

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede
Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída:
Desenvolvimento de Modelos de Otimização**

Ana Raquel Tibúrcio Castanho

Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Dissertação orientada por:
Doutora Ana Estanqueiro (Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa)
Doutor Joaquim Duque (Laboratório Nacional de Energia e Geologia)

Agradecimentos

A realização deste trabalho é o culminar de uma importante etapa da minha vida, pelo que venho deixar o meu sincero obrigado a todos os que me ajudaram a concretizá-la.

Em primeiro lugar, agradeço aos meus orientadores, à Professora Doutora Ana Estanqueiro e ao Doutor Joaquim Duque, pela disponibilidade, conhecimento partilhado e pela paciência.

De seguida, à Doutora Teresa Simões e, em particular ao Mestre Duarte Santos, investigadores na Unidade de Análise Energética e Redes do LNEG, pela ajuda inestimável no âmbito do ArcGis. Ao professor Miguel Brito, coordenador do meu curso e docente na FCUL, pelos conselhos na área da tecnologia fotovoltaica.

Por último, agradeço a todas as pessoas que contribuíram indiretamente na realização desta dissertação mas sem as quais não me seria possível atingir este fim.

Aos meus amigos e colegas que me acompanharam neste percurso, em particular à Ana Rita Silva, à Ana Rita Raposo, ao João Cravinho e ao Rui Ovelha.

Ao Bernardo, por toda a ajuda, carinho e conselhos incondicionais nos momentos mais e menos felizes.

À minha família, pelo apoio e pela compreensão quando nem sempre pude estar presente.

E, por último, à minha mãe, a quem dedico esta dissertação e a quem devo o meu percurso, por todos os sacrifícios, pelo amor incondicional e palavras de encorajamento nesta e noutras etapas da minha vida.

Um bem-haja a todos.

Resumo

As redes convencionais, já seculares em muitos países desenvolvidos, enfrentam hoje enormes desafios de ordem técnica, quanto à manutenção dos parâmetros de qualidade de operação da rede e à adequada gestão da capacidade de geração face à procura, particularmente devido ao forte crescimento da capacidade de geração distribuída de origem renovável. O funcionamento do sistema electroprodutor assenta no desenvolvimento de ferramentas de análise de redes elétricas que permitam simular a sua operação quer nas condições mais expectáveis, mas também sob condições extremas de funcionamento, para efeitos de apoio à decisão, nomeadamente na avaliação da expansão do sector da geração renovável distribuída. O trânsito de energia otimizado é uma dessas ferramentas com atuação ao nível do planeamento e operação de redes elétricas.

É objetivo desta dissertação o desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização que representem a rede elétrica, a fim de determinar a sua condição ótima de funcionamento em regime estacionário, para várias funções objetivo possíveis. Estes modelos são implementados e resolvidos na plataforma comercial GAMS. São apresentados três modelos: um modelo completo, que calcula os fluxos de potências ativa e reativa, fazendo uso das equações do trânsito de energia AC, e dois modelos de inicialização, que seguem uma abordagem similar ao trânsito de energia em corrente contínua e, como tal, têm apenas em conta o fluxo de potência ativa.

A primeira fase deste trabalho consistiu na validação dos modelos de trânsito otimizado por comparação com os resultados obtidos com um programa comercial, o PSS®E. O trânsito de energia da rede foi resolvido numa perspetiva do trânsito de energia clássico e numa perspetiva de otimização para três funções objetivo: minimização de perdas ativa, minimização de trânsitos de reativa e minimização de custos de geração. A proximidade dos resultados permitiu comprovar a validade do modelo desenvolvido. Foi ainda possível observar o bom desempenho de cada função objetivo usada.

Posteriormente, a ferramenta foi aplicada a um caso de estudo real, em que foi avaliada a operação da rede de transporte face a um acentuado crescimento e integração de geração PV no Sul de Portugal. Neste contexto, foi simulado o dia característico de Inverno em condições máximas de consumo, presente no documento “*Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2014*”, e definidos dois cenários extremos: i) produção distribuída máxima e consumo mínimo (Cenário A); ii) produção mínima e consumo máximo, forçando que a maior parte da potência consumida seja fornecida pela rede externa à região (Cenário B).

A ferramenta desenvolvida foi capaz de reproduzir o trânsito de energia publicado pela REN, com desvios desprezáveis. Dos cenários limite, foi possível concluir que a rede de transporte na área em estudo tem capacidade para a injeção adicional de geração PV simulada e que está preparada para importar potência da rede externa para satisfazer o consumo interno (por exemplo, nos períodos noturnos, sem geração PV). Observou-se ainda que poderão existir dificuldades na regulação dos perfis de tensão nos estados simulados, associados às características das linhas e ao elevado nível de potência reativa disponível, mas que não se relacionam com a integração de geração PV.

Relativamente às potencialidades da ferramenta desenvolvida, a análise dos casos de estudo permitiu constatar que esta pode ser aplicada, quer numa perspetiva de planeamento quer operacional (tendo por base os tempos de solução dos cenários), como é capaz de otimizar os pontos de funcionamento dos equipamentos automaticamente.

Palavras-chave: Otimização do trânsito de energia, modelação da rede elétrica, operação do sistema electroprodutor, rede de transporte de energia, integração de fontes de energia renováveis.

Abstract

Conventional electric networks have, in many developed countries, almost a century. They face today large technical challenges in what concerns the quality of their service, particularly due to the continuously increasing demand associated to the strong growth of the distributed generation renewable. The operation of the electric power system requires the development of analytical tools that allow the simulation of operation in the most common conditions, but also under extreme conditions of operation, e.g. for the purpose of decision support, namely in the evaluation of the renewable energy sector generation expansion. Actually, the optimal power flow approach is a tool with the capacity to intervene both in the planning and operation of electrical networks.

The goal of this dissertation is to develop mathematical optimization models, capable of representing the transmission electric network, in order to determinate its optimal operation for steady state conditions, under various possible objective functions. This models are implemented and solved on the modeling software GAMS. Three models are presented: a full model, which calculates both active and reactive power flow using complete power flow equations, and two initialization models following a DC power flow approach.

The first phase of this work comprised the verification of the optimization models performance by comparison with the results obtained with a widely used commercial program, PSS®E. The power flow was solved in a classical approach and in an optimization approach for three objective functions: active power loss minimization, reactive power loss minimization and generation cost minimization. The small deviations of the results allowed proving the validity of the developed model. It was also possible to observe a good performance of each objective functions used.

The tool was then applied to a real case study, in which the transmission network ability to deal with the integration of a large PV generation in the South of Portugal region was assessed. With this purpose, a typical winter day on maximal load conditions was simulated, according to the data presented in the report “*Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2014*”, and two extreme operation scenarios were defined: i) maximum distributed generation and minimum load (scenario A); ii) minimum generation and maximum load, enforcing the power to be supplied by the outside grid (scenario B).

The developed tool was able to reproduce the power flow published by REN with small deviations. From the extreme operation scenarios, it was possible to conclude that the transmission network has the capacity for additional simulated PV generation injection and that it is prepared to import power from the external grid to satisfy internal consumption (for instance, at night, without PV generation). It was also observed that there are difficulties in maintaining the voltage profiles in the simulated states, essentially related with the lines transmission characteristics and the high reactive power level available in the network, but those are not related with the integration of the renewable (PV) generation.

Regarding the potential of the newly developed tool, the analysis showed that it can be applied both in for a planning perspective, but also from an operational standpoint of reconfigurable (smart) grids, having in mind the reduced running times of the numerical models, as it is also able to optimize automatically the operating points of electrical network equipment's, (e.g. on load tap changing transformers).

Keywords: Optimal Power Flow, power system modeling, power system operation, electricity transmission networks, renewable energy sources integration.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo.....	iii
Abstract	v
Índice.....	vii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas.....	xiii
Simbologia	xv
Abreviaturas	xix
Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Motivação	2
1.3. Objetivos.....	4
1.4. Organização da dissertação.....	4
Capítulo 2 – Otimização do Trânsito de Energia	5
2.1. Descrição do problema	5
2.1.1. Variáveis	6
2.1.2. Condições de restrição	6
2.1.3. Função Objetivo.....	7
2.2. Distinção entre OPF e o Trânsito de Energia Clássico	7
2.3. Formulações do problema OPF	8
Capítulo 3 – Modelação dos componentes do SEE.....	13
3.1. Linhas	13
3.1.1. Esquema equivalente em π nominal	14
3.2. Transformadores	14
3.2.1. Transformador ideal	15
3.2.2. Transformador real.....	17
3.3. Transformadores reguladores de tensão	20
3.4. Condensadores e Bobinas em derivação.....	24
Capítulo 4 – Modelos de Otimização e Implementação em GAMS	27

4.1. Descrição do programa	27
4.2. Modelos de Otimização	28
4.2.1. Nomenclatura	28
4.2.2. Modelo ACOPF	30
4.2.3. Modelos de Inicialização	32
4.3. Solver	34
4.4. Interface com o utilizador	34
Capítulo 5 – Validação do Modelo.....	35
5.1. Trânsito de Energia Clássico	36
5.2. OPF: Minimização das perdas de potência ativa	37
5.3. OPF: Minimização dos trânsitos de potência reativa.....	39
5.4. OPF: Minimização dos custos de geração	41
5.5. Análise Global dos Resultados	43
Capítulo 6 – Caso de Estudo	44
6.1. Dados de entrada.....	45
6.2. Cenários de Operação	47
6.2.1. Cenário de referência: Simulação do dia característico de Inverno	47
6.2.2. Cenários extremos de operação.....	48
6.3. Análise de Resultados.....	50
6.3.1. Cenário de referência	50
6.3.2. Cenário A	54
6.3.3. Cenário B	56
6.3.4. Análise Global dos Resultados.....	58
Capítulo 7 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	61
Referências Bibliográficas	65
Anexos.....	69
A.1. Representação de uma linha de transmissão	69
A.2. Equações do trânsito de energia.....	72
A.2.1. Linhas	72
A.2.2. Transformadores	73
A.2.3. Transformadores com regulação de tensão	74

A.3. Dados da rede de 26 barramentos	76
A.4. Resultados da rede de 26 barramentos.....	79
A.5. Mapa da rede da área de estudo	92
A.6. Dados do Caso de estudo	93
A.7. Resultados do caso de estudo.....	97
A.7.1. Cenário de referência	97
A.7.2. Cenário A	101
A.7.3. Cenário B	103
A.8. Produção dos mapas do caso de estudo em ArcGIS	105

Lista de Figuras

Figura 1.1: Produção de energia elétrica de origem renovável, em percentagem, no ano de 2015 , de acordo com os dados apresentados em [3].	3
Figura 2.1: Escala temporal de operação de um SEE (tempo real) em resposta a um evento. Fonte: [25]	9
Figura 3.1: Esquema equivalente em π nominal de uma linha de transmissão.	14
Figura 3.2: Exemplo de uma rede elétrica.	15
Figura 3.3: Representação de um transformador ideal.	16
Figura 3.4: Esquema equivalente de um transformador real.	17
Figura 3.5: Esquema equivalente em T de um transformador visto do primário.	18
Figura 3.6: Esquema equivalente em L de um transformador real.	19
Figura 3.7: Circuito equivalente em L de um transformador real com valores em p.u.	19
Figura 3.8: Circuito equivalente aproximado do transformador monofásico real valores em p.u.	20
Figura 3.9: Circuito equivalente de um transformador com regulação de tensão.	22
Figura 3.10: Circuito equivalente em π de um transformador com regulação de tensão.	22
Figura 4.1: Interligação entre os <i>softwares</i> GAMS e Microsoft Excel.	34
Figura 5.1: Diagrama unifilar da rede de teste de 26 barramentos. Fonte: [34].	35
Figura 5.2: Comparação dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, no problema do trânsito de energia.	36
Figura 5.3: Comparação dos perfis do argumento da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, no problema do trânsito de energia.	37
Figura 5.4: Comparação dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de ativa.	38
Figura 5.5: Comparação dos perfis do argumento da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de ativa.	38
Figura 5.6: Comparação dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de reativa.	40
Figura 5.7: Comparação dos perfis do argumento da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de reativa.	40
Figura 5.8: Comparação dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização dos custos de geração.	42
Figura 5.9: Comparação dos perfis do argumento da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização dos custos de geração.	42
Figura 6.1: Esquema unifilar da rede do Sul de Portugal, nas condições estudadas.	46

Figura 6.2: Capacidade PV disponível para interligação à rede elétrica de transporte. Fonte: [62].....	49
Figura 6.3: Mapa da distribuição da diferença do perfil da amplitude da tensão obtido pelo modelo e o apresentado na publicação da REN, no dia 4 de Fevereiro em condições máximas de consumo.	51
Figura 6.4: Mapa da distribuição do perfil da amplitude da tensão obtido pelo modelo na área de estudo, no dia 4 de Fevereiro em condições máximas de consumo.	51
Figura 6.5: Mapa da distribuição do perfil do argumento da tensão obtido pelo modelo na área em estudo, no dia 4 de Fevereiro em condições máximas.	52
Figura 6.6: Perdas da RNT no dia 4 de Fevereiro. Fonte: [52]	53
Figura 6.7: Mapa da distribuição do perfil da amplitude da tensão no cenário A.....	54
Figura 6.8: Mapa da distribuição do perfil da fase da tensão no cenário A.	55
Figura 6.9: Mapa da distribuição da fase da tensão nos barramentos no cenário B.....	56
Figura 6.10: Mapa da distribuição do argumento da tensão nos barramentos no cenário B.	57

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Aplicações do problema OPF. Fonte: [14]	5
Tabela 2.2: Classificação dos barramentos no problema SPF [22].	8
Tabela 4.1: Estrutura de um modelo em GAMS.	27
Tabela 5.1: Comparação entre os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, no problema do trânsito de energia.	37
Tabela 5.2: Comparação entre os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de ativa.	39
Tabela 5.3: Comparação entre os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de reativa.	41
Tabela 5.4: Comparação entre os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização dos custos de geração.	43
Tabela 5.5: Perdas de ativa e reativa e custos de geração obtidas pelo modelo, para cada uma das situações analisadas.	44
Tabela 6.1: Limites assumidos para a potência reativa gerada, na simulação de um dia característico de Inverno.	48
Tabela 6.2: Desempenho do <i>software</i> (número de iterações e tempo gasto no processo de solução) para o cenário de referência.	53
Tabela 6.3: Configuração ótima das baterias de condensadores no cenário A.	55
Tabela 6.4: Desempenho do <i>software</i> (número de iterações e tempo gasto no processo de solução) no cenário A.	56
Tabela 6.5: Configuração ótima das baterias de condensadores no cenário B.	58
Tabela 6.6: Desempenho do <i>software</i> (número de iterações e tempo gasto no processo de solução) no cenário A.	58

Simbologia

u	Conjunto das variáveis de controlo
x	Conjunto das variáveis de estado
$f(u, x)$	Função objetivo
$g(u, x)$	Restrições de igualdade
$h(u, x)$	Restrições de desigualdade
R	Resistência dos elementos de transmissão
X	Reatância dos elementos de transmissão
G	Condutância transversal
B	Susceptância transversal
$\overline{I}_e, \overline{V}_e$	Tensão e corrente complexas no extremo emissor da linha
$\overline{I}_r, \overline{V}_r$	Tensão e corrente complexas no extremo recetor da linha
A, B, C, D	Parâmetros de uma linha
ℓ	Comprimento da linha
Z_0	Impedância de onda
γ	Constante de propagação
\overline{Z}_L	Impedância longitudinal de uma linha
\overline{Y}_T	Admitância transversal de uma linha
N_p	Número de espiras no primário do transformador
N_s	Número de espiras no secundário do transformador
a	Relação de transformação do transformador
$v_p(t)$	Tensão alternada aplicada aos terminais do primário do transformador
$v_s(t)$	Tensão induzida aos terminais do secundário do transformador
φ	Fluxo magnético alternado
ω	Frequência angular
ϕ_{\max}	Fluxo magnético máximo

\overline{V}_P	Tensão complexa no primário do transformador
\overline{V}_S	Tensão complexa no secundário do transformador
V_P	Tensão no primário do transformador
V_S	Tensão no secundário do transformador
\overline{Z}_P	Impedância de carga vista do lado primário do transformador
\overline{Z}_S	Impedância de carga vista do lado secundário do transformador
\overline{I}_P	Corrente alternada no primário do transformador
\overline{I}_S	Corrente alternada que circula no secundário do transformador
*	Conjugado
\overline{E}_P	Tensão induzida (f.e.m) no primário do transformador
\overline{E}_S	Tensão induzida (f.e.m) no secundário do transformador
\overline{I}_φ	Corrente de excitação
\overline{I}_m	Corrente de magnetização
\overline{I}_c	Corrente que origina as perdas de potência ativa no núcleo
B_m	Susceptância de magnetização
G_c	Condutância que representa as perdas no ferro
R_P, R_S	Resistências dos enrolamentos do primário e secundário do transformador
X_P, X_S	Reactâncias de fuga nos enrolamentos do primário e secundário do transformador
Z_{eP}	Impedância equivalente vista do primário do transformador
R_{eP}, X_{eP}	Resistência e reactância equivalentes vistas do primário do transformador
V_{baseP}, V_{baseS}	Tensões de base do lado primário e secundário do transformador
S_{base}	Potência aparente base
$R_{L pu}, X_{L pu}$	Resistência e reactância equivalentes vistas do primário do transformador (por unidade)

$G_{c pu}, B_{m pu}$	Condutância e susceptância de magnetização do transformador (por unidade)
p.u.	Por unidade
ΔN_p	Variação do número de espiras do primário do transformador
ΔV_p	Variação da amplitude da tensão no primário do transformador
ΔV_{pu}	Gama de regulação da tensão (relativa ao primário do transformador, por unidade)
E_i	Tensão do lado <i>off-nominal</i> de um transformador regulador de tensão
E_k	Tensão do lado nominal do transformador regulador de tensão
I_{ik}	Corrente no lado <i>off-nominal</i> de um transformador regulador de tensão
I_{ki}	Corrente no lado nominal do transformador regulador de tensão
y_{ki}	Admitância de um transformador regulador de tensão
I_A, I_B, I_C	Correntes nos ramos em π do transformador regulador de tensão
y_A, y_B, y_C	Admitâncias nos ramos em π do transformador
Q_{cond}	Potência reativa fornecida pelas baterias de condensadores
Q_{reat}	Potência reativa fornecida pelas reactâncias <i>shunt</i>
C	Capacitância dos bancos de condensadores
L	Indutância das reactâncias shunt
B_C	Susceptância capacitiva
B_r	Susceptância indutiva
Z_{cc}	Impedância de curto-circuito
S_{cc}	Potência de curto-circuito
V_n	Tensão nominal
V_{base}	Tensão base
V_c	Tensão de alimentação declarada

Abreviaturas

FER	Fontes de energia renováveis
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
SEE	Sistema de energia elétrica
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
GAMS	<i>General Algebraic Modeling System</i>
REN	Rede Elétrica Nacional SA
PV	Fotovoltaica
SPF	<i>Standard Power Flow</i>
AC	Corrente Alternada
NLP	Programação não-linear
GRG	Gradiente Reduzido Generalizado
LP	Programação Linear
MIP	Programação Inteira Mista
MILP	Programação Linear Inteira Mista
MINLP	Programação Não-Linear Inteira Mista
RNT	Rede Nacional de Transporte
RND	Rede Nacional de Distribuição
MAT	Muito Alta Tensão
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
PSS®E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
SCOPF	<i>Security Constrained Optimal Power Flow</i>
FACTS	<i>Flexible Alternate Current Transmission Systems</i>

Capítulo 1 – Introdução

1.1. Enquadramento

A crescente escassez dos recursos petrolíferos aliada a uma consciencialização da sociedade para temas como o aquecimento global e as alterações climáticas têm motivado a procura de soluções alternativas para suprir as necessidades de uma sociedade moderna cada vez mais dependente da energia elétrica. Na Europa, a estratégia de crescimento “Europa 2020” veio impor metas aos Estados-Membros para um crescimento mais sustentável, além de inteligente e inclusivo. É aí estipulado atingir até 2020 uma redução de 20% das emissões de gases com efeito de estufa relativamente aos níveis de 1990, um aumento em 20% da participação das fontes de energia renováveis (FER) no consumo final de energia e a melhoria em 20% da eficiência energética [1]. Neste contexto, foram ainda estabelecidos objetivos específicos para cada país. Para Portugal, não só é esperada uma redução no consumo de energia primária em 25% e da dependência energética do País face ao exterior em 74%, como também, que as FER representem 60% da electricidade produzida, 31% do consumo final bruto de energia e 10% da energia utilizada nos transportes [1], [2].

As FER constituem uma das possíveis soluções que permitem reduzir a dependência energética externa de alguns países, uma vez que se tratam de fontes endógenas de energia, limpas e praticamente ilimitadas à escala humana. Estas fontes caracterizam-se por uma pegada de CO₂ muito baixa, dada a eliminação de toda a cadeia de transporte dos recursos primários, vide o caso do transporte dos produtos petrolíferos, e ainda devido ao facto dos impactos derivados da ocupação dos solos estarem limitados a áreas restritas. As albufeiras das grandes hídricas são aqui a exceção, podendo inclusive, em alguns casos, ter uma contribuição positiva para o ambiente designadamente ao contrariar a tendência para a desertificação de algumas zonas. Portugal é rico em recursos energéticos renováveis e, por isso, tem havido uma forte aposta no aproveitamento das FER para produção de energia elétrica, nas últimas décadas. Estatísticas da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) indicam que, em Portugal, no final de junho de 2016, a potência instalada em unidades de produção de energia elétrica, a partir de fontes renováveis, foi de 12 441 MW, e que o peso da energia elétrica renovável atingiu 61,4%, relativamente à produção bruta + saldo importador, no ano-móvel correspondente ao período compreendido entre julho de 2015 e junho de 2016 [3].

Um dos principais requisitos de operação de um sistema de energia elétrica (SEE) é o de assegurar, em cada instante, que a produção de energia iguale a procura. As FER caracterizam-se por, ao contrário das centrais termoeletricas convencionais, serem fontes de energia não-controláveis uma vez que a respetiva produção está dependente das condições meteorológicas com elevado grau de aleatoriedade e de difícil previsão¹. A correspondente intermitência na produção dificulta o planeamento e operação do SEE, por exemplo, ao nível da previsão e do escalonamento da produção.

Associado às FER está, normalmente, o conceito de unidades de produção distribuída. Com a adoção de novas políticas de regulação do sector elétrico, que forçaram a separação das companhias tradicionais, verticalmente integradas, em diversas áreas de atividade (Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização), criaram-se condições para a entrada de novos

¹ Constituí excepção as centrais hídricas de albufeira, cujo recurso também é renovável, mas que podem ser controladas, dada a flexibilidade na utilização da água armazenada.

intervenientes no mercado, na área de produção, o que, a par de esquemas de remuneração atrativos e da publicação de legislação adequada nas décadas de 80 e 90 ([4]–[6]), fizeram aumentar o número de produtores independentes em Portugal. Inicialmente esse aumento verificou-se ao nível da rede de distribuição, com a ligação de pequenas centrais hídrica, de cogeração e parques eólicos, tendo posteriormente migrado para a rede de transporte, sobretudo com o aumento da capacidade das turbinas e centrais eólicas. Mais recentemente, o reforço das instalações independentes voltou ao nível da rede de distribuição com a ligação de unidades de menor potência e ao nível local (microgeração) com os painéis fotovoltaicos a serem instalados nas habitações, por exemplo. A integração da produção distribuída na rede pode contribuir, por um lado, se estiver próxima dos principais pontos de consumo, para reduzir o volume de trânsito de energia no SEE, evitando perdas no processo de transmissão, enquanto por outro, origina fluxos bidirecionais de carácter, por vezes, imprevisível ao nível da rede de distribuição, particularmente em períodos de menor consumo e elevada produção, podendo conduzir à alteração dos perfis de tensão, à acentuada variação do valor da potência de curto-circuito e ao aumento da distorção harmónica [7], [8].

As redes convencionais, já quase seculares em muitos países desenvolvidos, projetadas inicialmente para padrões de consumo de evolução estável com produção à custa de unidades centralizadas e controláveis e para fluxos unidirecionais previsíveis, enfrentam hoje enormes desafios de ordem técnica, nomeadamente quanto à manutenção da estabilidade da rede e à adequada gestão da capacidade de geração face à procura. A questão que se coloca é: “Estarão as redes elétricas preparadas para uma elevada integração de produção de origem renovável?”.

Quer numa configuração convencional quer numa configuração futura, num cenário de redes inteligentes, o funcionamento do SEE assenta no desenvolvimento de ferramentas de análise de rede, para efeitos de apoio à decisão [9]. O trânsito de energia otimizado, do inglês *Optimal Power Flow* (OPF), é uma dessas ferramentas com aplicações relevantes no planeamento e operação [10]–[16], capaz de atuar tanto a um nível global como a um nível local. O OPF procura, assim, otimizar o funcionamento de uma rede de energia elétrica em regime estacionário, de modo a atingir diversos objetivos respeitando os seus limites físicos e operacionais [15], [17].

1.2. Motivação

“A aposta na energia solar tem um papel importante no sentido de aumentar a produção descentralizada de eletricidade pelo facto de o seu ciclo de produção se adequar aos períodos de maior consumo de energia” [1]. Portugal tem condições para ser uma das zonas mais rentáveis da Europa para se investir em projetos de aproveitamento de energia solar, devido à elevada radiação solar incidente e ao número de horas solares. A irradiação global anual varia entre 1400 – 2000 kWh/m² e entre 2200 e 3100 horas anuais [18], [19]. Estes valores são considerados excelentes quando comparados com outros países da Europa.

Apesar da disponibilidade de recurso, a energia fotovoltaica continua a ter uma contribuição pequena para a produção de energia elétrica face aos restantes tipos de aproveitamento energético do género: em 2015, ocupava o quarto lugar na produção elétrica de origem renovável com 772 GWh produzidos, o que representa, aproximadamente e 1/15 da energia eólica e 1/12 da contribuição da energia hídrica, os dois maiores produtores renováveis (Figura 1.1). Existem diversas razões para que o mercado fotovoltaico em Portugal esteja pouco desenvolvido e tenha pouco peso no mercado elétrico renovável. A principal deve-se (até

recentemente) ao seu elevado custo que não o tornava competitivo, face às alternativas, renováveis ou não-renováveis. Ainda assim, tem-se notado uma evolução positiva, ano após ano: apesar de, entre 2007 e Junho de 2016, a tecnologia com maior crescimento em potência instalada ter sido a energia eólica com 2.6 GW, em termos relativos a tecnologia que mais cresceu foi a fotovoltaica, tendo evoluído de uma potência instalada residual para 547 MW [3].

Espera-se agora que esta tecnologia tenha atingido um nível de maturação que o torna competitivo mesmo sem subsídios, no seguimento de uma notícia avançada pelo Ministério da Economia, que dá conta de um elevado número de pedidos de licenciamento para centrais PV não subsidiadas – entre os pedidos já autorizados (180 MW) e os que aguardam autorização totalizam 2300 MW, em regime de mercado [20].

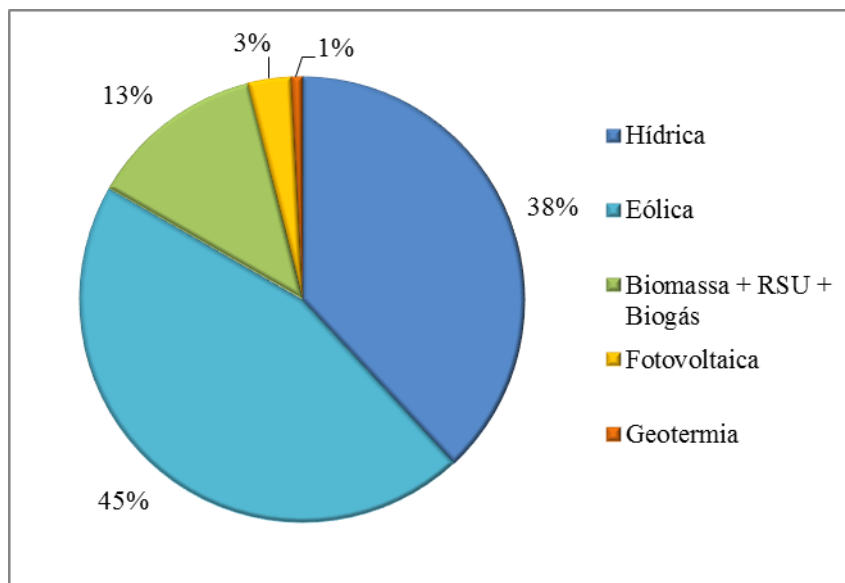


Figura 1.1: Produção de energia elétrica de origem renovável, em percentagem, no ano de 2015, de acordo com os dados apresentados em [3].

Num cenário futuro em que se conjectura uma forte participação das renováveis no *mix* energético, sendo expectável que se verifique uma redução no crescimento da eólica *onshore*, o crescimento de FER para a produção de eletricidade será obtido sobretudo à custa do forte crescimento da produção solar fotovoltaica (PV) e da eólica *offshore* [21].

1.3. Objetivos

Os objetivos desta dissertação passam pelo desenvolvimento de modelos matemáticos para o problema OPF de redes sucessivamente mais complexas e completas, que são implementados e resolvidos na plataforma GAMS (*General Algebraic Modeling System*). Após a sua validação por comparação dos resultados com os obtidos por um programa comercial para uma rede exemplo, os modelos são aplicados na caracterização do trânsito de energia na rede de transporte de energia elétrica da zona Sul de Portugal (regiões de Setúbal, Alentejo e Algarve) e é feita uma avaliação da capacidade de transporte da rede em estudo com integração local de elevados níveis de geração PV.

1.4. Organização da dissertação

A dissertação está organizada em sete capítulos. A dissertação inicia-se - Capítulo 1 - com a apresentação da sua motivação e respetivo enquadramento, assim como os objetivos a atingir com a realização deste trabalho.

No segundo capítulo é feito um enquadramento sobre o problema OPF, com uma descrição matemática generalizada e são, ainda, revistas as diferentes formulações, da literatura especializada, adotadas para a sua solução.

No terceiro capítulo são abordados os modelos para a representação física dos componentes do SEE, em particular dos diferentes elementos de transmissão (linhas, transformadores e transformadores reguladores de tensão) e elementos de compensação de potência reativa, conhecimento indispensável para a construção dos modelos matemáticos.

No quarto capítulo é feita uma descrição sucinta do *software* GAMS, onde são mencionados os motivos que levaram à implementação dos modelos nesta plataforma de otimização, e são apresentados detalhadamente os modelos matemáticos desenvolvidos neste trabalho. Ainda são abordadas as características do método de solução usado e, por fim, o processo de interface com o utilizador.

No quinto capítulo é feita a validação do modelo com recurso a uma rede de teste de 26 barramentos, na solução do trânsito de energia clássico e na solução do problema OPF tendo em conta diferentes funções objetivo. Os resultados obtidos são aferidos com os de um programa comercial muito usado na área de análise de redes elétricas.

No sexto capítulo é apresentado o caso de estudo. Primeiramente é descrito o tratamento dos dados efetuados. Em seguida, é simulado o trânsito de energia publicado pela REN, nas condições máximas do dia de ponta anual para o ano de 2014, que vem a constituir um cenário de referência. Posteriormente são definidos dois cenários extremos por forma a avaliar a capacidade da rede de transporte com integração de elevados níveis de geração PV e é feita uma análise dos resultados obtidos.

No sétimo e último capítulo, faz-se uma breve síntese do trabalho desenvolvido e apresentam-se as conclusões. Neste seguimento, são ainda feitas algumas propostas de trabalho futuro no âmbito do tema desta dissertação.

Capítulo 2 – Otimização do Trânsito de Energia

O problema foi introduzido por Carpentier em 1962 como uma extensão do problema de despacho económico [11], [15], [17], [22]. Esta formulação serviu como um ponto de partida para muitos estudos posteriores. Hoje em dia, existe uma vasta literatura sobre o assunto, com inúmeras formulações e métodos de solução associados.

A sua importância na área de Sistemas de Energia prende-se com o universo de aplicações. As aplicações podem dividir-se em duas categorias: *offline*, quando estão relacionadas com o planeamento da rede, e *online*, quando a sua aplicação ocorre em tempo real, isto é durante a operação da rede. Note-se que existem múltiplas aplicações e que estas dependem fortemente das funções objetivo aplicadas e das restrições usadas. À semelhança do apresentado em [14], a Tabela 2.1 sistematiza as aplicações mais relevantes nestes dois campos.

Genericamente, o problema OPF pode ser definido como um problema de otimização não-linear de grande dimensão, onde se pretende minimizar (ou maximizar) uma dada função objetivo, que se assume implicitamente ser representativa da perspetiva adotada, sujeita a um conjunto de restrições decorrentes do trânsito de energia, expressas no modelo por equações de igualdade, além das restrições impostas pelas limitações físicas inerentes aos equipamentos da rede e pelas limitações de operação, expressas por inequações.

Tabela 2.1: Aplicações do problema OPF. Fonte: [14]

Aplicações Offline	Aplicações Online
<ul style="list-style-type: none"> - Estudos de planeamento para expansão da rede, tendo em conta a previsão da evolução da procura, da oferta e das interligações com os países vizinhos; - Determinação das configurações ótimas dos perfis de tensões, da geração, das tomadas dos transformadores, das baterias de condensadores e de outros equipamentos; - Análises económicas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Despacho ótimo com minimização de perdas respeitando todas as restrições; - Ênfase na correção das violações operacionais; - Limitação no número de ações de controlo a efetuar.

2.1. Descrição do problema

O problema OPF trata-se de um problema de otimização restrito expresso genericamente, em termos matemáticos, por [10], [11]:

$$\min \quad f(u, x) \quad (2.1)$$

$$\text{sujeito a} \quad \begin{aligned} g(u, x) &= 0 \\ h(u, x) &\leq 0 \end{aligned} \quad (2.2)$$

Este problema consiste na determinação do conjunto das variáveis $u, x \in \mathfrak{R}$ que minimizam (ou maximizam) uma dada função objetivo $f(u, x)$ e respeita as condições de restrição impostas pelas funções $g(u, x)$ e $h(u, x)$. O vetor u representa o conjunto das variáveis de controlo e o vetor x representa o conjunto de variáveis de estado. Dependendo da seleção de f, g e h , o problema OPF pode classificar-se como linear ou não-linear, consoante essas funções sejam do tipo linear ou não-linear [15]. Se nas equações do problema forem incluídas variáveis discretas (não apresentadas no exemplo acima) para definir, por exemplo, a instalação de um dado equipamento ou a ocorrência de uma dada operação, ele passa a ser classificado de inteiro misto linear ou inteiro misto não-linear dependendo do tipo das equações. Uma análise mais detalhada sobre as formulações deste problema é feita na secção 2.3.

2.1.1. Variáveis

As variáveis são as componentes do sistema para o qual se procura conhecer os valores.

As variáveis de controlo u correspondem tipicamente à potência ativa gerada, ao valor eficaz das tensões nos barramentos de geração, às tomadas dos transformadores e dos escalões das baterias de condensadores [11]. Estas variáveis podem ser de natureza descontínua no caso de equipamentos regulados por escalões, e.g. transformadores com tomadas ou baterias de condensadores.

As variáveis de estado x são as que dependem do ajuste das variáveis de controlo, onde se incluem a amplitude e argumento das tensões nos barramentos de carga, as potências ativas e reativas que fluem no sistema e ainda a potência reativa gerada pelos geradores que participam no controlo de tensão [10], [11].

2.1.2. Condições de restrição

As condições de restrição incluem restrições de igualdade e desigualdade. As restrições de igualdade $g(u, x)$ incluem as equações do trânsito de energia (equações da potência transitada e equações de balanço nos barramentos) e outras equações que representam as relações físicas numa rede elétrica. Existem inúmeras formulações (muitas deles simplificadas) das equações do trânsito de energia presentes na literatura (e.g. [12], [13]). A versão que representa o sistema físico em questão de forma mais completa corresponde às equações em corrente alternada (AC). As formulações OPF que incluem este tipo de equações dão origem a modelos não-lineares e, geralmente, não-convexos² [15].

Por sua vez, as restrições de desigualdade $h(u, x)$, normalmente mais numerosas que as anteriores, representam os limites físicos dos equipamentos, bem como aspetos de operação da rede [17].

² Se o espaço delimitado pelas restrições (o espaço onde se encontram soluções exequíveis) for convexo, o modelo é dito convexo e a solução ótima é global. Caso esse espaço não seja convexo, a solução otimizada é dita local, embora possa dar-se a coincidência dela ser efectivamente global, se se provar não existir nenhuma outra com melhores valores otimizados [61].

As restrições físicas atuam ao nível das variáveis de controlo e têm por objetivo refletir as limitações físicas dos equipamentos da rede, i.e., representarem o domínio de operação dos equipamentos. São estes os limites de potência produzida pelos geradores, limites das baterias de condensadores e das reactâncias “*shunt*”, das tomadas de comutação dos transformadores bem como o limite de potência aparente que transita nas linhas.

As restrições operacionais atuam ao nível das variáveis de estado e refletem os limites de operação de rede, onde se incluem os limites da amplitude de tensão nos barramentos e da diferença de fase entre barramentos.

As restrições físicas não podem ser violadas. No entanto, as restrições operacionais podem sofrer ligeiras violações por forma a flexibilizar a resolução do problema [17].

2.1.3. Função Objetivo

As funções objetivo $f(u, x)$ representam a medida de desempenho do sistema que se pretende minimizar ou maximizar. Dependendo do tipo de aplicação do problema de OPF, as funções objetivo que podem ser lineares ou não lineares e utilizadas de forma isolada ou combinada entre si. No caso de serem utilizadas isoladamente, estamos na presença de um problema mono-objectivo, obtendo-se uma única solução ótima; no caso de serem combinadas entre si, estamos na presença de um problema multiobjectivo, que mediante a atribuição de pesos relativos para os diversos objectivos individuais se transforma numa única função objectivo, o método da soma ponderadas, ou alternativamente se pode recorrer a uma solução gráfica designada na literatura por curva de Pareto [11], [16].

Existem diversas funções objetivo que podem ser usadas no OPF. As que são utilizadas no contexto desta dissertação – e também as mais comuns na literatura – são a minimização dos custos de geração de energia e a minimização das perdas de potência na rede de transmissão.

2.2. Distinção entre OPF e o Trânsito de Energia Clássico

O problema do trânsito de energia clássico, em inglês *Standard Power Flow* (SPF), está associado ao problema OPF, uma vez que na formulação deste último estão incluídas as equações do trânsito de energia clássico. No entanto há que diferenciar os dois problemas: no problema SPF, os valores das variáveis de controlo são especificados e apenas as variáveis de estado são calculadas, enquanto no problema OPF, as variáveis de controlo ou algumas delas são passíveis de ajustes [10].

Para solucionar o problema SPF, os barramentos são classificados em três tipos: PQ, PV e barramento de referência (Tabela 2.2).

Note-se que, apoiado nesta classificação, o problema SPF consiste apenas em encontrar a solução de um sistema de equações não-lineares algébricas que asseguram que a diferença entre a potência gerada e consumida no barramento é igual ao que é transmitida nos ramos a ele ligados [23].

Já num problema de otimização, esta classificação não é obrigatória e as grandezas especificadas em cada barramento dependem fortemente da função objetivo considerada. Veja-se, por exemplo, as funções objetivo utilizadas no âmbito desta dissertação, que serão

detalhadas na secção 4.2., em que se pretende conhecer ou o perfil de tensão ou o perfil de geração – a especificação de barramentos PV deixa de fazer sentido pois está a condicionar-se o próprio processo de otimização. Inclusivamente, a amplitude da tensão no barramento de referência não precisa de ser fixa, contrariamente ao problema do trânsito convencional, podendo ser alvo de ajuste [22]. A imposição duma tensão fixa num dos barramentos, no contexto de otimização, serve apenas para evitar a degeneração das soluções e consequentemente diminuir a necessidade de recursos computacionais no processo de convergência.

Tabela 2.2: Classificação dos barramentos no problema SPF [22].

Tipo de barramento	Quantidade Fixas	Quantidades Variáveis	Interpretação Física
PV	Potência ativa e valor eficaz da tensão	Potência reativa e o argumento da tensão	Gerador
PQ	Potência ativa e reativa	Valor eficaz e argumento da tensão	Cargas
Referência (slack)	Valor eficaz e argumento da tensão	Potência ativa e reativa	Um gerador escolhido arbitrariamente

Além disso, no problema do SPF, os valores das variáveis de controlo inseridas previamente podem originar, no resultado do problema, violações dos limites físicos e operacionais da rede, sendo que, posteriormente, podem ser impostas, pelo utilizador, alterações nessas variáveis de forma a procurar corrigir esses problemas. No problema OPF, essas variáveis são ajustadas automaticamente, de forma a fazer cumprir as restrições, ao mesmo tempo que se efetua uma otimização de uma dada função objetivo, dando uma visão mais alargada das potencialidades de gestão e operação do sistema [24].

