

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



**Gestão Otimizada de uma Rede Elétrica com Elevada  
Penetração Renovável e Análise Dinâmica da Capacidade das  
Linhas**

Sofia Margarida Aguiar Raimundo

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Dissertação realizada sob a supervisão de:

Doutor Joaquim Duque (Laboratório Nacional de Energia e Geologia)

Doutora Ana Estanqueiro (Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa)

2017

## Agradecimentos

A realização desta dissertação não teria sido possível sem o apoio de diversas pessoas que passo a citar e a agradecer.

Em primeiro lugar aos meus orientadores, Doutor Joaquim Duque e Doutora Ana Estanqueiro, pela disponibilidade em ajudar, pelo empenho, pelo rigor e exigência ao longo de todo o desenvolvimento deste trabalho.

Queria agradecer ainda à Doutora Teresa Simões, ao Mestre Paulo Costa, ao Mestre João Silva e ao Mestre António Couto, investigadores na Unidade de Análise Energética e Redes do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, pela disponibilidade desde sempre demonstrada no esclarecimento de dúvidas e opiniões facultadas.

Ao Mestre Duarte Santos, bolseiro na Unidade de Análise Energética e Redes do Laboratório Nacional de Energia e Geologia, pelo apoio e auxílio na manipulação de ferramentas em ArcGIS®.

Agradeço ainda o acolhimento no geral, sentido no Laboratório Nacional de Energia e Geologia e em particular na Unidade de Análise Energética e Redes, onde desenvolvi a maior parte da minha dissertação.

Necessito ainda agradecer aos meus colegas e essencialmente aos amigos o apoio e incentivo que sempre me deram ao longo do meu percurso académico e em particular ao longo dos últimos meses que levaram à finalização desta dissertação.

Por último agradeço muito à minha família e em especial aos meus pais pelo carinho, apoio emocional e financeiro e pela paciência para que pudesse terminar esta etapa da minha vida.

## Resumo

O aumento da penetração no sistema eletroprodutor da energia elétrica proveniente de fontes renováveis, essencialmente de energia eólica, origina flutuações na rede elétrica, decorrentes da incerteza e da variação na disponibilidade do recurso. Essas variações além de poderem afetar a estabilidade e dificultarem o controlo podem inclusivamente originar o congestionamento de algumas linhas de transporte e distribuição de energia. Para resolver esta situação pode recorrer-se à construção de novas linhas elétricas o que além dos custos económicos enfrenta também a oposição social. A alternativa pode, em muitos desses casos, evitar a ampliação da rede elétrica mediante o recurso à análise dinâmica da capacidade das linhas elétricas, designada na nomenclatura Inglesa por Dynamic Line Rating (DLR). A análise DLR tem em conta as variáveis meteorológicas tais como a velocidade e direção do vento, a temperatura ambiente e a irradiância, entre outros, para contabilizar a contribuição de diversos efeitos na análise termodinâmica dos cabos a partir da qual, por imposição de uma temperatura máxima para esses cabos, se estabelece a corrente e consequentemente a potência limite das respetivas linhas.

Nesta dissertação foi prosseguido o desenvolvimento de uma interface gráfica em ambiente SIG que permite agregar toda a informação de uma rede elétrica a estudar, designadamente as características dos condutores elétricos, o trajeto das linhas, as variáveis meteorológicas locais assim como os valores e limites da geração e das cargas por forma a permitir a otimização dos fluxos de potência nessa rede.

Para verificar a aplicabilidade da interface recorreu-se a um caso de estudo de uma rede elétrica real, com elevada penetração renovável. O estudo dessa rede envolveu a análise da otimização dos fluxos de potência com e sem análise DLR das linhas para diversos cenários. Além da disponibilização dos resultados na forma de ficheiros Excel e nas tabelas de parâmetros do ArcGIS®, recorreu-se, para as variáveis consideradas mais significativas, à apresentação sob a forma gráfica.

**Palavras-Chave:** energias renováveis, otimização, trânsito de energia, rede elétrica, SIG, variáveis meteorológicas

## Abstract

The increasing penetration in the existing power systems of renewable energy, largely of wind energy, results in fluctuations on the electric grid due to uncertainty and variation in resource availability. These variations, besides affecting stability and hindering control, may even lead to the eventual congestion of the transmission and distribution lines. To solve this problem new electric lines can be built that, besides their economic costs, may face social opposition. In many cases, the grid expansion may be avoided by using a Dynamic Line Rating (DLR), i.e., the dynamical analysis of the power lines capacities. The DLR analysis takes into account the meteorological variables such as wind velocity, environmental temperature and irradiance, among others, to perform a thermodynamic analysis for the line cables which by taking into account the contribution from the various effects influencing the cables' temperature, that depend on the meteorological conditions. This thermal analysis along with the imposition of an upper limit to the temperature of the cable gives its current limit and thus the power limit for the lines under examination.

The present dissertation proposes the completion of a graphical interface in a GIS environment, allowing to aggregate all the information of a power grid to be studied, namely the lines' layout, its cables characteristics, the local meteorological values and all the generation, load values and limits in order to optimize the grid's power flows.

A case study of a real electric grid with high levels of renewable energy was used to assess the applicability of the interface. The case study was used to perform the optimization of the lines' power flows, with and without DLR, for several scenarios. Besides exporting the results to an Excel spreadsheets and to ArcGIS® parameter tables, the most significant variables may be presented graphically.

**Keywords:** renewable energy, optimization, power flow, electric grid, GIS, meteorological variables.

## Índice

Agradecimentos.....	ii
Resumo.....	iii
Abstract .....	iv
Índice v	
Índice de Figuras .....	vii
Índice de Tabelas.....	viii
Simbologia e Notações.....	ix
1. Introdução .....	1
2. Fundamentos Teóricos .....	7
2.1. Comportamento térmico dos condutores.....	7
2.2 Constituintes do sistema eletroprodutor .....	8
2.3. Características das linhas de transmissão.....	9
2.4. Otimização da transmissão de potência numa linha elétrica.....	10
2.5. Otimização de fluxos de potência .....	13
3. Metodologia .....	15
3.1. Caso de estudo.....	15
3.2. Trabalho anteriormente desenvolvido .....	16
3.2.1. Modelação de parâmetros ambientais para a zona do caso de estudo .....	16
3.2.2. Análise DLR das linhas de transmissão .....	16
3.2.3. Modelo de otimização de fluxos de potência .....	17
3.3. Trabalho desenvolvido nesta dissertação – Interface desenvolvida .....	17
3.3.1. Construção da Interface.....	17
3.3.2. Metodologia de interligação da rede em estudo ao exterior.....	20
3.4. Configurabilidade da interface .....	24
3.5. Procedimento de utilização da interface.....	24
3.6. Visualização de resultados na interface.....	29
4. Resultados/Caso de estudo .....	34
4.1. Cenário I – Otimização da rede real sem análise DLR .....	34
4.1.1. Capacidade das linhas elétricas .....	34
4.1.2. Perfis de tensão nas linhas elétricas .....	38
4.2. Cenário II - Otimização da rede real com análise DLR .....	42
4.3. Cenário III – Otimização da rede com saturação de algumas linhas com análise DLR.....	44
4.4. Cenário IV – Otimização da rede para condições de elevada eolicidade e análise DLR .....	46
5. Discussão.....	49
6. Conclusões e Desenvolvimentos Futuros.....	51

Referências Bibliográficas .....	53
Anexos.....	55
I. Geradores Exteriores .....	55
II. Centrais da zona em estudo .....	56
III. Características dos condutores elétricos de alta tensão .....	58
IV. Subestações da zona em estudo.....	59
V. Potências ativas por central relativas à rede real (cenário I) .....	61
VI. Potências reativas por central relativas à rede real (cenário I) e bancos de condensadores 62	
VII. Potências limite das linhas .....	63
VIII. Tensões e Fase por barramento relativas à rede real (sem DLR) .....	65
IX. Diagrama de Fluxo de Potência .....	67

## Índice de Figuras

Figura 1-1 - Influência das variáveis meteorológicas na capacidade das linhas elétricas [9] .....	3
Figura 1-2 - Fluxograma representativo da interface desenvolvida .....	5
Figura 1-3 - Fluxograma representativo da interface desenvolvida .....	5
Figura 1-4 - Fluxograma representativo da interface desenvolvida .....	5
Figura 2-1 - Esquema representativo do sistema electroprodutor [23] .....	9
Figura 2-2 - Elementos representativos de um diagrama de trânsito de energia [24] .....	9
Figura 2-3 - Esquema de modelo em pi de uma linha elétrica [22] .....	11
Figura 2-4 - Circuito equivalente de um transformador LTC [22].....	11
Figura 2-5 - Circuito equivalente em pi de um transformador LTC [22].....	12
Figura 3-1 - Mapa relativo ao caso em estudo <sup>a</sup> .....	15
Figura 3-2 - Identificação dos pontos de interligação do anel em estudo à restante rede elétrica não analisada .....	21
Figura 3-3- Ligação do Ramal Pereiros-Tábua à subestação de Mortágua.....	23
Figura 3-4- Ligação do Ramal de Chafariz-Vila Chã à subestação de Gouveia (REFER) .....	23
Figura 3-5 - Enquadramento da Toolbar criada no ArcGIS .....	24
Figura 3-6- Toolbar criada para utilização da interface .....	24
Figura 3-7 - Botão que permite inserir dados relativos ao caso de estudo .....	25
Figura 3-8 - Caixa de diálogo da ferramenta de inserção de dados de entrada relativos ao caso de estudo .....	25
Figura 3-9 - Botão que permite abrir a caixa de diálogo correspondente à ferramenta Input Meteo Data .....	25
Figura 3-10 - Caixa de diálogo da ferramenta de inserção de dados meteorológicos .....	26
Figura 3-11 - Botão que permite abrir a caixa de diálogo correspondente à ferramenta Solar Radiation .....	26
Figura 3-12 - Caixa de diálogo da ferramenta de determinação da radiação solar .....	26
Figura 3-13 - Botão que permite abrir a caixa de diálogo correspondente à ferramenta Meteo Interpolation .....	27
Figura 3-14 - Caixa de diálogo da ferramenta de interpolação de dados meteorológicos.....	27
Figura 3-15 - Botão que efetua a otimização da rede usando a análise de DLR .....	28
Figura 3-16 - Botão que efetua a otimização da rede sem análise de DLR.....	28
Figura 3-17 - Botão que permite a visualização dos resultados otimizados da parametrização com DLR.....	28
Figura 3-18 - Botão que permite a visualização dos resultados otimizados da parametrização sem DLR.....	28
Figura 3-19 - Representação gráfica da potência gerada por central .....	29
Figura 3-20 - Representação gráfica das cargas por subestação .....	30
Figura 3-21 - Representação gráfica da tensão por nó da rede.....	31
Figura 3-22 - Representação gráfica dos troços críticos das linhas de 220, 150 e 60 kV .....	32
Figura 3-23 - Representação gráfica do fator de carga das linhas.....	33
Figura 4-1 - Mapa de fator de capacidade para todas as linhas elétricas .....	36
Figura 4-2 - Mapa do fator de capacidade para as linhas de 220 kV .....	37
Figura 4-3 - Mapa do fator de capacidade para as linhas de 150 kV .....	37
Figura 4-4 - Mapa do fator de capacidade para as linhas de 60 kV .....	38
Figura 4-5 - Mapa da dispersão de tensões nas linhas elétricas em estudo .....	39
Figura 4-6 – Mapa de dispersão de tensões para as linhas de 220 kV .....	40
Figura 4-7 – Mapa de dispersão de tensões para as linhas de 150 kV .....	40
Figura 4-8 – Mapa de dispersão de tensões para as linhas de 60 kV .....	41
Figura 4-9 - Linha saturada e identificação dos nós da rede intervenientes.....	44
Figura 4-10 - Representação da potência total dos parques eólicos em função do fator de aumento da velocidade do vento.....	46
Figura 4-11 - Representação da potência dos parques eólicos com velocidade do vento inicial e aumentada .....	47

Figura 0-1 – Mapa relativo à identificação dos geradores exteriores..... 55

## Índice de Tabelas

Tabela 4-1 - Comparação entre potência limite da linha e potência transmitida .....	35
Tabela 4-2 - Comparação da potência limite sem DLR, com DLR e da potência transmitida por linha .....	42
Tabela 4-3 - Linha antes de ocorrer saturação, sem análise DLR .....	44
Tabela 4-4 - Potência transmitida nas linhas para uma situação de elevada eolicidade com análise DLR.....	47
Tabela 0-1 – Centrais do caso de estudo .....	56
Tabela 0-2 – Características dos condutores elétricos de alta tensão .....	58
Tabela 0-3 - Subestações do caso de estudo e suas características .....	59
Tabela 0-4 - Potência ativa por central após otimização sem DLR (cenário I).....	61
Tabela 0-5 - Potência reativa por central após otimização sem DLR (cenário I).....	62
Tabela 0-6 - Potência dos bancos de condensadores após otimização (cenário I) .....	62
Tabela 0-7 - Potência limite e fator de capacidade das linhas após otimização sem DLR .....	63
Tabela 0-8 - Tensão e Fase das linhas de 150 kV após otimização sem DLR (cenário I) .....	65
Tabela 0-9 - Tensão e Fase das linhas de 200 kV após otimização sem DLR (cenário I) .....	65
Tabela 0-10 - Tensão e Fase das linhas de 60 kV após otimização sem DLR (cenário I) .....	65

