa de avarias e das horas de reparação

Nó		λ (taxa de avarias)	r (h.reparação)	Nó		λ (taxa de avarias)	r (h.reparação)
A	B			A	B		
1	12	0.24	16	94	111	0.33	35
1	13	0.51	10	95	100	0.3	10
1	16	0.33	10	95	116	0.44	10
1	91	0.39	10	96	115	0.44	10
2	6	0.48	10	96	116	0.4	12
2	8	0.38	10	97	93	0.39	11
2	9	0.38	12	97	115	0.39	10
2	19	0.36	10	98	83	0.39	10
3	11	0.34	10	98	101	0.4	11
3	12	0.33	35	99	100	0.39	11
4	5	0.3	10	99	101	0.4	11
4	17	0.44	10	100	95	0.52	11
5	4	0.44	10	100	99	0.49	11
5	6	0.44	10	101	98	0.38	11
6	2	0.38	11	101	99	0.33	11
6	5	0.34	10	102	106	0.41	11
7	8	0.4	10	102	109	0.41	11
7	18	0.4	10	103	83	0.41	11
8	2	0.4	11	103	104	0.35	11
8	7	0.39	11	104	103	0.34	11
9	2	0.4	11	104	107	0.32	11
9	10	0.52	11	105	94	0.54	11
9	87	0.49	11	105	110	0.35	11
10	9	0.47	11	106	83	0.35	11
10	14	0.38	11	106	102	0.38	11
10	85	0.33	11	107	104	0.38	11
11	3	0.41	11	107	108	0.34	11
11	14	0.41	11	108	83	0.34	11
12	1	0.41	11	108	107	0.45	11
12	3	0.35	11	109	83	0.52	11
13	1	0.34	11	109	102	0.53	11

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

13	15	0.32	11	110	93	0.4	10
14	10	0.54	11	110	105	0.45	11
14	11	0.35	11	111	94	0.24	16
15	13	0.35	11	111	114	0.51	10
15	18	0.38	11	112	93	0.33	10
16	1	0.38	11	112	113	0.39	10
16	17	0.34	11	113	112	0.48	10
17	4	0.34	11	113	114	0.38	10
17	16	0.45	11	114	111	0.4	11
18	7	0.46	11	114	113	0.36	10
18	15	0.24	16	115	96	0.34	10
19	2	0.51	10	115	97	0.33	35
19	32	0.33	10	116	95	0.3	10
19	43	0.39	10	116	96	0.44	10
19	50	0.48	10	117	83	0.44	10
19	57	0.38	10	117	121	0.4	12
20	46	0.38	12	118	93	0.39	11
20	48	0.36	10	118	120	0.39	10
20	49	0.34	10	118	121	0.39	10
20	56	0.33	35	118	199	0.4	11
20	71	0.3	10	119	93	0.39	11
21	32	0.44	10	121	117	0.4	11
21	52	0.44	10	121	118	0.52	11
22	27	0.4	11	122	119	0.49	11
22	54	0.4	10	123	125	0.38	11
23	28	0.4	11	123	126	0.33	11
23	53	0.4	12	123	157	0.41	11
24	34	0.4	11	124	56	0.41	11
24	43	0.39	11	124	127	0.41	11
25	29	0.4	11	126	123	0.35	11
25	52	0.52	11	126	127	0.34	11
26	30	0.49	11	127	124	0.32	11
26	55	0.38	11	127	126	0.54	11
27	22	0.33	11	128	140	0.35	11
27	35	0.41	11	128	140	0.35	11
28	23	0.41	11	128	153	0.38	11
28	33	0.41	11	128	159	0.38	11
29	25	0.35	11	129	130	0.34	11
29	38	0.34	11	129	140	0.34	11
30	26	0.32	11	130	129	0.45	11
30	39	0.54	11	130	156	0.52	11
31	36	0.35	22	131	135	0.53	11