De facto, uma ferramenta que permita solucionar o problema OPF pode inclusivamente resolver o trânsito de energia numa vertente do problema SPF, desde que sejam especificadas as grandezas em cada barramento atendendo à classificação anteriormente apresentada.

2.3. Formulações do problema OPF

Dependendo da estrutura do modelo e da natureza matemática das variáveis, funções objetivo e restrições escolhidas, o problema OPF pode assumir diferentes formas, integrando-se em diferentes classes de problemas. Associada a cada classe de problemas está uma formulação bem definida bem como um conjunto de métodos de solução específicos.

Os métodos de solução devem, pois, respeitar os requisitos para a sua aplicação na solução deste problema [10]:

- Elevada velocidade de cálculo. Os algoritmos devem ser capazes de resolver um problema de otimização de elevada complexidade matemática, isto é, que envolve funções objetivo e

restrições não lineares com bastantes variáveis, dentro de um tempo razoável. Este requisito é particularmente importante em aplicações *online*. Na Figura 2.1 encontra-se um exemplo da escala de operação típica no tempo em resposta a um evento, apresentada em [25]. Como se pode observar, os algoritmos devem ter ser capazes de gerar resultados numa escala de segundos a poucos minutos para que possam ser aplicados em tempo real.

- Baixa necessidade de armazenamento computacional. Para que o sucesso dos algoritmos não fique comprometido devido às ferramentas computacionais à disposição, tendo ao nível de *software* como *hardware*, é importante que os algoritmos estejam preparados para resolver problemas de elevadas dimensões sem consumir muita memória, para que todos os utilizadores possam deles usufruir.
- Fiabilidade. Além de apresentarem soluções realistas, os algoritmos devem ser fiáveis para que não ocorram situações de divergência ou falha.
- Versatilidade. A formulação do algoritmo deve ser suficientemente flexível para que este se adeque a um vasto número de aplicações.

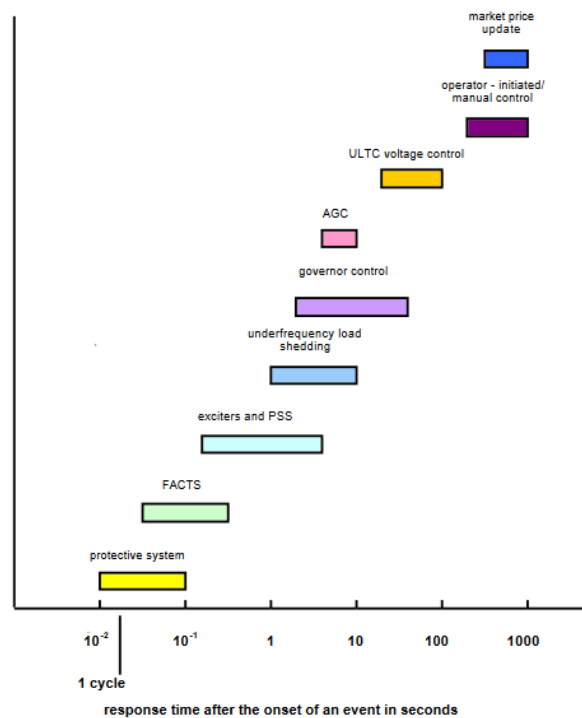


Figura 2.1: Escala temporal de operação de um SEE (tempo real) em resposta a um evento. Fonte: [25]

Pretendem-se apresentar, sucintamente e em seguida, as formulações mais comuns de OPF apresentadas na literatura, alertando para os seus pontos fortes e fracos bem como os métodos de solução geralmente usados.

Programação Não-Linear

Integram-se nesta classe de otimização, os problemas cuja natureza das variáveis é contínua e que apresentem, pelo menos, uma condição de restrição ou uma função objetivo não-linear [10], [11], [26]. É importante referir que, devido à não-linearidade do problema, as soluções encontradas, caso o problema defina um espaço de busca não-convexo, dependem do ponto de

partida (da inicialização) e do processo de otimização [26]. Consequentemente, o ótimo encontrado pode constituir um ótimo local e não o ótimo global.

Trata-se da formulação do problema clássico introduzida por Carpentier e utilizada posteriormente em muitos outros estudos [15]. Neste tipo de formulação, as equações do trânsito de energia são do tipo AC e os equipamentos regulados por escalões são aproximados a variáveis contínuas. De uma forma geral, os modelos desenvolvidos em programação não-linear (NLP) conseguem simular o comportamento do SEE de forma precisa [15]. No entanto, é necessário ter em conta que a aproximação por variáveis contínuas de grandezas de natureza discreta pode conduzir a soluções próximas do ótimo. Se a variação dos escalões for suficientemente pequena, essa aproximação é aceitável. Caso contrário, o arredondamento para o escalão mais próximo, já não é válido [27].

As técnicas de solução mais usadas para a solução desta classe de problemas, aplicadas ao problema OPF, são o método do Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), o método de Programação Quadrática Sequencial (SQP), método da Lagrangiana aumentada e método dos Pontos Interiores [10].

Programação Linear

Num problema de programação linear (LP), as variáveis são positivas e de natureza contínua e as condições de restrição e funções objetivo são lineares [10], [11], [26].

Embora a natureza do problema OPF seja não-linear, os desafios computacionais e teóricos associado à classe anterior, NLP, motivaram o desenvolvimento de formulações mais simplificadas; recorrer à sua formulação em programação linear (LP) revelou-se atrativa porque permite o uso de métodos de resolução bem desenvolvidos [15]. Tais métodos permitem obter uma solução fiável com elevada rapidez e reconhecem facilmente quando o problema não é passível de ser resolvido. Além disso, nesta classe de problemas, o espaço admissível é convexo e, por isso, existe uma solução global ótima [15], [26]. Em [28] encontram-se sistematizadas doze razões que mostram a dificuldade em otimizar modelos não-lineares, comparativamente a modelos lineares.

A aplicabilidade desta formulação é, no entanto, limitada, uma vez que para o problema OPF essa representação envolve inúmeras simplificações. A abordagem mais comum consiste na linearização da função objetivo e no uso das equações do trânsito de energia que resultam do modelo de corrente contínua (consultar secção 3.4.2). Estas aproximações introduzem pequenos erros que podem comprometer a precisão da solução obtida, particularmente nos casos em que a função objetivo é não-separável [15]. Em [12], por exemplo, é feito um estudo sobre as circunstâncias em que esta formulação pode resolver o problema OPF com uma boa precisão. As suas conclusões indicam que é extremamente importante que o perfil de tensão seja o mais suave possível, pois quanto maiores forem os desvios de tensão maior será o erro associado à estimativa dos fluxos de potência ativa, e que a razão X/R deve ser bastante elevada, caso contrário não é correto assumir que a resistência das linhas é nula.

As técnicas de solução mais comuns para a solução desta classe de problemas, LP, são o método *Simplex* e o Método dos Pontos Interiores [10].

Programação Inteira Mista

Tal como foi mencionado anteriormente, as baterias de condensadores e os transformadores com comutação de tomadas são regulados em escalões, pelo que a modelação por variáveis discretas é a mais correta. A formulação do problema OPF com variáveis mistas, isto é, contínuas e discretas, constitui de um dos maiores desafios, uma vez que se, por um lado, conduzem a uma representação do sistema físico mais precisa, por outro, aumentam muito a complexidade do processo de resolução [15].

Dentro da Programação Inteira Mista (MIP) podem encontrar-se formulações do problema OPF em Programação Linear Inteira Mista (MILP) e Programação Não-Linear Inteira Mista (MINLP). A formulação em MILP, embora contemple a natureza contínua e discreta dos diferentes elementos do SEE, não é capaz de representar na totalidade a não-linearidade do sistema; já a formulação MINLP constitui a representação matemática mais precisa do sistema real. Todavia, os problemas MINLP são de difícil solução (*NP-hard*), uma vez que combinam as dificuldades algorítmicas inerentes, respetivamente, às subclasses MIP e NLP, já apresentadas, que os constituem [29].

Das técnicas para a solução desta classe de problemas destacam-se o método de *Outer Approximation/Decomposição Generalizada de Bender* e o método *Branch-and-Bound* [29].

Métodos de solução: Clássicos vs. Técnicas baseadas em Inteligência Artificial

Os métodos anteriormente mencionados são apresentados na literatura como métodos clássicos ou convencionais [10], [11], [30]. Na atualidade, para resolver problemas de otimização, recorre-se a um conjunto de *solvers* comerciais que, mediante uma política de atualização permanente, incluem os algoritmos e técnicas de solução mais avançados.

Nas últimas décadas, surgiram um novo conjunto de técnicas, com a finalidade de ultrapassar as limitações e deficiências dos métodos convencionais, designadas por técnicas baseadas em inteligência artificial [10], [11], [30], [31]. Destacam-se: *Artificial Neural Networks*, Algoritmos Genéticos, *Particle Swarm Optimization* e *Ant Colony Optimization*. O detalhe destas técnicas está para além deste texto. Em [30] e [31], faz-se uma comparação entre os dois tipos de métodos na solução do problema OPF, apresentando as suas vantagens e desvantagens.

Se, por um lado, os métodos clássicos, extensamente usados, provaram ser de confiança, por outro, possuem as desvantagens de: 1) não poderem garantir um ótimo global, 2) serem sensíveis às condições iniciais, 3) terem dificuldades em lidar com variáveis discretas, 4) comprometerem, em algumas situações, a precisão da solução obtida (vide aproximações efetuadas por linearização e de variáveis discretas a contínuas), e 5) poderem apresentar um aumento significativo do tempo de convergência em problemas de grandes dimensões, com um elevado número de restrições de igualdade e desigualdade.

Já as técnicas baseadas em inteligência artificial, por sua vez, apresentam as seguintes vantagens: 1) Permitem o uso de funções não contínuas, não diferenciáveis, não convexas, contendo variáveis contínuas e discretas, 2) Possuem boas capacidades de procura do ótimo global e para lidar com não-linearidades, 3), apresentam uma rápida convergência e 4) são adequados para a solução de problemas multiobjectivos, pois conseguem encontrar várias soluções ótimas, com uma única corrida do algoritmo. A principal desvantagem associada a

Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da
Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização

estes métodos deve-se à sua sensibilidade na escolha de parâmetros e funções de penalização, que afetam o tempo de execução e a própria convergência.

Capítulo 3 – Modelação dos componentes do SEE

Uma rede elétrica é fundamentalmente constituída por linhas de transmissão de energia elétrica, barramentos onde estas se interligam e de transformadores. Ligados aos barramentos podem ainda estar associados geradores ou cargas elétricas.

Nos subcapítulos que se seguem apresentam-se os modelos matemáticos usados nesta dissertação para a representação das linhas, transformadores, transformadores com comutação de tomadas, baterias de condensadores e reactâncias “*shunt*”. Os diferentes componentes do SEE estão representados por esquemas unifilares e por esquemas equivalentes por fase, assumindo um funcionamento equilibrado do sistema.

Todas as grandezas elétricas, como corrente, potência e tensão, são grandezas variáveis no tempo. Para efeitos de modelação, assume-se que estas grandezas têm uma forma de onda sinusoidal com amplitude constante, representadas em regime estacionário pelas suas correspondentes amplitudes complexas (ou fasores) [32].

3.1. Linhas

Fisicamente, as linhas de transmissão são conjuntos de condutores que asseguram o transporte e a distribuição da energia elétrica desde as unidades de produção até aos consumidores finais. A transmissão pode ser efetuada em corrente contínua ou corrente alternada, sendo a segunda opção a mais usual.

As linhas de transmissão de energia são caracterizadas, fundamentalmente, por quatro parâmetros elétricos cujos valores dependem das características físicas da linha tais como: a secção dos condutores, a sua disposição geométrica, a existência, ou não, de condutores múltiplos, bem como do tipo de isolamento elétrico. Estes parâmetros são distribuídos ao longo da linha, uma vez que as condições a que as linhas estão sujeitas variam ao longo do seu percurso.

- Resistência (R): A resistência elétrica longitudinal de uma linha é o parâmetro que representa as perdas por efeito de Joule no meio que constitui a linha, sendo determinada pela resistividade do material e pela secção do condutor. A resistência varia com a temperatura.
- Reactância (X): A reactância indutiva longitudinal é o resultado do coeficiente de autoindução do meio condutor, sendo este coeficiente calculado pela razão entre o fluxo magnético e a intensidade de corrente elétrica que o produz.
- Condutância (G): A condutância transversal é devida às correntes de fugas entre os condutores e a terra, a qual flui essencialmente através das cadeias de isoladores. A existência destas correntes pode resultar da presença de depósitos condutores à superfície dos isoladores ou do fenómeno de efeito de coroa (ionização parcial do ar em torno da superfície do condutor). O valor da condutância é muito influenciado pelas condições atmosféricas. Sob condições normais, estas perdas de potência são diminutas e têm um efeito desprezável no desempenho da linha, pelo que usualmente se considera a condutância de uma linha nula.

- Susceptância (B): A susceptância transversal é, por definição, a relação entre a carga capacitiva eletrostática desse condutor e a diferença de potencial existente entre o condutor e o seu invólucro (ou a terra, no caso das linhas aéreas).

As linhas de transmissão são representadas por um modelo equivalente com parâmetros de circuito adequados, normalmente através de um esquema equivalente por fase, quando em sistemas trifásicos.

3.1.1. Esquema equivalente em π nominal

Embora os parâmetros característicos das linhas de transmissão sejam distribuídos ao longo da linha, em termos de modelação, particularmente em aplicações de análise de redes como o trânsito de energia, uma linha pode ser representada por parâmetros concentrados. Num esquema equivalente em π nominal (Figura 3.1), válido para linhas com comprimento inferior a 250 km, uma linha é representada pela sua impedância longitudinal \overline{Z}_L concentrada e pela sua admitância transversal \overline{Y}_T dividida pelos dois extremos da linha [23].

Este esquema – também designado por modelo das linhas “médias” –, foi o utilizado nesta dissertação para representar as linhas de transmissão, por ser um dos modelos mais completos e abranger o comprimento de todas as linhas que constituem o sistema de transporte português. No entanto, além desta representação, existem outras que representam as linhas de transmissão com maior e menor nível de detalhe. Estas podem ser encontradas no Anexo A.1., bem como se estabelece o esquema equivalente em π nominal.

A dedução das equações do trânsito de energia para uma linha encontram-se no Anexo A.2.1.

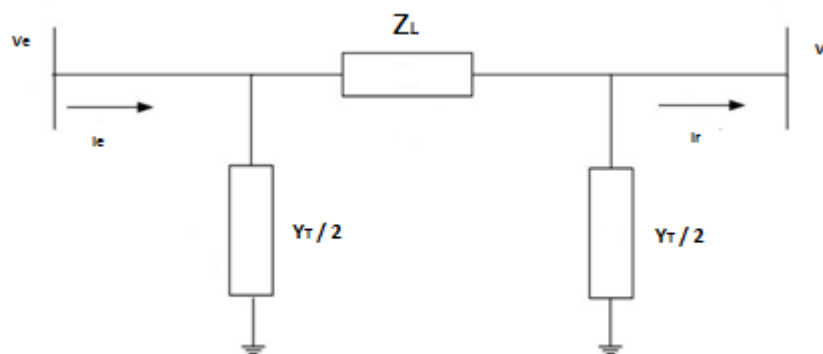


Figura 3.1: Esquema equivalente em π nominal de uma linha de transmissão.

3.2. Transformadores

Um transformador é uma máquina elétrica estática que transmite potência elétrica por indução eletromagnética de um circuito para outro em AC, à mesma frequência mas com diferentes valores de tensão e corrente [33].

É usual a instalação de transformadores elevadores à saída das centrais elétricas de produção, dado que a geração é geralmente em MT, e de transformadores abaixadores junto dos pontos de consumo, maioritariamente também em BT [34]. Entre as centrais produtoras e os consumidores, podem existir níveis de tensão intermédios. A Figura 3.2 ilustra os locais mais comuns da rede elétrica onde se instalam transformadores.

Em Portugal, a rede nacional de transporte (RNT) opera muito alta tensão (MAT) e a rede nacional de distribuição (RND) em alta, média e baixa tensão (AT, MT e BT). Os níveis de tensão das redes exploradas em MAT são 130kV, 150kV, 220kV e 400kV; o nível de tensão das redes operadas em AT é de 60 kV, os níveis de tensão das redes em MT são, essencialmente, de 30kV, 15 kV e 10 kV e das redes em BT de 400/230V [35], [36]. A RNT possui equipamentos ao nível dos 60 kV, mas apenas no que se prende com os barramentos das subestações de transformação MAT/AT, incluindo os respectivos painéis e baterias de condensadores.

A utilização de valores de tensão mais elevados na transmissão de energia relaciona-se com a possibilidade de, para os mesmos valores de corrente, tensões mais elevadas permitirem transportar maiores quantidades de energia elétrica com menores custos. De outra forma, os valores de corrente e as secções dos condutores teriam de crescer substancialmente.

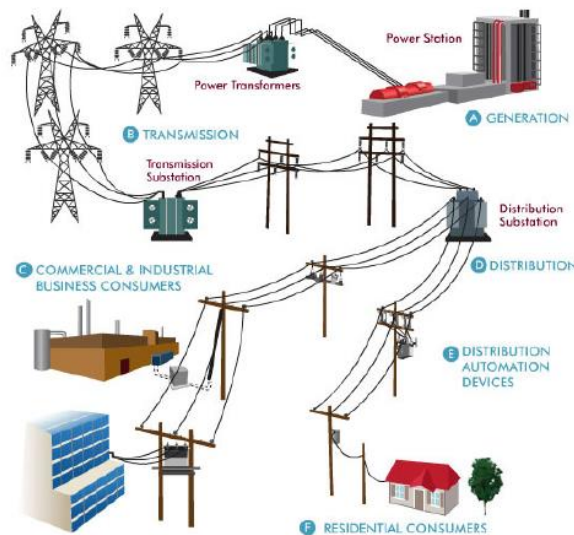


Figura 3.2: Exemplo de uma rede elétrica.

3.2.1. Transformador ideal

Na sua forma mais simples, o transformador (monofásico) ideal³ é constituído por um núcleo de um material ferromagnético com dois enrolamentos em espiral designados por primário e secundário com, respetivamente, N_p e N_s espiras. Considere-se o transformador ideal representado na Figura 3.3. Aplicando uma tensão alternada $v_p(t)$ ao enrolamento primário

³ Por definição [34]:

- Não existe dispersão de fluxo entre os dois enrolamentos;
- Resistência dos enrolamentos é nula;
- Permeabilidade magnética do núcleo é infinita.

origina-se, por cada espira, um fluxo magnético alternado $\varphi(t)$, pela lei de indução de Faraday. Onde:

$$v_p(t) = -N_p \frac{d\varphi(t)}{dt} \quad (3.1)$$

O que por sua vez induz correntes no enrolamento secundário responsáveis pelo aparecimento de uma força eletromotriz (f.e.m), v_s :

$$v_s(t) = -N_s \frac{d\varphi(t)}{dt} \quad (3.2)$$

Atendendo às propriedades do regime estacionário sinusoidal, a amplitude complexa da tensão aplicada no primário \overline{V}_p é dada por [23]:

$$\overline{V}_p = \omega N_p \Phi_{\max} e^{j\frac{\pi}{2}} = j\omega N_p \Phi_{\max} \quad (3.3)$$

Onde Φ_{\max} corresponde à amplitude máxima do fluxo e ω designa a frequência angular.

E a amplitude complexa da tensão induzida no secundário \overline{V}_s vem:

$$\overline{V}_s = j\omega N_s \Phi_{\max} \quad (3.4)$$

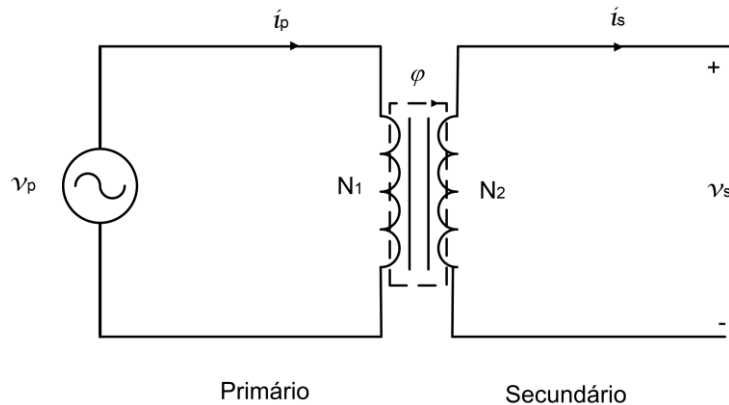


Figura 3.3: Representação de um transformador ideal.

Dividindo as duas últimas equações, tem-se:

$$\frac{\overline{V}_p}{\overline{V}_s} = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} = a \quad (3.5)$$

Onde a representa a razão do número de espiras dos enrolamentos $\left(\frac{N_p}{N_s} = a\right)$ normalmente designada relação de transformação ($V_p = aV_s$).

Considere-se agora um transformador ideal em carga. Uma vez que num transformador ideal não existem perdas, a potência é igual nos dois lados do transformador. Recorrendo à definição de potência complexa⁴, pode escrever-se:

$$\overline{I_P}^* \overline{V_P} = \overline{I_S}^* \overline{V_S} \quad (3.6)$$

Da equação (3.6) conclui-se que $\frac{\overline{I_P}}{\overline{I_S}} = \frac{\overline{V_P}}{\overline{V_S}}$ donde atendendo à equação (3.5) e à lei de Ohm vem:

$$\frac{\overline{I_S}}{\overline{I_P}} = \frac{I_S}{I_P} = a \Rightarrow \frac{\overline{Z_P} \overline{V_S}}{\overline{Z_S} \overline{V_P}} = a \Rightarrow \frac{1}{a} \frac{\overline{Z_P}}{\overline{Z_S}} = a \Rightarrow \frac{\overline{Z_P}}{\overline{Z_S}} = a^2 \quad (3.7)$$

3.2.2. Transformador real

O modelo do circuito equivalente de um transformador real consiste num transformador ideal de razão $N_P:N_S$ associado a um conjunto de elementos que representam as imperfeições do transformador real (Figura 3.4).

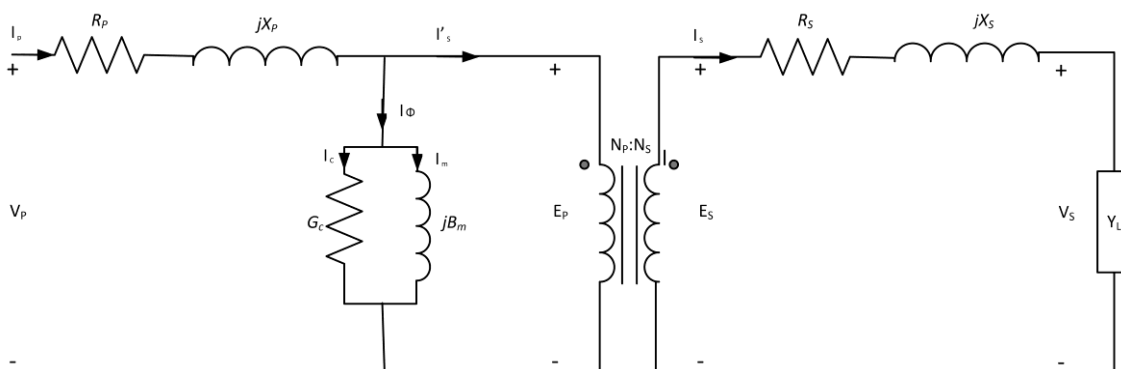


Figura 3.4: Esquema equivalente de um transformador real.

Num transformador real, a relutância magnética tem um valor finito (a permeabilidade magnética do ferro não é infinita), pelo que é necessária uma corrente de excitação para criar o campo magnético, a qual é fornecida pelo gerador. Devido à característica não-linear do núcleo ferromagnético, a corrente não é uma senoide perfeita, contendo algumas harmónicas [23].

Quando a corrente do enrolamento secundário $\overline{I_S}$ é nula, a corrente do primário assume um valor finito. Nessa situação, designada por funcionamento em circuito aberto ou em vazio, a tensão $\overline{E_P}$ é quase idêntica à tensão de alimentação $\overline{V_P}$ e a corrente de circuito aberto é igual à corrente de excitação, $\overline{I_\phi}$ (componente fundamental à frequência nominal). A corrente de excitação pode ser representada por uma corrente sinusoidal, para efeitos de modelação, e decomposta em duas componentes: uma componente em quadratura com a tensão aplicada, consequentemente em

⁴ A potência complexa é dada pelo produto do conjugado da amplitude complexa da corrente pela amplitude complexa da tensão, através da seguinte expressão, onde * designa o conjugado: $\overline{S} = \overline{V} \overline{I}^*$ [32]

fase com o fluxo magnético, designada por corrente de magnetização \overline{I}_m , que se representa pela susceptância jB_m , e numa componente em fase com a tensão aplicada, designada por \overline{I}_c que origina as perdas de potência ativa no núcleo devido às correntes de *Eddy* e aos fenómenos de histerese magnética, sendo representada pela condutância G_c [34], [37].

Num transformador real, ocorre dispersão das linhas de fluxo, pelo que as reactâncias jX_p e jX_s contabilizam, respetivamente, as fugas magnéticas no enrolamento primário e no enrolamento secundário. Essas fugas são representadas respetivamente pelas reactâncias jX_p e jX_s . Dado que os enrolamentos físicos apresentam um valor não nulo de resistência, os valores resistivos do primário e do secundário são representados, respetivamente, por R_p e R_s .

Para efeitos de caracterização do transformador é conveniente usar um modelo de circuito equivalente referente a um dos lados do transformador. Aplicando a lei de *Kirchhoff* das malhas ao secundário obtemos:

$$\overline{E}_s = \overline{V}_s + \overline{Z}_s \overline{I}_s \quad (3.8)$$

Ao relacionar as grandezas da equação anterior com as do primário $\left(\overline{V}_s = \frac{N_s}{N_p} \overline{V}_p\right)$ e $\left(\overline{I}_p = \frac{N_p}{N_s} \overline{I}_s\right)$ vem:

$$\overline{E}_p = \frac{N_p}{N_s} \overline{V}_s + \left(\frac{N_p}{N_s}\right)^2 \overline{Z}_s \overline{I}_s = \overline{V}_s + \overline{Z}'_s \overline{I}_s \quad (3.9)$$

Ao passar as impedâncias do secundário para o lado do primário obtém-se assim a representação mostrada na Figura 3.5.

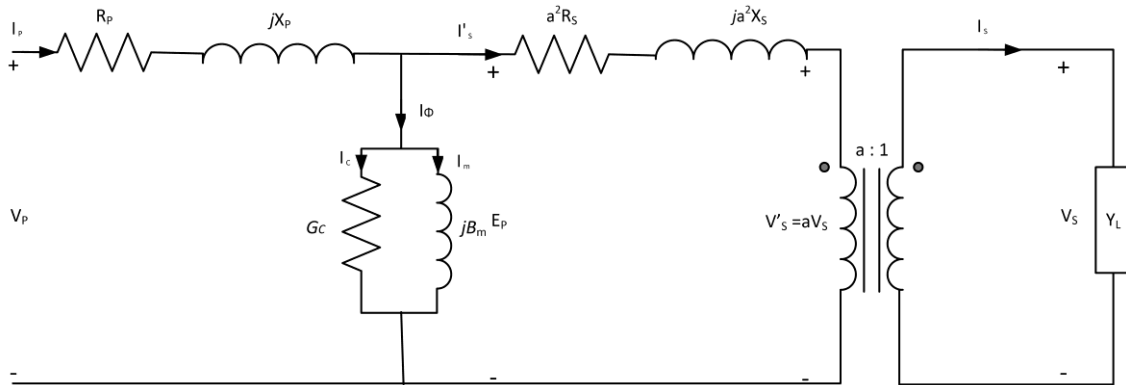


Figura 3.5: Esquema equivalente em T de um transformador visto do primário.

Em circuito aberto, a queda de tensão no primário $\left(\overline{Z}_p \overline{I}_p = \overline{V}_p - \overline{E}_p\right)$ é muito pequena e pode-se assumir com uma boa aproximação que $E_s = V_p$. Nesse caso, o ramo transversal pode ser deslocado para o lado esquerdo das impedâncias longitudinais do primário, resultando o esquema equivalente em L [34]. Assim, pode calcular-se uma impedância equivalente \overline{Z}_{ep} definida por:

$$\overline{Z}_{ep} = R_{ep} + jX_{ep} = R_p + a^2 R_s + j(X_p + a^2 X_s) \quad (3.10)$$

Obtém-se assim o circuito equivalente aproximado da Figura 3.6.

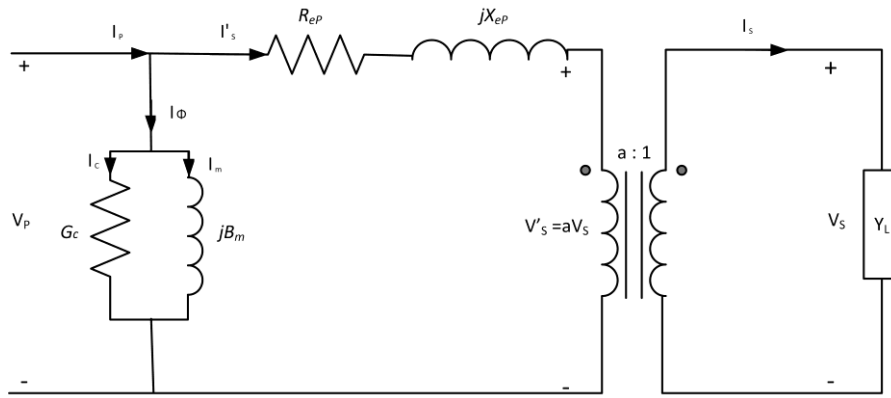


Figura 3.6: Esquema equivalente em L de um transformador real.

Se tomarmos as tensões de base do primário e do secundário pelos seus valores nominais, V_P e V_S respetivamente, obtém-se a relação de transformação por unidade (p.u.) que fica:

$$a = \frac{V_P}{V_{baseP}} \frac{V_{baseS}}{V_S} = 1 \text{ p.u.} \quad (3.11)$$

Onde V_{baseP} e V_{baseS} designam as tensões de base do primário e do secundário.

Uma vez que a relação de transformação é unitária, a componente do transformador ideal pode ser ignorada no esquema equivalente da rede em que está integrado [23]. Posto isto e assumindo que a potência do transformador como potência de base, chega-se ao seguinte esquema em p.u. (Figura 3.7):

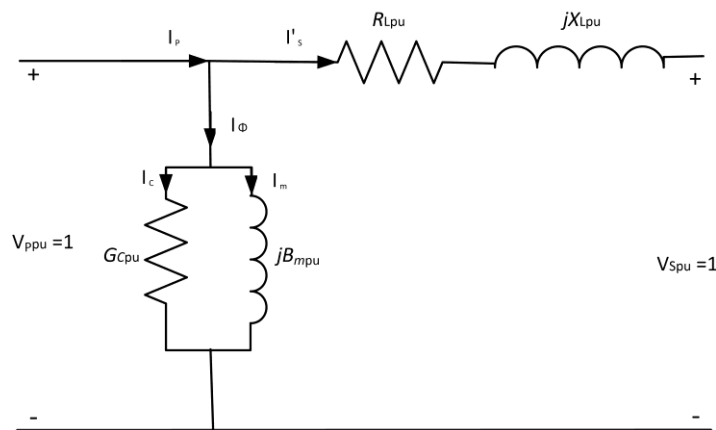


Figura 3.7: Circuito equivalente em L de um transformador real com valores em p.u.

Da definição da potência aparente e da lei de Ohm generalizada obtemos a relação $Z_{baseP} = \frac{V_{baseP}^2}{S_{base}}$,

que usando a definição da impedância p.u., $Z_{pu} = \frac{Z}{Z_{base}}$, permite deduzir os valores das

impedâncias apresentadas na Figura 3.7:

$$R_{L|pu} = \frac{S_{baseP} R_{eP}}{V_{baseP}^2}, \quad X_{L|pu} = \frac{S_{baseP} X_{eP}}{V_{baseP}^2}, \quad G_{c|pu} = \frac{S_{baseP} G_c}{V_{baseP}^2}, \quad B_{m|pu} = \frac{S_{baseP} B_m}{V_{baseP}^2} \quad (3.12)$$

Na maioria das aplicações em análise de sistemas de energia, caso do trânsito de potências, pode desprezar-se a corrente de excitação, o que permite simplificar o esquema equivalente para o da Figura 3.8. Em [23] é resolvido um exemplo em que são calculadas a tensão e a corrente primárias usando os três esquemas e pode observar-se que os valores obtidos são praticamente idênticos, o que suporta o uso do esquema aproximado.

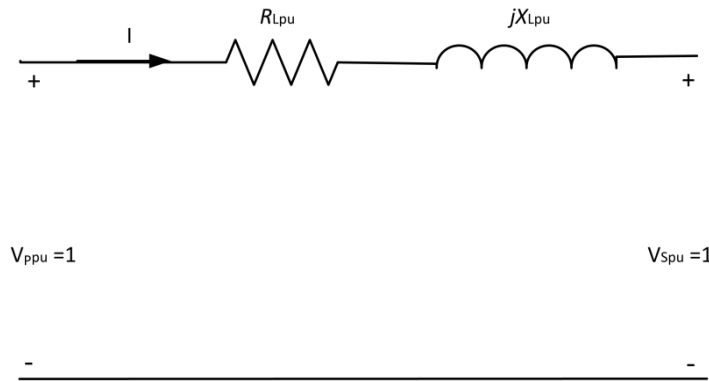


Figura 3.8: Circuito equivalente aproximado do transformador monofásico real valores em p.u.

A dedução das equações do trânsito de energia para um transformador representado pelo esquema acima encontram-se no Anexo A.2.2.

3.3. Transformadores reguladores de tensão

É pretendido que a tensão fornecida pelo transformador do lado da carga seja constante e próxima da tensão nominal especificada (V_n), podendo, contudo, ocorrer situações em que a tensão do lado do secundário pode variar em função da corrente de saída requerida ou da tensão de entrada. Em Portugal, a tensão de alimentação declarada (V_c) é fixada por ponto de entrega, no intervalo $V_n \pm 7\% V_n$ [35]. De acordo com a mesma fonte, os valores da tensão declarada nos pontos de entrega são acordados entre o operador da rede de transporte e o operador de rede de distribuição em AT e MT, com revisão periódica anual ou sempre que estes operadores o considerem necessário.

Para regular o perfil de tensão, ao nível do transporte e da distribuição, são utilizados transformadores dotados de um sistema de comutação de tomadas, que permite variar a relação de transformação, aumentando ou diminuindo a tensão aos seus terminais. A variação da relação de transformação é conseguida através de um ajuste do número de espiras de um enrolamento.

O comutador de tomadas pode ser instalado em qualquer um dos enrolamentos mas, de maneira geral, é instalado no lado da tensão mais elevada, que é percorrido pela corrente mais baixa e corresponde ao enrolamento primário [23]. Em [38], num transformador regulador de tensão com comutador de tomadas no lado primário, verifica-se que o número de espiras para um dado *tap* pode ser definido por:

$$N'_p = N_p \pm \Delta N_p \quad (3.13)$$

Donde:

$$a' = \frac{N'_p}{N_s} = a \pm \frac{\Delta N_p}{N_s} \quad (3.14)$$

Dado pretender manter-se constante a tensão no secundário face a variações no primário, p , vem:

$$a' = a \pm \frac{\Delta V_p}{V_s} \quad (3.15)$$

Nestas condições, comparando as equações (3.14) e (3.15), conclui-se que:

$$\frac{\Delta N_p}{N_s} = \frac{\Delta V_p}{V_s} \quad (3.16)$$

A equação (3.15) expressa em p.u. vem:

$$a'_{pu} = 1 \pm \frac{\Delta V_p}{V_p} = 1 \pm \Delta V_{pu} \quad (3.17)$$

Por outro lado dividindo ambos os membros de (3.16) por a , usando a definição $\left(a = \frac{N_p}{N_s}\right)$ no primeiro membro e $\left(a = \frac{V_p}{V_s}\right)$ no segundo, obtém-se:

$$\Delta V_{pu} = \frac{\Delta N_p}{N_p} \quad (3.18)$$

A comutação de tomadas pode ser em vazio ou em carga. O primeiro tipo requer a desconexão do transformador do sistema; são geralmente utilizados quando se espera que a sua razão de transformação seja mudada com pouca frequência [34]. Para os casos em que a razão de transformação deva ser ajustada com regularidade e é indesejável desligar o transformador, a comutação é em carga. O comutador é acionado por um motor controlado automaticamente que mantém a tensão no barramento especificado dentro de limites pré-definidos (uma vez que a variação da relação de transformação não é contínua, não é possível regular a tensão para um valor exato).

Num transformador com regulação em vazio (caso dos transformadores de distribuição), a gama de regulação, ΔV_{pu} , é tipicamente $\pm 5\%$ em escalões de 2.5 % [23], pelo que o número de escalões selecionáveis de 5. Já nos transformadores que têm regulação em carga (caso dos transformadores de transporte), a gama de regulação é em geral entre $\pm 10-15\%$, em escalões de 1%. O número de escalões selecionáveis é, neste caso, de 21-31. Os escalões são igualmente repartidos para um e outro lado da tomada principal, aquela à qual as tomadas estão referidas e que coloca a tensão do transformador no seu valor nominal ($\Delta V_{pu} = 0\%$).

De acordo com [39], um transformador com regulação pode ser modelado por uma admitância ou impedância em série com um transformador ideal com razão de transformação $a:1$, como representado na Figura 3.9.

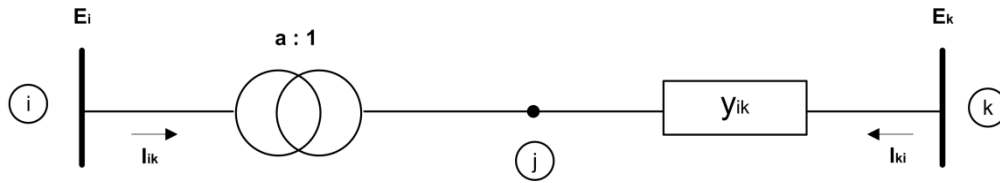


Figura 3.9: Circuito equivalente de um transformador com regulação de tensão.

Neste circuito verifica-se que:

$$E_i = aE_j = a \left(\frac{-I_{ki}}{y_{ki}} + E_k \right) \quad (3.19)$$

Atendendo a que $I_{ki} = -aI_{ik}$, tem-se:

$$E_i = \frac{a^2}{y_{ki}} I_{ik} + aE_k \quad (3.20)$$

Donde:

$$I_{ik} = \frac{y_{ki}}{a^2} E_i - \frac{y_{ki}}{a} E_k \quad (3.21)$$

Um circuito simétrico equivaleria a um circuito em π tal como apresentado na Figura 3.10.

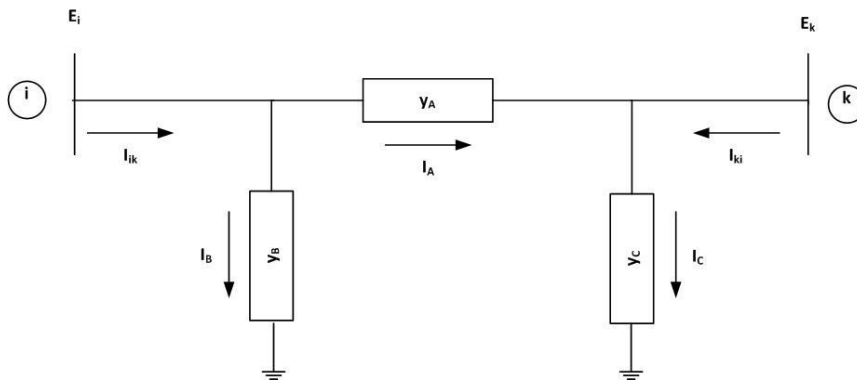


Figura 3.10: Circuito equivalente em pi de um transformador com regulação de tensão.