## Simbologia e Notações

<i>AT</i>	Alta Tensão
<i>CIGRÉ</i>	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
<i>DLR</i>	Dynamic Line Rating
<i>EDP</i>	Energias De Portugal
<i>GAMS</i>	General Algebraic Modeling System
<i>MAT</i>	Muito Alta Tensão
<i>MT</i>	Média Tensão
<i>Layer</i>	Camada que contém informação cartográfica.
<i>LNEG</i>	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
<i>LTC</i>	Load Tap Change Transformers
<i>REN</i>	Rede Elétrica Nacional
<i>REFER</i>	Rede Ferroviária
<i>RND</i>	Rede Nacional de Distribuição
<i>RNT</i>	Rede Nacional de Transporte
<i>SIG</i>	Sistemas de Informação Geográfica
<i>Tabela de atributos</i>	Tabela com dados alfanuméricos associados a cada um dos elementos que compõe as layers
<i>TDEE</i>	Transporte e Distribuição de Energia Elétrica
<i>Troço crítico</i>	Troço de uma linha elétrica que impõe as condições mais limitativas à passagem de corrente.
<i>UAER</i>	Unidade de Análise Energética e de Redes
$P_j$	Aquecimento por efeito de Joule (W/m)
$P_M$	Aquecimento por efeito magnético (W/m)
$P_s$	Aquecimento por efeito solar (W/m)
$P_i$	Aquecimento por efeito de coroa (W/m)
$P_c$	Arrefecimento por convecção(W/m)
$P_r$	Arrefecimento por radiação (W/m)
$P_w$	Arrefecimento por evaporação (W/m)
$I_{DC}$	Corrente elétrica contínua (A)
$R_{DC}$	Resistência à passagem de corrente a 20°C ( $\Omega/m$ )
$I_{AC}$	Corrente elétrica alternada (A)
$\alpha$	Coefficiente de temperatura da resistência ( $K^{-1}$ )
$T_{av}$	Temperatura média do condutor (K)
$T_{20}$	Temperatura de referência (20°C) (K)
$\alpha_s$	Absortividade solar
$S$	Irradiação solar (normal e difusa) ( $W/m^2$ )
$D$	Diâmetro do condutor (m)
$\lambda_f$	Viscosidade cinemática ( $W/m \cdot ^\circ C$ )
$T_S$	Temperatura superficial do condutor ( $^\circ C$ )
$T_a$	Temperatura ambiente ( $^\circ C$ ) número de Nusselt
$Nu$	Número de Nusselt
$\varepsilon$	Emissividade da superfície do condutor
$\sigma_B$	Constante de Stefan-Boltzmann ( $W/m^2K^4$ )

Gestão Otimizada de uma rede elétrica com elevada penetração renovável e análise dinâmica da capacidade das linhas

$Z$	Impedância elétrica ( $\Omega$ )
$R$	Resistência elétrica ( $\Omega$ )
$X$	Reatância elétrica ( $\Omega$ )
$Y$	Admitância elétrica (S)
$G$	Condutância elétrica (S)
$B$	Suscetância elétrica (S)
$S$	Potência aparente (VA)
$P$	Potência ativa (W)
$Q$	Potência reativa (Var)
$V$	Tensão (V)
$I$	Corrente (A)
$\omega$	Frequência angular (rad/s)
$t$	Tempo (s)
$\theta$	Fase ( $^\circ$ )
$\Delta$	Diferença de fase ( $^\circ$ )
$a$	Razão de transformação
$N$	Número de espiras
$\Delta V$	Varição de tensão (V)
$\Delta N$	Varição do número de espiras

## 1. Introdução

Segundo o Relatório de 2016 da REN21 - Renewable Energy Policy Network, 2015 [1] ficou marcado por um aumento mundial da instalação de tecnologias renováveis de produção de energia. O aumento da penetração de energia proveniente das FER implica alterações ao nível da operação da rede elétrica. Para ligar os novos centros produtores às linhas elétricas existentes é necessário construir novas linhas de ligação, de distribuição ou transporte. O encaminhamento desse acréscimo de produção de energia para os grandes centros de consumo pela rede de transporte existente, limita à partida a potência renovável instalável e impõe um novo conjunto de desafios à operação da rede que pode beneficiar da utilização de modelos de otimização no apoio à gestão da rede e para o estudo de novas soluções de funcionamento[2].

Com efeito, toda a energia produzida nas diversas centrais, quer sejam renováveis ou convencionais, tem que ser transportada até aos consumidores. Em Portugal, a REN é a entidade responsável pela rede nacional de transporte (RNT), em alta (AT) ou muito alta tensão (MAT), que transporta a energia desde os centros produtores até às subestações. A partir dessas subestações a energia é distribuída pela rede de distribuição que opera a níveis de média tensão (MT) e baixa tensão (BT) , para ligar a rede de transporte com os clientes finais, e cuja gestão foi concessionada pelo Estado Português à empresa EDP Distribuição.

A energia produzida por fontes de energia renováveis é diretamente influenciada pelas condições meteorológicas, o que confere considerável variabilidade na produção. A correspondente variação de potência injectada causa impactos na rede elétrica essencialmente ao nível da tensão e frequência o que afeta a qualidade da energia [3].

Assim, para uma rede com elevada penetração de energia renovável, como se verifica em Portugal, é bastante útil o recurso a uma metodologia de otimização de fluxos de potência aliada a uma análise da capacidade das linhas (LR), o acrónimo deriva da designação em inglês (*Line Rating*) .

A capacidade das linhas designada por ampacidade traduz o valor máximo de corrente que pode percorrer o condutor elétrico sem exceder a temperatura limite para operação da mesma. A temperatura limite é definida a nível do projecto a partir dos valores característicos dos cabos, determinados experimentalmente pelo fabricante [4], e visa manter a distância de segurança ao solo. Relativamente à análise de LR é possível distinguir dois métodos de análise: estática, SLR (*static line rating*), e dinâmica, DLR (*dynamic line rating*) [5]. A primeira tem sido a mais habitual pela sua simplicidade e por não necessitar de monitorização das condições meteorológicas o que exigiria a instalação de sensores de medida nas linhas elétricas. O estudo das condições meteorológicas pode ser efetuado através da análise histórica dos dados meteorológicos, da região considerada, para as diversas estações do ano.

O conceito de DLR, abordado em detalhe numa outra dissertação [6] que permitiu, após adaptação, incluir essa metodologia no presente trabalho, corresponde ao estudo dinâmico da rede elétrica que prevê a ampacidade das respectivas linhas, decorrente da informação das condições meteorológicas vinentes.

A análise de DLR surge da necessidade de uma utilização intensiva das linhas de transmissão, evitando tanto quanto possível a eventual construção de novas linhas. Com efeito, a ampliação da rede levanta questões que se prendem com o elevado custo de construção de novas linhas, com a dificuldade do licenciamento, com os necessários estudos de impacto ambiental e com a frequente oposição da população à construção dessas linhas o que conduz inúmeras vezes a questões judiciais, decorrentes de eventuais processos de expropriação de terrenos e pela responsabilização por eventuais danos causados às populações, devido por exemplo a acidentes derivados de descargas atmosféricas nas linhas [7].

Para uma operação segura do transporte de energia nas linhas elétricas tem que se ter em conta a capacidade das mesmas. A aplicação da metodologia de DLR não inibe novos desenvolvimentos da rede antes permitindo verificar a frequência da ocorrência de situações de quase saturação das linhas existentes e assim identificar, de forma clara, as futuras necessidades de expansão da rede contribuindo para um planeamento mais eficaz. De forma directa esta análise permite uma utilização segura das linhas elétricas existentes baseada nas condições reais de operação das mesmas. Assim, os dois problemas que uma análise de DLR deve resolver são: a avaliação da corrente limite para os diversos troços da linha e a subsequente identificação do troço limite da linha, que impõe as condições mais limitativas, o qual pode variar dum instante para outro, dependendo das condições meteorológicas locais e das características da própria linha. A operação dessa linha é depois ajustada às condições verificadas para o troço limite.

Por norma, os operadores das redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica (TDEE), assumem que os condutores elétricos possuem uma capacidade de transporte de corrente elétrica constante, determinada para condições extremas de operação. Por este motivo, o cálculo da capacidade de transporte de corrente elétrica é baseado em considerações conservadoras das variáveis meteorológicas, temperatura ambiente, velocidade do vento, irradiância solar e da temperatura superficial máxima dos condutores, assumindo para estas variáveis os valores de 40°C, 0.61 m/s, 1000 W/m<sup>2</sup>, 80°C, respetivamente. [8].

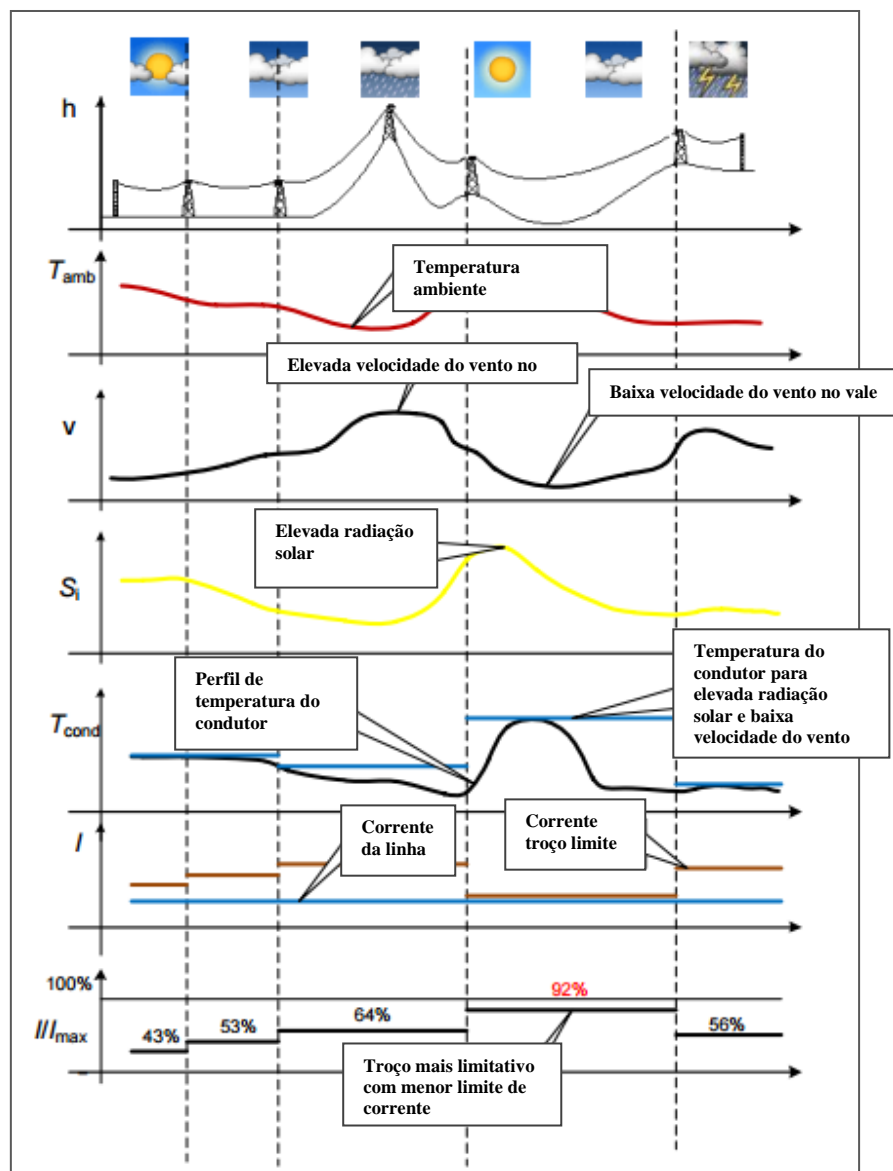


Figura 1-1 - Influência das variáveis meteorológicas na capacidade das linhas elétricas [9]

Na realidade as condições meteorológicas não permanecem constantes, assim, a valores de temperatura ambiente e irradiância solar inferiores e velocidade do vento superior corresponde uma capacidade das linhas superior [10]. Consequentemente, a aplicação da análise de DLR resulta numa possibilidade de aumento da capacidade de transporte de corrente elétrica em períodos de tempo reduzidos [11], como é visualizado na figura 1.1.

A metodologia de DLR é uma das ferramentas que facilita a evolução da operação da rede elétrica para o conceito de *Smart Grids*, ou Redes Inteligentes [12], onde é gerida a procura de energia elétrica de forma sustentável, confiável e económica, possibilitando o fluxo bilateral da energia, entre consumidores e produtores, de forma a ajustar a produção ao consumo. [13]. Este ajuste é possível através de sistemas de controlo que informam quando existe excesso ou escassez de produção, por parte dos produtores e maior ou menor necessidade de consumo por parte dos consumidores [14].

Na actualidade existem no mercado várias interfaces de análise de fluxos de potência, sendo algumas de natureza comercial [15]. Destacam-se de seguida os aspectos relevantes das mais conhecidas.

Relativamente a programas e plataformas comerciais de análise de trânsito de energia, uma das mais conhecidas é o PSS®E, desenvolvido originalmente pela empresa PTI (US) e atualmente

comercializado pela Siemens. É considerado o *software* líder na análise e planeamento de sistemas elétricos de transmissão de potência [16]. Este software permite a representação da rede através de matrizes de admitâncias nodais (sistemas determinados de  $n$  equações a  $n$  incógnitas) e as ferramentas de otimização de que dispõe são limitadas.

A empresa Schneider Electric possui também um software comercial para análise de fluxos de potência. O software “The Schneider Electric Substation Automation System” consiste numa plataforma que permite a monitorização e gestão, domínio da proteção de serviços e linhas de seccionamento, gestão de ativos, localização de falhas e outras aplicações para garantir uma operação segura e robusta da rede de distribuição [17].

A empresa ETAP criou um software comercial denominado “ETAP -Transmission and Distribution Line Design and Analysis Program” que calcula parâmetros elétricos dos condutores, características de tensão-temperatura, características de ampacidade-temperatura dos condutores, características de ampacidade/temperatura de linhas elétricas aéreas de transmissão e distribuição. Possui uma interface que permite um fácil dimensionamento e design de linhas de transmissão e distribuição e verificação de parâmetros de linhas existentes [18].

Todos os exemplos de *software* anteriormente mencionados permitem de forma mais ou menos detalhada a análise de fluxos de potência, no entanto nenhum deles permite a descrição, a otimização e a visualização em ambiente SIG da rede em estudo.