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

31	43	0.35	11	131	152	0.4	10
32	19	0.38	11	132	139	0.24	16
32	21	0.38	11	132	156	0.51	10
32	54	0.34	11	133	138	0.33	10
32	83	0.34	11	133	153	0.39	10
33	28	0.45	11	134	144	0.48	10
33	46	0.24	16	134	151	0.38	10
34	24	0.51	10	134	194	0.38	12
34	37	0.33	10	135	131	0.36	10
35	27	0.39	10	135	141	0.34	10
35	44	0.48	10	136	143	0.33	35
36	31	0.38	10	136	155	0.3	10
36	41	0.4	11	137	148	0.44	10
37	34	0.36	10	137	154	0.44	10
37	40	0.34	10	137	193	0.44	10
38	29	0.33	35	138	133	0.38	11
38	48	0.3	10	138	142	0.34	10
39	30	0.44	10	139	132	0.4	10
39	46	0.44	10	139	146	0.4	10
40	37	0.4	12	140	128	0.4	11
4	42	0.39	11	140	129	0.39	11
41	36	0.39	10	140	152	0.4	11
41	45	0.39	10	141	135	0.52	11
42	40	0.4	11	141	146	0.49	11
42	47	0.39	11	142	138	0.47	11
43	19	0.4	11	142	149	0.38	11
43	24	0.52	11	143	136	0.33	11
43	31	0.49	11	143	147	0.41	11
44	35	0.38	11	144	134	0.41	11
44	48	0.33	11	144	145	0.41	11
45	41	0.41	11	145	144	0.35	11
45	49	0.41	11	145	148	0.34	11
46	20	0.41	11	146	56	0.32	11
46	33	0.35	11	146	139	0.54	11
46	39	0.34	11	146	141	0.35	11
47	42	0.32	11	147	56	0.35	11
47	49	0.54	11	147	143	0.38	11
48	20	0.35	11	147	149	0.38	11
48	38	0.35	11	148	56	0.34	11
48	44	0.38	11	148	137	0.34	11
49	20	0.38	11	148	145	0.45	11
49	45	0.34	11	149	142	0.46	11

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

49	47	0.34	11	149	147	0.24	16
50	19	0.45	11	150	128	0.51	10
50	51	0.52	11	150	151	0.33	10
50	53	0.53	11	150	154	0.39	10
51	50	0.4	10	151	134	0.48	10
51	55	0.24	16	151	150	0.38	10
52	21	0.51	10	152	131	0.38	12
52	25	0.33	10	152	140	0.36	10
53	23	0.39	10	153	128	0.34	10
53	50	0.48	10	153	133	0.33	35
54	22	0.38	10	153	155	0.3	10
54	32	0.38	12	154	137	0.44	10
55	26	0.36	10	154	150	0.44	10
55	51	0.34	10	155	136	0.4	11
56	20	0.33	35	155	153	0.4	10
56	124	0.3	10	156	130	0.4	11
56	146	0.44	10	156	132	0.4	12
56	147	0.44	10	157	123	0.4	11
56	148	0.44	10	157	199	0.39	11
57	19	0.38	11	158	160	0.4	11
57	59	0.34	10	158	181	0.52	11
57	61	0.4	10	158	183	0.49	11
58	68	0.4	10	158	189	0.38	11
58	69	0.4	11	158	198	0.33	11
58	76	0.39	11	159	128	0.41	11
59	57	0.4	11	159	178	0.41	11
59	60	0.52	11	159	179	0.41	11
60	59	0.49	11	159	180	0.35	11
60	62	0.47	11	160	158	0.34	11
61	57	0.38	11	160	171	0.32	11
61	63	0.33	11	160	184	0.54	11
62	60	0.41	11	161	168	0.35	22
62	70	0.41	11	162	170	0.35	11
63	61	0.41	11	163	164	0.38	11
63	66	0.35	11	163	184	0.38	11
64	68	0.34	11	164	163	0.34	11
64	70	0.32	11	164	172	0.34	11
65	67	0.54	11	165	169	0.45	11
65	69	0.35	11	165	185	0.24	16
66	63	0.35	11	166	174	0.51	10
66	67	0.38	11	166	186	0.33	10
66	88	0.38	11	167	175	0.39	10