Para este circuito em pi aplicando a lei dos nós tem-se [38]:

$$\begin{cases} I_{ik} = I_A + I_B = I_A + y_B E_i \\ I_{ki} = -I_A + I_C = -I_A + y_C E_k \end{cases} \quad (3.22)$$

E usando estas equações das correntes nas equações (3.19) e (3.20) vem:

$$\begin{cases} E_i = \frac{a}{y_{ki}} I_A - \frac{ay_C}{y_{ki}} E_k + aE_k \\ E_i = \frac{a^2}{y_{ki}} I_A + \frac{a^2 y_B}{y_{ki}} E_i + aE_k \end{cases} \quad (3.23)$$

Donde:

$$\begin{cases} I_A = \frac{y_{ki}}{a} E_i + y_C E_k - y_{ki} E_k \\ I_A = \frac{y_{ki}}{a^2} E_i - y_B E_i - \frac{y_{ki}}{a} E_k \end{cases} \quad (3.24)$$

Subtraindo as duas equações em (3.19) tem-se:

$$\frac{y_{ki}}{a} E_i + y_C E_k - y_{ki} E_k - \frac{y_{ki}}{a^2} E_i + y_B E_i + \frac{y_{ki}}{a} E_k = 0 \quad (3.25)$$

Agrupando os termos em E_i e E_k vem:

$$\left(\frac{y_{ki}}{a} - \frac{y_{ki}}{a^2} + y_B \right) E_i + \left(\frac{y_{ki}}{a} + y_C - y_{ki} \right) E_k = 0 \quad (3.26)$$

Dado que E_i e E_k são não nulos vem:

$$\begin{cases} y_B = \left(\frac{1}{a^2} - \frac{1}{a} \right) y_{ki} \\ y_C = \left(1 - \frac{1}{a} \right) y_{ki} \end{cases} \quad (3.27)$$

Subtraindo as equações em (3.23) e agrupando os termos vem:

$$\frac{a - a^2}{y_{ki}} I_A = \frac{a^2 y_B}{y_{ki}} E_i + \frac{ay_C}{y_{ki}} E_k \quad (3.28)$$

Mas atendendo a que $I_A = y_A (E_i - E_k)$, agrupando os termos e simplificando, vem:

$$\left((a - a^2) y_A - a^2 y_B \right) E_i = \left(ay_C - (a - a^2) y_A \right) E_k \quad (3.29)$$

Substituindo os valores de y_B e y_C , vem:

$$\left((a - a^2) y_A - (1 - a) y_{ki} \right) E_i = \left((a - 1) y_{ki} - (a - a^2) y_A \right) E_k \quad (3.30)$$

Dado que E_i e E_k são não nulos e usando qualquer dos fatores conclui-se que:

$$y_A = \frac{1}{a} y_{ki} \quad (3.31)$$

Na representação em π do transformador com regulação de tomadas, as diversas admitâncias tomam os valores:

$$\begin{cases} y_A = \frac{1}{a} y_{ki} \\ y_B = \left(\frac{1}{a^2} - \frac{1}{a} \right) y_{ki} \\ y_C = \left(1 - \frac{1}{a} \right) y_{ki} \end{cases} \quad (3.32)$$

A dedução das equações do trânsito de energia para os transformadores reguladores de tensão encontra-se no Anexo A.2.3.

3.4. Condensadores e Bobinas em derivação

As baterias de condensadores em derivação são inseridas quando é necessário uma injeção de potência reativa num dado ponto da rede, para compensar o seu consumo pelas linhas e pela carga.

Os condensadores em derivação constituem o meio mais económico de fornecimento de potência reativa e são usados em todos os níveis de tensão, quer nas redes de transporte, quer de distribuição, os condensadores são instalados para limitar as quedas de tensão devidas ao trânsito de energia reativa e evitar eventuais instabilidades, que possam ocorrer devido à componente indutiva das cargas.

As vantagens da compensação da potência reativa estão associadas a [40], [41]:

- Redução da potência de perdas por efeito de Joule. Ao compensar (localmente) a potência reativa evita-se que uma parte dessa potência seja transportada ao longo do sistema elétrico. Ao reduzir a potência reativa que transita na rede, a corrente que circula nos ramos de transmissão é menor, visto só ter componente ativa. Sendo as perdas proporcionais ao quadrado da corrente ($P_{loss} = RI^2$), pode facilmente concluir-se da importância desta redução, que contribui diretamente para o aumento da eficiência do SEE.
- Aumento da capacidade de transmissão das redes e da sua estabilidade. As linhas elétricas e os transformadores estão limitados pela corrente que nelas circula, e sendo a tensão virtualmente constante, também o estão pela potência aparente. A redução de potência reativa que transita na rede e aumenta o fator de potência permite aumentar a potência ativa em circulação no SEE.
- Melhoria do perfil de tensão. Como consequência da diminuição do valor das quedas de tensão e redução dos ângulos da tensão nos nós.

A impedância de uma bateria de condensadores Z_C é dada por [23]:

$$Z_C = \frac{1}{j\omega C} = j \left(-\frac{1}{\omega C} \right) = jX_C \quad (3.33)$$

Em que C designa a capacitância (F).

A potência reativa gerada por uma bateria de condensadores Q_{cond} é dada pela seguinte equação:

$$Q_{cond} = \omega \times C \times V^2 \quad (3.34)$$

Note-se que a potência reativa é proporcional (em regime permanente) ao quadrado da tensão do barramento V^2 . Modelando a bateria de condensadores por meio de uma susceptância capacitiva B_C , tem-se:

$$Y_C = \frac{1}{Z_C} = j\omega C = jB_C \Rightarrow Q_{cond} = V^2 B_C \quad (3.35)$$

As bobinas de derivação, também denominadas reactâncias *shunt*, são usadas quando existe um excesso de energia reativa na rede, sendo que com a introdução destes equipamentos se consegue absorver a energia reativa (capacitiva) excedentária, evitando que existam elevações de tensão excessivas em algumas regiões da rede. As reactâncias *shunt* são modeladas, à semelhança das baterias de condensadores, pelas equações [23]:

$$Z_r = j\omega L = jX_r \quad (3.36)$$

$$Y_r = \frac{1}{Z_r} = \frac{1}{j\omega L} = j\left(-\frac{1}{\omega L}\right) = jB_r \Rightarrow Q_{reat} = V^2 B_r \quad (3.37)$$

Capítulo 4 – Modelos de Otimização e Implementação em GAMS

4.1. Descrição do programa

Para solucionar um problema de otimização pode recorrer-se a uma ferramenta de modelação ou simplesmente a um *solver* que não é mais do que uma ferramenta matemática (*software*) que recorre a um ou mais algoritmos para resolver um problema de otimização. Já uma ferramenta de modelação consiste num editor e num compilador de uma linguagem de programação associado a diversos *solvers* que permitem ao utilizador formular um modelo descritivo do problema de otimização e analisar as suas soluções [42].

No contexto desta dissertação, recorreu-se ao programa de modelação GAMS, com a versão 24.4.6, usado nas mais distintas áreas para efeitos de otimização. Especialmente concebido para lidar com problemas complexos, adequa-se à otimização de redes elétricas com elevado número de variáveis.

Desenvolvido com base numa linguagem de modelação que permite ao utilizador construir modelos usando as mesmas estruturas lógicas dos sistemas de equações algébricas que se pretende resolver, toma como entrada a descrição do problema de otimização numa forma simbólica e permite que a solução possa ser analisada de forma similar [43]. Existe, pois, uma independência entre o modelo concebido e o método de solução: a ferramenta de modelação é responsável por detalhes relacionados com a sua implementação em *software*, eliminando assim a necessidade de pensar em problemas técnicos relacionados com a algoritmia e permitindo que o utilizador se concentre na modelação do problema matemático [44]. Para um dado problema é muito importante conseguir escrever um modelo adequado à sua otimização, a diferença nos tempos de resolução pode ser muito considerável de uma forma de modelação para outra.

A disponibilidade de uma série de *solvers* permite escolher o mais adequado em função da sua resposta ao tipo de problema a otimizar. Na maioria dos casos não é possível prever qual o algoritmo que terá melhor desempenho na resolução do problema, pelo que se torna muito útil poder, numa fase inicial, comparar as respostas dos diversos *solvers* [44].

A estrutura de um modelo em GAMS, adaptada de [43], encontra-se resumida na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Estrutura de um modelo em GAMS.

Conjuntos	Usados para estabelecer conexões entre dados e variáveis nos modelos, são estruturas equivalentes a índices das representações algébricas.
Dados	Especificação dos valores de <i>input</i> . Podem ser inseridos sob a forma de escalares (adimensional), parâmetros (unidimensional) e tabelas (multidimensional).
Variáveis	Variáveis do problema. Podem ser adimensionais (escalares) ou unidimensionais. Inclui declaração e definição.

Equações	Relações matemáticas entre dados e variáveis. Inclui declaração e definição.
Modelo	Declaração do modelo: Implica a especificação das equações que se pretende resolver e a atribuição de um nome. Podem existir vários modelos num mesmo programa.
Solução	Escolha do método de solução e da função objetivo a minimizar.
Output	Escrita de resultado para ficheiros.

4.2. Modelos de Otimização

Para solucionar o sistema OPF são apresentados três modelos: um modelo completo (modelo ACOPF), que considera o fluxo de potências ativa e reativa, e dois modelos de inicialização, mais simples do que o primeiro e que têm apenas em conta o fluxo de potência ativa. Na secção seguinte são apresentados e são explicadas detalhadamente as diferenças entre estes.

À luz do presente na secção 2.4., optou-se por desenvolver os modelos matemáticos em NLP, porque se acredita numa boa relação entre a precisão de reprodução do sistema real e a tratabilidade do problema.

Este trabalho pretende destacar-se dos restantes trabalhos na área pelo facto dos modelos matemáticos desenvolvidos apresentarem equações do trânsito de energias genéricas para os diferentes elementos de transmissão dependentes do sentido da corrente. O modelo foi desenvolvido em p.u. na base do sistema.

4.2.1. Nomenclatura

Conjuntos

- i, j Conjunto cujos elementos identificam os barramentos. Quando ij identificam um ramo de interligação.
- G Conjunto cujos elementos identificam os geradores.
- L Conjunto cujos elementos identificam as cargas.
- C Conjunto cujos elementos identificam os condensadores e bobines em derivação

Parâmetros

P_{Gi}^{\max} e P_{Gi}^{\min} Define a capacidade máxima e mínima de produção de potência ativa pelo gerador G no nó i , respetivamente (p.u.)

Q_{Gi}^{\max} e Q_{Gi}^{\min} Define a capacidade máxima e mínima de produção de potência reativa pelo gerador G no nó i , respetivamente (p.u.)

a_{Gi}, b_{Gi}, c_{Gi}	Coefficientes da função de custo de produção do gerador G ligado ao nó i
P_{Li} e Q_{Li}	Define a potência ativa e reativa requerida pela carga L no nó i , respetivamente (p.u.)
Con_{ij}	Define a existência de uma linha entre o nó i e o nó j , quando toma o valor 1 e o valor 0 nos restantes casos
G_{ij} e B_{ij}	Condutância e Susceptância longitudinais do ramo que une o nó i e o nó j (p.u.)
Btr_{ij}	Metade da susceptância transversal de uma linha que une o nó i e o nó j (p.u.)
$Slim_{ij}$	Potência aparente limite transmitida do ramo entre o nó i e o nó j (p.u.)
Q_{Ci}^{max} e Q_{Ci}^{min}	Define a capacidade máxima e mínima do elemento de compensação transversal c ligado a um nó i (caso seja uma bateria de condensadores são parâmetros positivos, já no caso das reactâncias <i>shunt</i> são parâmetros negativos).
$Dphase$	Diferença de fase admissível entre o nó i e o nó j (graus)
$Sbase$ e $Vbases$	Potência e Tensões Base do Sistema.
$Vmax$ e $Vmin$	Tensão máxima e mínima admissíveis para os nós.

Variáveis

V_i	Valor eficaz da tensão no barramento i
θ_i	Fase da tensão no barramento i
P_{ij}	Fluxo de potência ativa do nó i para o j , no ramo ij
Q_{ij}	Fluxo de potência reativa do nó i para o j , no ramo ij
S_{ij}	Fluxo de potência aparente do nó i para o j , no ramo ij
P_{Gi}	Potência ativa gerada pelo gerador g no nó i
Q_{Gi}	Potência reativa gerada pelo gerador g no nó i
Q_{Ci}	Potência reativa injetada pelas baterias de condensadores ou de bobines de derivação c associada ao nó i
m_{ij}	Relação de transformação do transformador
$Cos t$	Valor do custo de produção total da energia gerada
$Ploss$ e $Qloss$	Perdas totais de potência ativa e reativa no sistema de transmissão
Sg	Potência ativa gerada total

4.2.2. Modelo ACOPF

4.2.2.1. Restrições de Igualdade

Equações do trânsito de energia

As equações do trânsito de potência foram tidas sob a forma real, em coordenadas polares das tensões, e constituem expressões gerais para os ramos de transmissão consideradas pelo modelo: linhas, transformadores ligados à tomada nominal e transformadores com comutação de tomadas.

No caso de estarmos perante uma linha, $m_{ij} = 1$, as equações recaem sobre as equações da potência transitada numa linha; no caso de estarmos perante um transformador ligado à tomada nominal, $m_{ij} = 1$ e $B_{tr_{ij}} = 0$, as equações recaem sobre as equações da potência transitada num transformador regulador de tensão; no caso de estarmos perante um transformador ligado fora da tomada nominal, $B_{tr_{ij}} = 0$, as equações recaem sobre as equações de potência transitada num transformador regulador de tensão. A dedução das equações de transmissão de potência para linhas, transformadores e transformadores com regulação de tensão pode ser consultada em anexo (Anexo A. 1).

No sentido $i \rightarrow j$:

$$P_{ij} = \left[\frac{V_i^2}{m_{ij}^2} G_{ij} - \frac{V_i V_j}{m_{ij}} (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \right] \quad \forall ij \mid Con_{ij} = 1 \quad (4.1)$$

$$Q_{ij} = - \left[\frac{V_i^2}{m_{ij}^2} (B_{ij} + B_{tr_{ij}}) - \frac{V_i V_j}{m_{ij}} (B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) - G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \right] \quad \forall ij \mid Con_{ij} = 1 \quad (4.2)$$

No sentido $j \rightarrow i$:

$$P_{ji} = \left[V_j^2 G_{ij} - \frac{V_i V_j}{m_{ij}} (G_{ij} \cos(\theta_j - \theta_i) + B_{ij} \sin(\theta_j - \theta_i)) \right] \quad \forall ji \mid Con_{ij} = 1 \quad (4.3)$$

$$Q_{ji} = - \left[V_j^2 (B_{ij} + B_{tr_{ij}}) - \frac{V_i V_j}{m_{ij}} (B_{ij} \cos(\theta_j - \theta_i) - G_{ij} \sin(\theta_j - \theta_i)) \right] \quad \forall ji \mid Con_{ij} = 1 \quad (4.4)$$

Potência aparente que circula nos elementos de transmissão

No sentido $i \rightarrow j$:

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad \forall ij \mid Con_{ij} = 1 \quad (4.5)$$

No sentido $j \rightarrow i$:

$$S_{ji} = \sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2} \quad \forall ji \mid Con_{ij} = 1 \quad (4.6)$$

Equações de balanço no nó

Tendo em conta todos os componentes caracterizados, as equações de balanço de potência ativa e reativa generalizadas do nó i vêm dadas por:

$$\sum_G P_{Gi} - \sum_L P_{Li} - \sum_{j|Con_{ij}=1} P_{ij} - \sum_{j|Con_{ji}=1} P_{ij} = 0 \quad \forall i \quad (4.7)$$

$$\sum_G Q_{Gi} - \sum_L Q_{Li} + \sum_C Q_{Ci} - \sum_{j|Con_{ij}=1} Q_{ij} - \sum_{j|Con_{ji}=1} Q_{ij} = 0 \quad \forall i \quad (4.8)$$

4.2.2.2. Restrições de Desigualdade

Limite do valor eficaz da tensão nos barramentos

$$V \min \leq V_i \leq V \max \quad \forall i \quad (4.9)$$

Limite das diferenças de fase entre barramentos

$$-Dphase \times \frac{\pi}{180} \leq \theta_i - \theta_j \leq Dphase \times \frac{\pi}{180} \quad \forall ij \quad (4.10)$$

$$-Dphase \times \frac{\pi}{180} \leq \theta_j - \theta_i \leq Dphase \times \frac{\pi}{180} \quad \forall ij \quad (4.11)$$

Limite da geração: Limites das potências ativa e reativa geradas por cada gerador associado a um nó i

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad \forall Gi \quad (4.12)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad \forall Gi \quad (4.13)$$

Limite de potência reativa fornecida pelas baterias de compensação ou das bobines de derivação c associadas ao nó i

$$Q_{Ci}^{\min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{\max} \quad \forall Ci \quad (4.14)$$

Limite de variação das tomadas num transformador com regulação de tensão ligado entre o nó i e o nó j

$$m_{ij}^{\min} \leq m_{ij} \leq m_{ij}^{\max} \quad \forall ij \quad (4.15)$$

Limite das linhas e transformadores: Capacidade máxima de transmissão de potência aparente

$$S_{ij} \leq S \lim_{ij} \quad \forall ij \quad (4.16)$$

$$S_{ji} \leq S \lim_{ij} \quad \forall ij \quad (4.17)$$

4.2.2.3. Funções Objetivo

Minimização das Perdas de Potência no sistema de transmissão

Com a aplicação desta função objetivo procura-se ajustar o perfil de tensão nos barramentos, de forma a possibilitar um uso mais eficiente da rede. Quanto maior forem as perdas nos elementos de transmissão, maior será a energia que é necessário produzir para satisfazer a carga, o que acarreta maiores custos para o sistema. Idealmente, a geração deve ser o mais próximo possível do ponto de consumo e a energia deve percorrer o menor caminho possível. Posto isto:

$$P_{loss} = \sum_{ij|Con_{ij}=1} \left[\left(\frac{V_i^2}{m_{ij}^2} + V_j^2 \right) - 2 \frac{V_i V_j}{m_{ij}} \cos(\theta_i - \theta_j) \right] G_{ij} \quad (4.18)$$

Analogamente, a função objetivo que permite minimizar as perdas de potência reativa na rede:

$$Q_{loss} = \sum_{ij|Con_{ij}=1} - \left[\left(\frac{V_i^2}{m_{ij}^2} + V_j^2 \right) (B_{ij} + B_{tr_{ij}}) - 2 B_{ij} \frac{V_i V_j}{m_{ij}} \cos(\theta_i - \theta_j) \right] \quad (4.19)$$

Tal como as equações do trânsito de energia, as expressões apresentadas são genéricas, isto é, independentes do tipo de elemento de transmissão ligado entre dois barramentos. A dedução das expressões das perdas de potência para os diferentes tipos de elementos de transmissão considerados neste modelo podem ser consultados em anexo (Anexo A.1).

Minimização dos Custos Totais de Geração Termoelétrica

No caso de estarmos perante uma central térmica, os custos de operação para produção de energia podem ser modelados pela seguinte expressão quadrática [10]. Se, no passado, com sistemas mais verticalizados, a sua aplicação era mais fácil e perceptível, já no presente a sua incerteza é bastante mais acentuada, face a um maior número de agentes no sistema e ao estabelecimento de contratos de compra e venda de energia de natureza diversa. Hoje em dia, as centrais são mobilizadas para operação, não em função do seu custo marginal de produção, mas antes num racional dependente dos contratos de aquisição e venda de energia que são estabelecidos na operação dos mercados. Não passa pelos objetivos deste trabalho entrar em linha de conta com a acção dos mercados de energia. A presente função objetivo será utilizada para efeitos de validação do modelo (Capítulo 5), compreendendo que a sua aplicação a um caso real é limitada.

$$Cost = \sum_{Gi} \left[c_{Gi} + b_{Gi} P_{Gi} S_{base} + a_{Gi} P_{Gi}^2 S_{base} \right] \quad (4.20)$$

4.2.3. Modelos de Inicialização

Uma característica geral dos *solvers* para otimização de problemas não-lineares é a sua dependência de uma boa inicialização para obter resultados adequados. Uma boa inicialização é importante em vários aspetos [45]:

- Valores iniciais que satisfaçam, total ou parcialmente, as restrições impostas tornam mais fácil encontrar uma primeira solução fiável.

- Valores iniciais que também estejam o mais próximo possível do que se espera seja o ponto ótimo, reduzem o esforço computacional requerido.
- Alguns dos mais potentes algoritmos de otimização baseiam-se numa correta informação direcional e num correto cálculo das derivadas – que num modelo não-linear dependem do ponto em que se calculam e como tal a sua rápida convergência para o ótimo local depende muito do ponto em que as derivadas iniciais foram calculadas.
- O modelo desenvolvido é um modelo não linear, que define um espaço de admissibilidade (*feasibility*) não-convexo, pelo que podem existir múltiplos ótimos locais para o problema. O *software* procura a solução numa dada região das soluções admissíveis; se o ponto inicial for dentro da região que contém o ótimo global, a probabilidade do *solver* encontrar rapidamente a solução ótima global é maior.

Com essa finalidade, recorreu-se a dois modelos simplificados: um modelo intermédio e um modelo inicial. O modelo intermédio apresenta apenas as condições de igualdade e desigualdade correspondentes à potência ativa e considera inexistentes as quedas de tensão entre os barramentos, o que conduz a $V_i = V_j = 1$ em p.u.. O modelo inicial é um modelo linearizado – também conhecido como modelo de corrente contínua – que não só apresenta as simplificações consideradas no modelo intermédio como também impõe a inexistência de perdas de potência nos ramos e em que se consideram pequenas diferenças de fase entre os barramentos ligados, isto é $\theta_i - \theta_j \approx 0$, donde resulta $\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$ e $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx 0$.

Estes modelos já tinham sido desenvolvidos e implementados anteriormente na UAER [38] e foram adaptados, no contexto desta dissertação, por forma a integrarem o efeito na potência ativa da regulação de tensão pelos transformadores. Foi utilizada como base de inicialização os valores da fase encontrados no modelo anterior. Note-se que, sendo modelos de inicialização, os resultados apresentados nos capítulos posteriores dizem sempre respeito ao modelo ACOPF, modelo completo.

Considerando as premissas anteriormente apresentadas, qualquer um destes modelos pode ser deduzido a partir do modelo ACOPF, modelo geral, pelo que se optou por não explicitar cada um deles. Não obstante, pretende-se salientar dois aspetos inerentes ao processo de inicialização:

1) Dado que, por definição, o modelo inicial (modelo DCOPF) não tem perdas no processo de transmissão, para efeitos de inicialização, efetua-se a minimização da produção de potência ativa (função objetivo) modelada matematicamente pela seguinte expressão:

$$Sg = \sum_{Gi} xA(i, g) \quad (4.21)$$

2) No processo de inicialização da minimização das perdas de potência reativa, apenas a componente ativa do problema bem como a fase da tensão são inicializadas, numa perspetiva de redução das perdas de ativa – todavia, fica-se a um passo mais próximo da solução ótima do que na ausência de inicialização.

4.3. Solver

O algoritmo utilizado para resolução do problema foi o CONOPT 3, versão 3.16F. O CONOPT é um *solver* para problemas de otimização não-lineares de larga escala, propriedade da ARKI Consulting & Development A/S, Dinamarca. Este algoritmo baseia-se no método GRG primeiramente sugerido por Abadie e Carpentier em 1969 [46]. No entanto, a atual implementação sofreu modificações por forma a torná-lo eficiente e para modelos escritos em linguagem GAMS. Os detalhes do algoritmo podem ser encontrados nas publicações de Drud [47], [48], mas saem fora do âmbito desta dissertação. Em seguida, são apresentadas as características gerais deste *solver* presentes em [45].

O CONOPT foi concebido para resolver modelos extensos, com elevado número de equações e variáveis, e esparsos, isto é, cujas funções estão dependentes apenas de um pequeno número de variáveis. É um *solver* que responde bem face a modelos com muitas restrições não-lineares e é rápido a encontrar uma primeira solução fiável, ajustando-se perfeitamente a modelos com poucos graus de liberdade. Se o número de variáveis for superior ao número de restrições, o CONOPT pode ainda usar segundas derivadas, tornando o processo de cálculo muito mais rápido. Uma das suas principais características do processo de resolução reside no passo de pré-processamento (*presolve*) em que as variáveis e as equações recursivas são resolvidas e eliminadas do modelo, bem como as variáveis intermédias apenas utilizadas para definir os termos da função objetivo. O CONOPT/GAMS permite ainda que o utilizador não se preocupe com os detalhes do algoritmo como a escolha de subcomponentes e tolerâncias: CONOPT tem uma lógica intrínseca que seleciona uma solução aproximada que melhor se ajusta ao tipo de modelo e esta aproximação é ajustada dinamicamente à medida que é recolhida e atualizada a informação sobre o seu comportamento.

4.4. Interface com o utilizador

Além do *software* de modelação GAMS, foi utilizado o Microsoft Excel para inserção dos dados e receção dos resultados, devido à facilidade de interligação e tratamento de dados (Figura 4.1). Os dados de input inseridos no ficheiro Excel são escritos num ficheiro .gms, através de subrotinas criadas em *Visual Basic For Applications*; por sua vez, os dados de output são escritos para Excel por intermédio de ficheiros GDX – ficheiros binários de armazenamento com portabilidade entre diferentes plataformas.

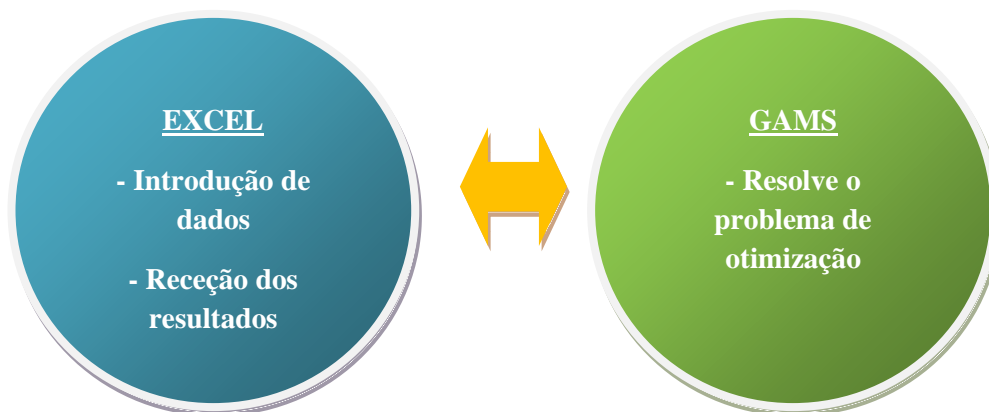


Figura 4.1: Interligação entre os *softwares* GAMS e Microsoft Excel.

Capítulo 5 – Validação do Modelo

Para avaliar o desempenho do modelo proposto é utilizado um sistema de teste de 26 barramentos apresentado em [34]. O sistema é constituído por 6 geradores, 7 transformadores reguladores de tensão, 8 baterias de condensadores em derivação e 26 cargas, uma ligada a cada barramento. O diagrama unifilar da rede encontra-se representado na Figura 5.1 e os dados desta rede apresentam-se em anexo (Anexo A. 3). As cargas têm elasticidade nula em relação à tensão, isto é, consideram-se constantes as potências ativas e reativas absorvidas.

Inicialmente, foi resolvido o trânsito de energia convencional e posteriormente a rede foi otimizada para as três funções objetivo consideradas nesta dissertação e apresentadas na secção 4.2.2. Os resultados obtidos são comparados com os de um programa comercial muito utilizado pelas empresas do sector elétrico, o *Power System Simulator for Engineering (PSS®E)*, da PTI – Power Technologies, Inc (*PSS®E University*, versão 32) [49].

Dada a extensão da rede, os fluxos de potência resultantes do trânsito de energia apresentam-se em anexo (Anexo A.4). Para uma rápida verificação dos resultados, são representados graficamente os perfis do valor eficaz da tensão e os perfis do argumento da tensão e apresentados em tabelas as características de geração. O barramento 1 foi estipulado como barramento de referência e, mesmo nos casos de otimização, tanto a fase como o módulo da tensão são fixos e assumem os valores 0° e 1.025 p.u., respetivamente. Fez-se variar o valor eficaz da tensão entre 0.9 e 1.1 p.u. Os resultados apresentados dizem respeito ao modelo ACOPF (doravante, neste capítulo, referido apenas como modelo).

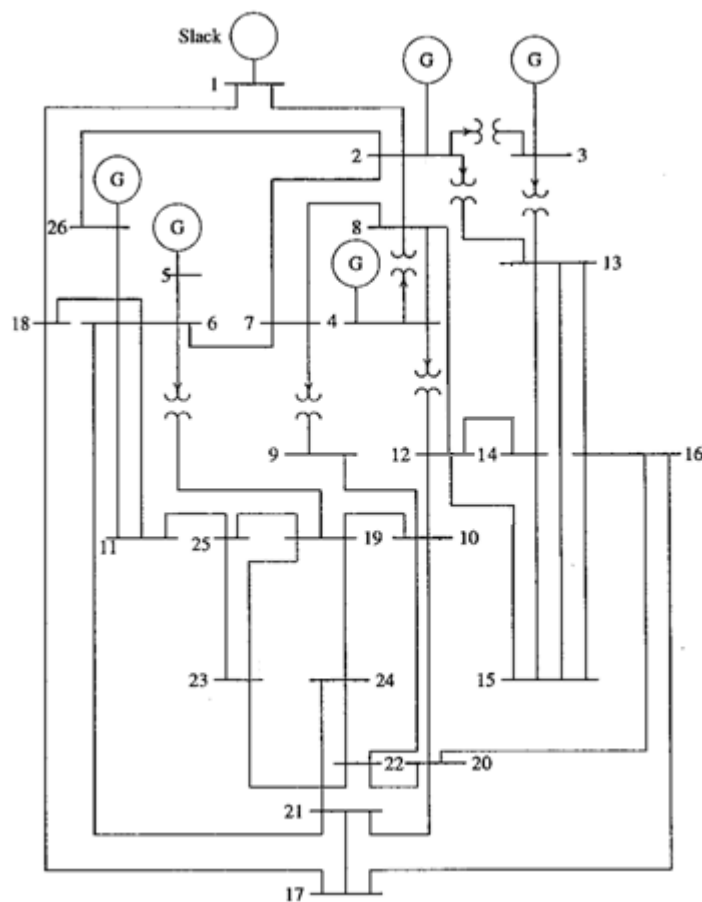


Figura 5.1: Diagrama unifilar da rede de teste de 26 barramentos. Fonte: [34].

5.1. Trânsito de Energia Clássico

Por forma a demonstrar que o modelo desenvolvido tem a capacidade não só de resolver o problema OPF como também o problema SPF começou por simular-se este último. Tal como referido na secção 2.3., foram especificados os três tipos de barramentos necessários à sua resolução. Dado que o problema SPF consiste em encontrar a solução de um sistema de equações não-lineares, o problema pode ser resolvido com recurso a qualquer uma das funções objetivo consideradas, a sua escolha é irrelevante [50].

Na Figura 5.2 é feita a comparação entre o perfil do valor eficaz obtido pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E e na Figura 5.3 são comparados os perfis do argumento da tensão. Os resultados do PSS@E foram obtidos recorrendo ao método de resolução de Newton-Raphson, comum na solução deste problema.

É expectável que este seja o caso em que os resultados entre programas sejam mais próximos, pelo facto do processo de solução ser muito menos complexo e de a solução deste problema ser única – note-se que não se está na presença de um processo de otimização.

Como se previa, os perfis, particularmente o do valor eficaz da tensão, diferem muito pouco. No que concerne ao perfil do valor eficaz da tensão, o máximo da diferença entre os resultados obtidos ocorre no barramento 9 e é, em termos absolutos, de $1.05E-02$ p.u. (em termos percentuais, é de sensivelmente 1%); a diferença de resultados apresenta um desvio-padrão de $3.28E-03$ p.u.. Relativamente ao perfil do argumento da tensão, o máximo da diferença entre os resultados obtidos, em termos absolutos, é de 1.126 graus e tem lugar no barramento 12, já o desvio-padrão da diferença é de 0.355 graus.

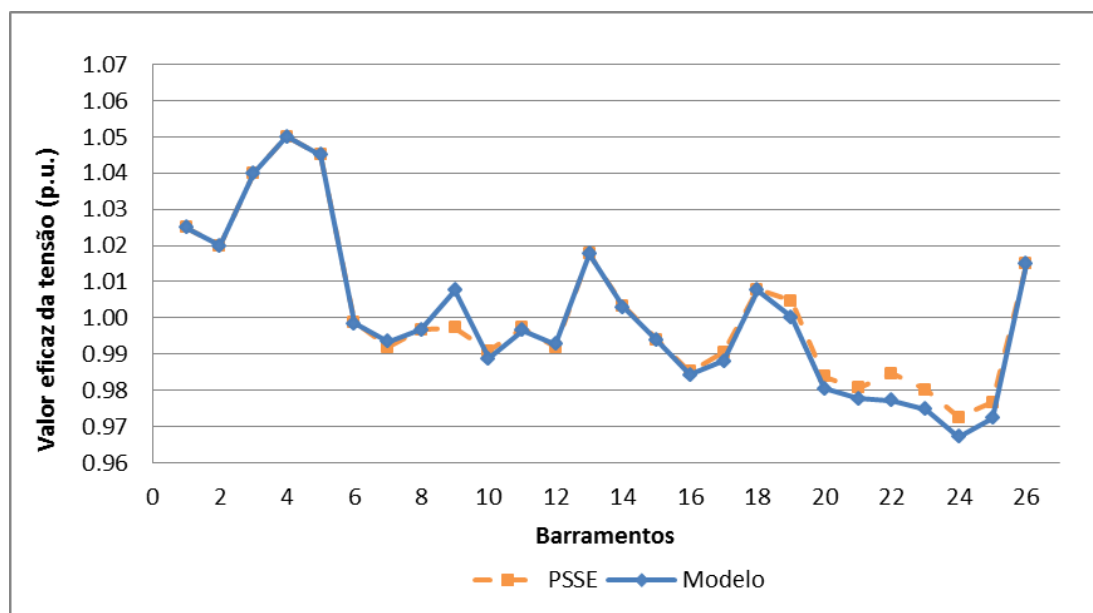


Figura 5.2: Comparação dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, no problema do trânsito de energia.

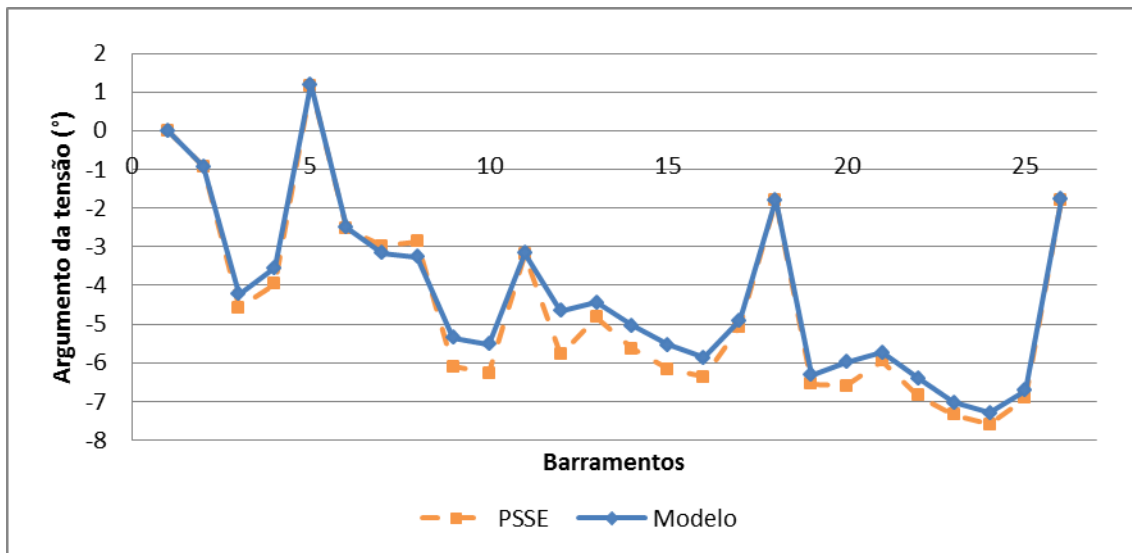


Figura 5.3: Comparação dos perfis do argumento da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, no problema do trânsito de energia.

A Figura 5.1 reúne os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E. Quando comparados, pode verificar-se que a geração de potência é muito semelhante. No que diz respeito à potência ativa, a diferença absoluta de potência no barramento de referência é de apenas 0.26 MW. Relativamente à potência reativa gerada, a diferença absoluta máxima de 6.65 MVar no barramento 2 e apresenta um desvio-padrão da diferença de 4 MVar. A diferença absoluta de geração total ativa de 0.26 MW e de geração total reativa de 0.75 MVar.

Tabela 5.1: Comparação entre os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, no problema do trânsito de energia.

Gerador ligado ao Barramento	Modelo		PSS@E	
	Activa (MW)	Reactiva (MVar)	Activa (MW)	Reactiva (MVar)
1	719.56	230.10	719.3	226.6
2	79.00	116.25	79	122.9
3	20.00	95.64	20	92.6
4	100.00	50.76	100	54.4
5	300.00	126.18	300	124.1
26	60.00	33.22	60	32.3
Total	1278.56	652.15	1278.30	652.90

5.2. OPF: Minimização das perdas de potência ativa

Com a minimização desta função objetivo pretende-se para uma dada carga da rede, obter o perfil de tensão que origine a menor perda de potência ativa na transmissão. Assim, é fixado o valor da potência ativa dos geradores e são ajustados os valores do módulo das tensões de geração, o que conduz à alteração das potências reativas de geração. O ajuste da potência ativa ocorre no barramento de referência.

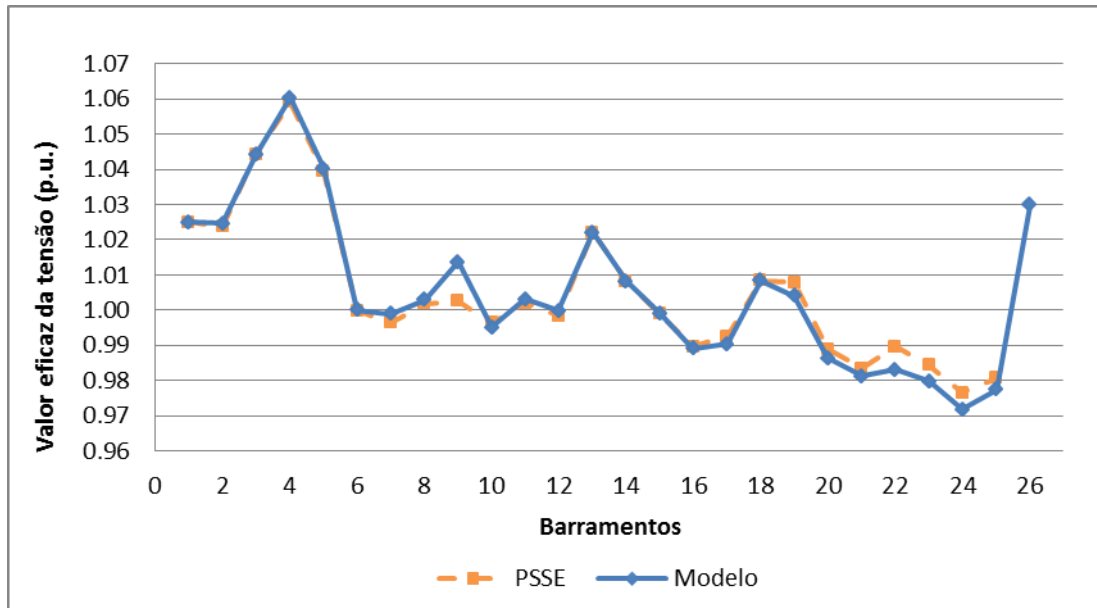


Figura 5.4: Comparação dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de ativa.