A utilização de ferramentas em ambiente SIG permite complementar o estudo das redes elétricas pelo facto de permitirem agregar as características elétricas da rede de transporte e distribuição, acompanhada da respetiva representação gráfica, da informação relativa aos centros produtores geograficamente dispersos, e das condições meteorológicas na zona a estudar [19].

O presente trabalho pretende desenvolver uma interface gráfica com o utilizador que incorpore além da modelação de parâmetros ambientais, e da definição do caso de estudo já desenvolvido numa outra dissertação [20], incorporar a correspondente análise de Dynamic Line Rating (DLR) das linhas de transmissão de energia elétrica para uma avaliação do eventual nível de congestionamentos da rede, segundo a metodologia desenvolvida no âmbito de outra dissertação [6], a correta parametrização dos dados para utilização num modelo matemático de otimização dos fluxos de potência na rede elétrica considerada com um modelo matemático geral desenvolvido em GAMS, numa outra dissertação [21], a correr em fundo, e com leitura, tratamento e representação dos resultados otimizados em ambiente SIG.

A interface permite a otimização do fluxo de potências numa determinada rede tendo como dados de entrada os dados meteorológicos e as características das linhas no local da rede a estudar.

A interface gráfica, em ambiente SIG, permite:

- i) coligir a informação geográfica da rede elétrica a estudar,
- ii) guardar os valores das correspondentes grandezas elétricas,
- iii) usar um conjunto de dados meteorológicos adequados à análise de DLR,
- iv) processar internamente a informação necessária à otimização dos fluxos de potência dessa rede elétrica,
- v) usar um modelo matemático de otimização a correr em fundo
- vi) e apresentar graficamente os resultados mais relevantes sem necessitar de um conhecimento profundo do funcionamento das diversas áreas envolvidas.

Daqui se conclui que este tipo de ferramenta constitui sem dúvida uma mais-valia.

A figura seguinte representa um fluxograma que resume a interface final criada, correspondendo a parte tracejada ao trabalho desenvolvido nesta dissertação e os restantes módulos ligados ao tracejado

os trabalhos desenvolvidos no âmbito de outras dissertações que serão mencionadas ao longo deste trabalho.

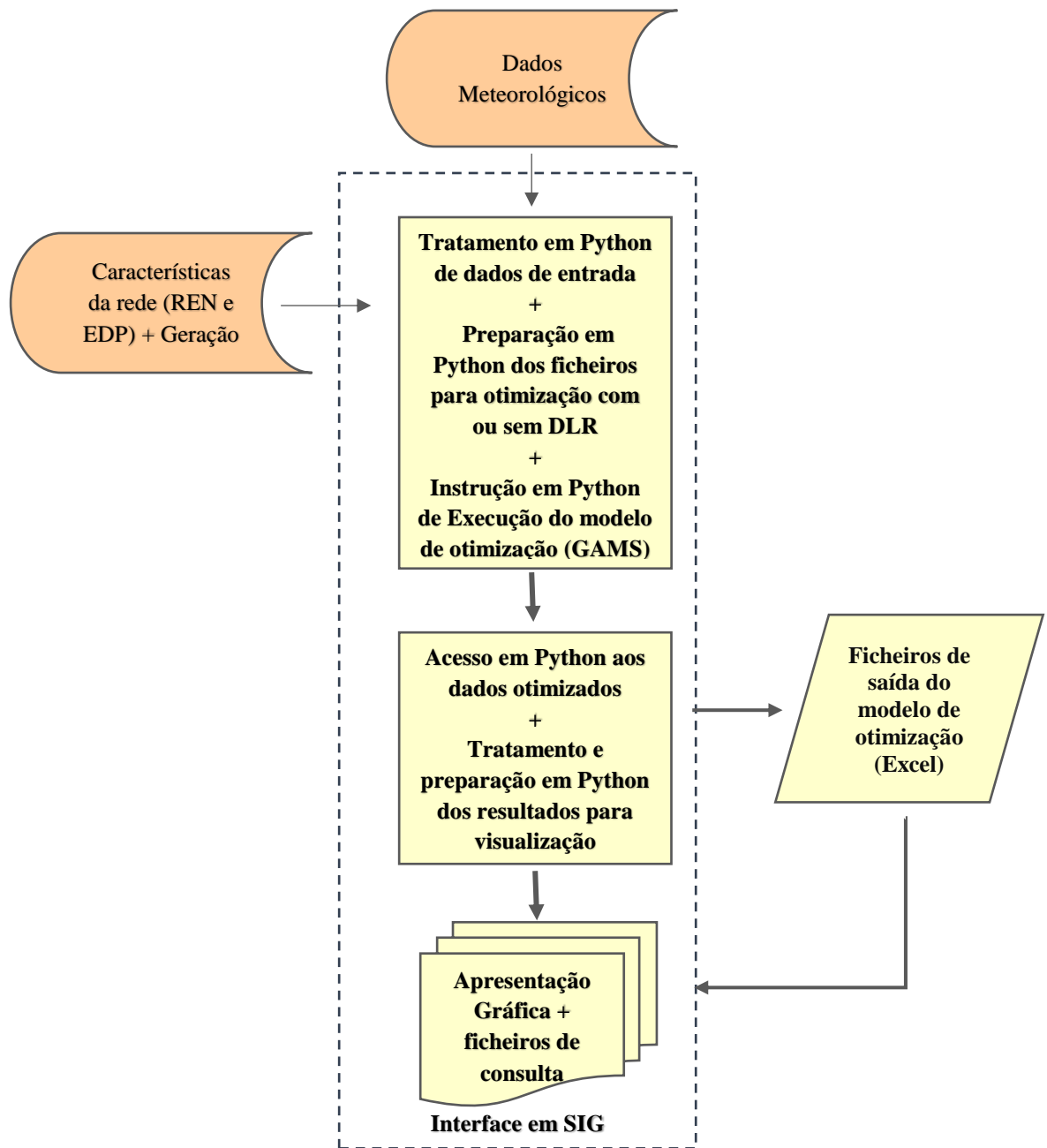


Figura 1-2 - Fluxograma representativo da interface desenvolvida

No Capítulo 2 efetua-se uma revisão bibliográfica resumida do comportamento térmico de condutores elétricos, onde são referidos os termos e equações principais que sustentam o modelo numérico de análise de DLR desenvolvido noutra dissertação [6], os componentes constituintes do sistema eletroprodutor, as características relevantes das linhas elétricas e uma breve revisão bibliográfica das equações matemáticas que sustentam o modelo de otimização de fluxos de potência numa rede elétrica já desenvolvido por investigadores da UAER [22] e complementada noutra

## Capítulo 1 – Introdução

dissertação [21]. O Capítulo 3 centra-se na apresentação do caso de estudo que permite validar a interface, originalmente apresentado noutra dissertação [20]. Assim, no capítulo 4 é descrito de forma sucinta o trabalho de base efetuado no âmbito das outras dissertações, no subcapítulo 4.1, e no subcapítulo 4.2 é apresentado o trabalho desenvolvido nesta dissertação. Apresenta-se também todo o procedimento de integração dos diversos módulos na interface, restante trabalho desenvolvido, bem como aplicabilidade e procedimento de utilização da mesma. Seguidamente no Capítulo 5 são apresentados os resultados da aplicação do caso de estudo, tendo em conta cenários criados. No Capítulo 6 discutem-se aspetos relevantes dos resultados obtidos. O Capítulo 7 destina-se às conclusões obtidas e aos desenvolvimentos futuros sugeridos.

## 2. Fundamentos Teóricos

Ao longo deste capítulo pretende-se definir os principais conceitos subjacentes ao trabalho prático elaborado, neste caso a interface desenvolvida. Focam-se, temas como o comportamento térmico dos condutores elétricos, ainda que superficialmente por fazerem parte do âmbito de outras dissertações, constituintes fundamentais da rede elétrica e conceitos relacionados com o trânsito de potência numa rede de transporte de energia.

### 2.1. Comportamento térmico dos condutores

O comportamento térmico de condutores elétricos pode ser estudado do ponto de vista estático ou dinâmico [11]. No âmbito desta dissertação é utilizada a abordagem estacionária dado o modelo de otimização anteriormente desenvolvido, e ao qual que se recorreu nesta dissertação [6] ter sido desenvolvido para essas condições.

A avaliação do comportamento térmico dos condutores é crucial para a determinação da corrente limite que percorre um condutor elétrico, que no caso real corresponde à possibilidade de limitação da corrente que transita numa linha elétrica de transporte e distribuição de energia a fim de garantir a sua operação respeitando os valores de temperatura limite de operação que depende da corrente elétrica que circula na linha, das características da linha e dos parâmetros meteorológicos, tais como vento (velocidade e direção), temperatura ambiente e irradiância solar.

Para tal avaliação é tido em conta o princípio da conservação da energia, ou seja, os ganhos térmicos no condutor (calor absorvido pelo condutor) devem igualar as perdas (calor dissipado), traduzindo-se esta igualdade pela equação seguinte:

$$P_j + P_M + P_s + P_i = P_c + P_r + P_w \quad (1)$$

Onde  $P_j$  corresponde ao aquecimento por efeito de Joule,  $P_M$  ao aquecimento por efeito magnético,  $P_s$  ao aquecimento por efeito solar,  $P_i$  ao aquecimento por efeito de coroa,  $P_c$  ao arrefecimento por convecção,  $P_r$  ao arrefecimento por radiação e  $P_w$  ao arrefecimento por evaporação, sendo que todos estes parâmetros se encontram em (W/m).

O **aquecimento por efeito de Joule** é originado pela passagem de corrente no condutor elétrico e expressa-se da seguinte forma:

$$P_j = I_{DC}^2 * R_{DC} * [1 + \alpha * (T_{av} - T_{20})] \quad (2)$$

Onde  $I_{DC}$  corresponde à corrente que percorre o condutor,  $R_{DC}$  à resistência do condutor por unidade de comprimento a 20°C. O termo multiplicativo seguinte corresponde à correção da resistência para a temperatura do condutor, onde  $\alpha$  corresponde ao coeficiente de resistência por grau kelvin,  $T_{av}$  à média de temperatura do condutor (Kelvin) e  $T_{20}$  à temperatura de 20°C (Kelvin).

O **aquecimento por efeito solar** é originado pela exposição do condutor ao Sol e pode ser expresso da seguinte forma:

$$P_s = \alpha_s * S * D \quad (3)$$

Onde  $\alpha_s$  corresponde à absorvidade solar da superfície do condutor e que varia entre 0.23 e 0.95, assumindo-se normalmente 0.5,  $S$  à irradiação solar (normal e difusa) incidente no condutor (W/m<sup>2</sup>) e  $D$  ao diâmetro (m) do condutor.

O **aquecimento por efeito de coroa** apenas se considera significativo quando existe próximo do condutor elevado gradiente de tensão que se verificam durante períodos de elevada velocidade do vento e precipitação elevada, isto é, quando o arrefecimento por convecção e evaporação é elevado. Desta forma não foi contabilizado nesta dissertação.

O **arrefecimento por convecção** é originado pelo movimento de fluido, neste caso o ar, que envolve o condutor. As correntes de convecção levam ao arrefecimento do condutor. Pode determinar-se pela equação seguinte:

$$P_c = \pi * \lambda_f * (T_s - T_a) * Nu \quad (4)$$

Onde a quantidade de calor perdido por convecção é determinado pelas variáveis  $\lambda_f$  viscosidade cinemática,  $T_s$  temperatura superficial do condutor (°C), pelo valor de  $T_a$  temperatura ambiente (°C), e pelo número de Nusselt  $Nu$ , um número adimensional que é determinado de forma diferente caso se trate de convecção natural ou forçada e que envolve outros cálculos intermédios que não fazem parte do âmbito desta dissertação. Na situação de convecção forçada, o ângulo de ataque, o ângulo de incidência do vento no eixo do condutor, é um parâmetro determinante para a eficácia do processo de arrefecimento de um condutor.

O **arrefecimento por radiação** que não contribui com perdas elevadas, quando comparadas com as manifestadas noutros efeitos, pode ser deduzido a partir da equação seguinte:

$$Pr = \pi * D * \epsilon * \sigma_B * [(T_s + 273.15)^4 - (T_a + 273.15)^4] \quad (5)$$

Onde  $\epsilon$  corresponde à emissividade e depende da superfície do condutor, podendo variar entre 0.23 e 0.95, sendo que a literatura [9] sugere usar o valor de 0.5,  $\sigma_B$  representa a constante de Stefan-Boltzmann ( $5.67 * 10^{-8} \text{ W/m}^2\text{K}^4$ ),  $T_a$  a temperatura ambiente (°C) e  $T_s$  a temperatura de superfície do condutor (°C).

O **arrefecimento por evaporação e por efeito de corona** que ocorrem na presença de ar com vapor de água apenas são relevantes em situações de elevada precipitação. Dado estes efeitos serem muito pequenos, face aos restantes, não são considerados nesta dissertação, tal como acontece em alguma bibliografia, por exemplo, no relatório CIGRÉ e referido noutra dissertação [6].

## 2.2 Constituintes do sistema eletroprodutor

O sistema eletroprodutor é constituído por geradores, que como o nome indica produzem eletricidade a partir dos mais variados recursos, renováveis ou não renováveis. Podem ser: centrais a carvão, gásóleo, gás natural, nucleares, eólicas, hídricas, geotérmicas, fotovoltaicas, entre outras.

Para levar a energia gerada nos centros produtores até aos consumidores recorre-se às linhas de transporte e como forma de minimizar as perdas eleva-se a tensão nessas linhas.

Seguidamente, nas subestações, a tensão é diminuída com recurso a transformadores e distribuída aos consumidores ou cargas, pela rede de distribuição. Esta distribuição é efetuada a vários valores de tensão dependendo da sua utilização, ou seja, consumidores primários (indústria) e consumidores secundários (particulares). De forma geral e subjacente a todos os diversos aspectos do sistema eletroprodutor existe um *tradeoff* entre a rentabilidade dos respectivos processos e a segurança dos equipamentos e pessoas.