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

67	65	0.34	11	167	187	0.48	10
67	66	0.34	11	169	165	0.38	10
67	84	0.45	11	169	173	0.4	11
67	92	0.46	11	171	160	0.36	10
68	58	0.24	16	171	187	0.34	10
68	64	0.51	10	172	164	0.33	35
69	58	0.33	10	172	178	0.3	10
69	65	0.39	10	173	169	0.44	10
70	62	0.48	10	173	179	0.44	10
70	64	0.38	10	174	166	0.4	12
71	20	0.38	12	174	180	0.39	11
71	72	0.36	10	175	167	0.39	10
71	73	0.34	10	175	178	0.39	10
71	75	0.33	35	178	159	0.4	11
72	71	0.3	10	178	172	0.38	12
72	76	0.44	10	178	175	0.36	10
72	79	0.44	10	179	159	0.34	10
73	71	0.4	11	179	173	0.33	35
73	74	0.4	10	179	176	0.3	10
74	73	0.4	11	180	159	0.44	10
74	80	0.4	12	180	174	0.44	10
75	71	0.4	11	180	177	0.44	10
75	80	0.39	11	181	158	0.38	11
76	58	0.4	11	181	182	0.34	10
76	72	0.52	11	181	185	0.4	10
76	77	0.49	11	182	161	0.4	10
77	78	0.38	11	183	158	0.4	11
78	82	0.33	11	183	162	0.39	11
79	81	0.41	11	183	186	0.4	11
80	74	0.41	11	184	160	0.52	11
80	75	0.41	11	184	163	0.49	11
81	79	0.35	11	185	165	0.47	11
82	89	0.34	11	185	181	0.38	11
83	32	0.32	11	186	166	0.33	11
83	98	0.54	11	186	183	0.41	11
83	103	0.35	22	187	167	0.41	11
83	106	0.35	11	187	171	0.41	11
83	108	0.38	11	188	192	0.35	11
83	109	0.38	11	188	197	0.34	11
83	117	0.34	11	189	158	0.32	11
85	90	0.34	11	189	188	0.54	11
87	88	0.45	11	196	190	0.35	11

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

88	66	0.24	16	197	195	0.35	11
88	87	0.51	10	198	191	0.38	11
91	1	0.33	10	198	196	0.38	11
91	86	0.39	10	199	118	0.34	11
93	97	0.48	10	199	157	0.34	11
93	110	0.38	10	199	200	0.45	11
93	112	0.4	11	201	91	0.46	11
93	118	0.36	10	201	122	0.24	16
94	105	0.34	10	201	189	0.38	12

Anexo B. Dados Cargas Fuzificadas da rede de 201 barramentos.

Tabela 0-1- Carga fuzificada para a rede de 201 barramentos.

Nó	Carga (kVA)	Nó	Carga (kVA)	Nó	Carga (kVA)	Nó	Carga (kVA)
1	0.000	51	135.017	101	132.017	151	113.014
2	135.017	52	135.017	102	79.010	152	67.008
3	0.000	53	0.000	103	86.011	153	86.011
4	0.000	54	47.006	104	216.027	154	216.027
5	127.016	55	135.017	105	135.017	155	62.008
6	57.007	56	14.002	106	61.008	156	135.017
7	92.012	57	86.011	107	42.005	157	0.000
8	0.000	58	55.007	108	24.003	158	3.000
9	135.017	59	0.000	109	0.000	159	1.000
10	135.017	60	67.008	110	86.011	160	58.007
11	86.011	61	79.010	111	135.017	161	216.027
12	55.007	62	135.017	112	42.005	162	11.001
13	75.009	63	86.011	113	135.017	163	142.018
14	79.010	64	106.013	114	30.004	164	18.002
15	0.000	65	135.017	115	71.009	165	41.005
16	0.000	66	86.011	116	0.000	166	171.021
17	86.011	67	114.014	117	0.000	167	0.000
18	33.004	68	58.007	118	0.000	168	23.003
19	14.002	69	63.008	119	0.000	169	87.011
20	0.000	70	190.024	120	88.011	170	23.003
21	216.027	71	134.017	121	274.034	171	30.004
22	86.011	72	43.005	122	0.000	172	114.014
23	86.011	73	132.017	123	55.007	173	135.017
24	86.011	74	54.007	124	55.007	174	80.010
25	135.017	75	0.000	125	55.007	175	55.007
26	116.015	76	55.007	126	55.007	176	135.017
27	0.000	77	49.006	127	55.007	177	216.027