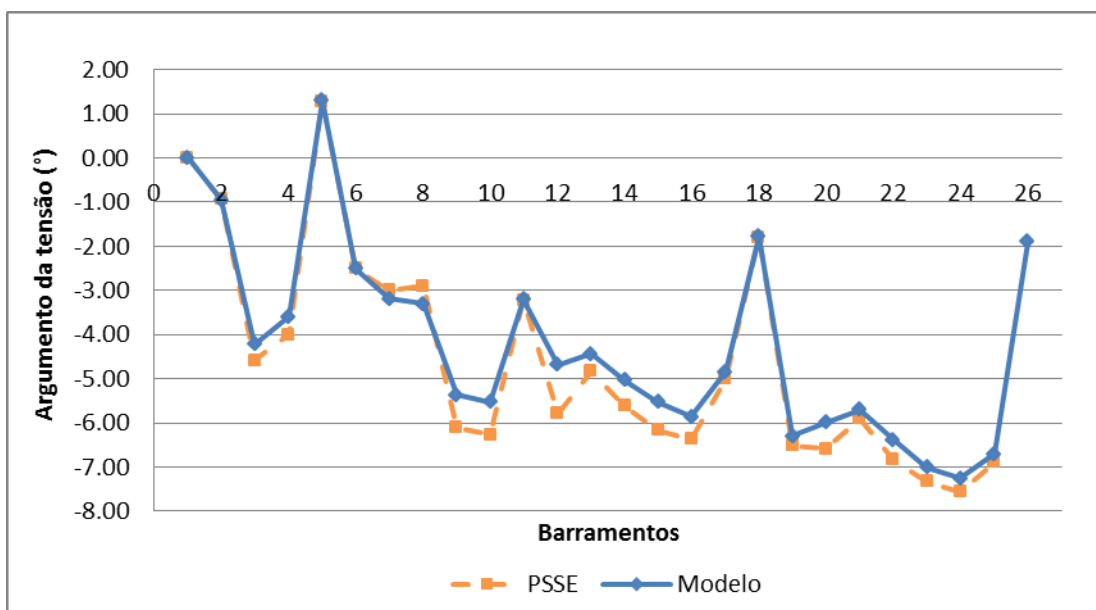


Figura 5.5: Comparação dos perfis do argumento da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de ativa.

Na Figura 5.4 é feita a comparação entre o perfil do valor eficaz obtido pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E e na Figura 5.5 são comparados os perfis do argumento da tensão. Novamente, os perfis tanto do valor eficaz como do argumento da tensão diferem muito pouco, apesar do número de graus de liberdade ser maior neste caso do que no anterior. No que diz respeito ao perfil do valor eficaz da tensão, o máximo da diferença é de 1.13×10^{-2} p.u. (em termos percentuais, é cerca de 1.1%) e ocorre, à semelhança do trânsito de energia, no barramento 9; a diferença de resultados apresenta um desvio-padrão de 3.36×10^{-3} p.u.. Relativamente ao perfil do argumento da tensão, o máximo da diferença entre os resultados obtidos é de

aproximadamente 1.108 graus e tem lugar no barramento 12, já o desvio-padrão da diferença é de 0.334 graus.

Tabela 5.2: Comparação entre os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de ativa.

Gerador ligado ao Barramento	Modelo		PSS@E	
	Pgen (MW)	Qgen (MVar)	Pgen (MW)	Qgen (MVar)
1	719.21	124.14	718.7	141
2	79	205.43	79	194.3
3	20	88.90	20	90.5
4	100	80.00	100	79.8
5	300	103.44	300	101.4
26	60	47.84	60	43.4
Total	1278.21	649.74	1277.70	650.40

A Tabela 5.2 agrupa os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E. Quando comparados, pode verificar-se que a geração de potência em cada barramento apresenta algumas diferenças, particularmente na potência reativa, na ordem das dezenas de MVar. No que se refere à potência ativa, a diferença absoluta de potência no barramento de referência é de 0.51 MW. No que diz respeito à potência reativa gerada, o máximo da diferença absoluta é de 16.86 MVar e ocorre no barramento de referência embora o desvio-padrão da diferença seja 9.32 MVar. Estas diferenças não são significativas e, em termos de potência total gerada, os resultados obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E são muito semelhantes com uma diferença absoluta de geração total ativa de 0.51 MW e de geração total reativa de 0.66 MVar.

5.3. OPF: Minimização das perdas de potência reativa

Tal como no processo de minimização das perdas de ativa, pretende determinar-se o perfil de tensão que conduza, neste caso, à menor perda de potência reativa na transmissão; a potência ativa dos geradores é especificada enquanto os valores do módulo das tensões de geração são ajustados. Também a potência ativa do barramento de referência é ajustada.

Na Figura 5.6 é feita a comparação entre o perfil do valor eficaz obtido pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E e na Figura 5.7 são comparados os perfis do argumento da tensão.

Relativamente ao perfil do valor eficaz da tensão, o máximo da diferença é de 1.6E-02 p.u. (em termos percentuais, é de 1.6%) e ocorre, à semelhança dos casos anteriores, no barramento 9; a diferença de resultados apresenta um desvio-padrão de 3.79E-03 p.u.. No que diz respeito ao perfil do argumento da tensão, o máximo da diferença entre os resultados obtidos é de aproximadamente 1.059 graus e tem lugar no barramento 12, já o desvio-padrão da diferença é de 0.336 graus.

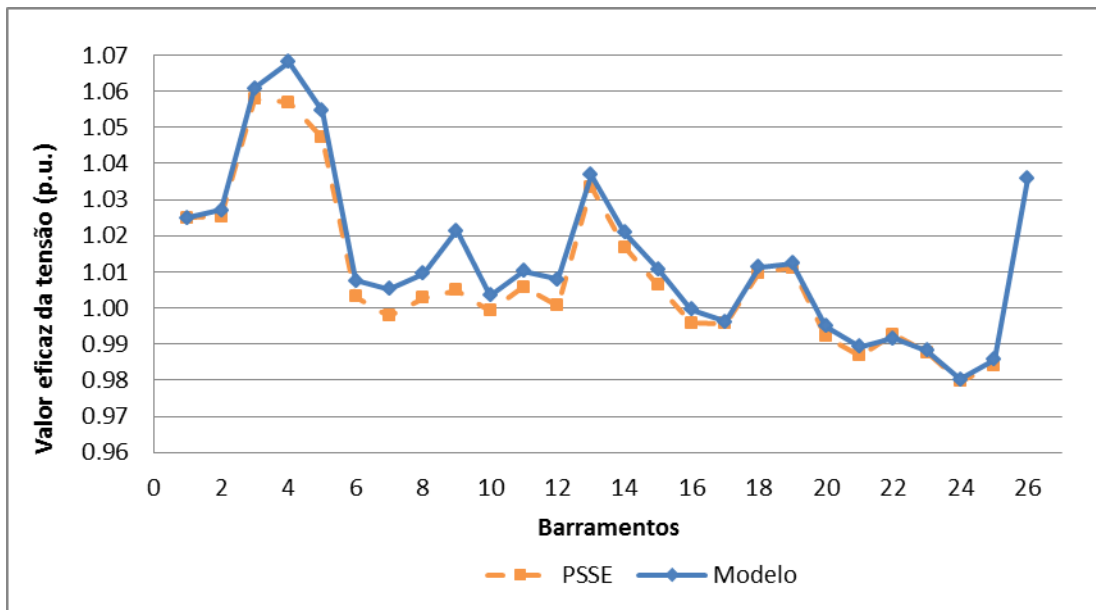


Figura 5.6: Comparação dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de reativa.

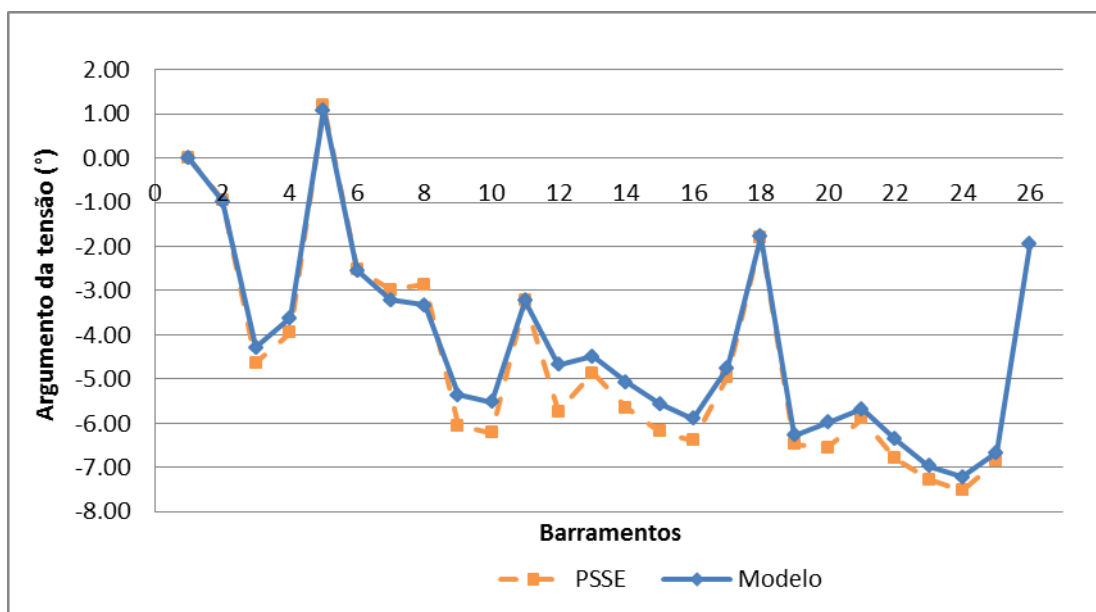


Figura 5.7: Comparação dos perfis do argumento da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de reativa.

A Tabela 5.3 reúne os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS®E. Relativamente aos outros três casos apresentados, este é aquele cujos resultados obtidos pelo modelo apresentam maiores desvios relativamente aos resultados apresentados pelo PSS®E de geração de potência reativa em cada barramento. Embora não fosse evidente nos perfis das componentes da tensão (apesar de ser este o caso em que há maior afastamento), não é

desapropriado afirmar que os algoritmos usados no processo de solução⁵ encontram uma solução diferente para a minimização dos trânsitos de reativa na transmissão, sendo o modelo desenvolvido aquele que apresenta uma solução que conduz a menores perdas. No entanto, estas soluções são muito próximas uma vez que a diferença entre a totalidade de potência gerada é pequena – relativamente à potência ativa, a diferença é de apenas 0.44 MW e relativamente à potência reativa é de 2.16 MVar –, pelo que estas diferenças não invalidam a qualidade do modelo nesta vertente.

Olhando para o perfil de potência reativa gerada, o máximo da diferença absoluta é, novamente, no barramento de referência com o valor de 62.943 MVar e o desvio-padrão da diferença de 32.95 MVar – valores estes, comparativamente aos outros casos, muito elevados. O défice de potência reativa gerada neste barramento pelo modelo em GAMS, comparativamente ao PSS@E, é depois compensado essencialmente por um acréscimo na produção no barramento 4 e no barramento 5, o que conduz, no final, a uma totalidade de potência reativa gerada não muito diferente entre ambas as ferramentas.

Tabela 5.3: Comparação entre os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização das perdas de reativa.

Gerador ligado ao Barramento	Modelo		PSS@E	
	Pgen (MW)	Qgen (MVar)	Pgen (MW)	Qgen (MVar)
1	719.44	30.46	719	93.4
2	79.00	200.52	79	196
3	20.00	150.00	20	149.6
4	100.00	80.00	100	47.6
5	300.00	136.33	300	116.8
26	60.00	49.74	60	45.8
Total	1278.44	647.04	1278.00	649.20

5.4. OPF: Minimização dos custos de geração

Com a minimização dos custos de geração pretende obter-se o perfil de geração que origine o menor custo de combustível para um dado perfil de carga, pelo que tanto a potência ativa como o módulo das tensões dos geradores são ajustados de forma a fazer cumprir as restrições. Na Figura 5.8 é feita a comparação entre o perfil do valor eficaz obtido pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E e na Figura 5.9 são comparados os perfis do argumento da tensão.

Como se pode observar, os perfis tanto do valor eficaz como do argumento da tensão voltam a diferir muito pouco. No que concerne ao perfil do valor eficaz da tensão, o máximo da diferença entre os resultados obtidos ocorre no barramento 9 e é de 1.02E-02 p.u. (em termos percentuais, é cerca de 1%); a diferença de resultados apresenta ainda um desvio-padrão de 3.36E-03 p.u.. Relativamente ao perfil do argumento da tensão, é neste caso que se obtém as menores diferenças: o máximo da diferença entre os resultados obtidos é de apenas 0.856 grau e tem lugar no barramento 12, já o desvio-padrão da diferença é de 0.26 graus.

⁵ Note-se que são diferentes, o PSS@E faz uso combinado do método dos pontos interiores com o método de Newton de segunda ordem [49].

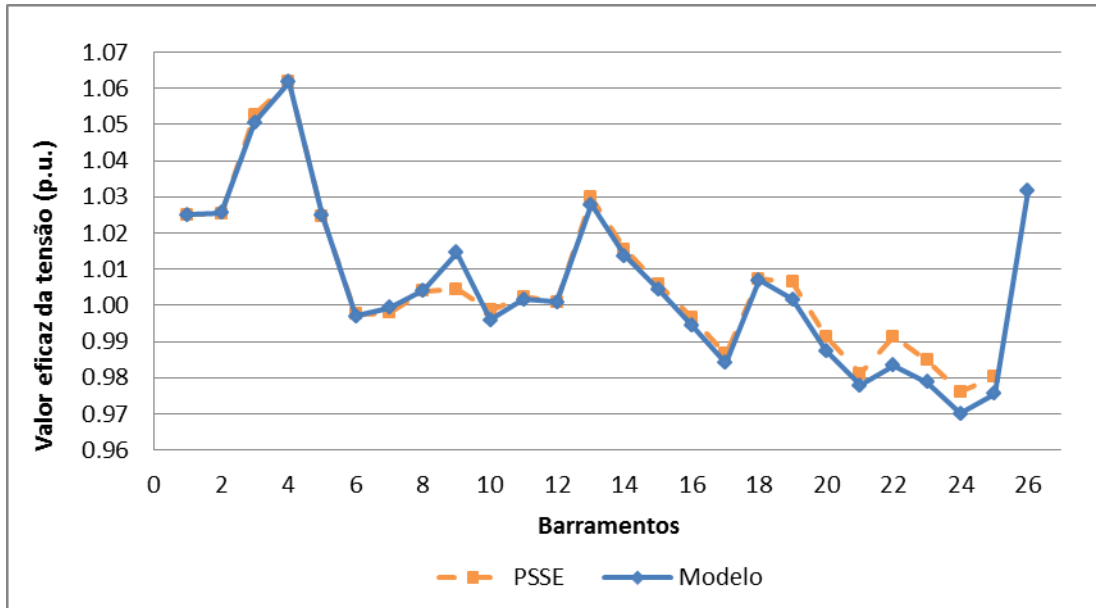


Figura 5.8: Comparação dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização dos custos de geração.

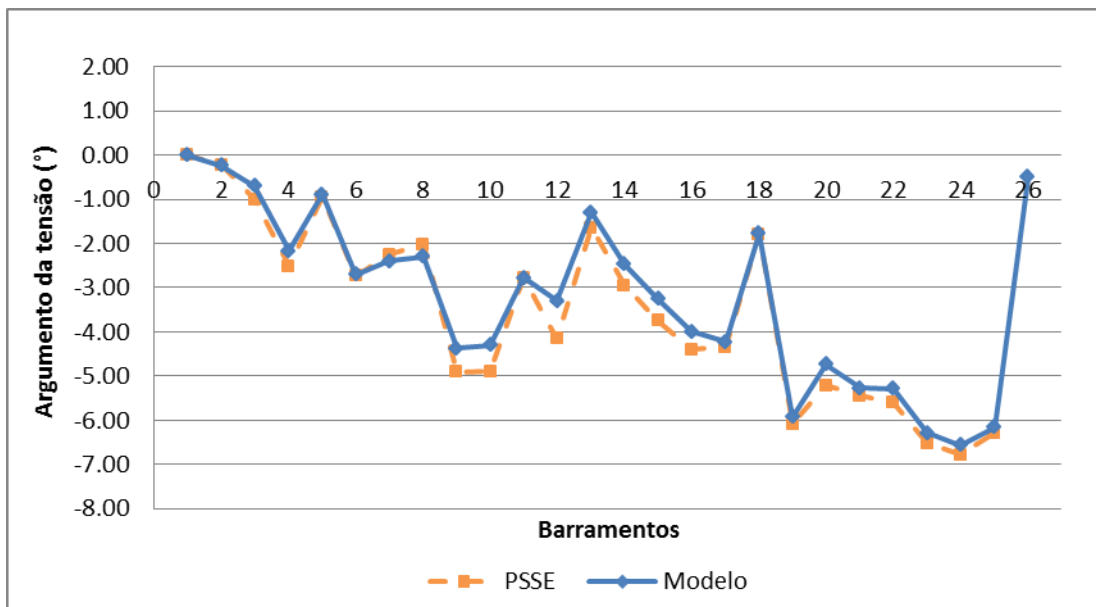


Figura 5.9: Comparação dos perfis do argumento da tensão obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização dos custos de geração.

A Tabela 5.4 reúne os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E. Quando comparados, pode verificar-se que a geração de potência que se obtém em cada barramento é muito semelhante. A diferença absoluta máxima é de 7.35 MW em termos de potência ativa enquanto em termos de potência reativa é de 9.27 MVar e ocorrem ambas no barramento 2. O desvio-padrão da diferença é de 4.06 MW e de 5.67 MVar. A diferença das perdas totais ativa é de 0.32 MW e das perdas totais reativas de 2.37 MVar.

Tabela 5.4: Comparação entre os perfis de geração obtidos pelo modelo em GAMS e pelo PSS@E, resultantes da otimização com o objetivo de minimização dos custos de geração.

Gerador ligado ao Barramento	Modelo		PSS@E	
	Pgen (MW)	Qgen (MVar)	Pgen (MW)	Qgen (MVar)
1	446.94	142.61	444.1	144.4
2	171.45	181.37	178.8	172.1
3	262.16	85.55	259.5	93.7
4	135.86	80.00	134.1	80
5	173.86	83.06	171.4	80.7
26	84.84	48.28	86.9	47.6
Total	1275.12	620.87	1274.80	618.50

5.5. Análise Global dos Resultados

A semelhança dos resultados anteriores permite, assim, comprovar a validade do modelo desenvolvido, na solução do problema SPF e no problema OPF. É de salientar que os valores da diferença máxima e do desvio-padrão da diferença dos perfis das componentes da tensão, nos quatro casos, tinham valores muito próximos, com o máximo da diferença a rondar 1% e com um desvio-padrão da diferença médio de $3.34E-02$ p.u., no valor eficaz da tensão, e com o máximo da diferença a rondar 1 grau e com um desvio padrão da diferença médio de 0.32 graus, na fase da tensão, o que dá indicação da sua consistência.

A Tabela 5.5 reúne os valores das variáveis das potências ativa e reativa de perdas (Ploss e Qloss, respetivamente) bem como das variáveis dos custos de geração, para cada um dos casos obtidos pelo modelo. Quando se comparam os resultados do trânsito de energia calculado através de métodos convencionais, com os resultados otimizados pelas diferentes funções objetivo pode verificar-se que:

- 1) A solução da rede através do trânsito de energia conduz às maiores perdas e custos de geração;
- 2) À exceção do caso da minimização dos custos de combustível, as perdas de potência ativa são menores no caso em que se procede à sua minimização, com um valor mínimo de 15.21 MW, bem como as perdas de potência reativa são inferiores no caso em que se procede à minimização dos trânsitos de reativa, com um valor mínimo de 30.04 MVar. Esta observação está de acordo com a função objetivo usada e prova o bom desempenho destes indicadores.
- 3) Os custos totais de combustível são os mais baixos no caso em que se procede à sua minimização, com um valor mínimo de 15438 US\$, o que está de acordo com a função objetiva usada e prova o seu bom desempenho também deste indicador. No entanto, é no caso da minimização dos custos de combustível que se verificam os menores valores de custos totais de combustível como também de perdas de ativa e reativa. Isto deve-se ao facto de, neste processo, tanto a potência ativa como o módulo das tensões dos geradores serem ajustados de forma a fazer cumprir as restrições. A potência ativa fornecida deixa de ser, assim, a especificada e assume um perfil completamente distinto, dando origem a um trânsito de energia na rede que conduz não só à minimização dos custos de produção como também à diminuição das perdas ativas e, particularmente, das perdas reativas do sistema. Posto isto, pode inferir-se que os valores de potência ativa especificados para a geração no trânsito de energia não são ótimos e

acarretam perdas de potência e custos de geração para a rede superiores aos valores que se obtêm por otimização dos fluxos.

Tabela 5.5: Perdas de ativa e reativa e custos de geração obtidas pelo modelo, para cada uma das situações analisadas.

	Ploss (MW)	Qloss (MVar)	Custo geração (USD)
Trânsito de energia	15.527	36.428	4.789E+08
OPF: Minimização dos custos de geração	12.122	3.900	1.544E+04
OPF: Minimização das perdas de ativa	15.212	32.743	4.786E+06
OPF: Minimização dos trânsitos de reativa	15.437	30.043	1.676E+04

Capítulo 6 – Caso de Estudo

No território português, é no sul da região continental do país que se fazem sentir os maiores níveis de radiação [18]. Além disso, caracteriza-se por ter uma baixa densidade populacional – de aproximadamente 60 habitantes/km² [51], de acordo com os dados do INE – em particular no Alentejo, pelo que existe um grande potencial de área disponível para a instalação de projetos de média e grande dimensão. Posto isto, e uma vez que se pretende testar a aplicabilidade da ferramenta desenvolvida, será feita, neste capítulo, uma análise da capacidade da rede de transporte nesta região face a elevados níveis de integração de geração PV. A área em estudo abrange o Algarve, Alentejo (à exceção do distrito de Portalegre) e Setúbal.

A gestão e operação da Rede Nacional de Transporte (RNT) em Portugal são feitas pela REN. No Anexo A.5 encontra-se o mapa da rede de transporte da zona sul do país em 2014. A rede da zona em estudo contempla 21 subestações e 4 postes de corte e seccionamento interligados por linhas aéreas e transformadores com regulação de tensão, nos níveis de tensão de 150 kV e 400 kV, a que se ligam cargas, geradores e elementos de compensação de potência reativa. As principais fontes de geração de energia elétrica nesta região são as centrais hidroelétricas do Alqueva, a central a carvão de Sines e a central de cogeração a gás natural integrada no complexo da refinaria de Sines.

6.1. Dados de entrada

Os dados da rede foram retirados do documento “Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede – Situação a 31/12/2014” [52]. À data em que se iniciou este estudo eram esses os dados mais recentes. O tratamento de dados efetuado consistiu nas seguintes adaptações:

- Os parâmetros dos transformadores foram convertidos da potência base do transformador para a potência base do sistema considerada, i.e., 100 MVA. As tensões base tidas como tensões nominais de 150 e 400 kV.
- Como se pode observar, o modelo desenvolvido foi concebido para que seja ligado entre dois barramentos um único elemento de transmissão, não estando prevista a existência de linhas paralelas. Como tal, nos casos em que existe mais do que uma linha ou, no caso que exista uma linha associada a um transformador regulador de tensão, efetuou-se o cálculo equivalente dos parâmetros e da potência aparente limite.
- A condutância e susceptância de magnetização dos transformadores foram desprezadas, sendo só considerada a sua admitância longitudinal no modelo.
- Foram efetuadas algumas simplificações na rede para a tornar representável, e.g. as cargas de Porto Alto e Quinta Grande foram associadas aos barramentos de Palmela; a carga do Fogueteiro ao barramento da Trafaria; a carga de Luzianes ao barramento de Sabóia. Pode constatar-se que estas simplificações não introduzem diferenças significativas nos trânsitos de energia, uma vez que se tratam dos extremos da rede de tensão 150 kV.
- Os pontos de partida de ramais das linhas foram modelados como barramentos (vide Fictício1, Fictício4, Fictício5 e Fictício6).
- Apesar do documento da REN ter informação de que existem dois bancos de reactâncias ligados aos barramentos de Portimão (400kV) e Tavira (150kV), essas reactâncias não foram tidas em conta nas análises posteriores.
- Dado que se está a estudar uma porção da rede elétrica nacional, procedeu-se ao corte da rede nas linhas de 400 kV que conectam Palmela / Fanhões, Fernão Ferro / Ribatejo e no Ramal da linha de Palmela – Sines / Fanhões. Em redes com uma estrutura radial, pode substituir-se a rede a montante pela sua impedância de Thévenin (também designada por impedância de curto-circuito) [23]. Esta impedância Z_{cc} calcula-se a partir da potência de curto-circuito S_{cc} imposta pela rede a montante, que em valores p.u., é dada por:

$$Z_{cc} = \frac{\left(\frac{V_n}{V_{base}}\right)^2}{\frac{S_{cc}}{S_{base}}} \quad (6.1)$$

Posto isto, foram criados barramentos de capacidade infinita interligados aos barramentos de Palmela, Fernão Ferro e Fictício1, respetivamente, através de uma linha caracterizada pela reactância de curto-circuito (desprezou-se a componente resistiva).

Por forma a ilustrar o descrito e à semelhança dos esquemas publicados pela REN, na Figura 6.1 encontra-se esquematizada a rede nas condições estudadas. Os dados detalhados podem ser consultados no Anexo A.6.

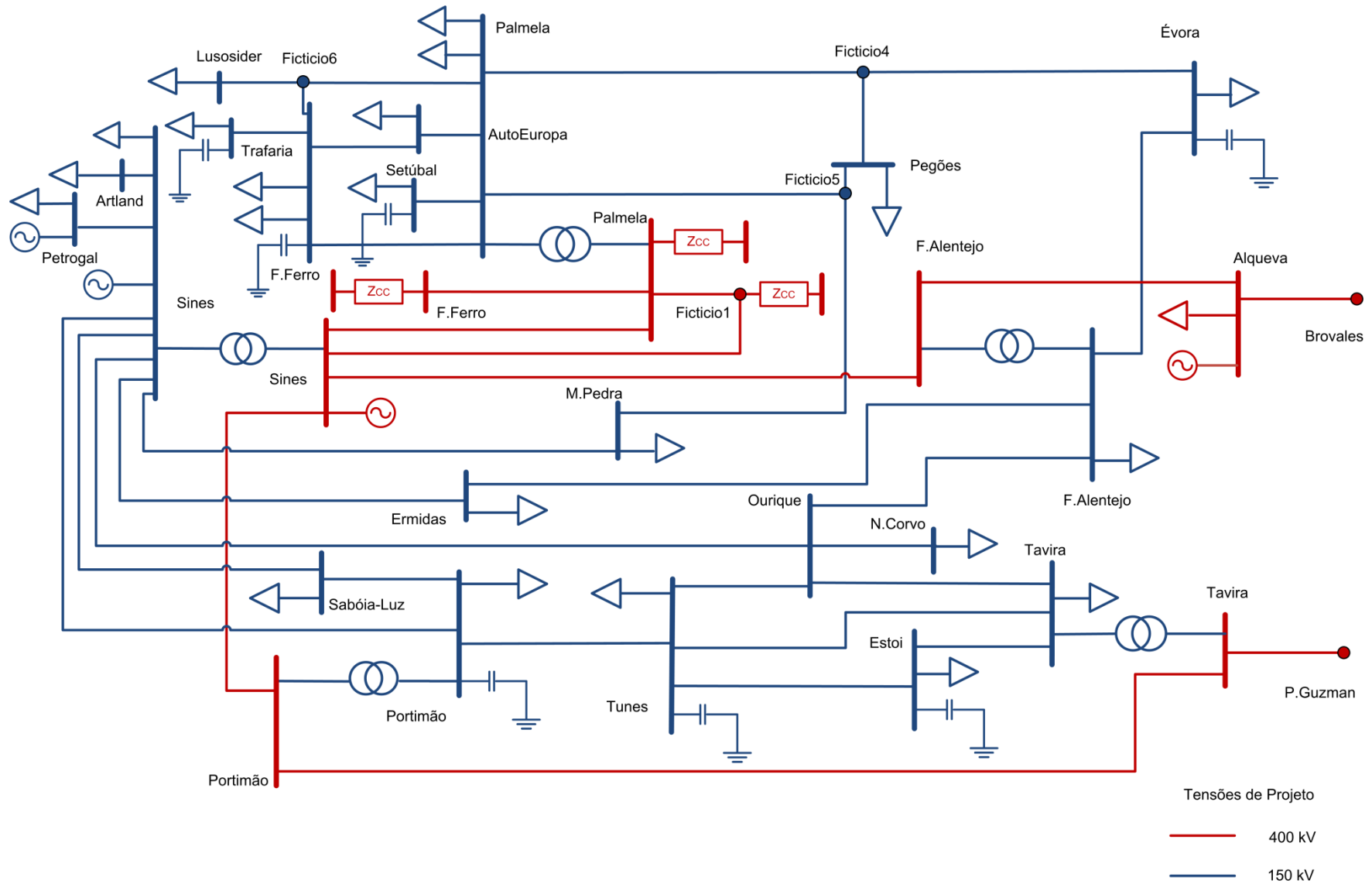


Figura 6.1: Esquema unifilar da rede do Sul de Portugal, nas condições estudadas.

6.2. Cenários de Operação

Os cenários de operação, que se pretendem simular e que serão em seguida apresentados, são:

- i) Cenário de referência: Produção máxima e consumo máximo – Simulação do dia de Inverno em condições máximas de consumo, presente no relatório da REN;
- ii) Cenário A: Produção máxima com integração de elevada geração PV e consumo mínimo;
- iii) Cenário B: Produção mínima e consumo máximo.

6.2.1. Cenário de referência: Simulação do dia característico de Inverno

Para garantir a aplicabilidade do modelo na caracterização do sistema elétrico em estudo, procedeu-se à comparação dos resultados otimizados pelo modelo desenvolvido com o trânsito de energia publicado pela REN, nas condições máximas de consumo do dia 4 de Fevereiro de 2014. Estas condições caracterizam-se por serem as de maior produção e consumo na área em estudo, pelo que constituirá um cenário de referência na análise dos cenários posteriores.

Condições de simulação

Para as simular no modelo de otimização dos fluxos de energia, fixaram-se as seguintes variáveis de controlo: potências ativas geradas, potências reativas injetadas pelos elementos de compensação (baterias de condensadores) e razão de transformação dos transformadores reguladores de tensão, de acordo com os dados fornecidos pela REN. Assim sendo, são ajustados os valores do módulo das tensões de geração bem como as potências reativas de geração, dentro de limites pré-definidos para apoiar a convergência do processo. Os limites são definidos, para a tensão nos barramentos, entre 0.95 e 1.13 p.u., enquanto os limites de potência reativa assumidos encontram-se reunidos na Tabela 6.1.

Foram escolhidos intervalos de variação estreitos, por forma a garantir que a solução ótima encontrada era o mais próxima possível da apresentada pela REN [52] e que aqui se pretende simular. A função objetivo utilizada foi a de minimização das perdas de potência ativa na transmissão e a única interligação a Espanha considerada, Alqueva – Brovales, foi tratada como uma carga. A interligação de Tavira – Puebla Guzman só entra em serviço na segunda metade do ano [53], pelo que não foi incluída.

Uma vez que se pretendia fixar a potência ativa injetada nos barramentos de Palmela e Fernão Ferro no nível nominal de 400kV, não se consideraram, nesta simulação, os barramentos de capacidade infinita representativos da rede a exterior ligados a estes barramentos bem como o ligado ao barramento Fictício 1. Posto isto, o barramento Fictício 1 foi naturalmente escolhido para barramento de referência, a fim de se fixar o argumento de tensão (deixando-se livre o valor eficaz da tensão). A fase pode assumir valores nos restantes barramentos entre [-20,20] graus.

Não foi possível abordar a questão numa perspetiva do SPF, uma vez que não são conhecidos os argumentos da tensão nos barramentos, pelo que se desconhecia qual a fase da tensão a aplicar num suposto barramento de referência. Assim, tendo em conta o que já foi mencionado sobre

este problema, optou-se por uma abordagem mais flexível para solução do trânsito de energia na rede, a qual é dada numa perspectiva de otimização.

Tabela 6.1: Limites assumidos para a potência reativa gerada, na simulação de um dia característico de Inverno.

Gerador ligado ao barramento	Q_{Gi}^{\max} (MVAr)	Q_{Gi}^{\min} (MVAr)
ALQUEVA	-239	-244
SINES400	-50	-44.8
SINES150	172	165
PETROGAL	-15	-17
FERNAOFERRO400	-35	-31.7
PALMELA400	-35	-30.6
FICTICIO1	13.8	-13.8

6.2.2. Cenários extremos de operação

Para o estudo e análise do efeito da integração da produção distribuída de origem PV na rede de transporte do Sul do país foram definidos dois cenários que simulam condições extremas da rede:

- Cenário de produção máxima e consumo mínimo (Cenário A);
- Cenário de produção mínima e consumo máximo (Cenário B).

Foram escolhidos estes cenários de estudo porque representam o comportamento da rede elétrica nos momentos de maior e menor consumo (situações extremas). São excelentes indicadores da robustez do sistema elétrico, ou seja, se a rede for suficientemente robusta e responder de forma positiva às condições destes cenários também responde noutros estados menos extremos.

Com este objetivo foi considerado nulo o fluxo de exportação/ importação de potência das interligações a Espanha e, tendo ainda em vista que os cenários retratam uma situação de transição futura do sistema elétrico nacional, procedeu-se à desativação da central a carvão de Sines cuja desclassificação está prevista para 2017 [54], no seguimento da substituição do carvão por gás natural como fonte de energia primária nas centrais termoelétricas.

No cenário A, aliado à produção máxima das centrais do Alqueva e da Petrogal, fez-se injetar nas diferentes subestações a capacidade PV (disponível na rede elétrica) apresentada na Figura 6.2. Nos casos em que as subestações estão agrupadas com um mesmo valor, a capacidade de receção foi dividida de modo equitativo. Tomou-se a potência reativa gerada pelo PV como nula. A produção de potência ativa total é de 1243.2 MW. O consumo mais baixo é de 508 MW e verifica-se no dia 15 de Outubro (Outono) em condições mínimas. Estamos, assim, na presença de um cenário em que a produção é 2.3 vezes superior ao consumo na área de estudo.

No cenário B, aliada à produção mínima da Petrogal – que se verifica no dia 15 de Outubro (Outono) em condições mínimas –, tomou-se a produção pelas centrais do Alqueva e a geração PV, considerada no cenário anterior, como nulas. A produção é apenas de 57 MW. O consumo mais elevado corresponde ao consumo do cenário de referência a que se subtrai o consumo da interligação a Espanha Alqueva – Brovales, que é de 984.7 MW. Estamos, assim, na presença

Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização

do cenário mais extremo de todos, em que o consumo é cerca de 17 vezes superior à produção na área de estudo.

Zona	Nr. Ponto Interligação	Nome	Cap. REN/ SE até 2019 (i)(MVA) [1]	Potencial PV Sustentável (MW) [2]	Capacidade PV em operação (MW) [3]	Cap. Licenciada (ii) (MVA) [4]	Potencial PV Remanescente (MW) [2]-[3]-[4]	Estimativa Capacidade PV disponível (MVA)	
4	ALENTEJO	32/33	Falagueira	170.0	170.0	0	50.0	120.0	120.0
		44/45/46/47/50	F. Ferro, Setúbal, Palmela e Sines	1030.0	445.0	46.8	0	398.2	398.2
		48	Évora	30.0	220.0	29.6	6.0	184.0	0.4
		48A	Estremoz	250.0	294.0	0.1	5.0	288.9	244.9
		49	Alqueva	160.0	270.0	46	1.1	222.9	112.9
		50/51	Sines, F_Alentejo, Portimão	230.0	228.0	33.4	5.4	189.2	189.2
		52	Ourique	20.0	267.0	0	90.5	176.5	a)
5	ALGARVE	53/53A	Estói, Tavira	140.0	179.0	31.3	0	147.7	108.7
		54	Tunes, Portimão	150.0	83.0	22.4	0	60.6	60.6
TOTAL			2180	2156	230	158	1788	1235	

(i) - Valores retirados de Anexo I – Dados REN (Capacidade por SE); Potência Instalada e Cap. Solar por SE – Anexo J

(ii) - Valores disponibilizados pela DGEG

(a) - Capacidade de recepção esgotada

Figura 6.2: Capacidade PV disponível para interligação à rede elétrica de transporte. Fonte: [62]

Condições de simulação

Nestas simulações, a potência ativa e reativa foi fixada nos barramentos em que há geração com exceção dos barramentos tidos como de referência; tomaram-se como barramentos de referências os barramentos de capacidade infinita exteriores aos barramentos de Palmela e Fernão Ferro no nível de 400 kV, em que a fase da tensão foi fixada a zero e a amplitude da tensão a 1 p.u.

As potências reativas injetadas pelos elementos de compensação e a razão de transformação dos transformadores reguladores de tensão foram alvo de otimização - pressupôs-se que são equipamentos de regulação em carga. A razão de transformação fez-se variar entre 0.87 e 1 p.u. – intervalo que contempla o valor máximo e o mínimo das relações de transformação resultantes do levantamento para os quatro dias do ano caracterizados no relatório da REN. Já a potência reativa injetada pelas baterias de condensadores pôde tomar valores entre 0 e a sua capacidade máxima apresentada no Anexo A.6.

Os limites da capacidade térmica das linhas variam com a estação do ano, pelo que os dados utilizados dizem respeito à altura do ano a que corresponde o perfil de consumo: no cenário A foram usados os limites correspondentes à estação de Outono e no cenário B foram usados os correspondentes à estação de Inverno. Os transformadores, tal como no cenário de referência, estão limitados à sua potência nominal de funcionamento invariável no tempo.

A função objetivo utilizada foi a de minimização das perdas de potência ativa na transmissão. O módulo das tensões nos barramentos é ajustado entre 0.95 e 1.05 p.u. e a fase da tensão pode assumir valores no intervalo [-20,20] graus.

6.3. Análise de Resultados

O objetivo da construção dos modelos apresentado nesta dissertação e das simulações dos casos de estudo levadas a cabo, consiste em avaliar a capacidade da rede de transporte na região sul do país para integrar produção renovável variável no tempo, nomeadamente fotovoltaica, em larga escala, bem como demonstrar o potencial de aplicação da ferramenta desenvolvida.

Os mapas apresentados na secção seguinte foram produzidos em ArcGIS (Versão 10.4.1.) e em ArcMap, a partir do mapa georreferenciado da RNT que a REN disponibiliza em [55]. Detalhes sobre a metodologia aplicada podem ser encontrados no Anexo A.7.

Nas figuras do cenário de referência apresentadas embora esteja representado o troço português da interligação a Espanha Tavira – Puebla Guzman, a linha e o barramento não foram modelados, pois como mencionado anteriormente, a linha ainda não estava em operação.

Os resultados do modelo foram produzidos num computador portátil com processador AMD E1-1200 APU com Radeon™ HD Graphics 1.4 GHz, memória RAM 3.6 GB (utilizável) e sistema operativo de 64 bits. Os resultados apresentados dizem respeito ao modelo ACOFP (doravante, referido apenas como modelo).

6.3.1. Cenário de referência

Na Figura 6.3 tem-se o mapa da distribuição da diferença dos perfis do valor eficaz da tensão obtidos pelo modelo e o apresentado na publicação da REN. Como se pode observar, a amplitude da tensão calculada com o modelo é, em todos os barramentos, superior à apresentada pela REN. Não obstante, os desvios no valor eficaz da tensão do modelo relativamente aos dados originais são pouco significativos, o que valida a aplicação desta ferramenta na simulação do trânsito da rede.

O máximo da diferença ocorre no barramento de Estói, sendo de $1.37E-02$ p.u. (em termos percentuais, é de 1.3%); a diferença dos resultados apresenta ainda um reduzido desvio-padrão de $3.63E-03$ p.u.. O facto de os maiores desvios ocorrerem na região do Algarve pode dever-se ao facto de não terem sido consideradas as bobines em derivação ligadas ao barramentos de Tavira e Portimão, no nível de 400 kV. O consumo de reativa por estes equipamentos conduziria a um abaixamento da tensão nestes pontos, que se refletiria nesta região.

A Figura 6.4 apresenta o mapa da distribuição do perfil do valor eficaz da tensão obtido pelo modelo, neste mesmo dia para as condições em questão.

Nestas condições existe uma forte discrepância entre a amplitude da tensão nos barramentos no nível de 400 kV e 150 kV. Os barramentos no nível de 400kV estão em sobretensão, o que pode ser justificado pelos elevados fluxos de potência ativa que circulam neste nível, como consequência do elevado consumo. A tensão máxima é de 1.129 p.u. e ocorre na subestação de Tavira. Já nos barramentos no nível de 150kV, a amplitude da tensão é muito próxima da tensão nominal, estando os barramentos quase sempre em subtensão à exceção dos da região de Sines, dado que há produção a este nível.

Um mesmo mapa foi produzido para o perfil do valor eficaz com os dados publicados pela REN que pode ser consultado no Anexo A.7.1 (Figura A. 16), a par do trânsito de potências retirado do relatório da REN (Figura A. 17) e o diagrama de potências e de tensões com os resultados obtidos pelo modelo (Figura A. 18 e Figura A. 19).