A figura seguinte ilustra de modo esquemático e resumido uma rede elétrica e os seus principais constituintes[23].

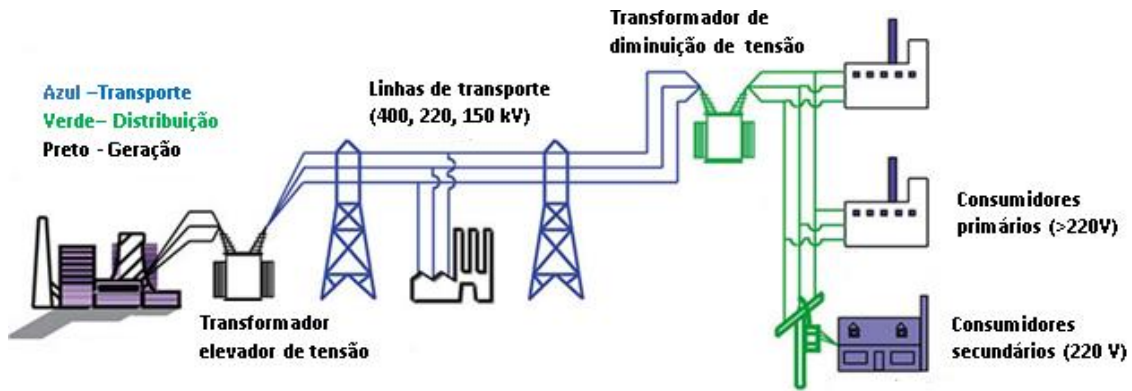


Figura 2-1 - Esquema representativo do sistema electroprodutor [23]

As cargas ou consumo na rede podem ser de natureza indutiva ou capacitiva. As cargas indutivas como motores e transformadores (equipamentos com bobinas), além do efeito de indutância das próprias linhas de transporte e distribuição, consomem potência reativa, dando origem a um desfaseamento entre as fases da corrente e da tensão.

Em termos técnicos estas variáveis exprimem-se em diagramas/esquemas de trânsito de potências como sugere a figura seguinte:

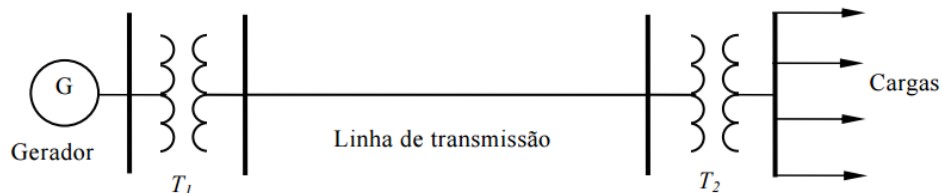


Figura 2-2 - Elementos representativos de um diagrama de trânsito de energia [24]

### 2.3. Características das linhas de transmissão

Define-se impedância como a oposição exercida por um circuito elétrico à passagem de corrente quando é submetido a uma determinada tensão. Esta grandeza complexa pode ser determinada por:

$$Z = R + jX \quad (6)$$

Onde  $R$  representa a resistência, parte real da impedância e  $X$  a reatância, parte imaginária da impedância, ambas expressas em Ohm.

Quando existe variação da temperatura esta deve ser contabilizada, calculando o valor de impedância para a temperatura em questão pela equação:

$$Z(T) = R_t * (1 + \alpha * (T - T_0)) + jX \quad (7)$$

Onde  $T$  representa a temperatura à qual se pretende determinar a impedância e  $T_0$  a temperatura para a qual é dado o valor de referência da resistência ( $R_t$ ), usualmente a temperatura de 20°C [25].

A admitância,  $Y$ , medida em siemens (S) é definida como o inverso da impedância,  $Z$

$$Y = \frac{1}{Z} \quad (8)$$

Resultando em:

$$Y = G + jB \quad (9)$$

A susceptância,  $B$ , medida em siemens (S), é definida como a medida de permissão à passagem de corrente elétrica causada por elementos passivos do circuito com características variáveis no tempo [26], [27]. Num circuito de corrente elétrica alternada sinusoidal, contendo elementos passivos tais como resistências, indutâncias e capacitâncias ou condensadores, esta grandeza é definida pela equação seguinte:

$$B = \frac{X}{R^2 + X^2} \quad (10)$$

A condutância,  $G$ , medida em siemens (S), [27] refere-se à parte real da admitância e define-se através da seguinte equação:

$$G = \frac{R}{R^2 + X^2} \quad (11)$$

As variáveis corrente, tensão, potência e impedância de sistemas elétricos são, por norma, expressos por unidade (p.u) ou percentagem de um valor de base. Uma das vantagens de utilização de valores por unidade prende-se, entre outros, com o facto de o circuito equivalente do transformador poder ser simplificado. O winding do transformador ideal pode assim ser eliminado, é definida uma potência de base para todo o sistema, os valores de tensão são reescalados no processo para valores próximos da tensão de referência (em p.u.) e passamos a poder tratar o sistema como um todo, em vez de ter de lidar com  $n$  partes com diversas características. As indústrias por norma também apresentam os valores dos seus equipamentos por unidade. O cálculo de uma variável em p.u é determinado pela seguinte equação:

$$\text{Variável (p.u)} = \frac{\text{Variável}}{\text{Valor de base da variável}} \quad (12)$$

Onde a *variável* e o *valor de base da variável* possuem a mesma unidade e após a transformação obtém-se um valor adimensional em p.u.

## 2.4. Otimização da transmissão de potência numa linha elétrica

Para a análise de uma linha  $ik$ , que liga o barramento  $i$  ao barramento  $k$ , recorre-se à representação complexa da corrente alterna e para a potência transmitida nessa linha [21], [22], obtém-se a equação:

$$S_{ik} = [V_i I_i^*] = \left[ (V_i * e^{j(\omega t + \theta_i)}) \frac{(V_i * e^{j(\omega t + \theta_i)} - V_k * e^{j(\omega t + \theta_k)})^*}{Z^*} \right] \quad (13)$$

Recorrendo à definição de admitância,  $Y$ , condutância,  $G$  e susceptância,  $B$ , já mencionadas anteriormente, a equação anterior pode apresentar-se da seguinte forma:

$$S_{ik} = [(V_i^2 - V_i V_k e^{j(\theta_i - \theta_k)}) (G_{ik} - jB_{ik})] \quad (14)$$

Uma vez que  $(\theta_i - \theta_k)$  representa a diferença de fase,  $\Delta_{ik}$ , a equação anterior pode ser simplificada:

$$S_{ik} = [(V_i^2 - V_i V_k e^{j(\Delta_{ik})}) (G_{ik} - jB_{ik})] \quad (15)$$

Sabe-se que  $e^{j\Delta_{ik}} = \cos(\Delta_{ik}) + j\sin(\Delta_{ik})$  então:

$$S_{ik} = [ (V_i^2 - V_i V_k \cos(\Delta_{ik}) - jV_i V_k \sin(\Delta_{ik})) (G_{ik} - jB_{ik}) ] \quad (16)$$

Sendo esta expressão equivalente à seguinte:

$$S_{ik} = [ V_i^2 G_{ik} - V_i V_k ( G_{ik} \cos(\Delta_{ik}) + B_{ik} \sin(\Delta_{ik}) ) - j ( V_i V_k ( G_{ik} \sin(\Delta_{ik}) - B_{ik} \cos(\Delta_{ik}) ) + V_i^2 B_{ik} ) ] \quad (17)$$

Da equação anterior verifica-se que a potência aparente na linha  $S_{ik}$  pode ser decomposta numa componente real e noutra imaginária, respetivamente, a potência ativa  $P_{ik}$  e a reativa  $Q_{ik}$ :

$$P_{ik} = [ V_i^2 G_{ik} - V_i V_k ( G_{ik} \cos(\Delta_{ik}) + B_{ik} \sin(\Delta_{ik}) ) ] \quad (18)$$

$$Q_{ik} = - [ (V_i^2 B_{ik} - V_i V_k ( B_{ik} \cos(\Delta_{ik}) - G_{ik} \sin(\Delta_{ik}) ) ) ] \quad (19)$$

Uma linha elétrica longa representa-se pelo modelo em pi nominal traduzido pela figura seguinte:

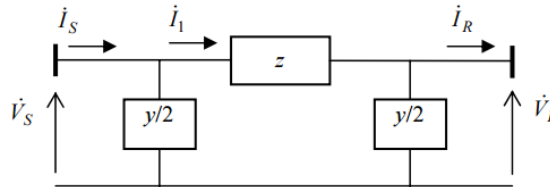


Figura 2-3 - Esquema de modelo em pi de uma linha elétrica [22]

A fim de baixar ou elevar a tensão nas linhas são utilizados transformadores de tensão, que de uma forma simplificada são constituídos por um núcleo de um material ferromagnético com dois enrolamentos em espiral designados por primário e secundário com um número de espiras dado, respetivamente, por  $N_p$  e  $N_s$ .

Existem diversos tipos de transformadores: de dois enrolamentos, de três enrolamentos, reguladores de tensão – LTC (Load Tap Change Transformers)- etc. [27] Nesta dissertação todos os transformadores existentes são representados por um equivalente do primeiro e do último tipos.

Os LTC permitem regulação de tensão e são representados por uma admitância (Y) ou impedância (Z) em série com um autotransformador ideal, com razão de transformação a:1, tal como se observa na figura seguinte.

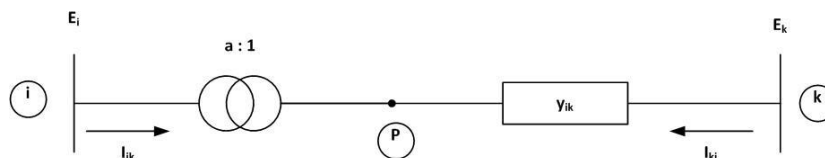


Figura 2-4 - Circuito equivalente de um transformador LTC [22]

Este tipo de transformadores possui diversos pontos de ligação no enrolamento, vulgarmente designados por *tap*, variando assim o número de espiras em carga. A comutação dos tap pode ser manual ou automática. A variação do tap permite variar a razão de transformação que passa a ser considerada como uma variável no modelo de otimização utilizado no âmbito desta dissertação. A admitância do modelo pode representar-se do lado do tap ou do lado oposto, tendo o seu valor de se ajustar em conformidade.

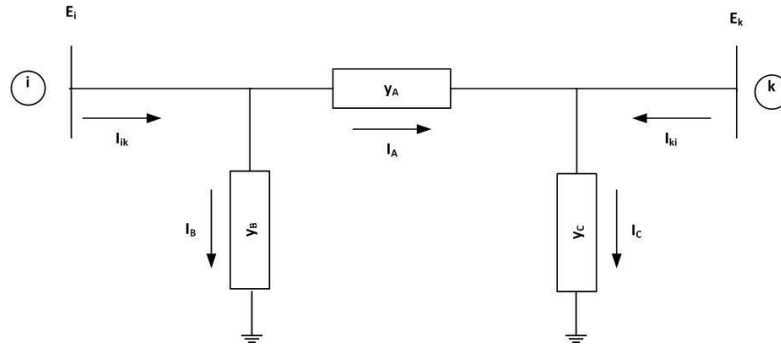


Figura 2-5 - Circuito equivalente em pi de um transformador LTC [22]

Assim para a representação em pi do transformador LTC as diversas admitâncias longitudinal ( $Y_A$ ) e transversais ( $Y_B$  e  $Y_C$ ) tomam os seguintes valores:

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

Define-se a razão de transformação “ $a$ ” como a razão entre o número de espiras do enrolamento primário,  $N_i$ , e o número de espiras do enrolamento secundário,  $N_j$ :

$$a = \frac{N_i}{N_j} \quad (20)$$

Considerando uma representação do transformador ideal verifica-se que:

$$a = \frac{V_i}{V_j} \quad (21)$$

Para um transformador LTC com taps no lado primário,  $i$ , verifica-se que o número de espiras para um dado tap pode ser definido por:

$$N'_i = N_i \pm \Delta N_i \quad (22)$$

Donde:

$$a' = \frac{N'_i}{N_j} = a \pm \frac{\Delta N_i}{N_j} \quad (23)$$

Dado pretender manter-se constante a tensão no secundário face a variações no primário vem,  $V'_j = V_j$ , com  $V'_i = V_i \pm \Delta V_i$ , e de (22) vem:

$$a' = a \pm \frac{\Delta V_i}{V_j} \quad (24)$$

Nestas condições, comparando (24) com (25) conclui-se que:

$$\frac{\Delta V_i}{V_j} = \frac{\Delta N_i}{N_j} \quad (25)$$

A equação (25) expressa em valores por unidades vem:

$$a'_{pu} = 1 \pm \frac{\Delta V_i}{V_i} = 1 \pm \Delta V_{i pu} \quad (26)$$

Por outro lado dividindo ambos os membros de (26) por  $a$  e usando a definição da equação (22) no primeiro membro e  $a$  de (21) no segundo obtém-se:

$$\Delta V_{i pu} = \frac{\Delta N_i}{N_i} \quad (27)$$

O transformador de dois enrolamentos é analisado de igual forma, diferindo apenas no valor da razão de transformação que toma em p.u o valor 1.

Para ambos os tipos de transformador, o cálculo de fluxos de potência em p.u. é determinado como se fosse uma linha, pelas equações referidas anteriormente neste sub-capítulo.

## 2.5. Otimização de fluxos de potência

Os problemas de otimização podem ser de diversos tipos: Linear Programming (LP), Non-Linear Programming (NLP), Mixed Integer Linear Programming (MILP), Mixed Integer Non-Linear Programming (MINLP), Mixed Integer Programming (MIP), Quadratic Programming (QP), etc [28]. O GAMS, software utilizado nesta dissertação para otimização, possui diversos solvers adequados à otimização dos diversos tipos de problemas recorrendo, para o efeito, a diversos algoritmos de otimização [29]. Perante o problema a analisar, o GAMS indica se o solver selecionado é indicado para a respetiva otimização.