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

28	86.011	78	91.011	128	86.011	178	0.000
29	270.034	79	147.018	129	135.017	179	86.011
30	86.011	80	216.027	130	69.009	180	91.011
31	86.011	81	23.003	131	117.015	181	59.007
32	50.006	82	135.017	132	135.017	182	135.017
33	134.017	83	3.000	133	86.011	183	71.009
34	216.027	84	58.007	134	86.011	184	96.012
35	135.017	85	114.014	135	0.000	185	91.011
36	86.011	86	23.003	136	94.012	186	0.000
37	0.000	87	23.003	137	9.001	187	186.023
38	0.000	88	23.003	138	135.017	188	0.000
39	107.013	89	6.001	139	39.005	189	0.000
40	135.017	90	23.003	140	61.008	190	146.018
41	78.010	91	0.000	141	170.021	191	23.003
42	64.008	92	23.003	142	351.044	192	23.003
43	0.000	93	20.003	143	117.015	193	23.003
44	135.017	94	135.017	144	22.003	194	23.003
45	135.017	95	129.016	145	105.013	195	23.003
46	135.017	96	8.001	146	42.005	196	0.000
47	96.012	97	71.009	147	92.012	197	23.003
48	86.011	98	54.007	148	56.007	198	0.000
49	0.000	99	18.002	149	86.011	199	0.000
50	135.017	100	86.011	150	135.017	200	58.007

Anexo C. Resultados de tensões para a rede de 201 barramentos.

Tabela 0-1- Tensões nos barramentos após a reconfiguração

Barramento	V (p.u.)	Barramento	V (p.u.)	Barramento	V (p.u.)	Barramento	V (p.u.)
1	1.016	26	0.958	51	0.962	76	1.018
2	0.995	27	0.960	52	0.959	77	1.017
3	1.016	28	0.960	53	0.963	78	1.016
4	1.010	29	0.955	54	0.962	79	1.016
5	1.010	30	0.957	55	0.959	80	0.955
6	1.010	31	0.962	56	0.970	81	1.016
7	1.001	32	0.963	57	1.032	82	1.014
8	0.996	33	0.959	58	1.032	83	0.962
9	1.021	34	0.961	59	1.031	84	1.046
10	1.020	35	0.959	60	1.031	85	1.020
11	1.017	36	0.960	61	1.034	86	1.032
12	1.016	37	0.960	62	1.030	87	1.025
13	1.015	38	0.955	63	1.036	88	1.030
14	1.018	39	0.959	64	1.031	89	1.014
15	1.009	40	0.958	65	1.041	90	1.020
16	1.014	41	0.959	66	1.037	91	1.032
17	1.012	42	0.958	67	1.046	92	1.046
18	1.002	43	0.969	68	1.032	93	1.030
19	0.970	44	0.958	69	1.036	94	1.027
20	0.961	45	0.959	70	1.030	95	1.022
21	0.960	46	0.959	71	0.956	96	1.025
22	0.961	47	0.960	72	1.017	97	1.029
23	0.962	48	0.959	73	0.955	98	1.018
24	0.965	49	0.961	74	0.955	99	1.019
25	0.956	50	0.965	75	0.955	100	1.020
Barramento	V (p.u.)	Barramento	V (p.u.)	Barramento	V (p.u.)	Barramento	V (p.u.)
101	1.018	126	1.024	151	0.990	176	1.007
102	0.961	127	1.023	152	0.993	177	1.008
103	0.962	128	0.995	153	0.993	178	0.996
104	0.960	129	0.993	154	0.986	179	1.008
105	1.027	130	0.993	155	0.992	180	1.009
106	0.962	131	0.993	156	0.992	181	1.018
107	0.961	132	0.962	157	1.026	182	1.017
108	0.961	133	0.991	158	1.025	183	1.019

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia
 Planeamento de Redes de Distribuição de Energia

109	0.962	134	0.989	159	0.993	184	1.014
110	1.029	135	0.964	160	1.017	185	1.014
111	1.027	136	0.990	161	1.015	186	1.018
112	1.029	137	0.980	162	1.019	187	1.007
113	1.028	138	0.988	163	1.012	188	1.040
114	1.027	139	0.963	164	1.012	189	1.040
115	1.026	140	0.994	165	1.012	190	1.021
116	1.024	141	0.964	166	1.016	191	1.022
117	1.027	142	0.987	167	1.003	192	1.040
118	1.028	143	0.988	168	1.015	193	0.980
119	1.039	144	0.987	169	1.010	194	0.989
120	1.028	145	0.987	170	1.019	195	1.040
121	1.027	146	0.965	171	1.012	196	1.021
122	1.049	147	0.987	172	1.011	197	1.040
123	1.024	148	0.973	173	1.009	198	1.022
124	0.969	149	0.987	174	1.014	199	1.026
125	1.024	150	0.991	175	0.998	200	1.026
						201	1.050