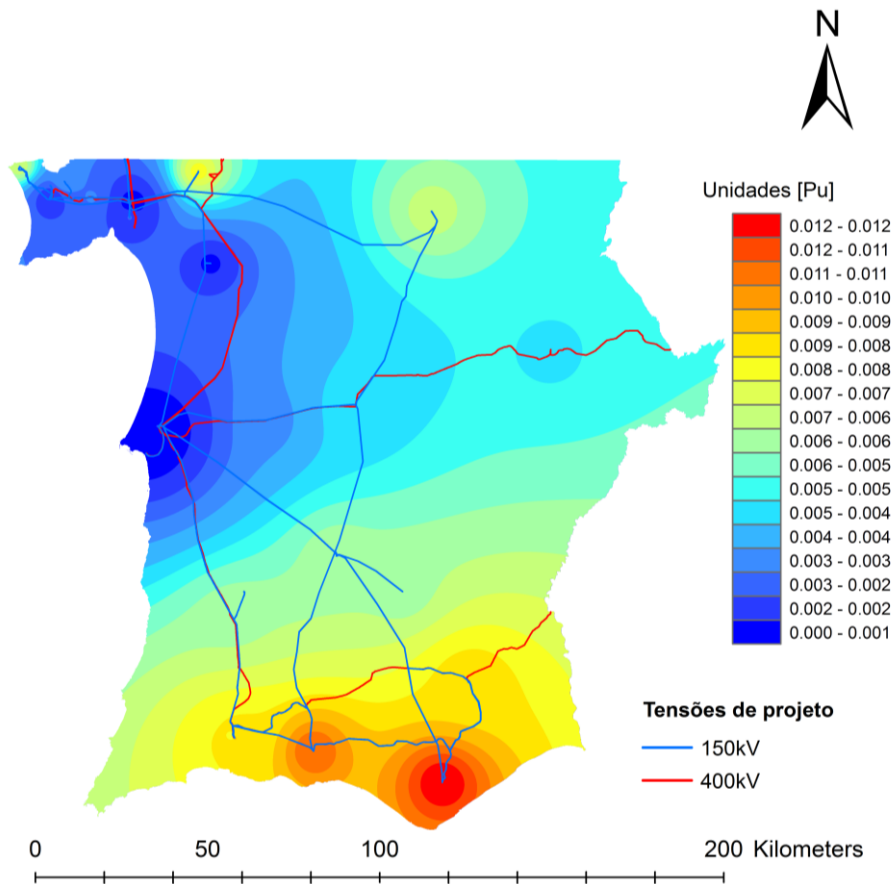


Figura 6.3: Mapa da distribuição da diferença do perfil da amplitude da tensão obtido pelo modelo e o apresentado na publicação da REN, no dia 4 de Fevereiro em condições máximas de consumo.

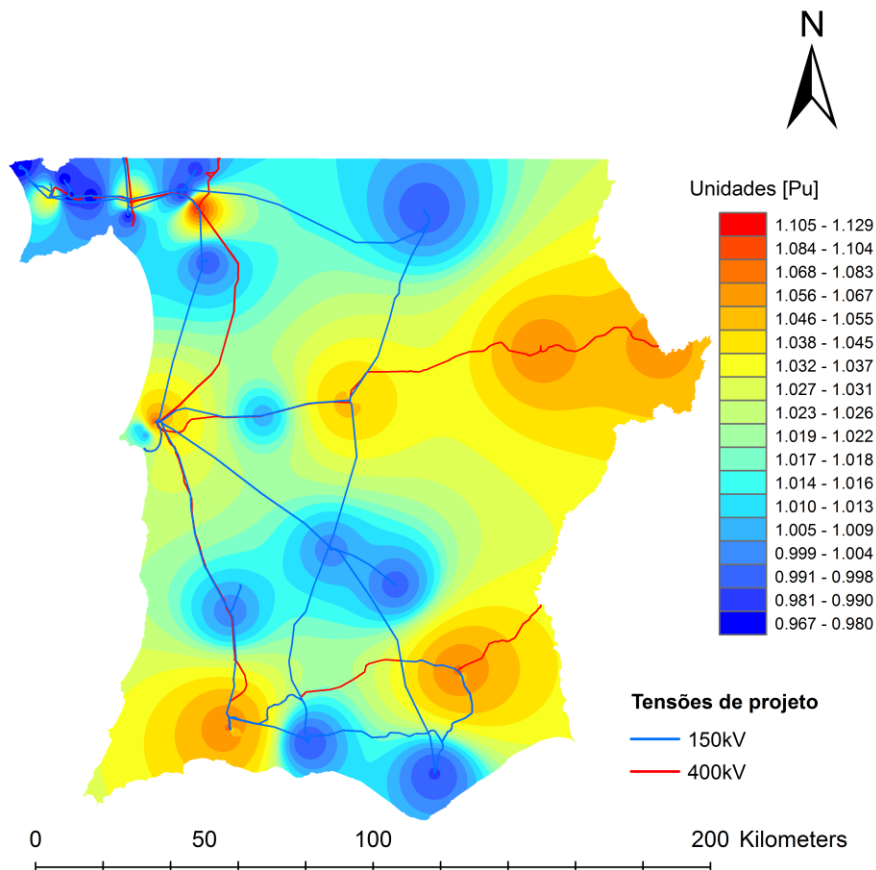


Figura 6.4: Mapa da distribuição do perfil da amplitude da tensão obtido pelo modelo na área de estudo, no dia 4 de Fevereiro em condições máximas de consumo.

Uma vez desconhecidas as fases da tensão, não foi possível fazer a comparação desta grandeza, calculada com o modelo de otimização desenvolvido e os valores da REN. Todavia, dado que este cenário constituirá referência na análise dos cenários posteriores, na Figura 6.5 é apresentado o mapa da distribuição dos argumentos da tensão obtido pelo modelo para o dia 4 de Fevereiro em condições máximas de consumo. Como se pode observar, a fase neste cenário encontra-se em atraso relativamente à fase de referência. Em geral, a fase é mais próxima da fase de referência nos barramentos em que há geração e mais afastada nos barramentos em que há acentuado consumo. O desvio máximo é de -8.2 graus e dá-se em Brovaes.

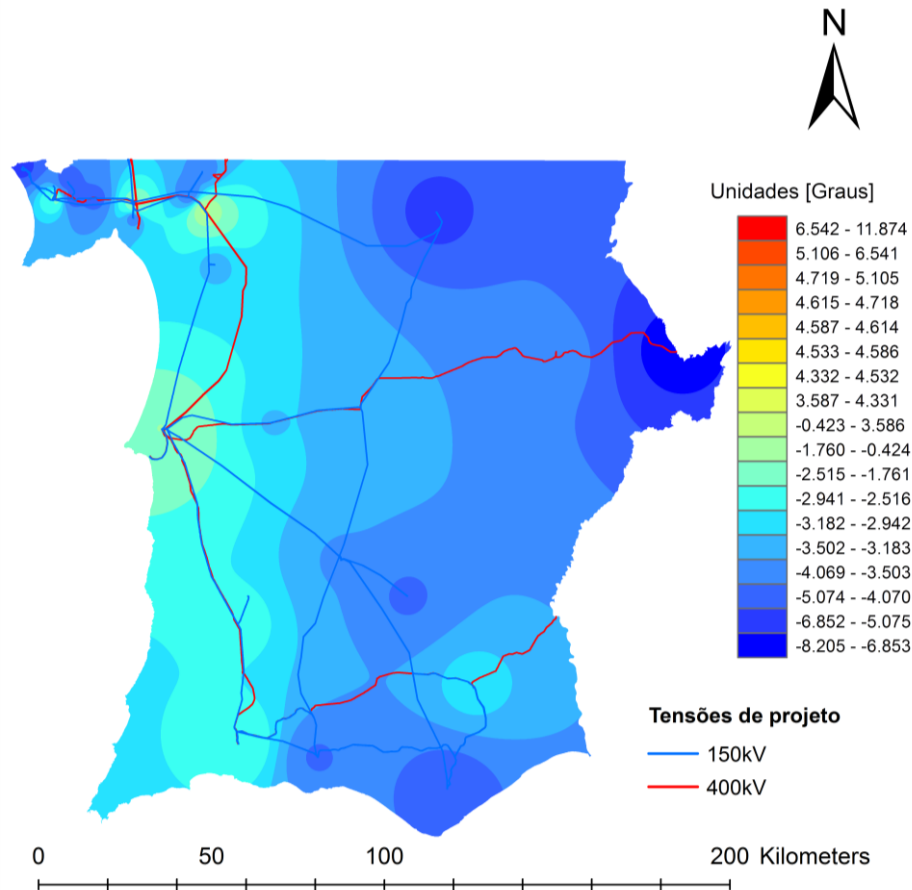


Figura 6.5: Mapa da distribuição do perfil do argumento da tensão obtido pelo modelo na área em estudo, no dia 4 de Fevereiro em condições máximas.

As perdas totais de ativa e reativa no processo de transmissão obtidas pelo modelo são de 13.1 MW e -360.8 MVar. A Figura 6.6 mostra as perdas relativamente à energia entrada na RNT neste dia, que variam entre os 2.5% e os 3%. Ora, sabendo que a energia injetada pelos barramentos de Sines, Alqueva e Petrogal é de 680 MW, obtiveram-se perdas de potência ativa de, aproximadamente, 2%, de acordo com os resultados do modelo. Este valor encontra-se abaixo do intervalo de perdas, porém não se pode desprezar o facto de este perfil se referir a todo Portugal continental. De acordo com o próprio relatório da REN, os pico das perdas coincidem, regra geral, com cenários de operação da RNT de forte contribuição hídrica e/ou eólica, aliada a uma menor contribuição da produção térmica. Na área em estudo, os maiores centros produtores são de natureza hídrica e térmica; já o norte do país é rico em

aproveitamentos deste tipo, o que pode justificar a elevada percentagem de perdas que na área em estudo não se verifica.

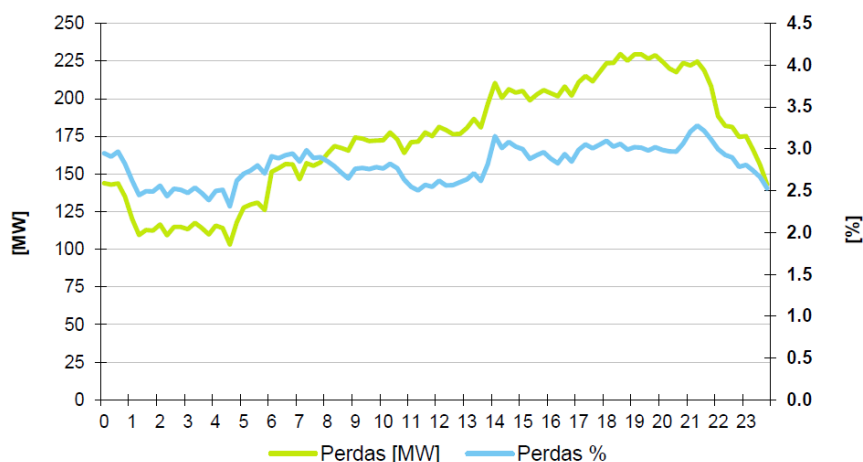


Figura 6.6: Perdas da RNT no dia 4 de Fevereiro. Fonte: [52]

O elevado valor (negativo) de perdas de potência reativa dá informação que, de facto, tal situação corresponde a ganhos de energia reativa no processo de transporte de energia devido às características físicas das linhas de transmissão. É possível observar nos diagramas de trânsito de energia, quer da REN como do modelo desenvolvido – Figura A. 17 e Figura A. 19, no Anexo A.6.1 – esses mesmos ganhos, em particular nas linhas de 400 kV. Existe, pois, um excesso de potência reativa a circular na área em estudo. Inclusivamente, o fluxo de potência reativa nos barramentos fronteira é no sentido da rede exterior, pelo que o Sul de Portugal está a atuar como uma região acentuadamente exportadora de potência reativa nesta situação. Os excessos de reativa na RNT são algo que a REN dá conta no mesmo relatório, a citar: “No ano de 2014 o consumo nacional de eletricidade manteve-se em valores idênticos aos que já se haviam registado em 2013, pelo que, apesar da entrada em serviço de três novas reactâncias ‘shunt’, mantiveram-se os excessos de reativa na RNT e conseqüentemente as dificuldades no controlo das tensões.” [52]

A Tabela 6.2 reúne o número de iterações e o tempo do processo de resolução, em segundos, dos três modelos em GAMS, na execução computacional deste cenário. A duração do processo de resolução apresentado resulta da soma dos tempos de geração e execução do modelo e do tempo consumido pelo *solver* (*Resource Usage*) - note-se que não está incluído o tempo de escrita para o ficheiro de *output* Excel. Como se pode observar, este tempo para obtenção de resultados é muito reduzido.

Tabela 6.2: Desempenho do *software* (número de iterações e tempo gasto no processo de solução) para o cenário de referência.

	Nr Iterações	Tempo (s)
Modelo DCOPF	5	0.621
Modelo Intermédio	6	0.81
Modelo ACOPF	76	1.719
Total		3.15

6.3.2. Cenário A

Na Figura 6.7 é apresentado o mapa da amplitude da tensão obtido para o cenário A. O valor eficaz da tensão nos barramentos está muito próximo da tensão nominal. Os maiores desvios verificam-se nos barramentos de 400 kV com valores a variar entre os 1.03 e 1.04 p.u., constituindo exceções os barramentos onde é feito controlo da tensão por definição e o barramento do Alqueva, o que se atribui ao consumo de reativa desta central hidroelétrica (condição de produção atribuída). No nível de 150 kV, os barramentos com geração PV apresentam geralmente valores mais elevados de tensão, o que se justifica pela produção de potência ativa.

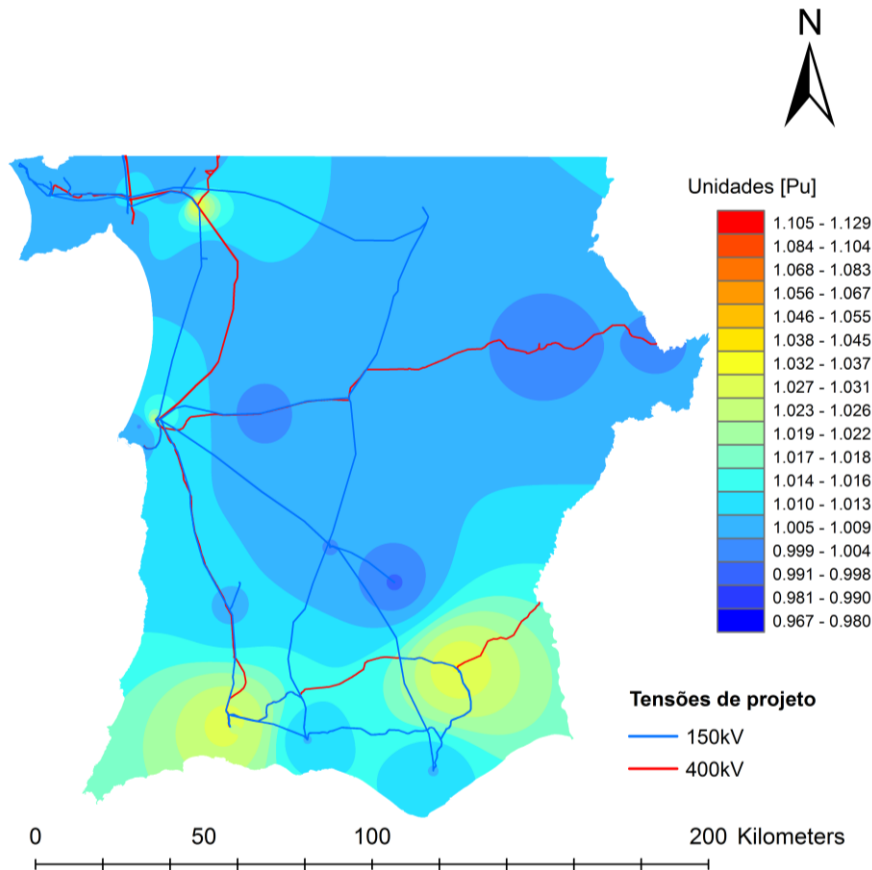


Figura 6.7: Mapa da distribuição do perfil da amplitude da tensão no cenário A.

Na Figura 6.8 tem-se o mapa da distribuição do perfil da fase da tensão obtido para este cenário. A fase encontra-se em avanço à fase de referência, o que se atribui ao facto de a produção ser superior ao consumo. O desvio máximo ocorre no Alqueva, onde há a maior injeção de potência ativa na rede, com 11.85 graus.

Embora haja neste cenário uma elevada quantidade de potência ativa em circulação inerente às condições que se pretendem simular, o modelo foi capaz de encontrar uma solução que permite obter perdas de ativa ainda menores comparativamente ao cenário de referência. As perdas totais de ativa e reativa no processo de transmissão obtidas são de 12.5 MW e -335.9 MVar. Continuam a verificar-se *ganhos* de potência reativa substanciais, embora menores do que no cenário anterior. A potência entregue à rede exterior é de 857.2 MW e 103.7 MVar.

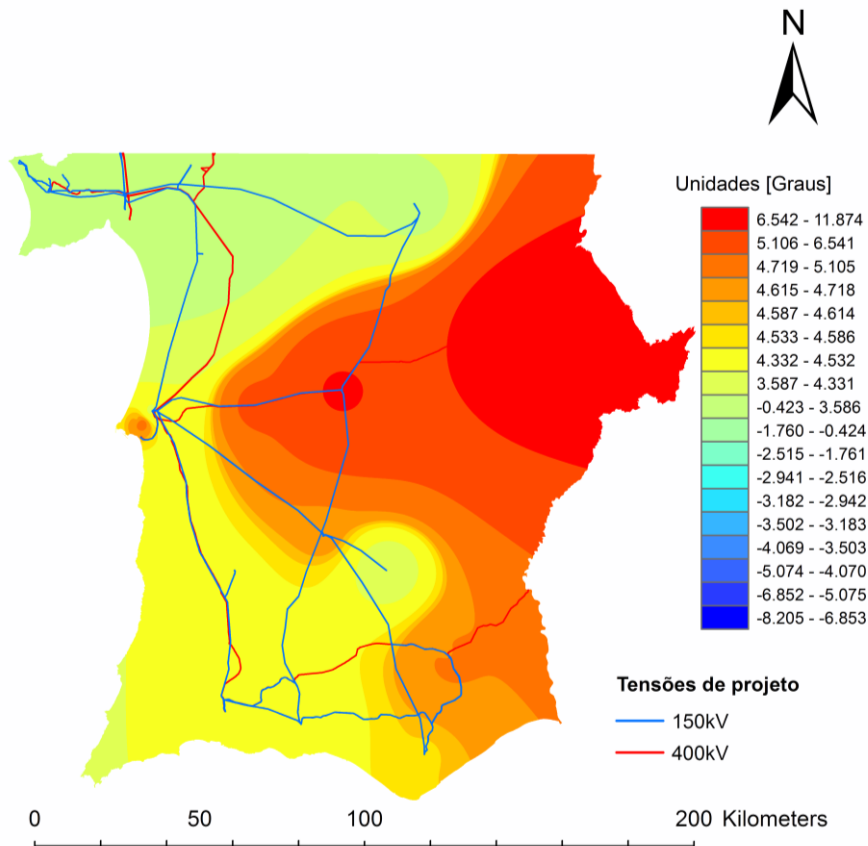


Figura 6.8: Mapa da distribuição do perfil da fase da tensão no cenário A.

No Anexo A.7. 2 é possível encontrar o diagrama do fluxo de potências (Figura A. 21) bem como o das tensões para este cenário (Figura A. 20).

Apesar de ocorrerem mais ganhos do que perdas de potência reativa, dado o balanço ser negativo, e de haver exportação da mesma para a rede exterior, verifica-se a injeção na rede por parte de algumas baterias de condensadores, que se deve essencialmente ao fato de serem pontos de fornecimento mais próximos do consumo. A Tabela 6.3 apresenta a configuração ótima das baterias de condensadores neste cenário. Na totalidade são injetados 114.2 MVar de potência reativa. Como se pode observar, apenas as baterias de condensadores instaladas nas subestações da região do Algarve não se encontram em funcionamento.

Tabela 6.3: Configuração ótima das baterias de condensadores no cenário A.

Baterias de condensadores associadas ao barramento	Q_{cond} (MVar)
EVORA	20.9
FERNAOFERRO150	43.6
SETUBAL	46.8
TRAFARIA	2.9
Total	114.2

Por fim, a Tabela 6.4 reúne o número de iterações e o tempo do processo de solução, em segundos, dos três modelos em GAMS, da simulação computacional deste cenário. Como se pode observar, este tempo é superior ao do cenário de referência, o que é justificado pelo aumento do número de graus de liberdade. Não obstante, ainda assim, é um tempo muito reduzido.

Tabela 6.4: Desempenho do *software* (número de iterações e tempo gasto no processo de solução) no cenário A.

	Nr Iterações	Tempo (s)
Modelo DCOF	5	1.304
Modelo Intermédio	72	1.546
Modelo ACOF	61	2.686
Total		5.536

6.3.3. Cenário B

Na Figura 6.9 representa-se a distribuição da amplitude da tensão obtida para o cenário B. Observa-se que, embora próxima da tensão nominal, os barramentos estão todos em sobretensão, o que se pode atribuir às condições do cenário e ao controlo de tensão pelos transformadores – a solução ótima encontrada para este cenário colocou os transformadores ligados à tomada nominal enquanto, no cenário anterior, as relações de transformação são inferiores a 1 p.u.. O valor máximo ocorre na subestação de Brovales com 1.05 p.u.

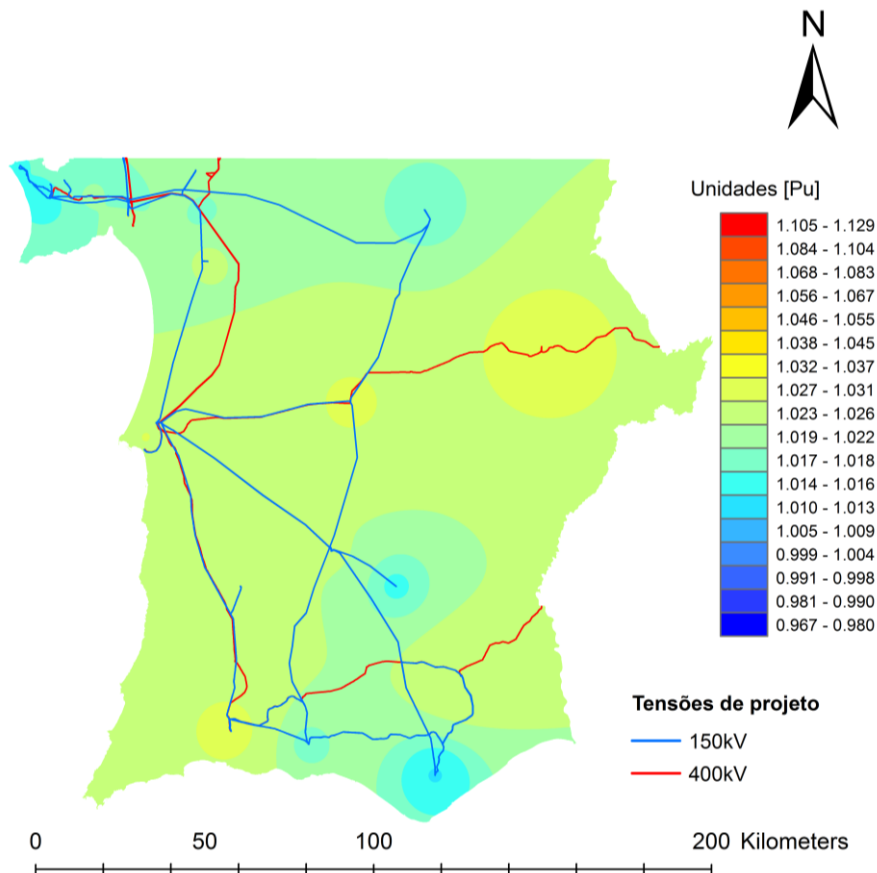


Figura 6.9: Mapa da distribuição da fase da tensão nos barramentos no cenário B.

Na Figura 6.10 tem-se o mapa da distribuição do perfil da fase da tensão obtido para este cenário. A fase encontra-se atrasada em relação à fase de referência e toma predominantemente valores entre -5 e -7 graus. O maior desvio em relação a referência dá-se na Trafaria com -8.25 graus.

Dos três cenários apresentados, este cenário é o que apresenta as menores perdas totais de ativa com 7.1 MW e é aquele em que se verificam mais ganhos do que perdas de potência reativa, -372.9 MVar. Comparativamente ao cenário anterior, a diminuição das perdas de potência ativa deve-se ao fato de neste cenário não haver um excesso de ativa em circulação pelo excesso da sua produção; já o aumento dos ganhos de reativa pode atribui-se ao consumo local de reativa, isto é, como as linhas onde há geração de reativa estão próximas dos pontos de consumo, consumo este que se caracteriza por ser elevado, as perdas no processo de transmissão são menores. A potência ativa recebida na rede em estudo é de 934.80 MW e entregue à rede a exterior é de 325.66 MVar.

No Anexo A.7. 3 é possível encontrar o diagrama do fluxo de potências (Figura A. 23) e ainda das tensões nos barramentos para este cenário (Figura A. 22).

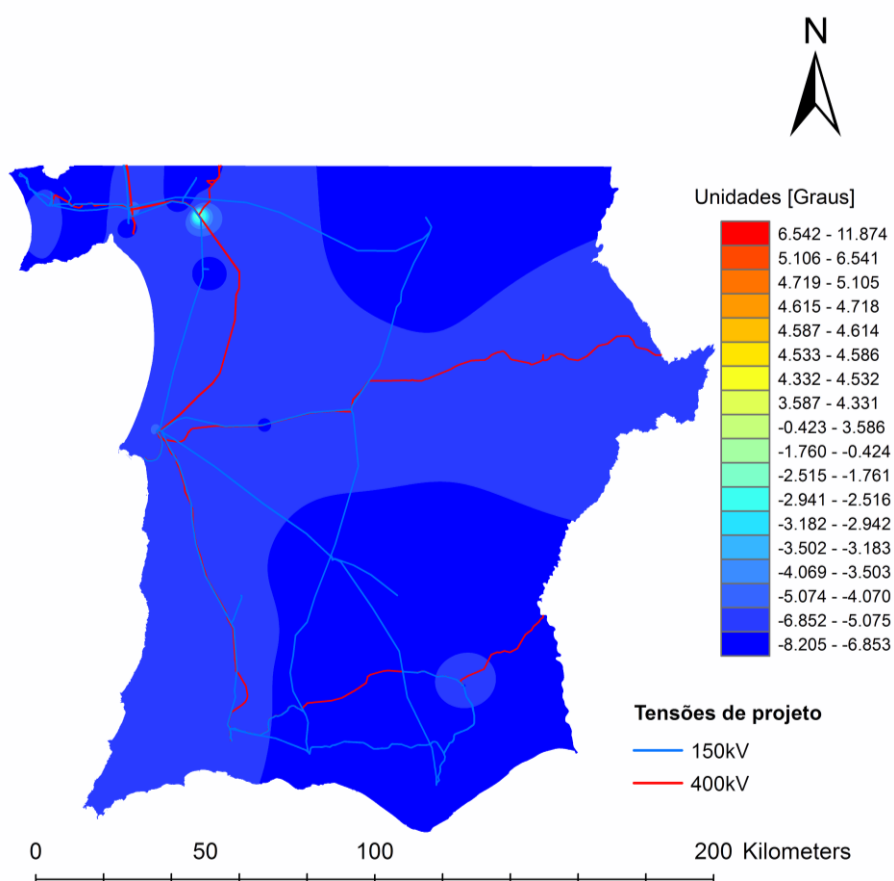


Figura 6.10: Mapa da distribuição do argumento da tensão nos barramentos no cenário B.

Tal como no cenário anterior, embora ocorreram mais ganhos do que perdas de potência reativa e de haver exportação da mesma para a rede exterior, verifica-se ainda a injeção adicional de reativa na rede por parte de algumas baterias de condensadores. A Tabela 6.5 apresenta a configuração ótima das baterias de condensadores neste cenário. Na totalidade são injetados

58.1 MVar de potência reativa. A diminuição da potência injetada relativamente ao cenário anterior é coerente com o fato de se verificarem mais ganhos de reativa.

Tabela 6.5: Configuração ótima das baterias de condensadores no cenário B.

Baterias de condensadores associadas ao barramento	Q_{cond} (MVar)
EVORA	29.1
ESTOI	29
Total	58.1

Por fim, a Tabela 6.4 reúne o número de iterações e o tempo do processo de solução, em segundos, dos três modelos em GAMS, da “corrida” deste cenário. Tal como justificado para o cenário A, este tempo é superior comparativamente ao do cenário de referência devido ao aumento do número de graus de liberdade. É também superior em cerca de um segundo relativamente ao cenário A.

Tabela 6.6: Desempenho do *software* (número de iterações e tempo gasto no processo de solução) no cenário A.

	Nr Iterações	Tempo (s)
Modelo DCOPF	6	0.672
Modelo Intermédio	16	2.939
Modelo ACOPF	66	3.124
Total		6.735

6.3.4. Análise Global dos Resultados

Da análise dos cenários de operação anteriores, em suma, é possível constatar que:

- A ferramenta desenvolvida foi capaz de reproduzir o trânsito de energia publicado pela REN (dia 4 de Fevereiro em condições máximas de consumo de 2014), com pequenos desvios: o desvio máximo no valor eficaz da tensão, em termos percentuais, é de 1.3% e o desvio-padrão das diferenças obtido foi de 3.63E-03 p.u.. No cenário de referência escolhido existem mais ganhos do que perdas de potência reativa, pelo que o Sul de Portugal atua como uma região fortemente exportadora deste tipo de potência.
- A RNT na área em estudo tem capacidade para a injeção adicional de geração PV simulada e que, conseqüentemente, tomando somente os resultados das simulações de trânsito de energia, não se afigura necessário um reforço da rede neste contexto.
- A rede em estudo está preparada para importar potência da rede exterior para satisfazer o consumo interno (necessário nos períodos noturnos, sem geração PV), respeitando os limites de funcionamento dos equipamentos e de operação impostos no processo de transmissão.

- Os tempos de resolução do problema, nos três cenários de operação, são muito baixos. Embora à medida que o número de graus de liberdade aumenta, o tempo de solução aumenta também.
- Poderão existir dificuldades na manutenção dos perfis de tensão nos estados da rede simulados, essencialmente associados com as características das linhas de transmissão e ao elevado nível de potência reativa disponível na rede. Esta dificuldade decorre dos componentes e equipamentos já existentes, e não decorre da interligação de geração PV na região (vide Cenário de Referência e Cenário B). Uma possível medida de minimização passaria por uma possível associação de sistemas consumidores de potência reativa de regulação automática às futuras centrais PV, se tal for tido em conta num eventual planeamento da interligação.

Capítulo 7 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

No contexto desta dissertação, foram desenvolvidos modelos matemáticos de otimização de um sistema de energia eléctrica, em regime estacionário. Foram criados três modelos: um modelo completo (modelo ACOPF), que calcula os fluxos de potências ativa e reativa, fazendo uso das equações do trânsito de energia AC, e dois modelos de inicialização, mais simples do que o modelo completo, que têm apenas em conta o fluxo de potência ativa. O modelo intermédio é obtido através modelo completo, considerando inexistentes as quedas de tensão entre os barramentos. Já o modelo inicial – também conhecido como modelo de corrente contínua – é obtido não só considerando as quedas de tensão entre os barramentos nulas como também impõe a inexistência de perdas de potência nos ramos e consideram-se pequenas diferenças de fase entre os barramentos ligados. Os modelos matemáticos apresentam equações do trânsito de energia genéricas para os diferentes elementos de transmissão (linhas, transformadores e transformadores reguladores de tensão) dependentes do sentido da corrente. Esses mesmos modelos foram implementados no *software* GAMS por forma a solucionar o problema do trânsito de energia otimizado.

A primeira instância deste trabalho consistiu na validação da ferramenta por comparação de resultados com um programa comercial muito utilizado pelas empresas do setor eléctrico, o PSS®E. A rede seleccionada para validação foi retirada de [34] e é constituída por 26 barramentos, a que se ligam 6 geradores, 7 transformadores reguladores de tensão, 8 baterias de condensadores (em derivação) e 26 cargas, uma ligada a cada barramento. O trânsito de energia da rede foi resolvido usando duas abordagens: i) numa perspectiva do problema trânsito de potências convencional; ii) numa perspectiva de otimização da operação da rede, tendo em conta as três funções objetivo modeladas: minimização de perdas de potência ativa, minimização de perdas de potência reativa e minimização de custos de geração. A proximidade dos resultados permitiu comprovar a validade do modelo desenvolvido na solução do problema SPF e no problema OPF.

Os valores do máximo da diferença e do desvio-padrão da diferença da amplitude da tensão entre os resultados obtidos pelo modelo ACOPF e o PSS®E, nos quatro casos, rondam 1% e de $3.34E-02$ p.u.; Já os valores do máximo da diferença e do desvio-padrão da diferença da fase da tensão entre os resultados obtidos pelo modelo ACOPF e o PSS®E, nos quatro casos, rondam 1 grau e com um desvio padrão da diferença médio de 0.32 grau. Este facto dá indicação da consistência da ferramenta desenvolvida na obtenção de resultados. Foi ainda possível observar o bom desempenho de cada função objetivo usada comparativamente às restantes.

Posteriormente, a ferramenta de trânsito de energia otimizado foi aplicada a um caso de estudo real, em que foi avaliada a sensibilidade da operação da RNT na região Sul de Portugal (regiões do Algarve, Alentejo e Setúbal) a uma forte integração de geração PV. Neste contexto, foi simulado o dia característico de Inverno em condições máximas de consumo, presente na publicação da REN. Estas condições caracterizam-se por serem o dia de maior produção e consumo na área em estudo (como em todo o país), pelo que foi constituído cenário de referência.

Foi feita uma comparação dos resultados otimizados pelo modelo ACOPF com o trânsito de energia publicado pela REN e pôde concluir-se que a ferramenta foi capaz de reproduzi-lo com desvios desprezáveis. Da análise dos resultados, pôde constatar-se que existem mais ganhos do

que perdas de potência reativa e que o Sul de Portugal atua como uma região fortemente exportadora deste tipo de potência no cenário de referência selecionado.

Em seguida, foram definidos dois cenários extremos. No Cenário A simulou-se a rede em condições de produção máxima e de consumo mínimo. Neste cenário, aliado à produção máxima dos geradores existentes, é considerado um perfil de geração PV, sendo que a produção é 2.3 vezes superior ao consumo na área de estudo. No cenário B simulou-se a rede em condições de produção mínima e consumo máximo, forçando que a maior parte da potência consumida seja suprida pela rede externa. Este cenário apresenta-se como o mais extremo de todos, em que o consumo cerca de 17 vezes superior à produção na região.

Através do cenário A foi possível concluir a RNT na área em estudo tem capacidade para a injeção adicional de geração PV simulada e que, conseqüentemente, tomando somente os resultados das simulações de trânsito de energia, não se afigura necessário um reforço da rede neste contexto. Não foram excedidos os limites impostos pelas condições de funcionamento dos equipamentos e de operação e obteve-se uma solução ótima com um perfil de tensão que, à partida, se considera adequado. Através do cenário B foi possível concluir que a rede em estudo está preparada para importar potência da rede exterior para satisfazer o consumo interno (necessário nos períodos noturnos, sem geração PV), respeitando os limites de funcionamento dos equipamentos e de operação impostos no processo de transmissão. Dada a variabilidade da produção PV é fundamental que assim o seja.

É de notar que, embora os fluxos das interligações a Espanha tenham sido tidos como nulos, depreende-se que a tendência de reforço da interligação com as redes elétricas dos países vizinhos poderá ajudar ao escoamento na geração de energia adicional nesta região, e ainda facilitar a sua alimentação, nos períodos de ausência de geração fotovoltaica.

Foi ainda possível constatar que poderão existir dificuldades na regulação dos perfis de tensão nos estados da rede simulados, essencialmente associados com as características das linhas de transmissão e ao elevado nível de potência reativa disponível na rede. Esta dificuldade decorre dos componentes e equipamentos já existentes, e não decorre da interligação de geração PV na região. Porém, se tal for tido em conta num eventual planeamento da interligação, a possível associação de sistemas consumidores de potência reativa de regulação automática, associados a futuras centrais PV, poderão contribuir para uma melhoria global das condições de operação da rede.

As conclusões referidas estão intrinsecamente associadas ao conjunto de cenários e condições de rede simulados. Reconhece-se que conclusões mais assertivas e abrangentes sobre a adequação das condições de operação futura das redes, obrigariam à incorporação de outros considerandos e à realização de testes de análise à operação da rede num espectro mais alargado, o que não coloca em causa a utilidade da ferramenta desenvolvida e a validade de resultados que ela pode produzir.

A análise do caso de estudo permitiu ainda concluir que:

1) A ferramenta matemática desenvolvida pode ser aplicada ao nível do planeamento, ou ao nível de operação dado que, atendendo ao mencionado sobre a velocidade de cálculo nas aplicações *online* na secção 2.3., apresenta um tempo de resolução do problema muito baixo. Também se constata que à medida que o número de graus de liberdade aumenta, o tempo de solução aumenta. Note-se que o computador onde foram gerados os resultados é um computador de uso pessoal e que, se gerados em computadores mais potentes (e.g.

workstations) é possível obter tempos de resolução ainda menores, o que permite concluir da eficiência matemática e numérica do processo.

2) A ferramenta é capaz de otimizar a relação de transformação dos transformadores reguladores em carga e das baterias de condensadores de forma automática, definindo as configurações ótimas das tomadas dos transformadores e dos escalões das baterias de condensadores.

Posto isto, é possível concluir que a presente dissertação apresenta uma ferramenta de otimização do trânsito de potências válida que pode ser aplicada na análise de redes elétricas e para efeitos de apoio à decisão das mesmas.

Como futuros desenvolvimentos sugere-se a expansão dos modelos apresentados em diferentes perspectivas por forma a tornar a ferramenta ainda mais versátil e abrangente:

1) *Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF)*. Variante do problema OPF que inclui restrições que representam a operação da rede em regime de contingência. Estas são normalmente chamadas de restrições de segurança e são introduzidas para que a rede fique a funcionar após falha, com níveis de tensão e trânsito de energia dentro dos limites estabelecidos [56].

2) *Unit commitment*. Determinação do escalonamento das unidades produtoras a cada hora com diferentes perfis de consumo sujeitos a diferentes restrições e ambientes. Neste contexto, o problema OPF passa a incorporar novas restrições de geração como tempos mínimos de arranque e de paragem, respetivos custos de arranque e paragem e ainda taxas máximas de tomada e deslastre de carga [57], [58].

3) Preços nodais. Com a resolução do problema OPF é possível determinar os preços nodais de potência ativa e reativa em cada barramento. Esses preços refletem o custo marginal da entrega de uma unidade a mais de potência em cada barramento, sendo que estes dependem do custo de geração de energia elétrica e do custo de entrega da energia a um dado barramento. O custo de entrega de energia está associado às perdas existentes na rede e ao congestionamento [59].

4) Planeamento de compensação de potência reativa. Determinação da quantidade mínima de baterias de condensadores e reactâncias *shunt* que devem ser adicionadas a determinados barramentos, por forma aos operadores de redes futuras disporem de meios adequados para cumprir os limites de tensão estabelecidos, o que resulta no seu dimensionamento, seja em equipamentos já existentes ou novos, e localização na rede [10].

5) Outras tecnologias de compensação de reativa e FACTS. São outras tecnologias de compensação de reativa: os condensadores em série, os compensadores síncronos e compensadores estáticos. Os FACTS (*Flexible Alternate Current Transmission Systems*) são equipamentos baseados em eletrónica de potência que permitem o aumento da potência aparente transferida numa linha, aproximando-a do seu limite térmico, sem comprometer a estabilidade de operação [41]. A inserção destes dispositivos na rede leva à necessidade de adicionar novas variáveis de controlo, bem como restrições à formulação do problema OPF associadas a estes equipamentos.