O modelo de otimização integrado nesta interface consiste num modelo matemático que recorre a uma representação em rede de nós (os barramentos) e ramos (as linhas) do sistema eletroprodutor, com o qual se efetua o balanço da potência ativa e reativa nos barramentos, impondo limites às variações de tensão e fase entre barramentos. O modelo incorpora ainda a representação dos transformadores, inclusive dos transformadores reguladores de tensão. No modelo são impostos os limites à transmissão de potência e, para a sua resolução, utilizam-se as equações mencionadas anteriormente neste capítulo.

Qualquer modelo de otimização recorre a funções matemáticas, ditas funções objetivo, isto é, funções que representam a perspetiva que se pretende otimizar podendo ser, por exemplo, de natureza económica (a minimização do custo de geração), ou de natureza técnica (a minimização da perda de potência nas linhas de transmissão ou a a minimização da geração de potência externa) ou de outra natureza que se considere pertinente analisar.

Nesta dissertação a otimização foi feita sob o ponto de vista técnico de operação, minimizando a potência gerada pelos quatro geradores exteriores, que podem ser visualizados no anexo I, dando prioridade ao consumo da energia gerada no interior do anel em estudo e só em caso de necessidade, para alimentação das cargas interiores, se usa energia proveniente dos geradores exteriores.

Dado que o modelo matemático usado corresponde a um problema não linear, a sua otimização apenas garante a obtenção de um ótimo local. Os problemas não lineares necessitam que lhes seja facultado um conjunto de valores para inicialização o que além de permitir partir de valores não nulos, centra a procura do ótimo numa região do espaço de busca onde se espera encontrar o ótimo global ou o mais próximo possível dele. Assim, para inicializar o modelo geral de otimização de fluxos de potência, intitulado “*Reactive\_model*”, recorreu-se a dois modelos simplificados. A primeira simplificação conduz ao segundo modelo denominado “*Current\_Limit*”, onde se considera apenas a parte real da potência (a potência ativa), se assume a inexistência de quedas de tensão entre barramentos, ( $V(i)=V(j)=1$  p.u.) e se mantém a limitação de corrente nas linhas. O terceiro modelo denominado “*Init\_Grid*” deixa ainda cair a limitação de corrente nas linhas e assume pequenas diferenças de fase entre barramentos, o que implica que  $\delta(i,j) \approx 0$  e consequentemente  $\cos(\delta(i,j)) \approx 1$  e  $\sin(\delta(i,j)) \approx \delta(i,j)$ . Este último modelo corresponde a um problema linear e é referido na literatura como modelo de corrente contínua. A solução do modelo *Init\_Grid* à otimalidade permite inicializar o modelo *Current\_Limit* com os valores da diferença de fase entre barramentos, a variável *delta*. Subsequentemente, a otimização do segundo modelo permite inicializar o modelo geral com os valores da diferença de fase entre barramentos e da potência activa nas linhas (*delta* e *Pij*).

## Capítulo 2 – Fundamentos Teóricos

Para poder executar o modelo matemático é necessário proceder à parametrização do mesmo o que é feito mediante a escrita de um conjunto de ficheiros de parametrização, a partir dos dados contidos nas tabelas de atributos do ArcGIS®. Todo o processo de parametrização encontra-se detalhadamente explicado no capítulo 3.

### 3. Metodologia

#### 3.1. Caso de estudo

O caso de estudo usado corresponde a uma zona localizada no centro de Portugal continental, entre os distritos de Coimbra, Guarda, Santarém e Castelo Branco, denominada de Zona do Pinhal Interior. A elevada eolicidade e a orografia adequada favorecem a produção de energia renovável, eólica e hidroelétrica, na zona em estudo existem 45 parques eólicos e 14 grandes centrais hidroelétricas (Anexo II). Ao escolher uma zona com elevada penetração de energia renovável e otimizar os fluxos de potência na rede elétrica existente permite estudar o comportamento da rede face à injeção de consideráveis níveis de potência com elevada variabilidade. A inclusão neste estudo da metodologia de DLR permite verificar de um modo mais realista a existência ou ausência de linhas elétricas próximas da saturação o que pela identificação das reais condições limite de operação pode permitir o transporte em segurança de níveis de potência nessas linhas que seriam consideradas excessivas à partida. Este estudo além de permitir analisar a possibilidade do aumento efetivo da capacidade das linhas elétricas existentes evidencia a eventual necessidade da construção de novas linhas.

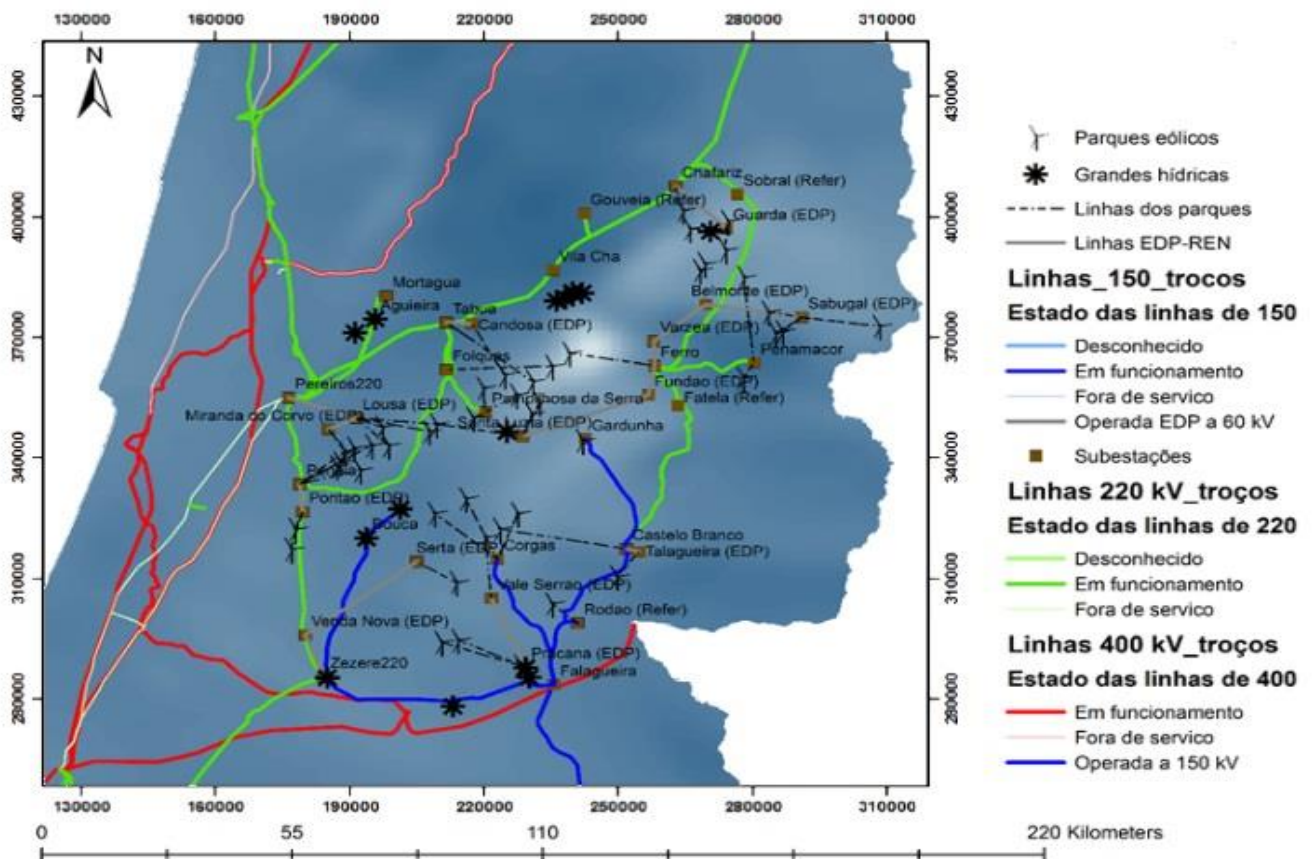


Figura 3-1 - Mapa relativo ao caso em estudo<sup>a</sup>

<sup>a</sup> A referência espacial da imagem é “Lisboa\_Hayford\_Gauss\_IGeoE”. As restantes imagens relativas ao caso de estudo possuem as mesma georreferenciação.

A rede elétrica do caso de estudo é constituída por linhas elétricas de transporte de energia de alta e muito alta tensão (400 kV, 220 kV e 150 kV) e ainda por linhas de distribuição de energia (60 kV). Nesta dissertação não se analisam as linhas elétricas de 400 kV uma vez que estas apenas ligam a rede estudada a outras zonas do país. Desta forma o estudo efetuado nesta dissertação incide em 36 linhas elétricas, 14 operadas a 220 kV, 7 operadas a 150 kV e 15 a 60 kV, sendo que os tipos de condutores variam entre: Zebra, Aster 570 e Bear [8] e as suas características podem ser visualizadas no anexo III.

A zona em estudo possui ainda trinta e sete subestações, algumas pertencentes à EDP, outras à REN e outras à REFER (Anexo IV). Em algumas destas subestações existem transformadores de potência, que perfazem um total de 12 transformadores, sendo 3 deles transformadores reguladores de tensão, pertencentes à REN e os restantes foram modelados como transformadores de dois enrolamentos por não haver informação relativa à sua possibilidade de regulação de tensão – isto é com razão de transformação variável em torno da nominal ( $m=1 p.u.$ ).

## 3.2. Trabalho anteriormente desenvolvido

Para dar início ao desenvolvimento desta dissertação partiu-se de três dissertações desenvolvidas na Unidade de Análise Energética e Redes (UAER) do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e do trabalho de modelação matemática aí desenvolvido [6, 20, 21, 22].

### 3.2.1. Modelação de parâmetros ambientais para a zona do caso de estudo

A dissertação intitulada “*Modelação de parâmetros ambientais para a otimização da gestão de congestionamentos na transmissão de potência eólica*” [20] consiste numa ferramenta em software ArcGIS® que agrega o mapa da Rede Nacional de Transporte e dados meteorológicos para a zona do caso de estudo<sup>b</sup> [30]. Os dados meteorológicos tais como: velocidade e direção do vento, irradiância solar e temperatura ambiente foram inseridos no software sendo aí processados para corresponderem às necessidades da representação usada.

Através dos dados meteorológicos e do conhecimento das curvas de potência das turbinas, presentes nessa dissertação constituintes de cada parque eólico a ferramenta estima a produção eólica para cada parque, para a velocidade do vento verificada no local e nesse instante.

A ferramenta permite assim modelar uma rede elétrica numa região com elevada penetração de energia renovável e, entre outras possíveis utilizações, otimizar a capacidade de transporte de energia.

### 3.2.2. Análise DLR das linhas de transmissão

A dissertação intitulada “*Modelação de Redes Elétricas Congestionadas*” [6], consiste no desenvolvimento de um modelo numérico em software MatLab® para a análise dinâmica da capacidade das linhas elétricas (DLR). Este modelo baseia-se na formulação matemática do comportamento térmico de condutores aéreos tendo em conta as variáveis meteorológicas verificadas para a zona estudada.

---

<sup>b</sup> Os dados meteorológicos foram calculados com a metodologia descrita na referência, para a zona em estudo, e gentilmente cedidos para a elaboração deste trabalho.

Através desta metodologia é possível determinar a capacidade máxima de transmissão de potência numa linha, recorrendo à determinação do troço mais limitativo da linha designado, doravante, por troço crítico.

### **3.2.3. Modelo de otimização de fluxos de potência**

A dissertação denominada “*Análise da Sensibilidade da Capacidade de Transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de modelos de otimização*” [21], desenvolvida em software GAMS, recebe a informação das características elétricas de uma rede elétrica e otimiza o trânsito de potência de acordo com as condições impostas e funções objetivo pretendidas, baseado-se nas equações de balanço de energia em cada nó da rede.

## **3.3. Trabalho desenvolvido nesta dissertação – Interface desenvolvida**

### **3.3.1. Construção da Interface**

#### **Preparação de dados para otimização com ou sem análise DLR**

Uma vez que a interface foi desenvolvida em software ArcGIS®, toda a análise dinâmica das linhas e toda a parametrização dos dados para a modelação matemática subsequente teve que ser programada em linguagem Python, a linguagem de programação compatível com este software.

Para tal, todas as rotinas de MatLab® de análise do comportamento térmico dos condutores e do cálculo de DLR foram traduzidas para a linguagem Python.

No ArcGIS® encontram-se tabelas de atributos correspondentes às linhas elétricas em estudo (de diferentes níveis de tensão), às subestações, aos parques eólicos e às centrais hidroelétricas da zona em estudo. Relativamente às layers das linhas elétricas, estas encontram-se divididas por troços, contidos em células de 5x5km. Para cada célula definem-se os valores de irradiância solar, temperatura ambiente, altitude, velocidade e direção do vento, tipo de condutor e código da linha.

Dispondo desta informação torna-se possível correr as rotinas que permitem o tratamento de dados da rede, com ou sem DLR para posterior otimização. Para ambos os casos são agregados os troços das linhas que possuem o mesmo código e representados por uma única linha elétrica. Para o caso em que se utiliza a análise DLR são tidas em conta as variáveis meteorológicas, que pegam nas linhas elétricas agregadas, determinam a corrente limite e guardam a informação do troço crítico de cada linha, limitando assim a potência transmitida numa linha ao valor do respetivo troço limite.

Para o caso em que não é utilizada a análise DLR, não se contabilizam as variáveis meteorológicas, conseqüentemente não se determinam valores de potência limite de cada linha, acedendo-se aos dados de potência limite das linhas fornecidos pelos operadores da rede (REN e EDP).