Referências Bibliográficas

- [1] Presidência do Conselho de Ministros, *Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013*. Diário da República - 1.ª série — N.º 70, 2013, pp. 2022–2092.
- [2] Presidência do Conselho de Ministros, *Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010*. Diário da República - 1.ª série — N.º 73, 2010, pp. 1289–1296.
- [3] Direção-Geral de Energia e Geologia, “Estatística Rápida - Renováveis - n.º140,” 2016.
- [4] *Decreto-Lei n.º 189/88*. Diário da República - I Série - n.º 123, 1988, pp. 2989–2996.
- [5] Ministério da Economia, *Decreto-Lei n.º 168/99*. Diário da República - I Série-A - N.º 115, 1999, pp. 2619–2628.
- [6] *Decreto-Lei n.º 313/95*. Diário da República - I Série-A - N.º 272, 1995, pp. 7273–7276.
- [7] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, pp. 1189–1203, 2007.
- [8] M. Singh, V. Khadkikar, A. Chandra, and R. K. Varma, “Grid Interconnection of Renewable Energy Sources at the Distribution Level With Power-Quality Improvement Features,” *IEEE Trans. POWER Deliv.*, vol. 26, no. 1, 2011.
- [9] Xiaojiao Tong, Yongping Zhang, and F. F. Wu, “A decoupled semismooth Newton method for optimal power flow,” in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, p. 6 pp.
- [10] J. A. Momoh, *Electric Power System Applications of Optimization*, 2ª. CRC Press, 2008.
- [11] Zhifeng Qiu, G. Deconinck, and R. Belmans, “A literature survey of Optimal Power Flow problems in the electricity market context,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1–6.
- [12] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen, and R. Belmans, “Usefulness of DC power flow for active power flow analysis,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, pp. 2457–2462.
- [13] R. Shoults and D. Sun, “Optimal Power Flow Based Upon P-Q Decomposition,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 2, pp. 397–405, Feb. 1982.
- [14] M. A. Matos, “OPF - Optimal Power Flow,” 1999. [Online]. Available: <https://web.fe.up.pt/~mam/opf.pdf>. [Accessed: 20-May-2016].
- [15] S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, “Optimal power flow: a bibliographic survey I,” *Energy Syst.*, vol. 3, pp. 259–289, 2012.
- [16] M. R. Nayak, C. K. Nayak, and P. K. Rout, “Application of Multi-Objective Teaching Learning based Optimization Algorithm to Optimal Power Flow Problem,” *Procedia Technol.*, vol. 6, pp. 255–264, 2012.
- [17] X. Guan, W.-H. E. Liu, and A. D. Papalexopoulos, “Application of a fuzzy set method in an optimal power flow,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 34, no. 1, pp. 11–18, 1995.
- [18] M. Šuri, T. A. Huld, E. D. Dunlop, and H. A. Ossenbrink, “Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries,” *Sol. Energy*, vol. 81, no. 10, pp. 1295–1305, 2007.
- [19] IGEO - Instituto Geográfico Português, “Insolação anual - Atlas de Portugal.” [Online]. Available: http://dev.igeo.pt/atlas/Cap1/Cap1d_1.html. [Accessed: 12-Jun-2016].

- [20] Ministério da Economia, “Energia solar fotovoltaica em regime de mercado atinge os 2300 megawatts,” *República Portuguesa*, 2016. [Online]. Available: <http://www.portugal.gov.pt/pt/ministerios/meco/noticias/20160721-seenerg-solar.aspx>. [Accessed: 24-Nov-2016].
- [21] APREN - Associação Portuguesa de Energias Renováveis, *APREN 1988-2013. 25 anos de electricidade renovável em Portugal*”. 2013.
- [22] M. B. Cain, R. P. O’Neill, and A. Castillo, “History of Optimal Power Flow and Formulations,” *Fed. Energy Regul. Comm.*, no. December, pp. 1–36, 2012.
- [23] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistémica*, 3^a. IST Press, 2011.
- [24] H. Glavitsch and R. Bacher, “OPTIMAL POWER FLOW ALGORITHMS,” in *Analysis and Control System Techniques for Electric Power Systems. Vol. 41*, A. P. Inc., Ed. New York, 1991.
- [25] George Gross (UIUC) *et al.*, “Consortium for Electric Reliability Technology Solutions Grid of the Future White Paper on Real Time Security Monitoring and Control of Power Systems CERTS Grid of the Future Project Team,” 1999.
- [26] Stephen Boyd and Lieven Vandenberghe, *Convex Optimization*. New York, 2004.
- [27] W. F. Tinney, J. M. Bright, K. D. Demaree, and B. A. Hughes, “Some deficiencies in optimal power flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 2, pp. 676–683, May 1988.
- [28] John W. Chinneck, “Chapter 16: Introduction to Nonlinear Programming,” in *Practical Optimization: a Gentle Introduction*, Carleton University, Ed. 2015.
- [29] P. Belotti *et al.*, “Mixed-integer nonlinear optimization,” *Acta Numer.*, vol. 22, no. 4, pp. 1–131, May 2013.
- [30] R. V Amarnath, “STATE OF ART IN OPTIMAL POWER FLOWSOLUTION METHODOLOGIES,” *J. Theor. Appl. Inf. Technol.*, vol. 31, no. 302, p. 27, 2011.
- [31] S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, “Optimal power flow: a bibliographic survey II,” *Energy Syst.*, vol. 3, pp. 259–289, 2012.
- [32] A. Estanqueiro, “Apontamentos de Redes de Distribuição de Energia,” 2014.
- [33] J. Mack and T. Shoemaker, “Chapter 15 - Distribution Transformers,” in *The Lineman’s and Cableman’s Handbook*, 11th ed., New York: McGraw-Hill, 2006, p. 15.1-15.22.
- [34] S. Hadi, *Power System Analysis*, 3^a. WCB/McGraw-Hill, 1999.
- [35] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, *Regulamento n.º 455/2013 - Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Eléctrico*. Diário da República - 2^a Série - N.º 232, 2013.
- [36] EDP - Energias de Portugal, “Rede de Distribuição.” [Online]. Available: <https://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/distribuicaoedelectricidade/Pages/DistribuicaoPT.aspx>. [Accessed: 15-Nov-2016].
- [37] A. E. Fitzgerald, J. Charles Kingsley, and Stephen D. Umans, *Electric Machinery*, 6th ed. 2003.
- [38] J. Duque, “Modelação dos fluxos de potência,” Comunicação Interna, 2015.
- [39] L. V. Barboza, H. H. Zürn, and R. Salgado, “Load tap change transformers: A modeling reminder,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 21, no. 2, pp. 51–52, 2001.
- [40] InfoControl, “Compensação de energia reactiva - Artigos Técnicos.” [Online]. Available: <http://www.qenergia.pt/content/index.php?action=detailfo&rec=262>.

[Accessed: 29-May-2016].

- [41] J. Dixon, L. Moran, J. Rodriguez, and R. Domke, “Reactive Power Compensation Technologies: State-of-the-Art Review,” *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 12, pp. 2144–2164, Dec. 2005.
- [42] NEOS SERVER, “Introduction to Optimization.” [Online]. Available: <http://neos-guide.org/content/optimization-introduction>. [Accessed: 07-Apr-2016].
- [43] D. C. Mckinney, “INTRODUCTION TO GAMS.” [Online]. Available: http://www.cae.utexas.edu/prof/mckinney/ce385d/Papers/Intro_to_GAMS_Doc.pdf. [Accessed: 19-May-2016].
- [44] R. E. Rosenthal, “GAMS — A User ’s Guide,” *GAMS Doc. 24.6.*, no. January, pp. 1–316, 2016.
- [45] Gams Development Corporation, “GAMS — The Solver Manuals,” *GAMS Dev. Corp.*, no. December, p. 798, 2013.
- [46] C. J. Abadie J., “Generalization of the wolf reduced gradient method to the case of nonlinear constraint optimization,” *R. Fletcher ed., Academic press, New York*, 1969.
- [47] A. Drud, “CONOPT : a GRG - code for large sparse dynamic nonlinear optimization problems,” *Math. Program.*, vol. 31, pp. 153–191, 1985.
- [48] A. Drud, “CONOPT—A Large-Scale GRG Code,” *ORSA J. Comput.*, vol. 6, no. 2, pp. 207–216, 1994.
- [49] Siemens Energy and Siemens Power International Technologies, “PSS ® E 32.0.5 Program Operation Manual,” 2011.
- [50] GAMS Wiki Support, “Using GAMS for solving square nonlinear systems.” [Online]. Available: https://support.gams.com/gams:using_gams_for_solving_square_nonlinear_systems. [Accessed: 02-Sep-2016].
- [51] PORDATA and INE - Instituto Nacional de Estatística, “PORDATA - Densidade populacional segundo os Censos nos Municípios,” 2015. [Online]. Available: <http://www.pordata.pt/Municipios/Densidade+populacional+segundo+os+Censos-591>. [Accessed: 12-Jul-2016].
- [52] REN - Rede Elétrica Nacional, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2014,” 2015.
- [53] REN - Rede Elétrica Nacional, “Capacidades Indicativas para Fins Comerciais para o Ano de 2014,” 2013.
- [54] REN – Rede Elétrica Nacional, “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte de Eletricidade,” 2013.
- [55] REN - Rede Elétrica Nacional, “Mapa da RNT Georeferenciado.” [Online]. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/MapaRNTGeoreferenciado.aspx>. [Accessed: 10-Sep-2016].
- [56] F. Capitanescu *et al.*, “State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow.”
- [57] B. Saravanan, S. Das, S. Sikri, and D. P. Kothari, “A solution to the unit commitment problem—a review,” *Front. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 223–236, Jun. 2013.
- [58] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, “Modeling of Start-Up and Shut-Down Power Trajectories of Thermal Units,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1562–1568,

Aug. 2004.

- [59] L. Chen, H. Suzuki, T. Wachi, and Y. Shimura, “Components of Nodal Prices for Electric Power Systems,” *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 17, no. 1, 2002.
- [60] GITTA - Geographic Information Technology Training Alliance, “Distance-based interpolation.” [Online]. Available:
http://www.gitta.info/ContiSpatVar/en/html/Interpolatio_learningObject2.xhtml.
[Accessed: 07-Oct-2016].
- [61] W.-S. Antoniou, Andreas, Lu, *General Properties of Algorithms*. Boston, MA: Springer US, 2007.
- [62] T. Simões and A. Estanqueiro, “Avaliação do Potencial Solar Sustentável em Portugal Continental,” Comunicação Interna, 2016.

Anexos

A.1. Representação de uma linha de transmissão

Modelo de uma linha longa

O modelo de uma linha arbitrariamente longa pode ser deduzido por aplicação das leis de *Kirchoff* a um troço incremental da linha, considerando a natureza distribuída os parâmetros R, L, C e G. Considere-se o esquema monofásico equivalente da Figura A. 1, onde v é a tensão fase-neutro e i a corrente por fase, funções do tempo e da distância x .

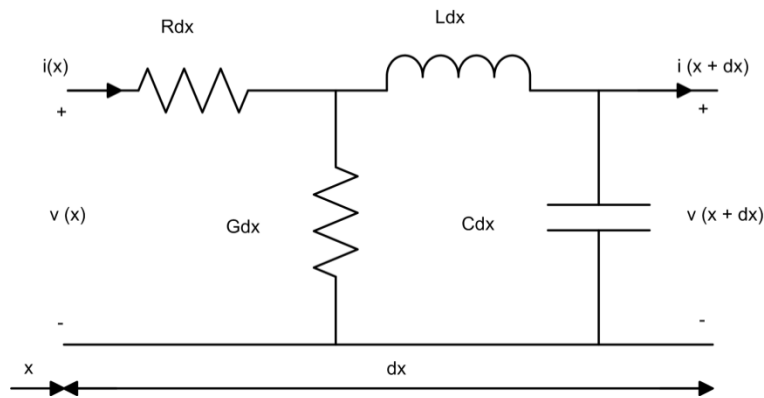


Figura A. 1: Representação de uma linha monofásica de parâmetros distribuídos.

Da aplicação da lei das malhas resulta:

$$v(x) - v(x + dx) = Rdx i + Ldx \frac{\partial i}{\partial t} \quad (\text{A.1})$$

Da aplicação da lei dos nós tem-se:

$$i(x) - i(x + dx) = Gdx v + Cdx \frac{\partial v}{\partial t} \quad (\text{A.2})$$

Não sendo determinante no âmbito desta dissertação, optou-se por não apresentar o processo de resolução destas equações em regime estacionário, que conduz à transformação das equações às derivadas parciais em ordinárias, pelo que se parte da solução final. No entanto, pode ser encontrada em [23] e [34].

No extremo recetor, $x = \ell$, as equações que relacionam tensão e corrente são:

$$\bar{V}_r = \bar{V}_e \cosh \gamma \ell - Z_0 \bar{I}_e \sinh \gamma \ell \quad (\text{A.3})$$

$$\bar{I}_r = -\frac{\bar{V}_e}{Z_0} \sinh \gamma \ell + \bar{I}_e \cosh \gamma \ell \quad (\text{A.4})$$

Onde os índices e e r designam, respetivamente, o extremo emissor e recetor da linha.

Apresentadas sob a seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \overline{V}_e \\ \overline{I}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{C} & \mathbf{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V}_r \\ \overline{I}_r \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

Tem-se os parâmetros \mathbf{A} , \mathbf{B} , \mathbf{C} e \mathbf{D} caracterizadores da linha:

$$\begin{bmatrix} \overline{V}_e \\ \overline{I}_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma \ell & Z_0 I_e \sinh \gamma \ell \\ \frac{1}{Z_0} \sinh \gamma \ell & \cosh \gamma \ell \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V}_r \\ \overline{I}_r \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

Onde a impedância de onda Z_0 (Ω) e a constante de propagação γ (m^{-1}) são dadas por:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R + jX}{G + jB}} \quad (\text{A.7})$$

$$\gamma = \sqrt{(R + jX)(G + jB)} \quad (\text{A.8})$$

Esquema equivalente em π

É possível representar uma linha por um esquema equivalente em π , em que o ramo longitudinal possui uma impedância \mathbf{B} e os dois ramos transversais uma admitância $\frac{(\mathbf{A}-1)}{\mathbf{B}}$, como representado na Figura A. 2 [23].

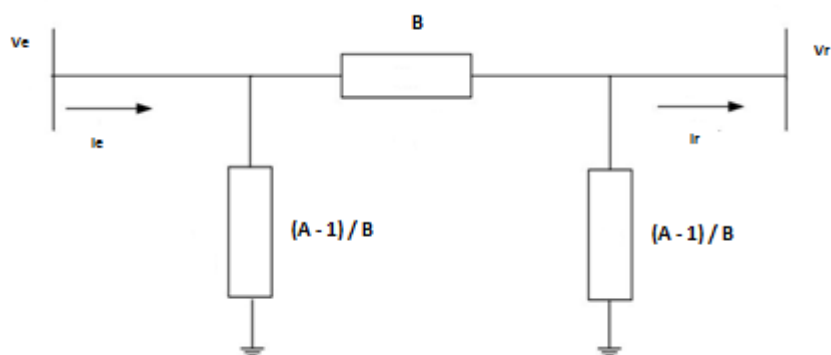


Figura A. 2: Esquema equivalente em π de uma linha de transmissão.

Da aplicação da lei dos nós a este esquema, obtém-se:

$$\overline{I}_r = \frac{\overline{V}_e - \overline{V}_r}{\mathbf{B}} - \frac{\mathbf{A}-1}{\mathbf{B}} \overline{V}_r = \frac{\mathbf{A}\overline{V}_e - \overline{V}_r}{\mathbf{B}} \quad (\text{A.9})$$

$$\overline{I}_e = \frac{\mathbf{A}-1}{\mathbf{B}} \overline{V}_e + \frac{\overline{V}_e - \overline{V}_r}{\mathbf{B}} = \frac{\mathbf{A}\overline{V}_e - \overline{V}_r}{\mathbf{B}} \quad (\text{A.10})$$

Da equação (A.9), retira-se:

$$\bar{V}_e = A\bar{V}_r - B\bar{I}_r \quad (\text{A.11})$$

Pela relação trigonométrica $\cosh^2 \gamma\ell - \sinh^2 \gamma\ell = 1$, deduz-se que:

$$\frac{A^2 - 1}{B} = C \quad (\text{A.12})$$

Tendo presente que $A = D$ e substituindo a equação (A.11) na equação de (A.10), determina-se:

$$\bar{I}_e = C\bar{V}_r + D\bar{I}_r \quad (\text{A.13})$$

Estas duas equações são equivalentes à equação matricial (A.5), o que valida o esquema da Figura A. 2.

A impedância longitudinal e as admitâncias transversais do esquema equivalente em π são, então:

$$B = Z_0 \sinh \gamma\ell$$

$$\frac{A-1}{B} = \frac{\cosh \gamma\ell - 1}{Z_0 \sinh \gamma\ell} = \frac{1}{Z_0} \tanh \frac{\gamma\ell}{2}$$

Para linhas com comprimento inferior a 250 km, verifica-se que $\gamma\ell \ll 1$, donde $\sinh \gamma\ell \approx \gamma\ell$ e $\tanh \frac{\gamma\ell}{2} \approx \frac{\gamma\ell}{2}$ [23].

Definindo a impedância longitudinal $\bar{Z}_L = (R + jX)\ell$ e a admitância transversal $\bar{Y}_T = (G + jB)\ell$ totais, resulta:

$$B = Z_0 \gamma\ell = \sqrt{\frac{Z_L}{Y_T}} \sqrt{Z_L Y_T} = Z_L \quad (\text{A.14})$$

$$\frac{A-1}{B} = \frac{1}{Z_0} \frac{\gamma\ell}{2} = \frac{1}{\sqrt{Z_L}} \frac{\sqrt{Z_L Y_T}}{2} = \frac{Y_T}{2} \quad (\text{A.15})$$

O esquema Figura A. 2 reduz-se a uma esquema equivalente em π nominal.

Modelo das Linhas Curtas

Existe ainda um terceiro modelo, mais simplificado. O modelo das linhas “curtas” adequa-se ao estudo de linhas de transmissão com comprimento menor que 80 km [23]. Nesta representação é desprezada a admitância transversal e a linha é apenas modelada pela impedância longitudinal.

A.2. Equações do trânsito de energia

Uma vez que $j = \sqrt{-1}$ designa a parte imaginária do vetor complexo, para evitar algum tipo de confusão nas posteriores deduções, substitui-se o índice j do modelo pelo índice k .

A presente dedução das equações para as linhas de transmissão encontra-se em [23]. O mesmo raciocínio foi aplicado para deduzir a potência transitada e a potência de perdas nos transformadores e nos transformadores reguladores de tensão, tendo em conta a representação escolhida e apresentada no Capítulo 3.

A.2.1. Linhas

A.2.1.1. Potência transitada

Para o cálculo da potência complexa numa linha que liga o nó i ao nó k , definida como positiva no sentido $i \rightarrow k$, representada por \overline{S}_{ik} , usa-se uma representação polar num espaço complexo dada por:

$$\overline{S}_{ik} = \overline{V}_i \overline{I}_i^* = \left(V_i e^{j(\omega t + \theta_i)} \right) \left[\left(V_i e^{j(\omega t + \theta_i)} - V_k e^{j(\omega t + \theta_k)} \right) \frac{1}{Z_{ik}} + \left(V_i e^{j(\omega t + \theta_i)} \right) \frac{y_T}{2} \right]^* \quad (\text{A.16})$$

Em que:

$$\overline{Z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik} \quad (\text{A.17})$$

$$\overline{y}_T = j\omega C_{ik} \quad (\text{A.18})$$

Onde R_{ik} , X_{ik} e C_{ik} são a resistência, a reactância e a capacitância totais da linha, respetivamente.

Definindo:

$$G_{ik} = \frac{R_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}, \quad B_{ik} = -\frac{X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}, \quad \text{Btr}_{ik} = \frac{\omega C_{ik}}{2} \quad (\text{A.19})$$

A equação anterior reescreve-se:

$$\overline{S}_{ik} = \left[(G_{ik} - j(B_{ik} + \text{Btr}_{ik})) V_i^2 - (V_i V_k e^{j(\theta_i - \theta_k)}) (G_{ik} - jB_{ik}) \right] \quad (\text{A.20})$$

Atendendo a que $e^{j(\theta_i - \theta_k)} = \cos(\theta_i - \theta_k) + j \sin(\theta_i - \theta_k)$ obtém-se:

$$\overline{S}_{ik} = \left[(G_{ik} - j(B_{ik} + \text{Btr}_{ik})) V_i^2 - (V_i V_k \cos(\theta_i - \theta_k) - j V_i V_k \sin(\theta_i - \theta_k)) (G_{ik} - jB_{ik}) \right] \quad (\text{A.21})$$

Agrupando os termos vem:

$$\overline{S}_{ik} = \left[V_i^2 G_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) - j (V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)) + V_i^2 (B_{ik} + \text{Btr}_{ik})) \right] \quad (\text{A.22})$$

Separando agora as partes real e imaginária, obtém-se as potências ativa e reativa junto ao nó i :

$$P_{ik} = \left[V_i^2 G_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) \right] \quad (\text{A.23})$$

$$Q_{ik} = - \left[V_i^2 (B_{ik} + B_{tr_{ik}}) + V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)) \right] \quad (\text{A.24})$$

Analogamente, a potência complexa no extremo da linha ligado ao nó k , definida como positiva no sentido $k \rightarrow i$, representada por $\overline{S_{ki}}$, é dada por:

$$\overline{S_{ik}} = \overline{V_k I_k}^* = \left(V_k e^{j(\omega t + \theta_i)} \right) \left[\left(V_k e^{j(\omega t + \theta_k)} - V_i e^{j(\omega t + \theta_i)} \right) \frac{1}{Z_{ik}} + \left(V_k e^{j(\omega t + \theta_i)} \right) \frac{Y_T}{2} \right]^* \quad (\text{A.25})$$

Separando agora as partes real e imaginária, tem-se as potências ativa e reativa junto ao nó k :

$$P_{ki} = \left[V_k^2 G_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_k - \theta_i) + B_{ik} \sin(\theta_k - \theta_i)) \right] \quad (\text{A.26})$$

$$Q_{ki} = - \left[V_k^2 (B_{ik} + B_{tr_{ik}}) + V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_k - \theta_i) - B_{ik} \cos(\theta_k - \theta_i)) \right] \quad (\text{A.27})$$

A.2.1.2. Perdas de potência

As perdas de potência ativa e reativa obtêm-se pela soma de $\overline{S_{ik}}$ e $\overline{S_{ki}}$. Dado que $\delta_{ik} < 90^\circ$ tem-se que $\cos(\delta_{ki}) = \cos(\delta_{ik})$ e $\sin(\delta_{ki}) = -\sin(\delta_{ik})$, resulta:

$$P_{loss} = \left[(V_i^2 + V_k^2) - 2V_i V_k \cos(\theta_i - \theta_k) \right] G_{ik} \quad (\text{A.28})$$

$$Q_{loss} = - \left[(B_{ik} + B_{tr_{ik}}) (V_i^2 + V_k^2) - 2B_{ik} V_i V_k \cos(\theta_i - \theta_k) \right] \quad (\text{A.29})$$

A.2.2. Transformadores

A.2.2.1. Potência transitada

Para o cálculo da potência complexa numa linha que liga o nó i ao nó k , definida como positiva no sentido $i \rightarrow k$, representada por $\overline{S_{ik}}$, usa-se uma representação polar num espaço complexo dada por:

$$\overline{S_{ik}} = \overline{V_i I_i}^* = \left(V_i e^{j(\omega t + \theta_i)} \right) \left[\left(V_i e^{j(\omega t + \theta_i)} - V_k e^{j(\omega t + \theta_k)} \right) \frac{1}{Z_{ik}} \right]^* \quad (\text{A.30})$$

Atendendo às equações (A.17), (A.18) e (A.19), a equação anterior reescreve-se:

$$\overline{S_{ik}} = \left[(G_{ik} - jB_{ik}) V_i^2 - (V_i V_k e^{j(\theta_i - \theta_k)}) (G_{ik} - jB_{ik}) \right] \quad (\text{A.31})$$

Atendendo a que $e^{j(\theta_i - \theta_k)} = \cos(\theta_i - \theta_k) + j \sin(\theta_i - \theta_k)$ obtém-se:

$$\overline{S_{ik}} = \left[(G_{ik} - jB_{ik}) V_i^2 - (V_i V_k \cos(\theta_i - \theta_k) - jV_i V_k \sin(\theta_i - \theta_k)) (G_{ik} - jB_{ik}) \right] \quad (\text{A.32})$$

Agrupando os termos vem:

$$\overline{S}_{ik} = \left[V_i^2 G_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) - j (V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)) + V_i^2 B_{ik}) \right] \quad (\text{A.33})$$

Separando agora as partes real e imaginária, obtêm-se as potências ativa e reativa junto ao nó i :

$$P_{ik} = \left[V_i^2 G_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) \right] \quad (\text{A.34})$$

$$Q_{ik} = - \left[V_i^2 B_{ik} + V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)) \right] \quad (\text{A.35})$$

Analogamente, a potência complexa no extremo da linha ligado ao nó k , definida como positiva no sentido $k \rightarrow i$, representada por \overline{S}_{ki} , é dada por:

$$\overline{S}_{ki} = \overline{V}_k \overline{I}_k^* = \left(V_k e^{j(\omega t + \theta_k)} \right) \left[\left(V_k e^{j(\omega t + \theta_k)} - V_i e^{j(\omega t + \theta_i)} \right) \frac{1}{Z_{ik}} \right]^* \quad (\text{A.36})$$

Separando agora as partes real e imaginária, tem-se as potências ativa e reativa junto ao nó k :

$$P_{ki} = \left[V_k^2 G_{ik} - V_i V_k (G_{ik} \cos(\theta_k - \theta_i) + B_{ik} \sin(\theta_k - \theta_i)) \right] \quad (\text{A.37})$$

$$Q_{ki} = - \left[V_k^2 B_{ik} + V_i V_k (G_{ik} \sin(\theta_k - \theta_i) - B_{ik} \cos(\theta_k - \theta_i)) \right] \quad (\text{A.38})$$

A.2.2.2. Perdas de potência

As perdas de potência ativa e reativa obtêm-se pela soma de \overline{S}_{ik} e \overline{S}_{ki} . Dado que $\delta_{ik} < 90^\circ$ tem-se que $\cos(\delta_{ki}) = \cos(\delta_{ik})$ e $\sin(\delta_{ki}) = -\sin(\delta_{ik})$, resulta:

$$P_{loss} = \left[(V_i^2 + V_k^2) - 2V_i V_k \cos(\theta_i - \theta_k) \right] G_{ik} \quad (\text{A.39})$$

$$Q_{loss} = - \left[V_i^2 + V_k^2 - 2V_i V_k \cos(\theta_i - \theta_k) \right] B_{ik} \quad (\text{A.40})$$

A.2.3. Transformadores com regulação de tensão

A.2.3.1. Potência transitada

Quando um transformador com comutação de tomadas é conectado entre i e k , a transmissão de potência complexa no sentido $i \rightarrow k$, representada por \overline{S}_{ik} , é dada por [23]:

$$\overline{S}_{ik} = \overline{V}_i \overline{I}_i^* = \left(V_i e^{j(\omega t + \theta_i)} \right) \left[\left(\frac{V_i e^{j(\omega t + \theta_i)}}{a} - V_k e^{j(\omega t + \theta_k)} \right) \frac{y_{ki}}{a} \right]^* \quad (\text{A.41})$$

Atendendo às equações (A.17), (A.18) e (A.19), a equação anterior reescreve-se:

$$\overline{S}_{ik} = \left(\frac{V_i^2}{a} - V_i V_k e^{j(\theta_i - \theta_k)} \right) \left(\frac{G_{ik} - jB_{ik}}{a} \right) \quad (\text{A.42})$$

Sabendo que $e^{j(\theta_i - \theta_k)} = \cos(\theta_i - \theta_k) + j \sin(\theta_i - \theta_k)$ obtém-se:

$$\overline{S}_{ik} = \left(\frac{V_i^2}{a} - V_i V_k \cos(\delta_{ik}) - j V_i V_k \sin(\delta_{ik}) \right) \left(\frac{G_{ik} - jB_{ik}}{a} \right) \quad (\text{A.43})$$

Agrupando os termos vem:

$$\overline{S}_{ik} = \frac{V_i^2}{a^2} G_{ik} - \frac{V_i V_k}{a} (G_{ik} \cos(\delta_{ik}) + B_{ik} \sin(\delta_{ik})) - j \left(\frac{V_i V_k}{a} (G_{ik} \sin(\delta_{ik}) - B_{ik} \cos(\delta_{ik})) + \frac{V_i^2}{a^2} B_{ik} \right) \quad (\text{A.44})$$

Separando agora as partes real e imaginária, obtêm-se as potências ativa e reativa junto ao nó i:

$$P_{ik} = \left[\frac{V_i^2}{a^2} G_{ik} - \frac{V_i V_k}{a} (G_{ik} \cos(\delta_{ik}) + B_{ik} \sin(\delta_{ik})) \right] \quad (\text{A.45})$$

$$Q_{ik} = - \left[\frac{V_i^2}{a^2} B_{ik} + \frac{V_i V_k}{a} (G_{ik} \sin(\delta_{ik}) - B_{ik} \cos(\delta_{ik})) \right] \quad (\text{A.46})$$

Analogamente, a potência complexa no extremo da linha ligado ao nó k, definida como positiva na direção $k \rightarrow i$, representada por \overline{S}_{ki} , é dada por:

$$\overline{S}_{ki} = \overline{V}_k \overline{I}_k^* = (V_k e^{j(\omega t + \theta_k)}) \left[\left(V_k e^{j(\omega t + \theta_k)} - \frac{V_i e^{j(\omega t + \theta_i)}}{a} \right) y_{ki} \right]^* \quad (\text{A.47})$$

Separando agora as partes real e imaginária, tem-se as potências ativa e reativa junto ao nó k:

$$P_{ki} = \left[V_k^2 G_{ik} - \frac{V_i V_k}{a} (G_{ik} \cos(\delta_{ki}) + B_{ik} \sin(\delta_{ki})) \right] \quad (\text{A.48})$$

$$Q_{ki} = - \left[V_k^2 B_{ik} + \frac{V_i V_k}{a} (G_{ik} \sin(\delta_{ki}) - B_{ik} \cos(\delta_{ki})) \right] \quad (\text{A.49})$$

A.2.3.2. Perdas de potência

As perdas de potência ativa e reativa num transformador com regulação de tensão, P_{loss} e Q_{loss} vem então dadas por:

$$P_{loss} = \left[\left(\frac{V_i^2}{a^2} + V_k^2 \right) - 2 \frac{V_i V_k}{a} \cos(\delta_{ik}) \right] G_{ik} \quad (\text{A.50})$$

$$Q_{loss} = - \left[\left(\frac{V_i^2}{a^2} + V_k^2 \right) - 2 \frac{V_i V_k}{a} \cos(\delta_{ik}) \right] B_{ik} \quad (\text{A.51})$$

A.3. Dados da rede de 26 barramentos

Nas tabelas seguintes encontram-se as características das linhas e transformadores (Tabela A. 1 e Tabela A. 2), das cargas (Tabela A. 3), baterias de condensadores em derivação (Tabela A. 4) e da geração (Tabela A. 5 e Tabela A. 6). Os valores p.u. presentes nas tabelas referidas têm em conta uma potência aparente de base de 100 MVA.

Tabela A. 1: Dados dos elementos de transmissão.

Do barramento i	Para barramento j	R (p.u.)	X (p.u.)	½ B (p.u.)
1	2	0.0005	0.0048	0.03
1	18	0.0013	0.011	0.06
2	3	0.0014	0.0513	0
2	7	0.0103	0.0586	0.018
2	8	0.0074	0.0321	0.039
2	13	0.0035	0.0967	0
2	26	0.0323	0.1967	0
3	13	0.0007	0.0054	0
4	8	0.0008	0.024	0
4	12	0.0016	0.0207	0
5	6	0.0069	0.03	0.099
6	7	0.0053	0.0306	0.001
6	11	0.0097	0.057	0.0001
6	18	0.0037	0.0222	0.0012
6	19	0.0035	0.066	0
6	21	0.005	0.09	0.045
7	8	0.0012	0.0069	0.0001
7	9	0.0009	0.0429	0
8	12	0.002	0.018	0.02
9	10	0.001	0.0493	0.001
10	12	0.0024	0.0132	0.01
10	19	0.0547	0.236	0
10	20	0.0066	0.016	0.001
10	22	0.0069	0.0298	0.005
11	25	0.096	0.2700	0.010
11	26	0.017	0.0970	0.004
12	14	0.0327	0.0802	0
12	15	0.018	0.0598	0
13	14	0.0046	0.0271	0.001
13	15	0.0116	0.0610	0
13	16	0.0179	0.0888	0.001
14	15	0.0069	0.0382	0
15	16	0.0209	0.0512	0
16	17	0.0990	0.0600	0
16	20	0.0239	0.0585	0
17	18	0.0032	0.0600	0.038

Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização

17	21	0.2290	0.4450	0
19	23	0.0300	0.1310	0
19	24	0.0300	0.1250	0.002
19	25	0.1190	0.2249	0.004
20	21	0.0657	0.1570	0
20	22	0.0150	0.0366	0
21	24	0.0476	0.1510	0
22	23	0.0290	0.0990	0
22	24	0.0310	0.0880	0
23	25	0.0987	0.1168	0

Tabela A. 2: Dados dos transformadores reguladores de tensão.

Do barramento i	Para o barramento j	a (p.u.)
2	3	0.96
2	13	0.96
3	13	1.017
4	8	1.05
4	12	1.05
6	19	0.95
7	9	0.95

Tabela A. 3: Dados das cargas.

Barramento	P (MW)	Q (MVAR)
1	51	41
2	22	15
3	64	50
4	25	10
5	50	30
6	76	29
9	89	50
11	25	15
12	89	48
13	31	15
14	24	12
15	70	31
16	55	27
17	78	38
18	153	67
19	75	15
20	48	27
21	46	23
22	45	22
23	25	12

Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização

24	54	27
25	28	13
26	40	20

Tabela A. 4: Dados das baterias de condensadores em derivação.

Barramento	Q_{cond} (MVar)
1	4
4	2
5	5
6	2
9	3
11	1.5
12	2
15	0.5
19	5

Tabela A. 5: Dados de geração especificados.

Gerador ligado ao barramento	Valor Eficaz da Tensão Especificada	Potência Ativa especificada	Limites Potência Reativa	
			Min	Max
1	1.025	-	-	-
2	1.02	79	40	250
3	1.04	20	40	150
4	1.05	100	40	80
5	1.045	300	40	160
26	1.015	60	15	50

Tabela A. 6: Limites de geração de potência e coeficientes de custo de produção.

Gerador ligado ao barramento	Potência Ativa (MW)		Potência Reativa (MVAR)		Coeficientes da função de custo		
	Min	Max	Min	Max	a	b	c
1	100	500	-	-	0.007	7	240
2	50	200	40	250	0.0095	10	200
3	80	300	40	150	0.009	8.5	220
4	50	150	40	80	0.009	11	200
5	50	200	40	160	0.008	10.5	220
26	50	120	15	50	0.0075	12	190

A.4. Resultados da rede de 26 barramentos

Tal como o esquema retirado do livro (Figura 5.1), os diagramas do trânsito de energia não têm representadas as cargas nem os elementos de compensação transversais de reactiva. Uma vez que o valor destas grandezas é invariável nos quatro casos, omitiu-se a sua representação por forma a tornar o esquema menos denso e mais claro. No caso dos resultados do modelo, também se procedeu à separação em dois esquemas: um primeiro onde são ilustrados os fluxos de potência e um segundo onde são ilustradas as tensões (valor eficaz e argumento) associados aos barramentos com o mesmo objectivo.

O sentido dos fluxos de potências nas linhas e transformadores reguladores de tensão são representados por setas nos diagramas do trânsito de energia que apresentam os resultados do PSS®E. Nos diagramas que apresentam os resultados do modelo ACOPF implementado em GAMS, o sentido dos fluxos é interpretado pelo sinal das potências nos extremos dos elementos de transmissão: caso o sinal da potência seja positivo significa que a potência está a entrar no barramento; caso o sinal da potência seja negativo significa que a potência está a sair do barramento.

Os resultados são apresentados pela seguinte ordem: trânsito de energia clássico, minimização das perdas de potência activa transmitida, minimização das perdas de potência reactiva transmitida e minimização dos custos de geração das centrais. Para cada função objetivo, as duas primeiras figuras são apresentados os resultados do modelo nos esquemas dos fluxos de potência e da tensão nos barramentos (amplitude e fase) e na última figura o *output* do PSS®E.

Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização

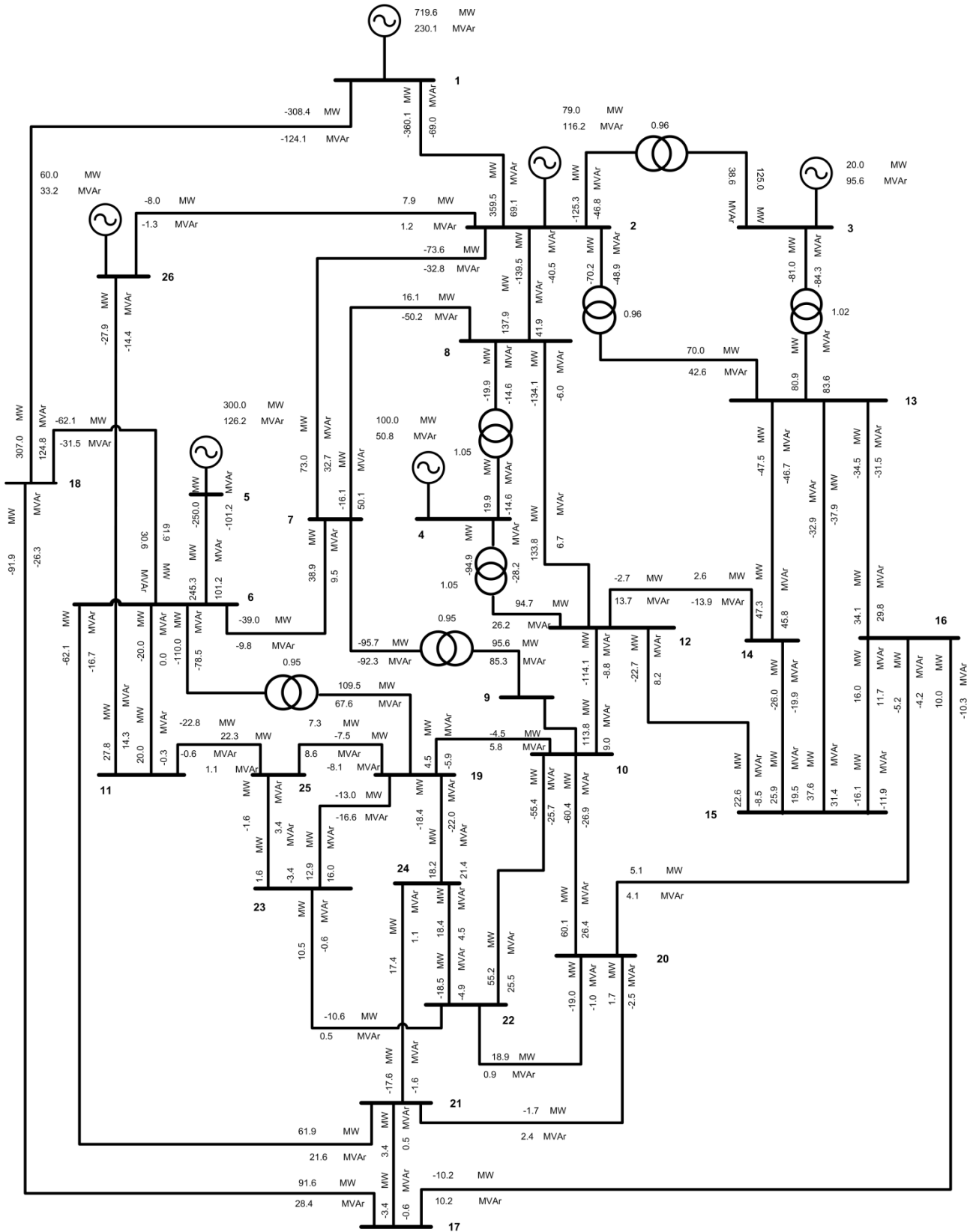


Figura A. 3: Diagrama dos fluxos de potência obtidos pelo modelo implementado em GAMS na resolução da rede pelo método clássico de fluxo de potências.

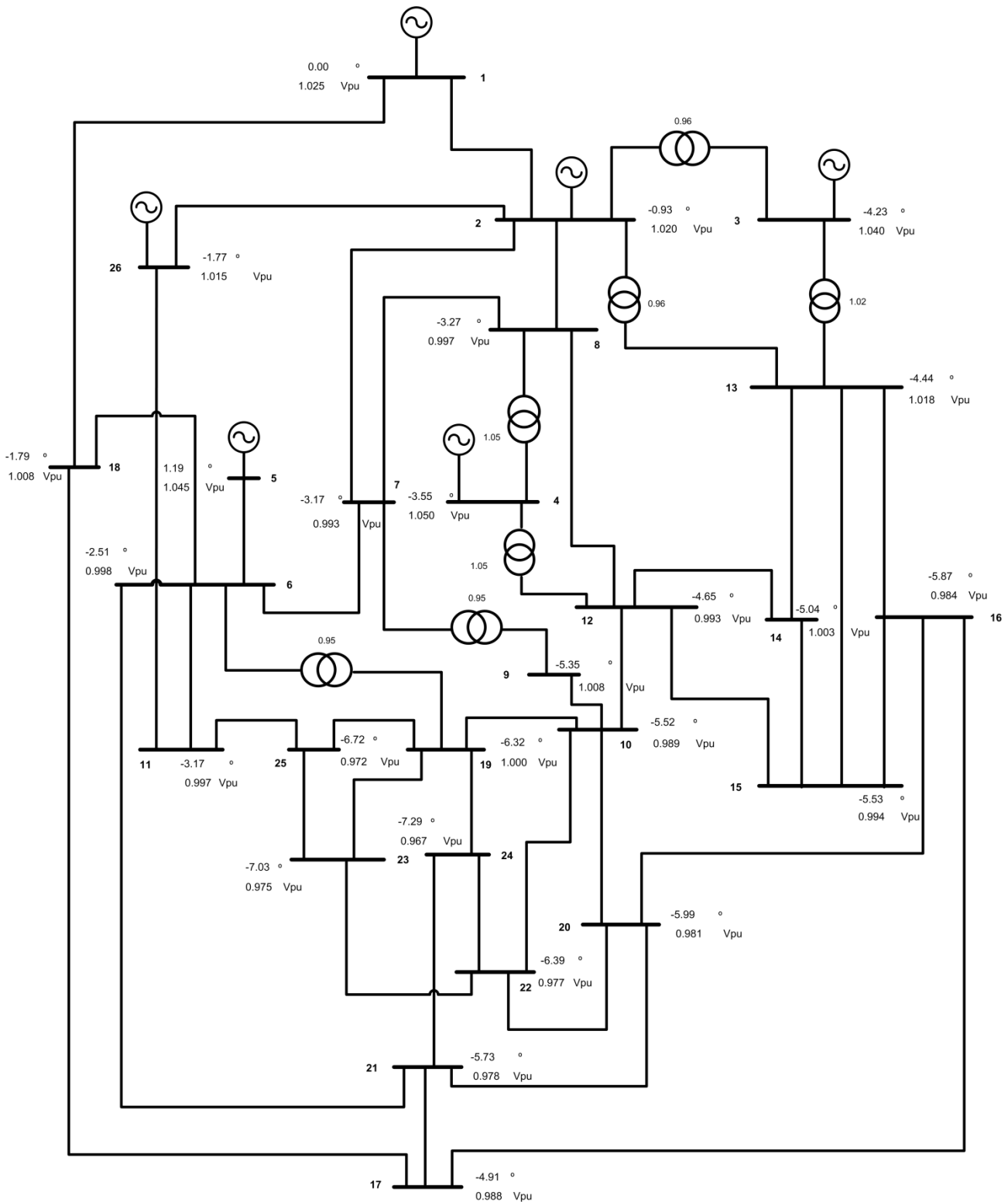


Figura A. 4: Diagrama das tensões (argumento e valor eficaz) nos barramentos obtidas pelo modelo implementado em GAMS na resolução da rede pelo trânsito de potências clássico.

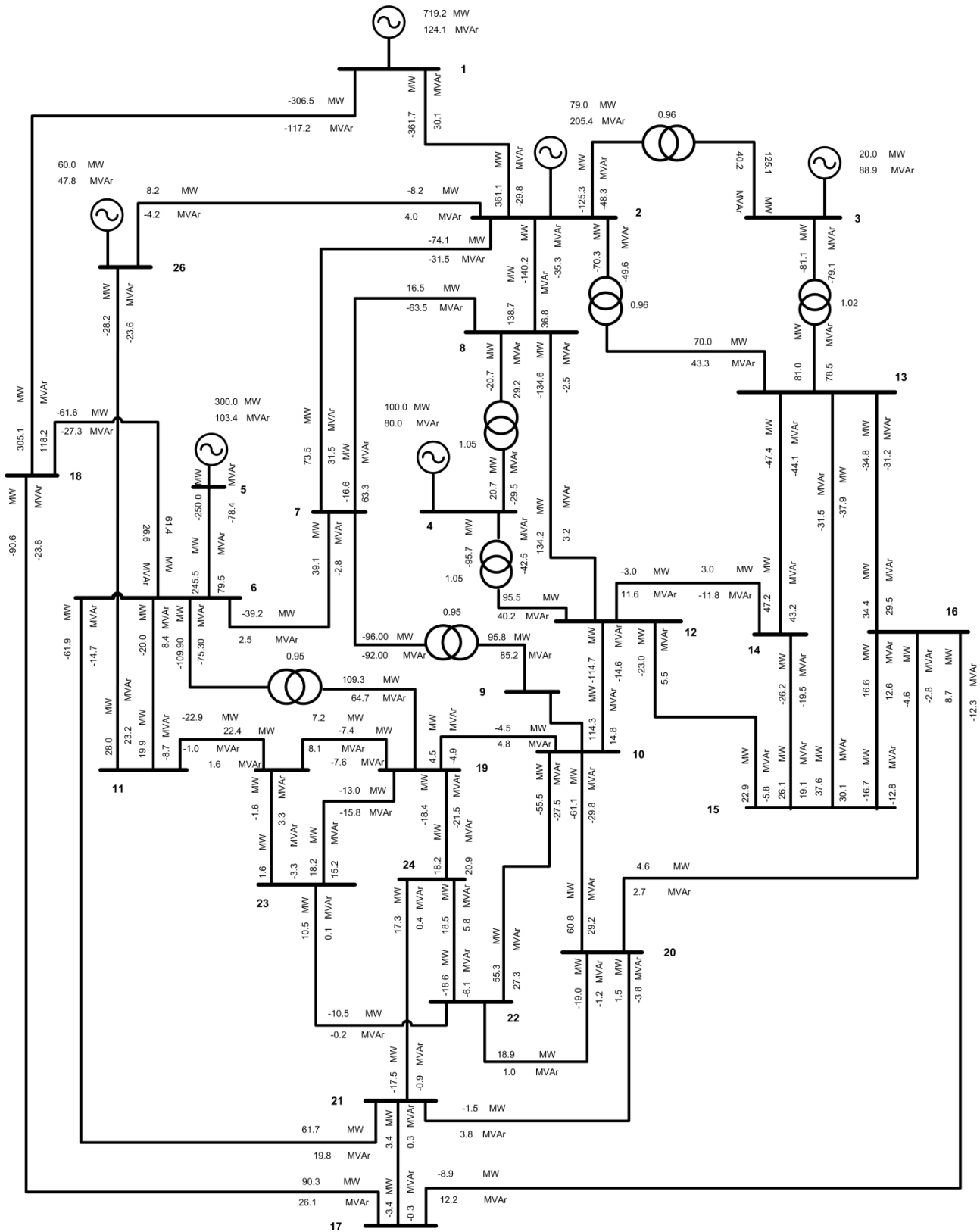


Figura A. 6: Diagrama dos fluxos de potência obtidos pelo modelo implementado em GAMS na otimização das perdas de potência ativa na transmissão.

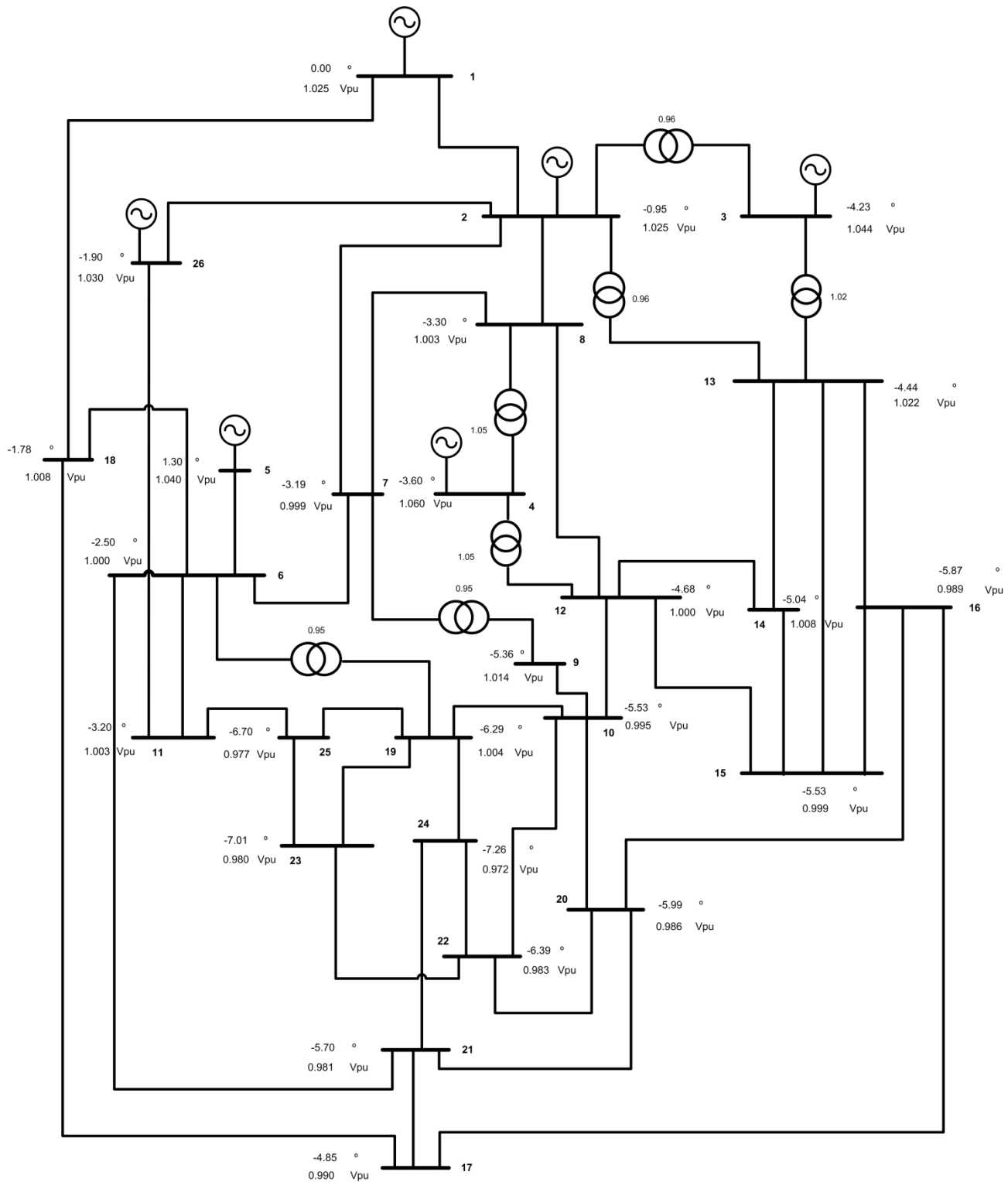


Figura A. 7: Diagrama das tensões (argumento e valor eficaz) nos barramentos obtidas pelo modelo implementado em GAMS na otimização das perdas de potência ativa na transmissão.

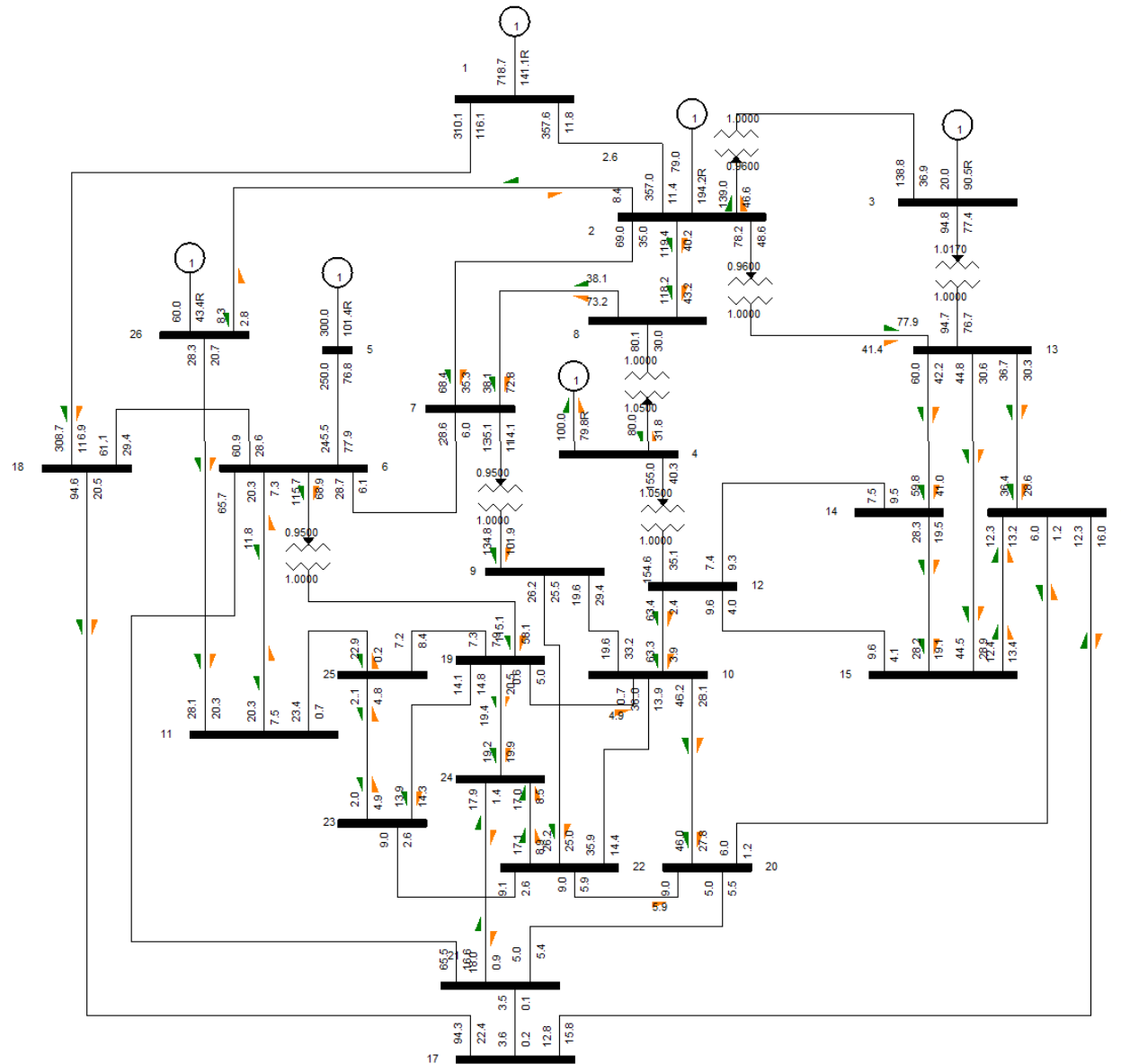


Figura A. 8: Diagrama dos fluxos de potência obtidos pelo PSS®E (*output* do programa) na otimização das perdas de potência ativa na transmissão.

Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização

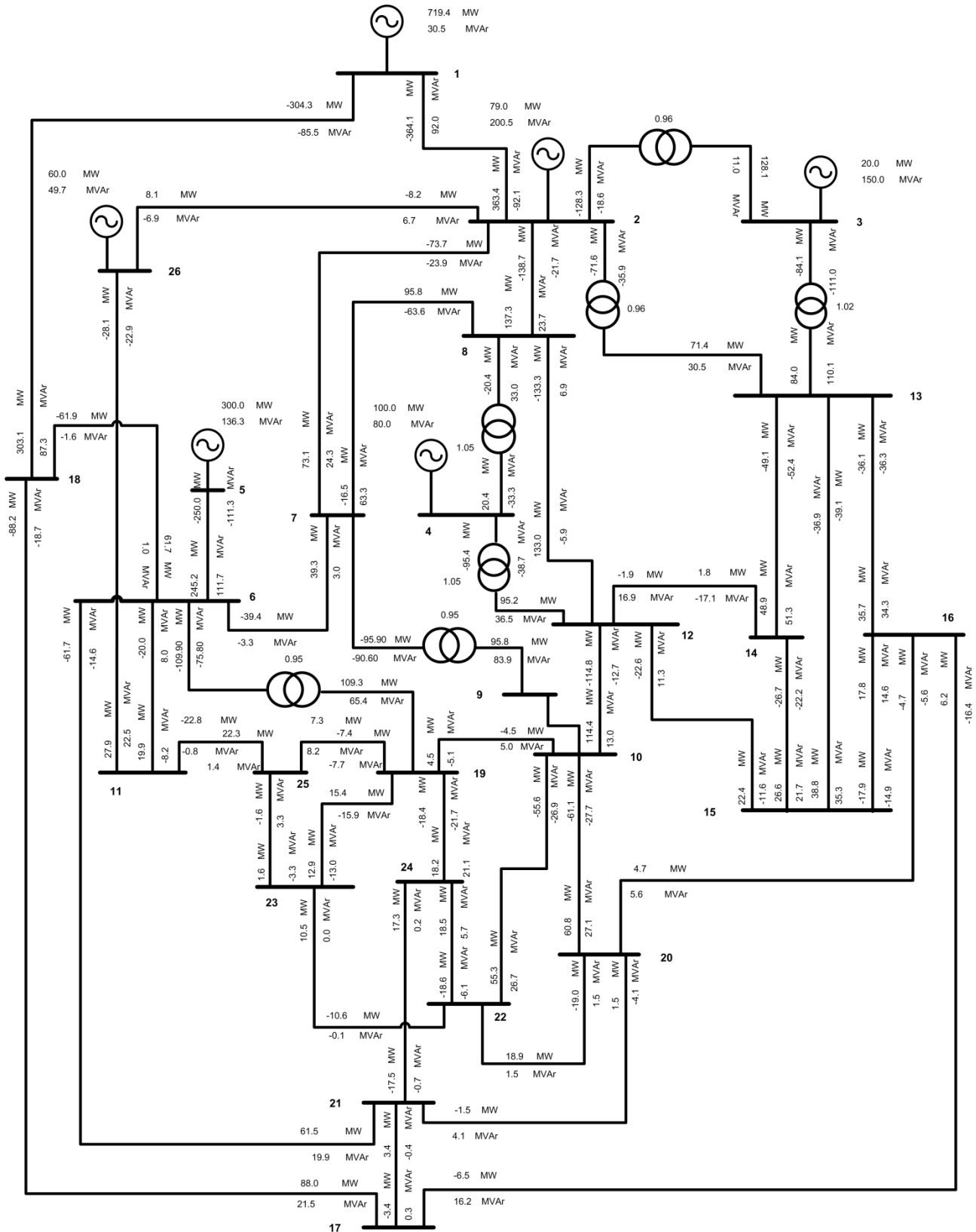


Figura A. 9: Diagrama dos fluxos de potência obtidos pelo modelo implementado em GAMS na minimização das perdas de potência reativa na transmissão.

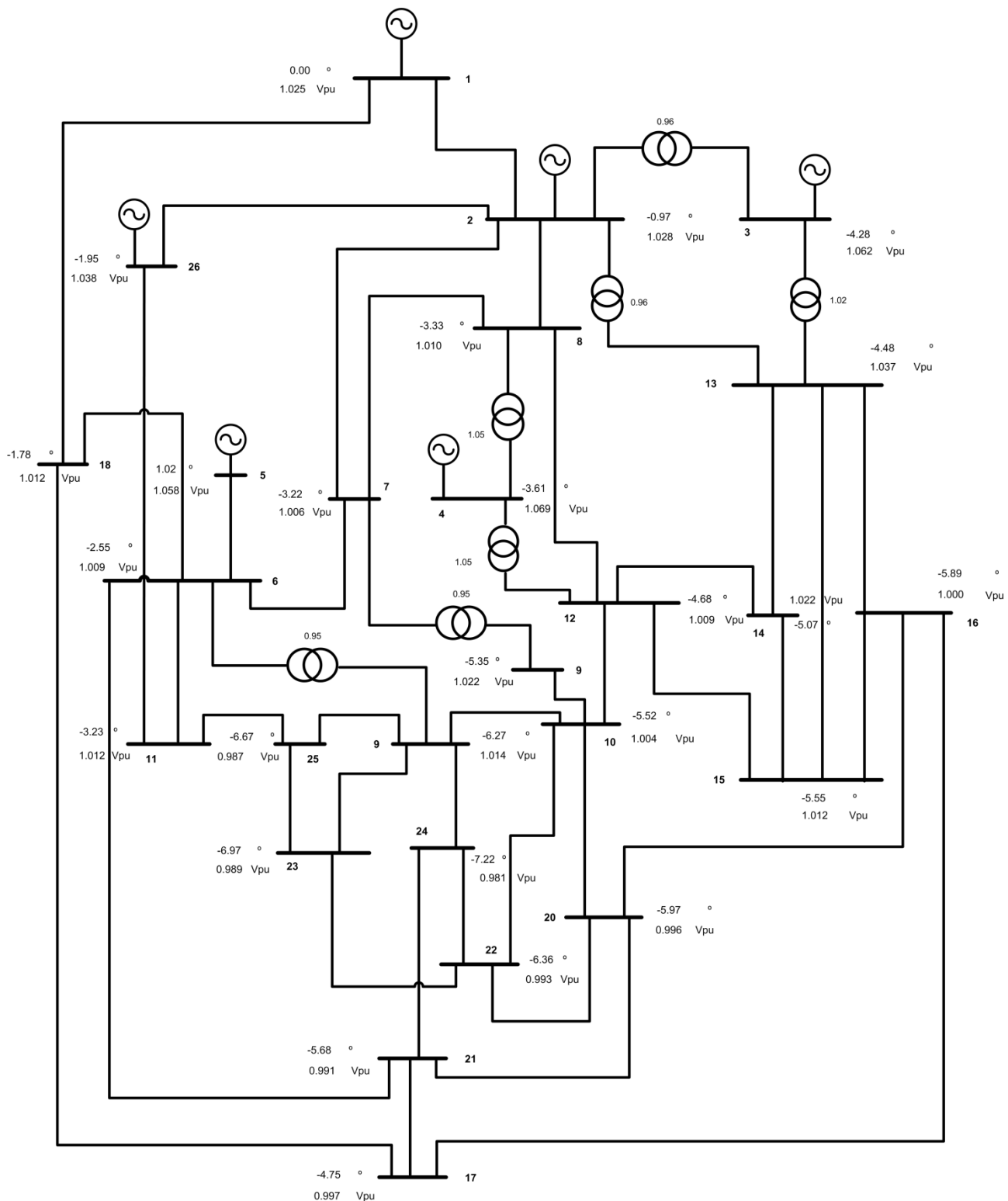


Figura A. 10: Diagrama das tensões (argumento e valor eficaz) obtidas pelo modelo implementado em GAMS na minimização das perdas de potência reativa na transmissão.

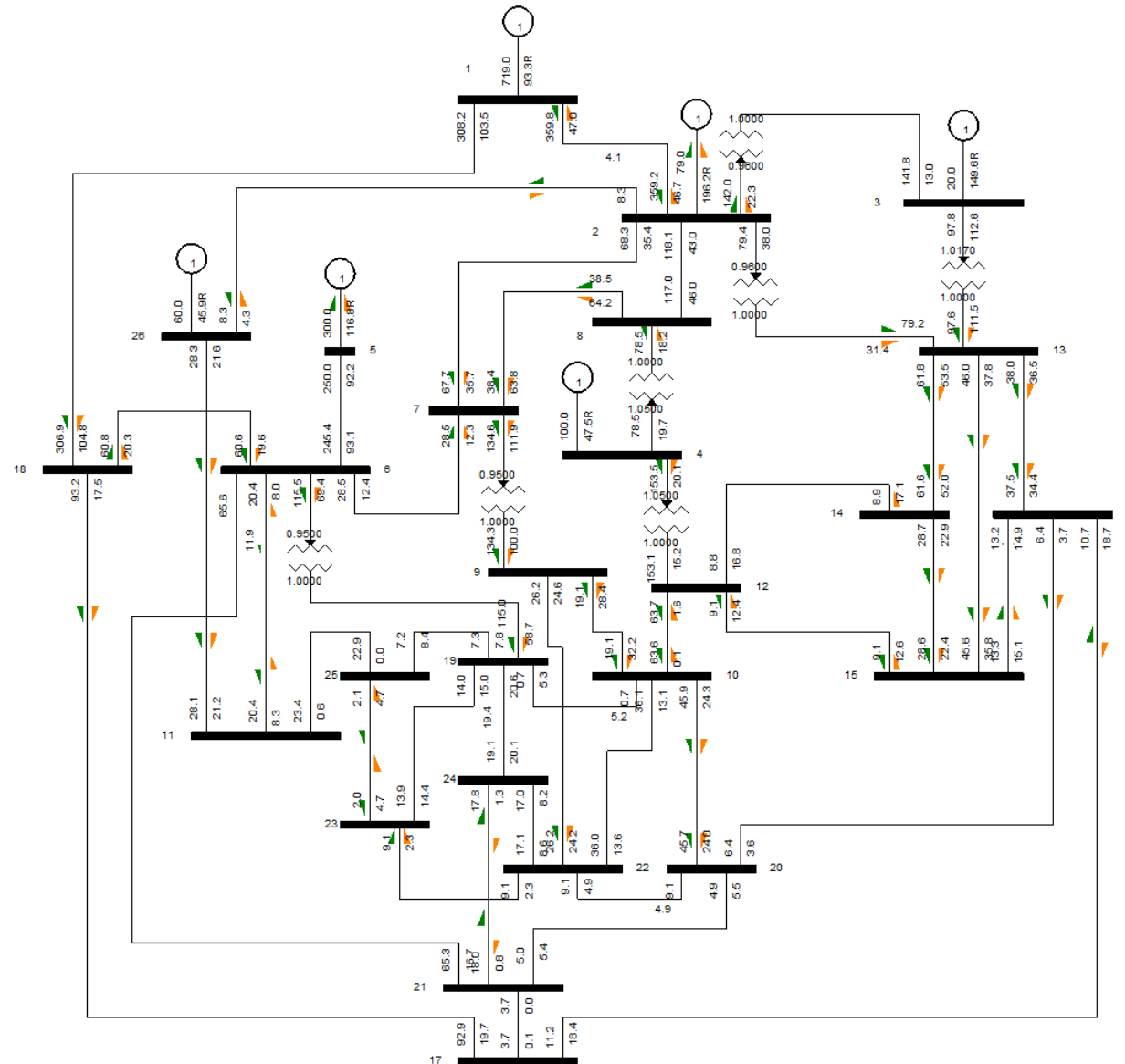


Figura A. 11: Diagrama dos fluxos de potência obtidos pelo PSS@E (*output* do programa) na minimização das perdas de potência reativa do sistema de transmissão.

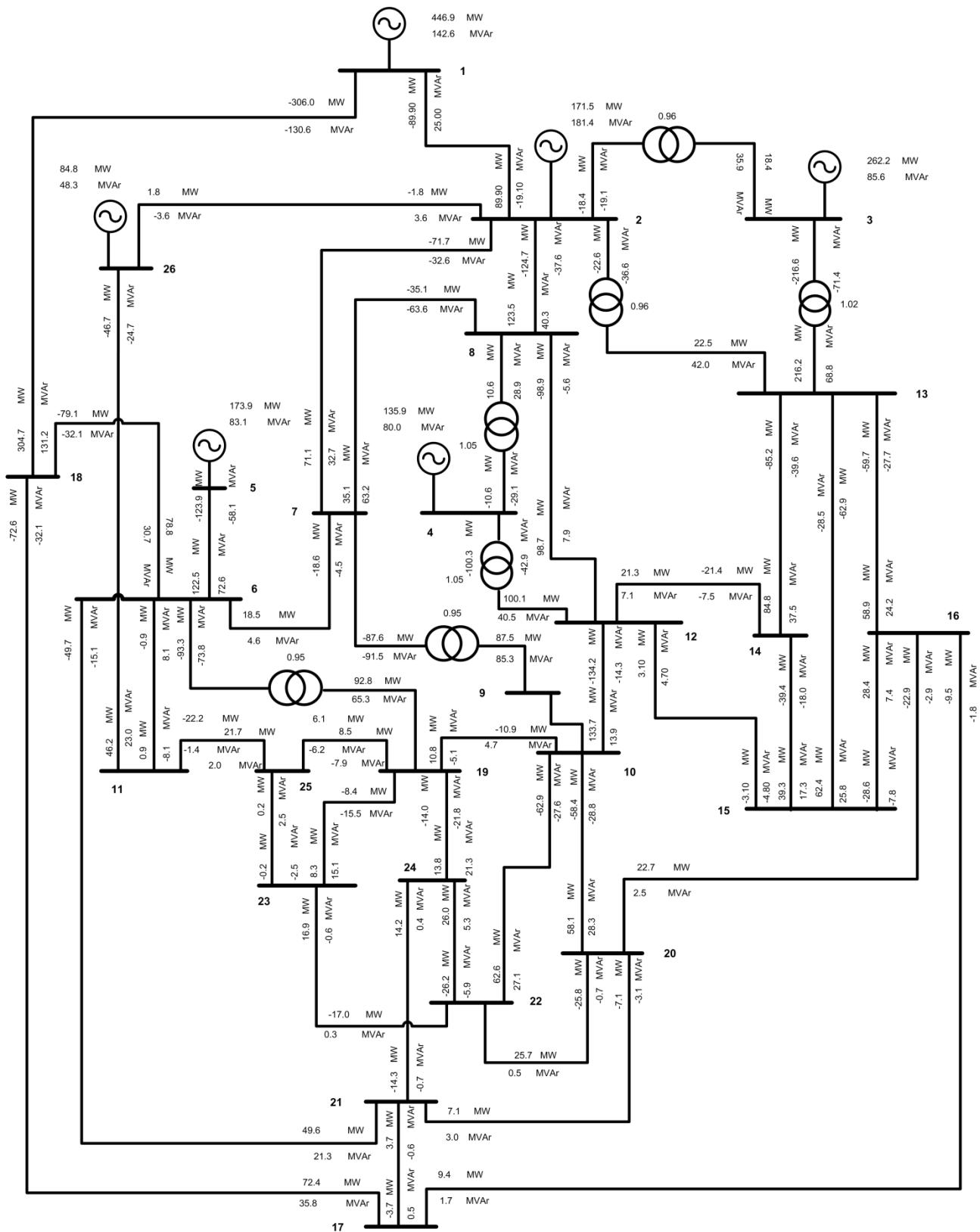


Figura A. 12: Diagrama dos fluxos de potência obtidos pelo modelo implementado em GAMS na otimização dos custos de geração.

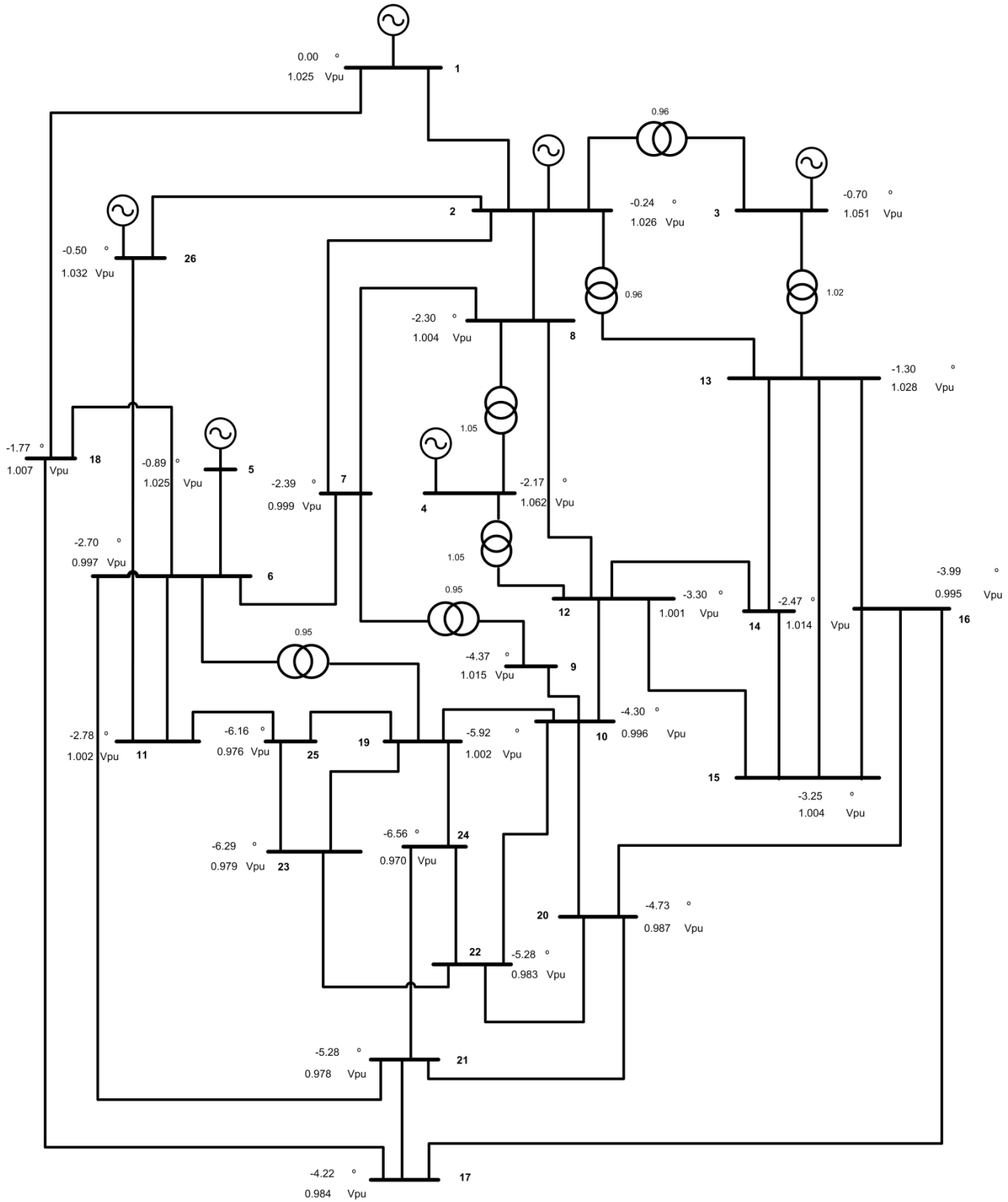


Figura A. 13: Diagrama das tensões (argumento e valor eficaz) nos barramentos obtidos pelo modelo implementado em GAMS na otimização dos custos de geração.

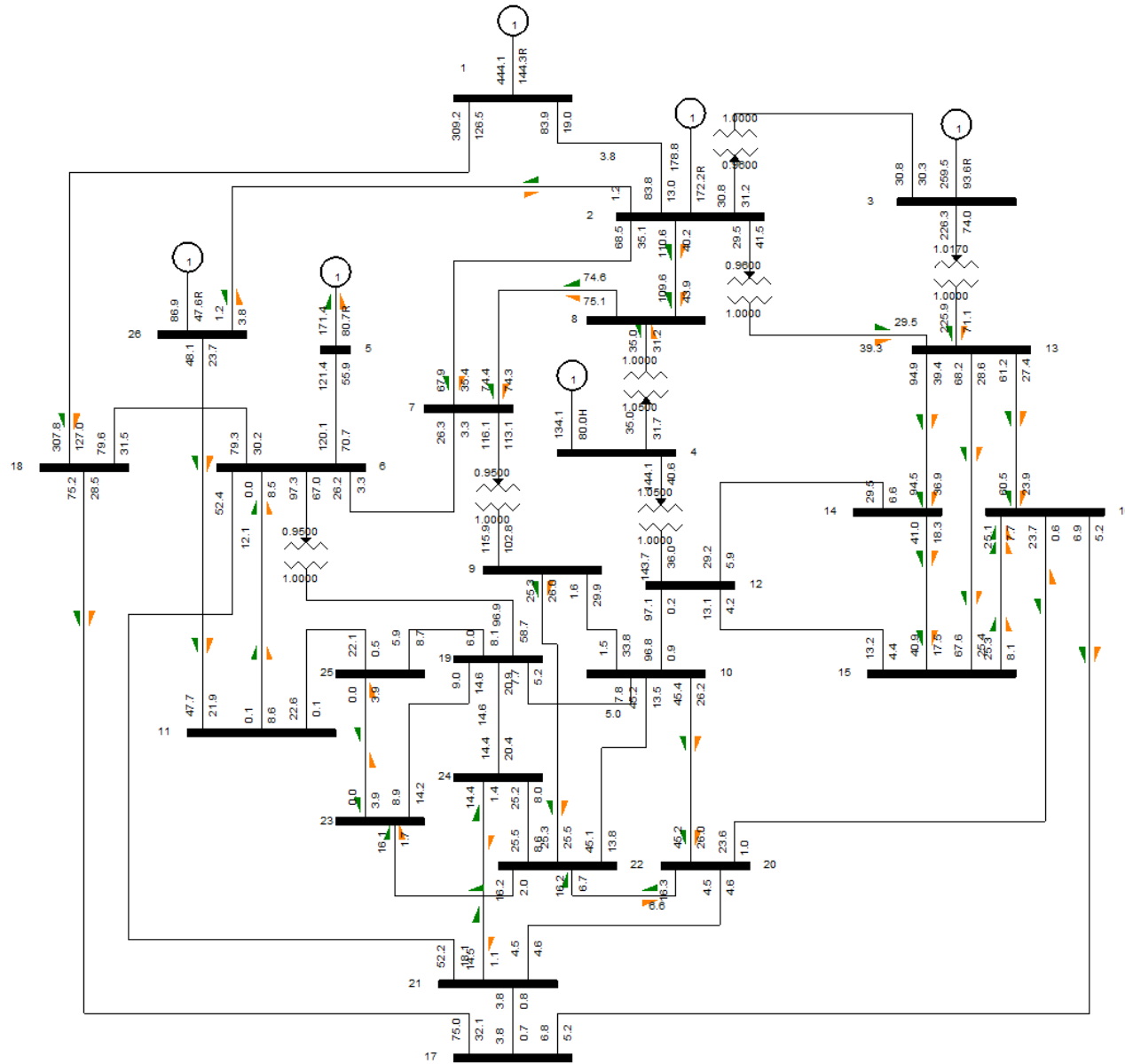


Figura A. 14: Diagrama dos fluxos de potência obtidos pelo PSS@E na otimização dos custos de geração.

A.5. Mapa da rede da área de estudo

O mapa apresentado na Figura A. 15 resulta da adaptação do mapa da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade 2015 disponível no centro de informações da REN, por forma a contemplar apenas a zona sul de Portugal.