#### **Ficheiros de parametrização do modelo de otimização**

Os ficheiros de parametrização do modelo de otimização desenvolvido em GAMS são: 1\_Parameter\_File, 1\_Input\_Init\_File, 1\_Input\_Limit\_File, 1\_Input\_React\_File, 1\_Input\_OutFile, Solver\_Choice. O primeiro ficheiro é o mais extenso e nele são definidos o layout e as características da rede do caso de estudo através da definição dos conjuntos, parâmetros e tabelas usados pelo modelo matemático. Nesse processo define-se o número máximo de barramentos, de geradores, cargas e condensadores definem-se ainda as linhas do caso de estudo e caracterizam-se todos esses elementos mediante a atribuição dos valores ,nominais ou limite, às respetivas propriedades. Todos

os valores do modelo são valores por unidade pelo que, para apresentação dos valores otimizados no sistema internacional de unidades (mks), é necessário especificar as características do caso de estudo, designadamente, a potência de base (100 MVA), a tensão do barramento de referência (1.025 p.u) e as tensões de base das linhas/barramentos. A variação máxima permitida do valor da tensão corresponde a 20% do valor de referência e a da diferença de fase entre barramentos é de 15°. No modelo matemático usado os valores de potência ativa e reativa, produzida ou consumida, são variáveis e a parametrização define os respetivos valores limite. Quando se pretende impor um valor fixo usa-se esse mesmo valor para definir os limites superior e inferior. É o que foi implementado para a potência máxima e mínima produzida pelas centrais eólicas que tomam o valor determinado a partir da curva de potência equivalente de cada parque para o valor de velocidade do vento correspondente à localização do parque eólico em questão. Relativamente às centrais hídricas, retirou-se do relatório da REN [8] o valor máximo de produção para o Inverno e assumiu-se o valor mínimo de zero. Em relação aos geradores eólicos considerou-se que apenas debitam potência ativa, assumindo-se por isso que a potência reativa de cada parque era nula, enquanto as centrais hídricas fornecem potência ativa e reativa. Devido à inexistência de dados de potência reativa injectada pelas centrais hídricas considerou-se terem valores limite idênticos aos da potência ativa. Além das potências provenientes das centrais inseriram-se os valores de capacidade máxima e mínima dos bancos de condensadores por barramento, quando existiam - como não havia dados de capacidade mínima admitiu-se que seriam de valor simétrico do valor máximo. Relativamente aos valores das reatâncias shunt fez-se variar entre zero (valor máximo), e o simétrico do valor nominal fornecido pela REN (valor mínimo). Quanto às cargas ativa e reativa, inseriram-se os valores de potência desses barramentos, fornecidos pela REN, quando existiam. São definidas as linhas elétricas que constituem a rede em estudo, isto é, os elementos de ligação elétrica de um barramento a outro, e são passados, para todas as linhas, os respetivos valores de condutância (G) e de suscetância (B) longitudinais, a potência limite das linhas e os valores de suscetância transversal (Btr) associada aos correspondentes barramentos. Estes valores foram extraídos do relatório da REN [8] ou resultante do cálculo numérico da corrente limite de cada linha, para o caso sem DLR e com DLR, respetivamente. Para os transformadores foi inserida a potência nominal. São ainda inseridos neste ficheiro de parametrização as características dos transformadores presentes na rede elétrica em estudo. Considera-se que na presença de um transformador, este se encontra ligado entre dois barramentos, um de tensão mais elevada e outro de tensão inferior. Relativamente aos transformadores passaram-se ainda os valores de condutância e suscetância, depois de devidamente convertidos para o valor da potência de base, usada para o caso de estudo, sendo integrados na parte da condutância e suscetância das linhas, uma vez que o modelo de otimização trata linhas e transformadores de forma idêntica. A condutância shunt e susceptância shunt do transformador não são consideradas neste modelo. Com efeito o modelo é geral, permite representar uma qualquer rede e foi validado por comparação dos valores obtidos com os valores publicados em diversos casos de estudo, inclusive, com valores do operador da rede de transporte, para a rede do sistema eletroprodutor da região envolvente do Alentejo e Algarve [21].

O segundo, terceiro e quarto ficheiros correspondem aos ficheiros de entrada para o primeiro, segundo e terceiro sub-modelos, respetivamente. Todos os sub-modelos utilizam a mesma informação de entrada, presente no ficheiro "1\_Parameter\_File". O ficheiro "Solver\_Choice" regista o solver que foi escolhido para a execução do modelo de otimização e os ficheiros "1\_Inp\_Init\_File.gms", "1\_Inp\_Limit\_File.gms" e "1\_Input\_React\_File" definem, em função do nome do solver usado, o nome dos ficheiros ".txt" para output de valores dos modelos "InitGrid", "CurrLimit" e "Reactive\_model", respetivamente.

Todos os ficheiros de parametrização referidos foram escritos, mais uma vez, com recurso à linguagem Python.

### **Execução do modelo de otimização**

As rotinas descritas até este ponto foram agregadas num único script, sendo acessíveis no ArcGIS® através de “botões” devidamente identificados, que executam a função desejada. Neste caso existem dois botões que diferem pela utilização ou não da análise de DLR. Estes botões enviam resultados para um ficheiro auxiliar Excel, para memória futura, e chamam o ficheiro executável de Gams que corre em fundo o modelo de otimização. No ficheiro Excel é registada informação útil relativa ao caso de estudo, nomeadamente o número total de nós da rede e respetivos nomes, número de cargas ativas e reativas, número máximo de geradores por nó, ligações entre os barramentos, na forma: barramento inicial, barramento final e respetivo código de linha. Escrevem-se ainda os valores de potência limite por linha, os valores de projecto ou os determinados pelo cálculo da corrente limite (análise de DLR) e nesse caso também se indica o índice do troço limitativo de cada linha elétrica. Todos estes resultados são úteis para um correto tratamento pelas rotinas em Python dos resultados otimizados pelo modelo de otimização a apresentar em ArcGIS®.

Os resultados do modelo de otimização são enviados pelo GAMS para os ficheiros de output previamente definidos pela parametrização do modelo de otimização. Um dos ficheiros, em formato Excel, permite visualizar em tabelas os valores resultantes da otimização do modelo.

### **Aquisição e tratamento dos resultados otimizados para visualização na interface [31]**

Para a leitura dos resultados otimizados pelo modelo em GAMS e posterior visualização em ambiente SIG, foi necessário criar novas rotinas em linguagem Python, que culminam na criação de mais dois botões de resultados, um para o caso sem análise de DLR e outro para a situação com DLR. Estas rotinas acedem ao ficheiro de output do modelo de otimização em Excel e ao ficheiro auxiliar em Excel, cruzam informação, tratam os valores das diferentes variáveis, efectuem as operações necessárias e criam tabelas de atributos no ArcGIS® colocando os resultados nas tabelas e campos predeterminados.

Dependendo do tipo de resultados otimizados foram efectuados dois procedimentos distintos.

O primeiro corresponde à afixação gráfica dos valores transmitidos entre nós da rede, ou seja, dos valores a sobrepôr nas linhas elétricas do mapa do caso de estudo. Os resultados a serem representados nas linhas são os valores otimizados do fator de capacidade das linhas, ou seja, a razão entre a potência transmitida na linha e a potência limite da mesma, em termos percentuais. Para permitir a visualização gráfica, esta informação teve que ser colocada em ficheiros do tipo shapefile com informação relativa às coordenadas iniciais das linhas em causa. Como tal, com as mesmas rotinas de Python, de resultados, aplicou-se a função “Dissolve”, que pegando nas tabelas de troços de linhas iniciais (220, 150 e 60 kV), contabilizasse apenas um troço representativo de cada linha. Seguidamente, no mesmo script, aplicou-se a operação “Merge”, que permite agregar todos os troços anteriores, das várias tensões, numa única tabela, a fim de permitir a inserção do fator de capacidade de cada linha para posterior apresentação dos valores no mapa. Deste modo para visualizar graficamente os valores nos mapas, sobre as linhas respetivas basta seleccionar a *layer* “*Linhas\_merge*”.

O segundo procedimento corresponde à visualização gráfica de valores em nós concretos da rede, caracterizados pelas coordenadas de latitude e longitude. Neste caso representaram-se as seguintes variáveis: carga ativa (MW), carga reativa (MVar), potência ativa gerada (MW) de cada central, potência reativa gerada (MVar) de cada central, fase e tensão, em cada nó da rede elétrica.

Foi necessário, utilizando o mesmo script em linguagem Python, ler os valores das variáveis otimizadas anteriormente mencionadas, e cruzar os dados com os do ficheiro Excel auxiliar,

nomeadamente as coordenadas de cada nó e fazê-los corresponder de forma correta. Para efeitos de visualização surgem seis *layers* de resultados, “*Info\_Barramentos\_Otim\_without\_DLR*” e “*Info\_Barramentos\_Otim\_with\_DLR*”, “*Cargas\_Sub\_Otim\_without\_DLR*” e “*Cargas\_Sub\_Otim\_with\_DLR*” e “*Potencia\_Gerada\_Otim\_without\_DLR*” e “*Potencia\_Gerada\_Otim\_with\_DLR*”.

As duas primeiras permitem a agregação para visualização das variáveis: tensão, fase, potência ativa e reativa que sai e entra em cada nó, para o caso com e sem análise DLR.

As duas tabelas seguintes visam permitir a visualização das potências ativa e reativa consumida em cada nó da rede.

As últimas duas tabelas permitem a visualização da potência ativa e reativa geradas por cada central (eólica ou hídrica).

Para a criação das duas primeiras tabelas usaram-se as ferramentas de ArcGIS®: *CreateTable*, *AddField*, *UpdateCursor*, *MakeXYEventLayer*. Enquanto que para a criação das restantes se utilizaram todas as ferramentas exceto *MakeXYEventLayer* que foi substituída por *AddXYData*. Apesar dessas duas funções terem a mesma finalidade – representação nos mapas das variáveis das tabelas, a primeira corresponde a linhas, informação na forma *polyline* enquanto a segunda é utilizada para ficheiros de pontos, do tipo *point*.

As ferramentas referidas foram executadas através de código em linguagem Python, contido nas rotinas de aquisição de resultados, de forma a automatizar o processo.

Estes resultados otimizados são posteriormente visualizados no mapa original obtido pela ferramenta desenvolvida em ArcGIS® e podem ser visualizados exemplos desses resultados no subcapítulo “*Visualização de resultados na interface*”, deste capítulo.

### 3.3.2. Metodologia de interligação da rede em estudo ao exterior

Partindo da base em AcGIS criada no âmbito de outra dissertação [20] foi necessário, para o correto funcionamento da interface, acrescentar alguns dados ao caso em estudo.

Designadamente, foram adicionados os dados característicos das linhas elétricas de 400, 220 e 150 kV: resistência, reatância, suscetância transversal, condutância transversal, usando para o efeito os valores do relatório anual da REN [8]. Em relação às linhas de 60 kV, operadas pela EDP, esses valores não foram encontrados, pelo que, em alternativa, foram usados os valores correspondentes do catálogo [32] da empresa Grupo Cabelte [33]. Neste último caso apenas se encontraram valores para a resistência e reatância dos cabos. Os valores de suscetância e condutância transversais foram por isso assumidos como zero, o que não introduz um erro significativo uma vez que estes parâmetros apenas se verifica serem relevantes para as linhas de MAT (400 kV).

Na tabela de atributos das subestações acrescentaram-se os valores: de carga mínimos e máximos, para cada estação do ano, da carga ativa e reativa,. Estes valores foram retirados do anexo “Potência medida nas subestações da RNT” disponibilizados no relatório anual da REN [8].

Devido à inexistência de alguns dados relativos à ligação dos parques eólicos e centrais hídricas à rede de transporte e a fim de facilitar a abordagem admitiu-se que todos os parques eólicos em estudo se ligavam diretamente às linhas de 60 kV, linhas de distribuição operadas pela EDP. Por vezes esta ligação não é direta, podendo estas centrais estar ligadas a linhas particulares de menor tensão que por sua vez se ligam às linhas de 60 kV da EDP.

As linhas de 400 kV apenas foram contabilizadas por fazerem a ligação do anel em estudo ao resto do país, como tal não se teve em conta nem a análise de fluxo de potência nem a análise DLR nesse conjunto de linhas, usando-se apenas a informação das mesmas para contabilização de potência que

podia fluir de e para o anel, ou seja, de potência limite das linhas e dos transformadores de ligação das linhas de 400 kV ao anel em análise.

Ao analisar a rede do caso de estudo verificou-se a existência de quatro pontos de interligação do anel em estudo com o exterior. Esses quatro pontos correspondem aos barramentos: Chafariz, Pereiros, Zêzere e Falagueira, destacados na figura seguinte com uma elipse laranja.