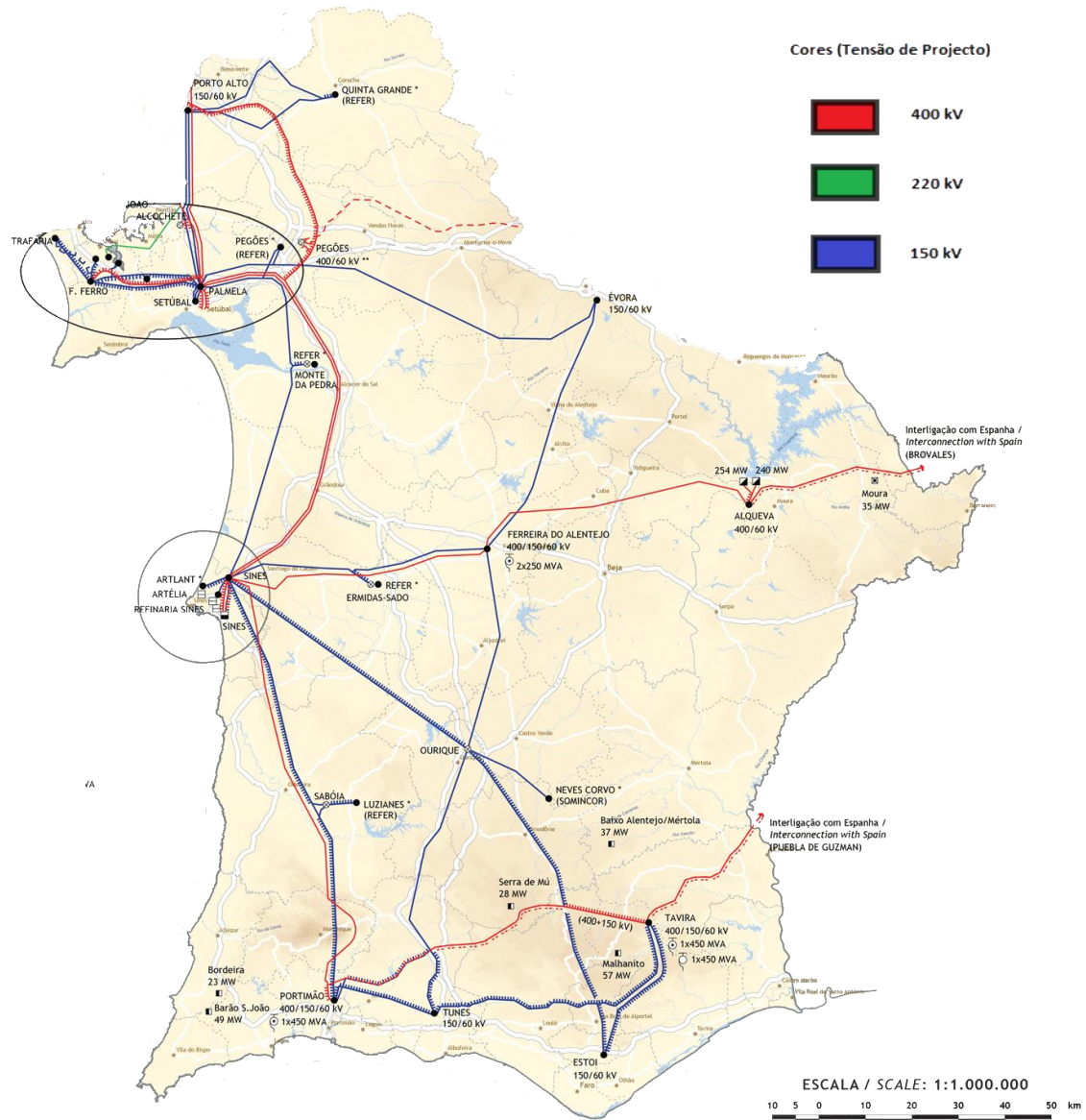


Figura A. 15: Mapa da RNT de 2015 adaptado para contemplar apenas a área do caso de estudo.

A.6. Dados do Caso de estudo

Nas tabelas seguintes encontram-se reunidos os dados do caso de estudo. Todos os dados foram retirados do documento [52], salvo quando objeto de cálculo por forma a adaptá-los às necessidades do modelo. A potência base do sistema considerada é de 100 MVA.

Tabela A. 7: Perfil de carga para o dia 4 de Fevereiro nas condições máximas e para dia 15 de Outubro nas condições mínimas.

Designação Carga	Inverno Max		Outono Min	
	P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
ALQUEVA	9.90	-1.70	3.6	-5.5
FERNAOFERRO150	150.3	1.3	51.6	6.5
FOGUETEIRO	5.7	2.1	0	0
TRAFARIA	107	9.9	37.8	3.2
MPEDRA	3.1	0	0.4	-0.8
EVORA	84.8	13.3	34.6	4.6
LUZIANES	0.6	0	0	-0.3
PORTIMAO150	-39.4	17.7	33.3	7.2
TUNES	116.7	11.9	61.9	18.1
ESTOI	161.2	37.5	77.4	21.3
TAVIRA150	-109.8	18.3	-34.2	6.5
NCORVO	30.8	8	30.4	8
ERMIDAS	2.2	0.4	0	0
FALENTEJO150	105.4	7.8	40.1	9
PETROGAL	24.4	12.3	24.8	8.7
SINES150	82.9	23.1	50.7	9.4
ARTLAND	1	0.5	0.5	0.2
SETUBAL	171.1	9.8	54.4	20.6
PORTO ALTO	50.1	4	0	-0.2
Q.GRANDE	0.2	-0.1	26.4	6.5
AUTOEUROPA	12.7	-0.9	7.1	0.7
LUSOSIDER	12.7	2.6	7.2	0.5
BROVALES	570.6	-31 ⁶	0	0
PEGÕES	1.1	-0.2	0	0
PGUZMAN	0	0	0	0
Total	1555.3	146.6	508	124.2
Total (s/ Brovales)	984.7	177.6		

Tabela A. 8: Potência de curto-circuito e impedância de curto-circuito.

Barramento	S _{CC}	Z _{CC}
PALMELA400	11542	0.009
FERNAOFERRO400	9318	0.11
FICTICIO1	Linha ideal	

⁶ Nos cenários A e B, os valores a amarelo foram tidos como nulos.

Tabela A. 9: Capacidade máxima de injeção de reativa na rede pelas baterias de condensadores associadas a um dado barramento.

Baterias de condensadores associadas ao barramento	Q (MVar)
ESTOI	130
ÉVORA	60
FERNAOFERRO150	90
PORTIMÃO	40
SETÚBAL	130
TRAFARIA	40
TUNES	130

Tabela A. 10: Parâmetros dos elementos de transmissão, depois de adaptados às necessidades do modelo. A simbologia usada diz respeito à nomenclatura do modelo.

Tipo de elemento	Do barramento i	Para o barramento j	B_{trij} (p.u.)	G_{ij} (p.u.)	B_{ij} (p.u.)
Linha	ALQUEVA	BROVALES	0.237	6.49	-62.38
Linha	ALQUEVA	FALENTEJO400	0.175	6.89	-75.13
Linha	FALENTEJO400	SINES400	0.163	7.12	-80.13
Linha	SINES400	PORTIMAO400	0.280	4.75	-50.05
Linha	SINES400	FICTICIO1	0.181	6.43	-74.40
Linha	FICTICIO1	PALMELA400	0.091	12.88	-149.03
Linha	SINES400	PALMELA400	0.263	4.41	-49.73
Linha	FERNÃO FERRO400	PALMELA400	0.085	17.38	-182.15
Linha	PETROGAL	SINES150	0.002	17.51	-91.46
Linha	ERMIDAS	FALENTEJO150	0.008	3.34	-20.46
Linha	ESTOI	TAVIRA150	0.036	8.78	-44.24
Linha	FALENTEJO150	EVORA	0.019	1.62	-8.65
Linha	FALENTEJO150	OURIQUE	0.014	3.37	-11.24
Linha	OURIQUE	NCORVO	0.007	6.58	-22.35
Linha	OURIQUE	TAVIRA150	0.031	3.26	-15.34
Linha	OURIQUE	TUNES	0.019	2.43	-8.12
Linha	PORTIMAO150	TUNES	0.037	11.79	-53.03
Linha	SINES150	ARTLAND	0.003	38.48	-199.95
Linha	SINES150	ERMIDAS	0.010	2.66	-16.32
Linha	SINES150	OURIQUE	0.041	3.47	-17.61
Linha	SINES150	PORTIMAO150	0.032	1.53	-13.89
Linha	SINES150	SABOIA-LUZ	0.019	2.61	-13.54
Linha	SABOIA-LUZ	PORTIMAO150	0.011	4.15	-23.06
Linha	TUNES	ESTOI	0.016	2.42	-25.46
Linha	TUNES	TAVIRA150	0.022	1.56	-18.88
Linha	MPEDRA	SINES150	0.016	2.94	-17.96
Linha	PALMELA150	FICTICIO5	0.006	7.22	-34.43
Linha	FICTICIO5	MPEDRA	0.006	7.22	-48.98
Linha	PALMELA150	FICTICIO4	0.015	2.99	-34.65
Linha	FICTICIO4	EVORA	0.015	2.99	-20.31

Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização

Linha	FICTICIO4	PEGOES	0.002	21.27	-81.66
Linha	FICTICIO5	PEGOES	0.003	17.38	-129.92
Linha	PALMELA150	FERNAOFERRO150	0.015	9.59	-48.64
Linha	PALMELA150	AUTOEUROPA	0.004	9.19	-46.67
Linha	FERNAOFERRO150	AUTOEUROPA	0.004	9.08	-46.89
Linha	FICTICIO6	LUSOSIDER	0.002	20.31	-106.46
Linha	PALMELA150	FICTICIO6	0.004	9.07	-46.50
Linha	FICTICIO6	FERNAOFERRO150	0.004	9.07	-46.50
Linha	TAVIRA400	PORTIMAO400	0.242	6.04	-63.61
Transformador	FALENTEJO150	FALENTEJO400	0.000	0.77	-41.82
Transformador	PORTIMAO150	PORTIMAO400	0.000	0.35	-28.66
Transformador	SINES150	SINES400	0.000	0.51	-58.34
Transformador	TAVIRA150	TAVIRA400	0.000	0.37	-28.75
Transformador	PALMELA150	PALMELA400	0.000	1.08	-70.44
Linha	FERNAOFERRO150	TRAFARIA	0.017	45.77	-150.10
Linha	PALMELA	SETUBAL	0.004	70.98	-379.42
Linha ⁷	TAVIRA400	PGUZMAN	0.172	9.46	-85.46

Tabela A. 11: Limite térmico das linhas e de funcionamento dos transformadores, depois de adaptados às necessidades do modelo. A simbologia usada diz respeito à nomenclatura do modelo.

Tipo de elemento	Do barramento i	Para o barramento j	Slimij (p.u.)	
			Inverno Máximo	Outono Mínimo
Linha	ALQUEVA	BROVALES	13.86	13.86
Linha	ALQUEVA	FALENTEJO400	13.86	13.86
Linha	FALENTEJO400	SINES400	13.86	13.86
Linha	SINES400	PORTIMAO400	13.86	13.86
Linha	SINES400	FICTICIO1	13.86	13.86
Linha	FICTICIO1	PALMELA400	13.86	13.86
Linha	SINES400	PALMELA400	13.86	13.86
Linha	FERNÃO FERRO400	PALMELA400	13.86	13.86
Linha	PETROGAL	SINES150	2.96	2.85
Linha	ERMIDAS	FALENTEJO150	2.6	2.6
Linha	ESTOI	TAVIRA150	7.8	7.8
Linha	FALENTEJO150	EVORA	2.6	2.6
Linha	FALENTEJO150	OURIQUE	2.06	1.96
Linha	OURIQUE	NCORVO	1.3	1.3
Linha	OURIQUE	TAVIRA150	2.6	2.6
Linha	OURIQUE	TUNES	2.22	2.14
Linha	PORTIMAO150	TUNES	7.04	6.88
Linha	SINES150	ARTLAND	3.9	3.9
Linha	SINES150	ERMIDAS	2.6	2.6

⁷ No cenário de referência, esta linha não foi modelada por motivos anteriormente justificados.

Análise de Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da
Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização

Linha	SINES150	OURIQUE	5.2	5.2
Linha	SINES150	PORTIMAO150	2.22	2.14
Linha	SINES150	SABOIA-LUZ	2.22	2.14
Linha	SABOIA-LUZ	PORTIMAO150	2.22	2.14
Linha	TUNES	ESTOI	2.22	2.14
Linha	TUNES	TAVIRA150	2.6	2.6
Linha	MPEDRA	SINES150	2.22	2.14
Linha	PALMELA150	FICTICIO5	2.22	2.14
Linha	FICTICIO5	MPEDRA	2.22	2.14
Linha	PALMELA150	FICTICIO4	2.22	2.14
Linha	FICTICIO4	EVORA	2.22	2.14
Linha	FICTICIO4	PEGOES	2.06	1.96
Linha	FICTICIO5	PEGOES	2.06	1.96
Linha	PALMELA150	FERNAOFERRO150	5.2	5.2
Linha	PALMELA150	AUTOEUROPA	2.6	2.6
Linha	FERNAOFERRO150	AUTOEUROPA	2.96	2.85
Linha	FICTICIO6	LUSOSIDER	2.03	1.83
Linha	PALMELA150	FICTICIO6	2.6	2.6
Linha	FICTICIO6	FERNAOFERRO150	2.6	2.6
Linha	TAVIRA400	PORTIMAO400	13.86	13.86
Transformador	FAlentejo150	FAlentejo400	5	
Transformador	Portimao150	Portimao400	4.5	
Transformador	Sines150	Sines400	7.2	
Transformador	Tavira150	Tavira400	4.5	
Transformador	Palmela150	Palmela400	9	
Linha	FERNAOFERRO150	TRAFARIA	4.42	4.28
Linha	PALMELA	SETUBAL	7.23	7.03

A.7. Resultados do caso de estudo

Os diagramas do trânsito de energia produzidos com os resultados do modelo não têm representadas os valores das cargas. Uma vez que o valor destas grandezas é invariável nos quatro casos, omitiu-se a sua representação por forma a tornar os esquemas menos densos.

Nesses mesmo diagramas, o sentido dos fluxos é interpretado pelo sinal das potências nos extremos dos elementos de transmissão: caso o sinal da potência seja positivo significa que a potência está a entrar no barramento; caso o sinal da potência seja negativo significa que a potência está a sair do barramento.

A.7.1. Cenário de referência

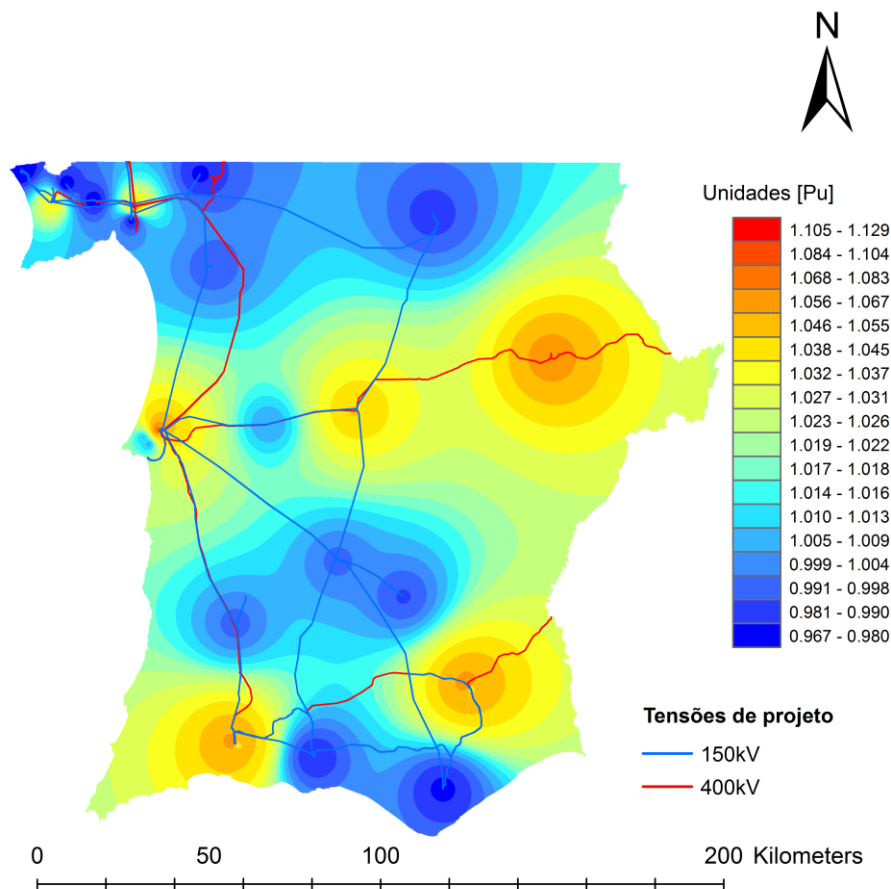


Figura A. 16: Mapa da distribuição do perfil do valor eficaz da tensão de acordo com os dados publicados pela REN.

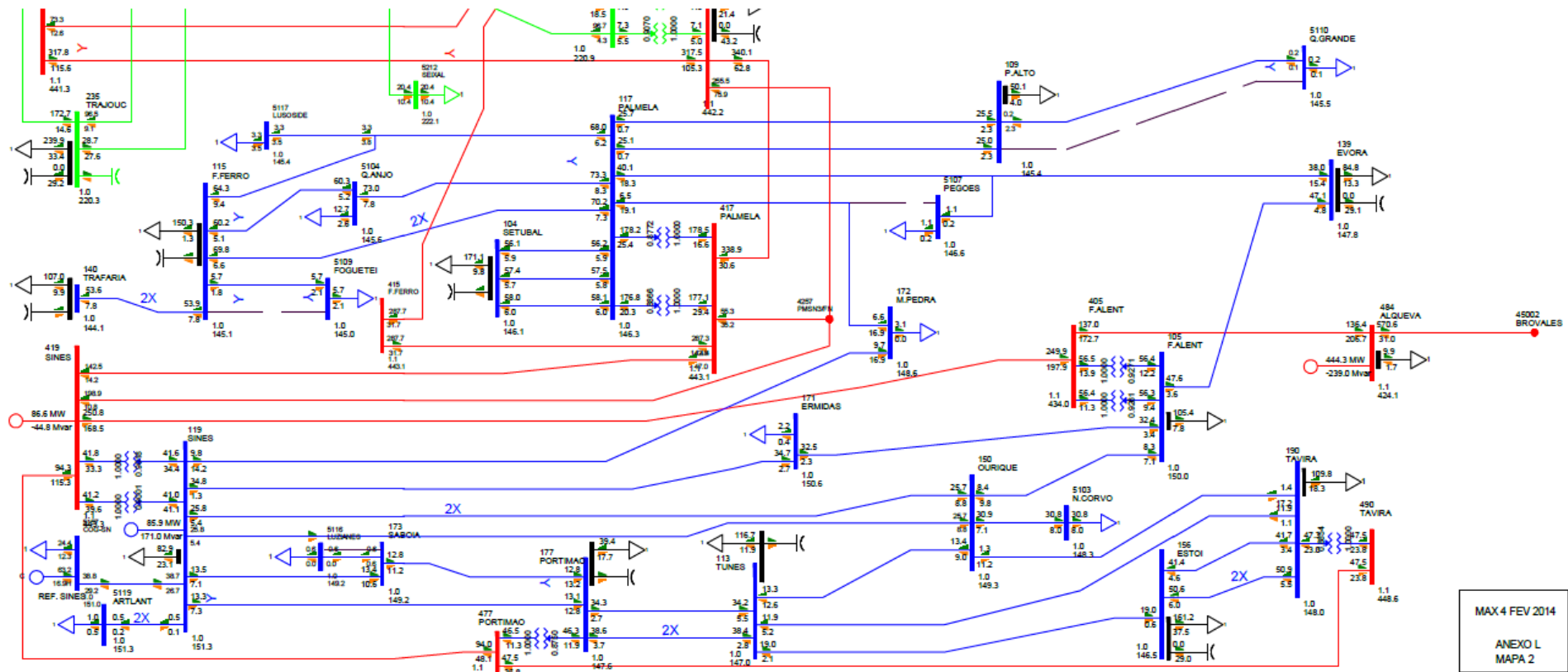


Figura A. 17: Diagrama unifilar do trânsito de energia do dia 4 de Fevereiro de 2014, nas condições máximas de consumo, publicado pela REN. Fonte: [52]

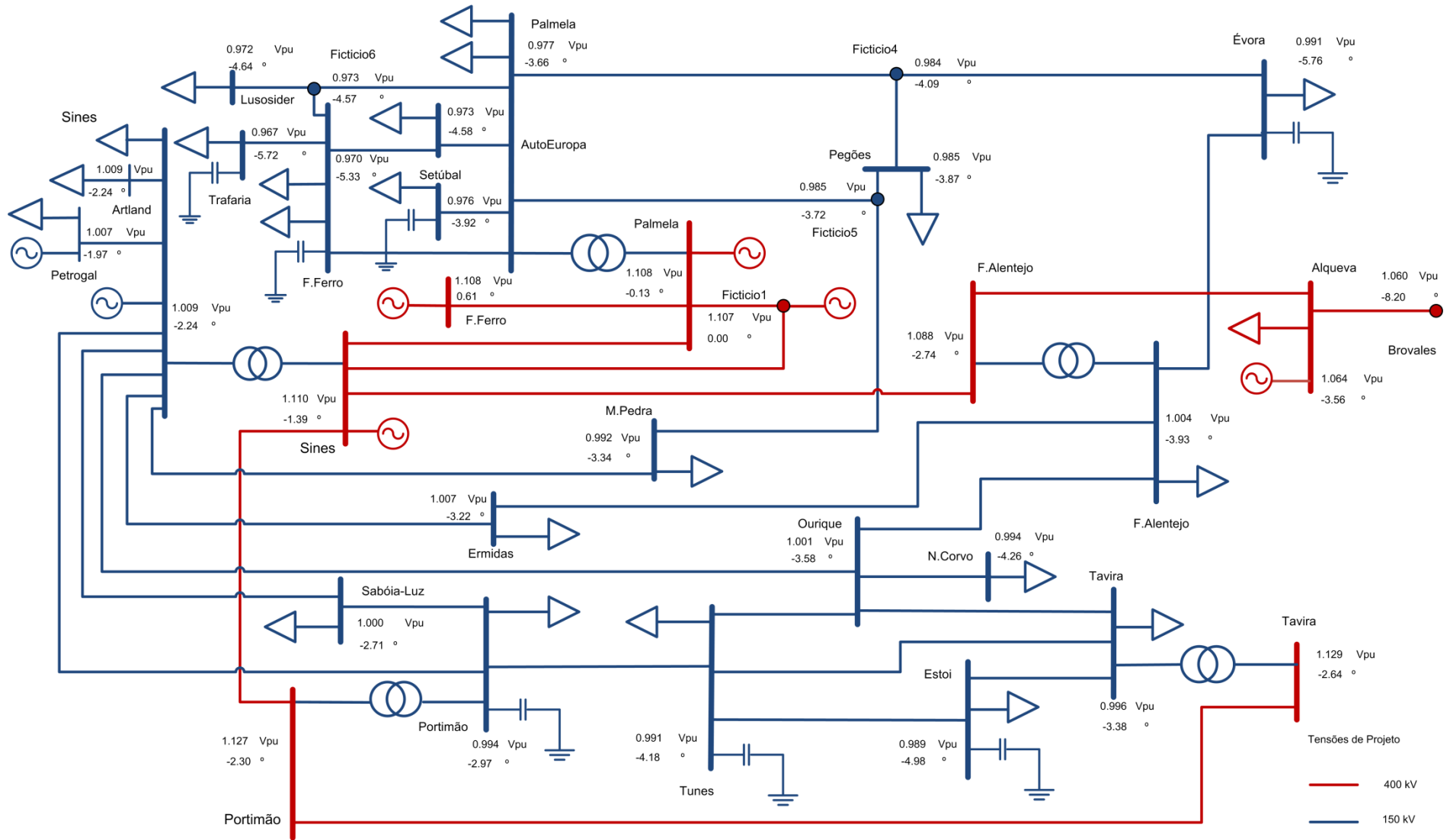


Figura A. 18: Diagrama das tensões (valor eficaz e argumento) nos barramentos obtidas pelo modelo ACOPF em GAMS na simulação do dia 4 de Fevereiro de 2014 nas condições máximas de consumo.

A.7.2. Cenário A

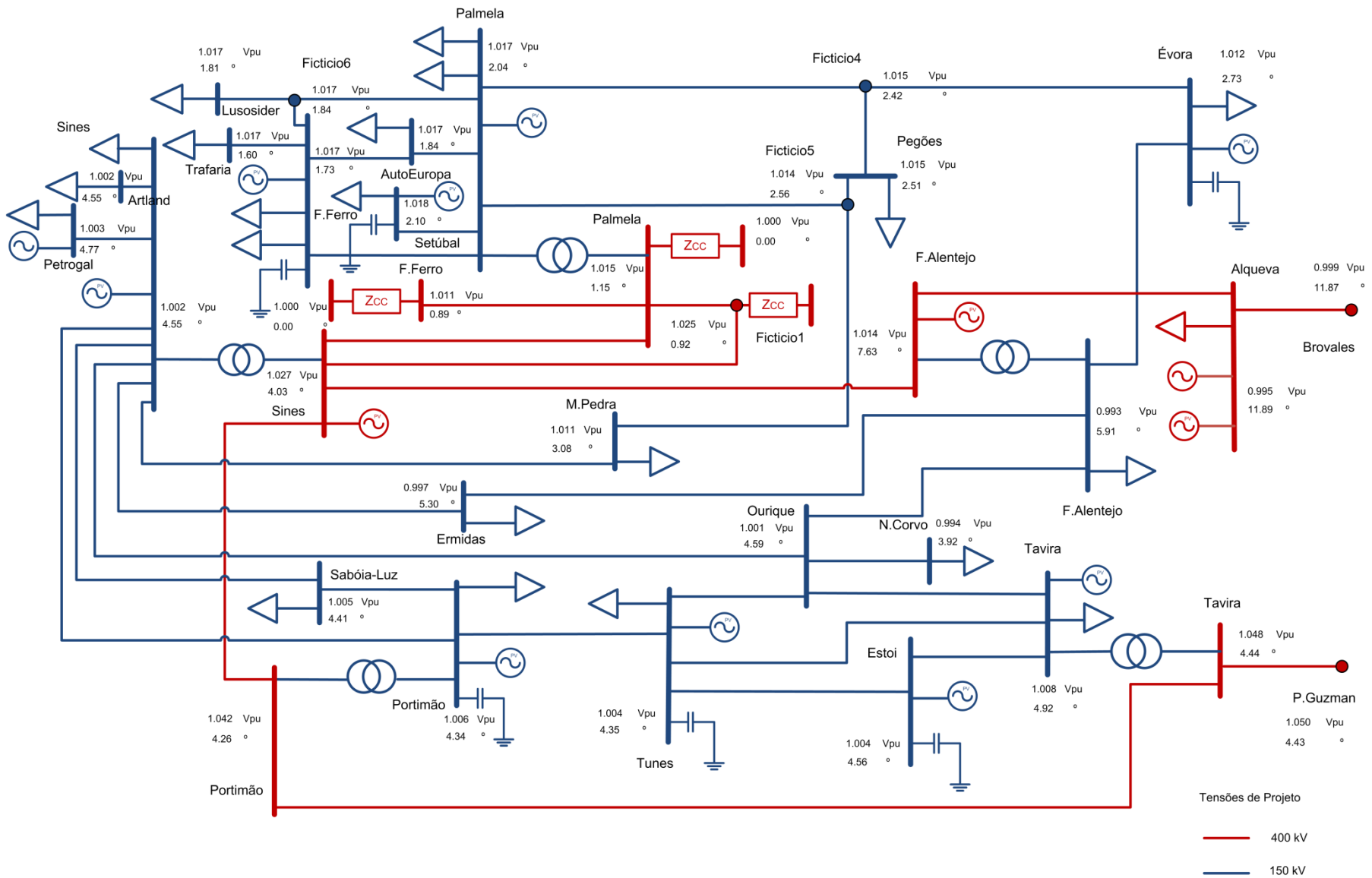


Figura A. 20: Diagrama das tensões (valor eficaz e argumento) nos barramentos do cenário A.

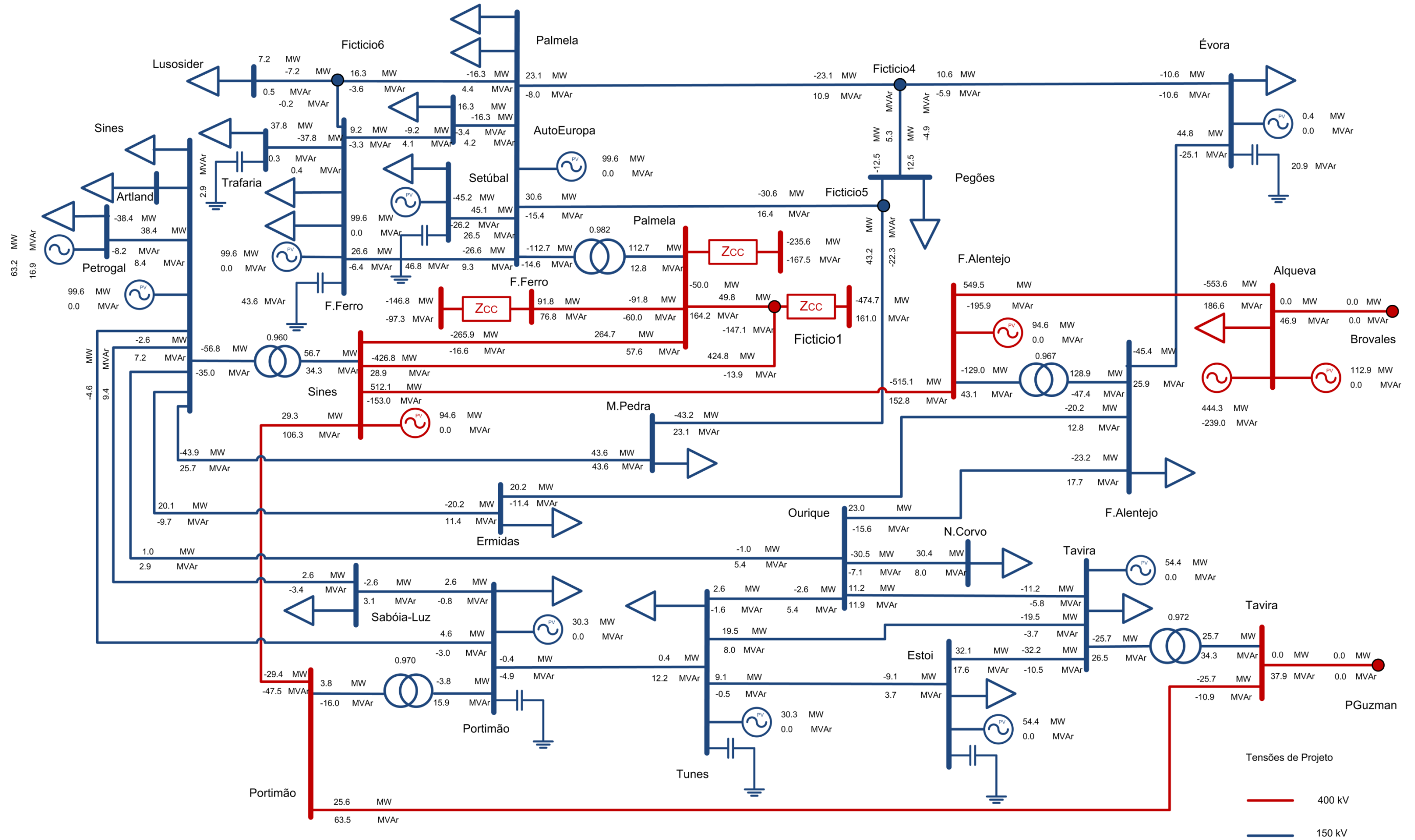


Figura A. 21: Diagrama dos fluxos de potências do cenário A.

A.7.3. Cenário B

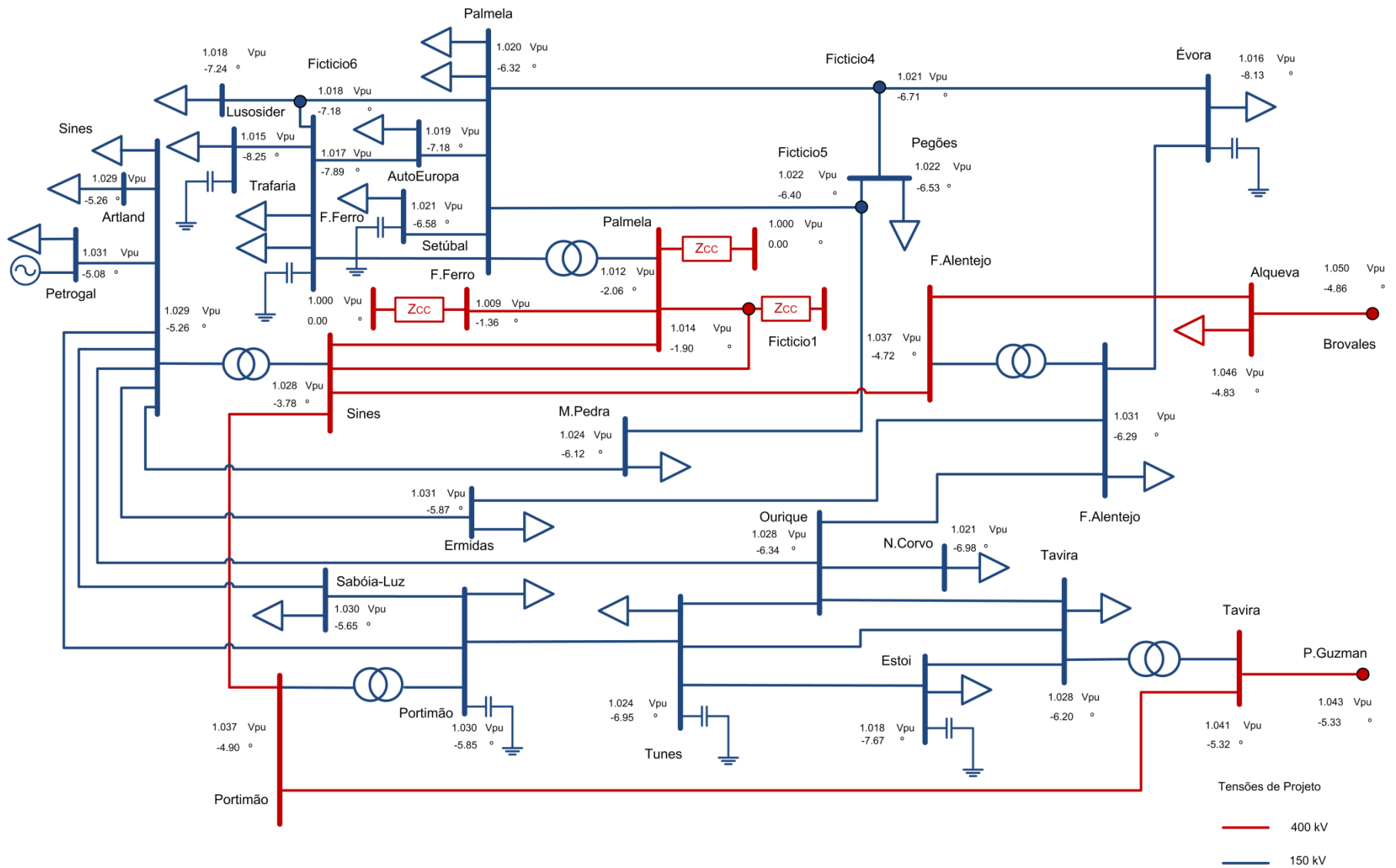


Figura A. 22: Diagrama das tensões (valor eficaz e argumento) nos barramentos do cenário B.

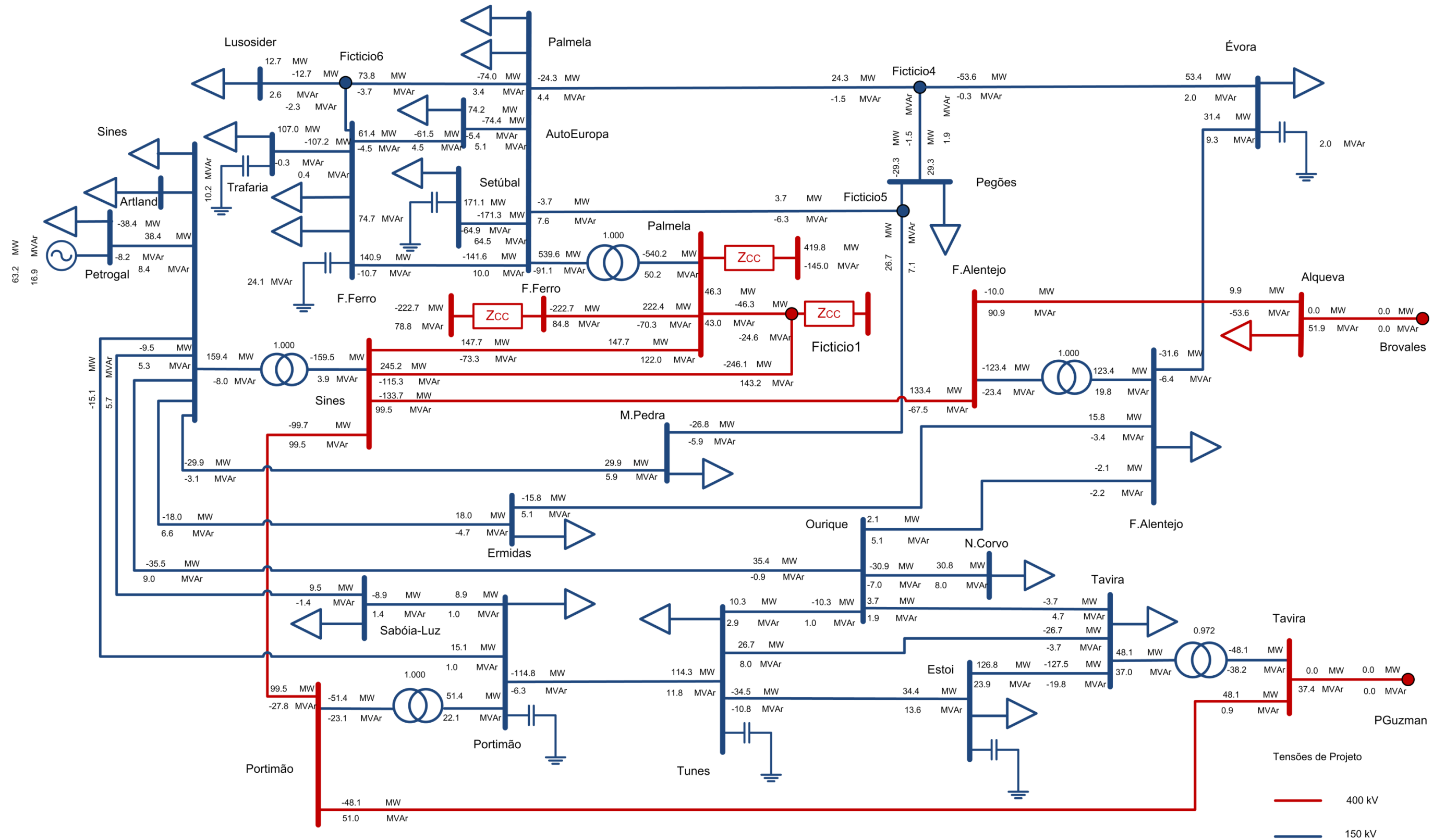


Figura A. 23: Diagrama dos fluxos de potência do cenário B.

A.8. Produção dos mapas do caso de estudo em ArcGIS

Os mapas apresentados na secção 6.3. foram produzidos em ArcGIS com recurso ao método de interpolação IDW (*Inverse Distance Weighting*), que calcula os valores do espaço interpolado, através de uma ponderação do valor dos pontos e do inverso da sua distância (Figura A. 24).

O processo de cálculo deste espaço interpolado é descrito pela equação , onde \hat{v}_1 é o valor a ser calculado, v_i o valor de um dos n pontos de tensão, d_i o valor da distância entre $[\hat{v}_1, v_1]$, e p é o valor do i [60].

$$\hat{v}_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d_i^p} v_i}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d_i^p}} \quad (\text{A.52})$$

Quanto mais baixo o expoente, mais uniformemente são incorporados os valores dos pontos vizinhos (independentemente da sua distância) no cálculo da superfície de interpolação, criando uma superfície mais suavizada. Quanto mais alto o expoente, mais acentuadamente são incorporados os pontos vizinhos (acentuando os mais próximos) no cálculo da superfície de interpolação, criando uma superfície mais destacada.

O expoente assumido para a construção dos mapas foi de 2 (*default*), pois foi aquele que gerou os melhores resultados ao nível da leitura dos dados.

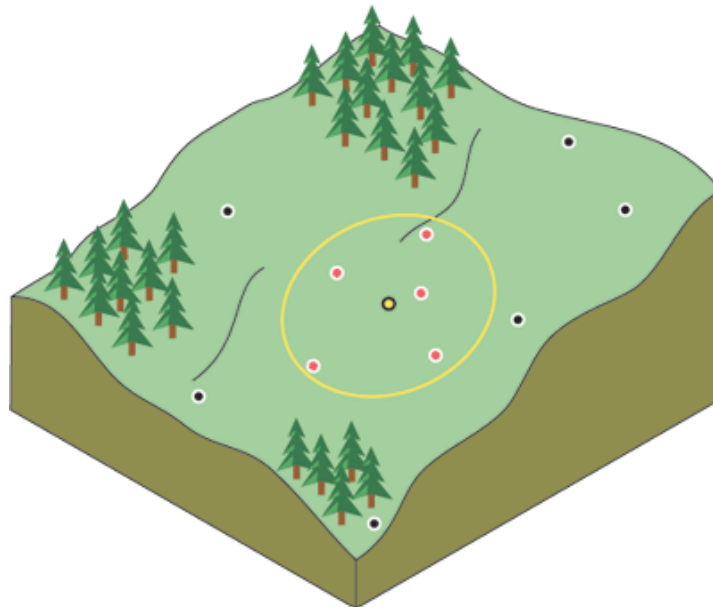


Figura A. 24: Vizinhança no método IDW para um dado ponto. Fonte: [54]