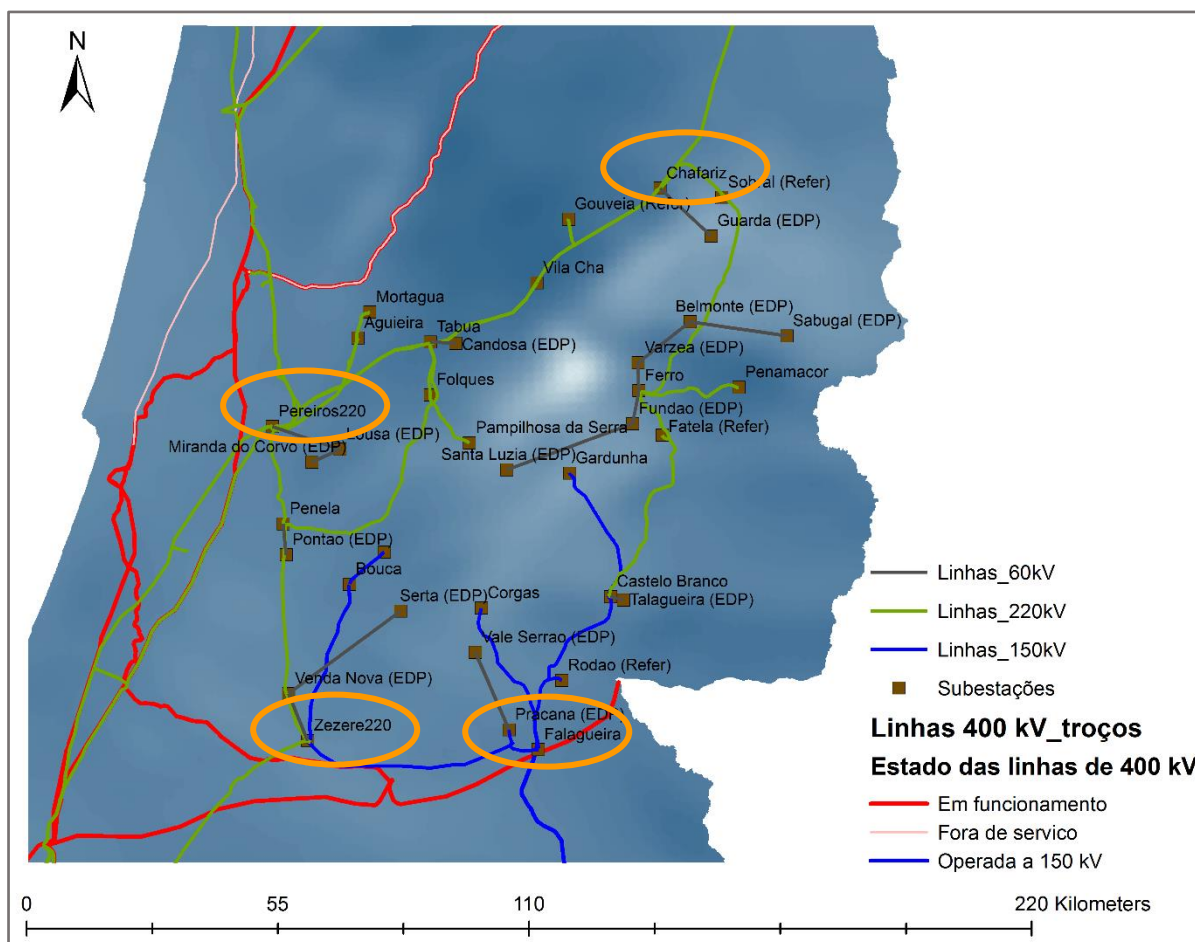


Figura 3-2 - Identificação dos pontos de interligação do anel em estudo à restante rede elétrica não analisada

Tornou-se imprescindível o conhecimento da potência que flui desses e para esses barramentos. Assim, torna-se necessário visualizar estes quatro nós da rede em estudo como tendo cargas variáveis. O modelo de otimização não foi concebido para a análise de cargas variáveis, mas sim fixas, deste modo, para evitar alterar o modelo e para poder dispor no modelo do sentido e valor do fluxo de potência para o exterior da rede considerada, efetuou-se o seguinte procedimento: adicionou-se um barramento exterior, em Falagueira, Falagueira400, que possui um transformador e que faz a ligação a Falagueira150, por possuir ainda um banco de condensadores nesse barramento, em relação aos restantes, Chafariz220, Pereiros220, Zêzere220 e Falagueira150, adicionou-se em cada um, um gerador que pode tomar como potência ativa e reativa máxima o valor de potência limite da linha que os liga e como potência ativa e reativa mínima toma o valor simétrico deste. Com esta abordagem, o gerador pode estar a fornecer energia à rede quando a produção local é insuficiente ou a atuar como carga quando a energia na rede é excedentária.

Após o cálculo dos valores de suscetância e condutância das linhas em estudo, verificou-se que alguns valores eram bastante elevados, e ocorriam sempre em ramais de linhas de 220 e 150 kV. Valores elevados destas duas grandezas significam valores bastante reduzidos de resistência e reatância da linha. Se uma linha possui valores reduzidos de resistência, a potência dissipada na mesma também será reduzida. Desta forma, optou-se por eliminar esses ramais. Quando os barramentos de ligação desses ramais possuíam cargas e/ou geradores, esses foram transferidos para barramentos geograficamente mais próximos:

- 1) No Ramal Aguieira-Pereiros que se ligava à subestação Mórtaqua da REFER, a carga de Mórtaqua foi transferida para Aguieira;
- 2) No Ramal Castelo Branco-Ferro que tem ligação à subestação de Fatela, a carga de Fatela foi transferida para Ferro;
- 3) No Ramal Chafariz-Ferro que se liga à subestação de Sobral, a carga de Sobral foi transferida para Chafariz.

Após a realização de uma análise ao ficheiro de parametrização do gams “*I\_Parameter\_File*”, era visível a existência de linhas sem informação relevante para a resolução do problema, ou seja, sem geração, nem carga, nem ligação a outras linhas em estudo. Assim, após confirmação da inexistência de cargas ou geração ou de possível interrupção de linhas importantes ao estudo, procedeu-se à sua eliminação. Este procedimento foi efectuado para a linha que liga Carvoeira220 a Rio Maior220. Havia outras linhas que além de não pertencerem ao caso de estudo não contribuíam para a resolução do problema, deste modo foram eliminadas. Estas linhas faziam a ligação entre: Carrapatelo220 e Mourisca220, Carrapatelo220 e Estarreja220, Mourisca220 e Paraimo220, Mourisca220 e Estarreja220, Carregado220 e Rio Maior220, Carregado220 e Santarém220 e Pocinho220 e Chafariz220. Todas estas alterações foram efetuadas nos dados de entrada do ArcGIS® e não nos scripts em Python, mantendo-se sempre a generalidade no tratamento de resultados que permite a aplicabilidade a qualquer caso de estudo.

Existiam ainda situações que levavam à não exequibilidade do modelo de otimização devido à nomenclatura usada não ser aceite pela linguagem de programação, isto é, o facto de existir uma linha denominada Ramal Falagueira-Castelo Branco150 com ligação a Subestação Rodão (REFER). Apesar de ser um ramal e não uma linha principal, o barramento inicial não deixa de ser a Falagueira, no entanto se se mantivesse o nome Ramal Falagueira-Castelo Branco150 em vez de Falagueira150 apenas, seria interpretado como um novo barramento. Desta forma, mantiveram-se as características do ramal original, mas o nome do barramento inicial passou a ser Falagueira150.

O mesmo ocorria com o Ramal de ligação de Pereiros-Tabua220 a Mórtaqua. Desta forma substituiu-se o nome do barramento inicial Ramal Pereiros-Tabua220 por Pereiros220, pois pela imagem percebe-se que a ligação existente é entre Pereiros e Mórtaqua.

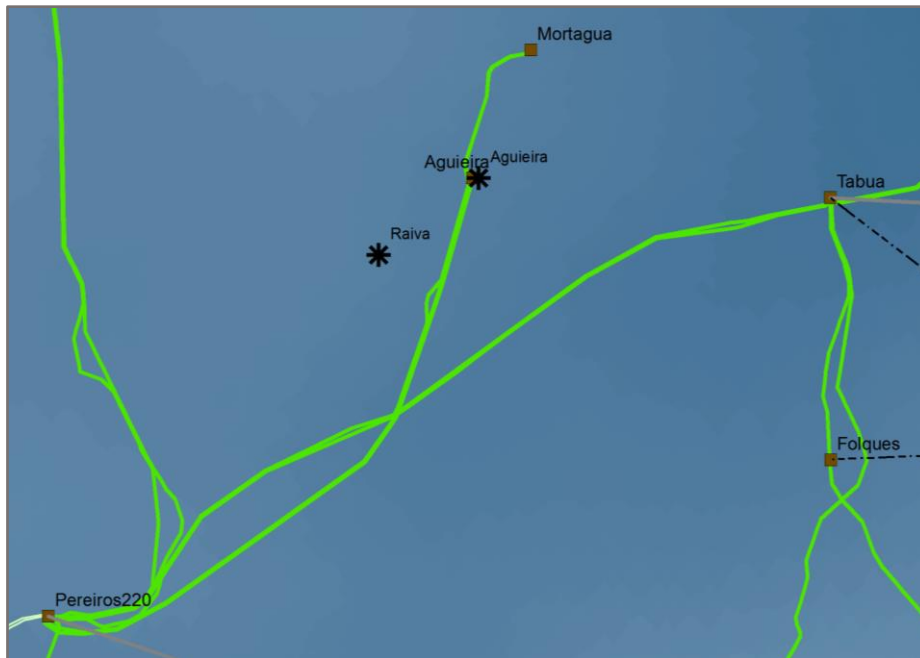


Figura 3-3- Ligação do Ramal Pereiros-Tábua à subestação de Mortágua

Outra situação idêntica ocorria no Ramal de Chafariz-Vila Cha220, que se liga à subestação Gouveia (REFER) e possui uma carga. O facto de se chamar Ramal Chafariz-Vila Cha220 em vez de Chafariz220 ou Vila Cha220, leva à criação errada de um novo barramento. Como tal ligou-se Chafariz220 a Gouveia (REFER) e Vila Cha220 a Gouveia (REFER), mantendo as características originais do ramal.

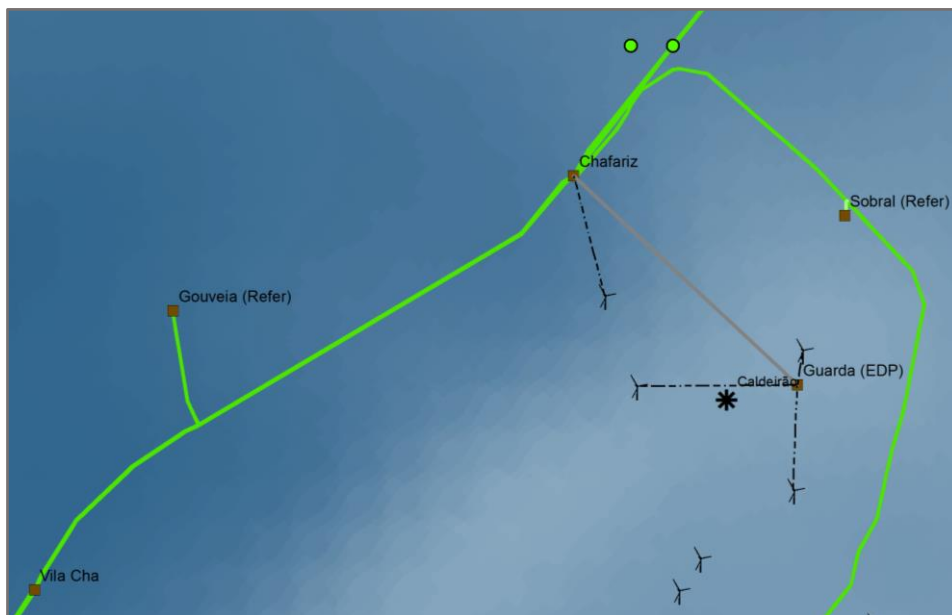


Figura 3-4- Ligação do Ramal de Chafariz-Vila Chã à subestação de Gouveia (REFER)

### 3.4. Configurabilidade da interface

A interface foi criada em ArcGIS® de forma geral, recorrendo a modelos internos em *Model Builder*, a fim de se poder alterar os valores de entrada alterando apenas os ficheiros Excel com os dados meteorológicos e os mapas da rede elétrica. Assim, o tratamento dos novos dados de entrada é efetuado automaticamente, começando pela alteração do sistema de coordenadas.

Com base nos dados de entrada são recalculados os valores de radiação solar e produção dos parques eólicos de acordo com o valor de velocidade do vento, ao correr os modelos internos da interface.

Uma vez que todas as rotinas elaboradas em Python, quer de cálculo de balanços térmicos dos condutores, quer de escrita para os ficheiros de consulta em Excel e ficheiros de parametrização do modelo de otimização foram elaboradas de forma geral e não para o caso de estudo em particular, ao alterar os valores de entrada tudo funcionará como esperado.

A interface possui botões para a realização de dois tipos de análise de rede, uma sem a aplicação da análise DLR, outra que utiliza a análise DLR, onde se tem em conta as variáveis meteorológicas e os seus efeitos.

Devido à automação conseguida na criação da interface, a sua utilização é possível tanto para a realização de alterações para o mesmo caso de estudo, como por exemplo aumentando ou diminuindo as cargas ou a geração, alteração das variáveis meteorológicas, bastando para isso alterar os respetivos ficheiros de entrada em Excel. Neste caso os ficheiros referentes às Subestações, aos Parques Eólicos ou às Centrais Hídricas e o referente às linhas elétricas. Assim, para alterar o caso de estudo, basta importar os ficheiros relativos ao novo caso a estudar.

A forma de construção da interface permite ainda que sempre que sejam atualizados dados de entrada, esses sejam tratados pelos modelos internos para que a sua apresentação na interface seja atualizada.

### 3.5. Procedimento de utilização da interface

Para a utilização da interface criada devem ser seguidos alguns passos fundamentais, bem como o preenchimento adequado dos ficheiros de entrada, isto é, seguindo sempre a mesma nomenclatura, indispensáveis ao funcionamento da mesma.

A interface desenvolvida possui uma *toolbar* com diversos botões, previamente criada, que devem ser pressionados pelo utilizador a fim de facilitar todo o processo de aquisição, leitura e tratamento de dados que permite a obtenção dos resultados.

Antes de pressionar cada botão, é possível ler a descrição da respetiva funcionalidade.

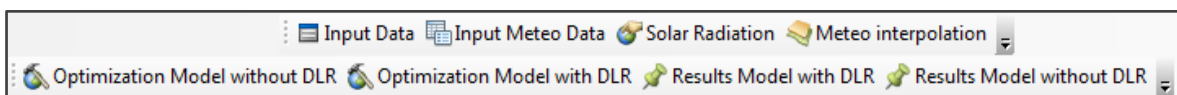


Figura 3-6- Toolbar criada para utilização da interface



Figura 3-5 - Enquadramento da Toolbar criada no ArcGIS

O botão **Input Data** permite inserir no ArcGIS® os dados relativos às Subestações, Parques Eólicos, Centrais Hídricas e transformadores do caso em estudo. Trata-se de um script em linguagem Python que ao ser pressionado importa os ficheiros relativos às variáveis mencionadas anteriormente transformando cada um dos três ficheiros numa *layer*, seguido de atribuição espacial das coordenadas.

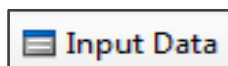


Figura 3-7 - Botão que permite inserir dados relativos ao caso de estudo

A este botão encontra-se associada uma caixa de diálogo que aceita quatro ficheiros de entrada em formato “.csv”. A caixa de diálogo de inserção desses ficheiros pode ser visualizada na imagem seguinte.

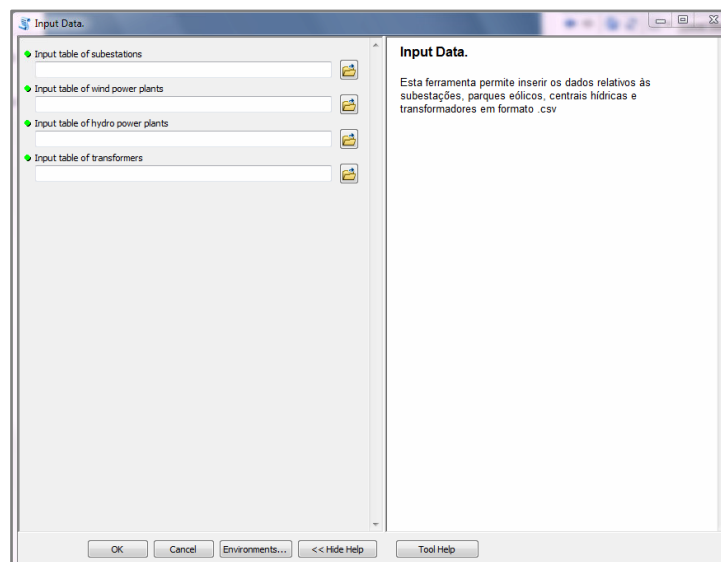


Figura 3-8 - Caixa de diálogo da ferramenta de inserção de dados de entrada relativos ao caso de estudo

O botão **Input Meteo Data** permite a introdução de documentos Excel com os dados de entrada relativos às linhas elétricas dos diversos níveis de tensão. Ao premir o botão é solicitado ao utilizador que escolha a pasta correta com os dados de entrada. A pasta deve ser do tipo *geodatabase* a fim de evitar utilizar ficheiros errados e para melhorar a performance das operações. Ao executar esta ferramenta surgem em ambiente SIG cinco *layers* de pontos com dados meteorológicos das componentes u e v de velocidade do vento, da temperatura, humidade relativa e temperatura do ponto de orvalho para as linhas dos diversos níveis de tensão, que posteriormente são utilizadas para interpolar um conjunto de dados com maior resolução espacial para a área de estudo.

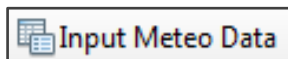


Figura 3-9 - Botão que permite abrir a caixa de diálogo correspondente à ferramenta Input Meteo Data

A este botão encontra-se associada a seguinte caixa de diálogo, onde é inserida a *Geodatabase* que contém os três ficheiros de entrada dos dados meteorológicos.

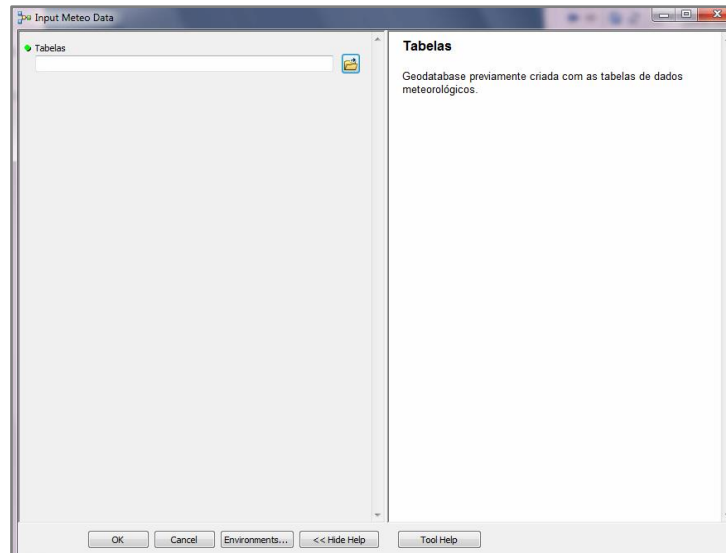


Figura 3-10 - Caixa de diálogo da ferramenta de inserção de dados meteorológicos

O botão **Solar Radiation** efetua o cálculo da radiação solar. Ao executar esta ferramenta é pedido ao utilizador que introduza o raster correspondente à altitude da zona do caso de estudo, o dia do ano, a hora pretendida, a latitude e a longitude. O dia e hora pretendidos devem ser coincidentes para todos os dados de entrada e caso não se tenha a hora exata dos dados meteorológicos deve assumir-se um intervalo de tempo correspondente à radiação mais elevada, ou seja, entre as 12h e as 13h. A execução desta ferramenta tem, para o presente caso de estudo, uma duração aproximada de 30 minutos, resultando num *raster* que é adicionado ao mapa.

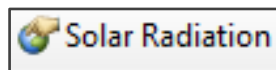


Figura 3-11 - Botão que permite abrir a caixa de diálogo correspondente à ferramenta Solar Radiation

A este botão encontra-se associada a caixa de diálogo ilustrada na figura seguinte.

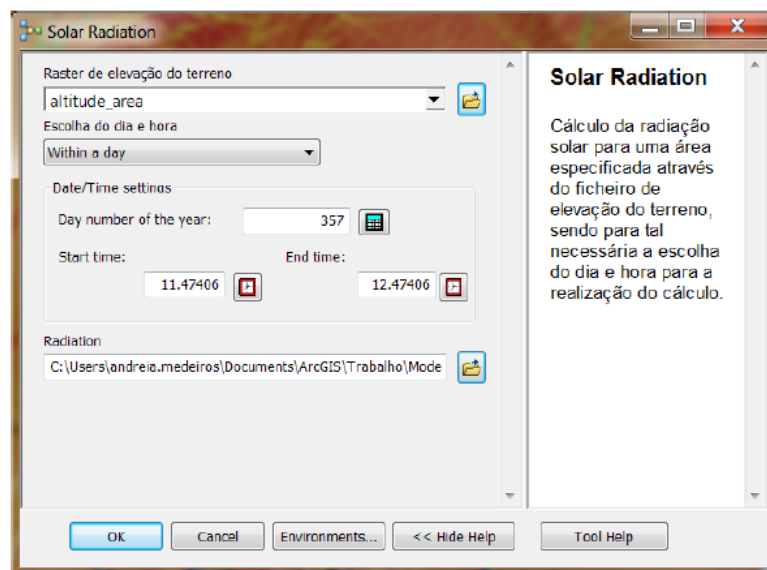


Figura 3-12 - Caixa de diálogo da ferramenta de determinação da radiação solar

O botão **Meteo Interpolation** efetua interpolações dos dados meteorológicos. O utilizador deve inserir as *layers* resultantes da execução dos dois botões anteriores. Necessita ainda de introduzir os nomes pretendidos para os *rasters* e tabelas de saída do modelo, que são automaticamente preenchidos com a localização e o nome do ficheiro pré-definidos no modo de edição do modelo. Caso os nomes de saída não sejam alterados, a execução da ferramenta substitui as *layers* e ficheiros existentes, caso se alterem os nomes são guardados os ficheiros antigos e os mais recentes. As *layers* de linhas de ligação aos parques eólicos e de linhas de ligação RND – RNT, bem como as dos parques eólicos e respetivas curvas de potência a estudar, para o caso de e querer efetuar o levantamento desses dados para outras zonas geográficas. Esta ferramenta tem uma duração de execução de aproximadamente 30 minutos, sendo adicionados automaticamente ao mapa os *rasters* resultantes da interpolação e exportados para ficheiros Excel sob a forma de tabelas de atributos: uma correspondente à *layer* das linhas de 150 kV, outra correspondente à *layer* de linhas de 220 kV, outra da *layer* das linhas de distribuição e outra correspondente aos parques eólicos, com os respetivos valores de produção energética calculados a partir das condições de vento interpoladas para a respectiva localização.

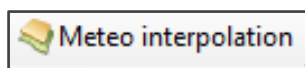


Figura 3-13 - Botão que permite abrir a caixa de diálogo correspondente à ferramenta Meteo Interpolation

A este botão encontra-se associada a seguinte caixa de diálogo ilustrada na figura seguinte.

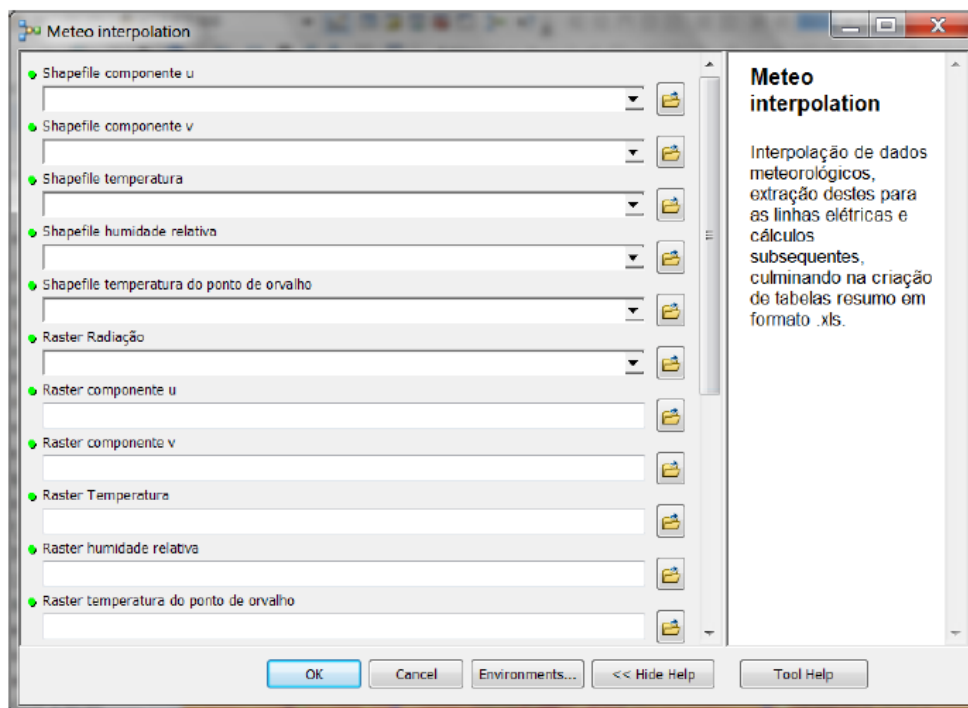


Figura 3-14 - Caixa de diálogo da ferramenta de interpolação de dados meteorológicos

Os quatro botões descritos anteriormente devem ser pressionados apenas quando se pretender alterar o caso de estudo ou atualizar os dados meteorológicos. No entanto, quando se pretender efetuar esse procedimento, os botões devem ser pressionados pela ordem exata em que são apresentados e descritos, uma vez que o quarto botão utiliza como input, o resultado da execução dos restantes.

O botão **Optimization Model with DLR** permite a modelação da rede utilizando a análise de DLR. Consiste na ferramenta de leitura das *layers* anteriormente referidas, tratamento dos dados com recurso a scripts extensos em linguagem Python, determinação da potência limite de cada conjunto de linhas eléctricas de diferentes tensões. Esta ferramenta permite ainda a escrita dos ficheiros de parametrização do modelo de optimização em GAMS, de um ficheiro de resultados em Excel e de lançar em background a execução do modelo de optimização.



Figura 3-15 - Botão que efetua a optimização da rede usando a análise de DLR

O botão **Optimization Model without DLR** permite a modelação da rede sem a análise de DLR. Consiste na ferramenta de leitura das *layers* anteriormente referidas, não fazendo a leitura dos dados relativos às variáveis meteorológicas. Assim acede aos dados de potências limite das linhas, fornecidas pela REN e EDP e trata os dados com recurso a scripts extensos em linguagem Python. Esta ferramenta permite ainda a escrita dos ficheiros de parametrização do modelo de optimização em GAMS, de um ficheiro de resultados em Excel e lança em background a execução do modelo de optimização.

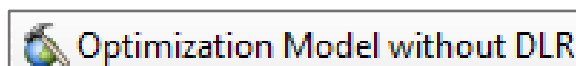


Figura 3-16 - Botão que efetua a optimização da rede sem análise de DLR

O botão **Results Model with DLR** consiste na ferramenta de leitura dos dados da rede provenientes da optimização do modelo parametrizado com a análise DLR, "*Optimization Model with DLR*". A ferramenta baseia-se em scripts escritos em linguagem Python que leem os ficheiros de output do modelo de optimização, em Excel e que tratam os dados por forma a possibilitar a sua visualização no mapa inicial.

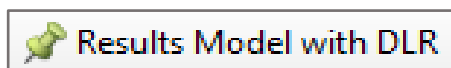


Figura 3-17 - Botão que permite a visualização dos resultados otimizados da parametrização com DLR

O botão **Results Model without DLR** consiste numa ferramenta idêntica à anterior, diferindo apenas no facto de não ter recorrido à análise DLR, que recebe e trata os resultados originados pela execução prévia do botão "*Optimization Model without DLR*".

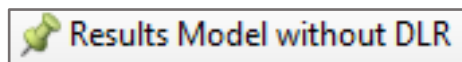


Figura 3-18 - Botão que permite a visualização dos resultados otimizados da parametrização sem DLR



A visualização das cargas ativas ou reativas em cada subestação é possível premindo a *layer* “Cargas\_sub\_otim\_without\_DLR” ou “Cargas\_sub\_otim\_with\_DLR”, com parametrização sem e com DLR, respetivamente, obtendo-se uma imagem idêntica à figura seguinte, onde se pode visualizar a potência consumida por subestação.

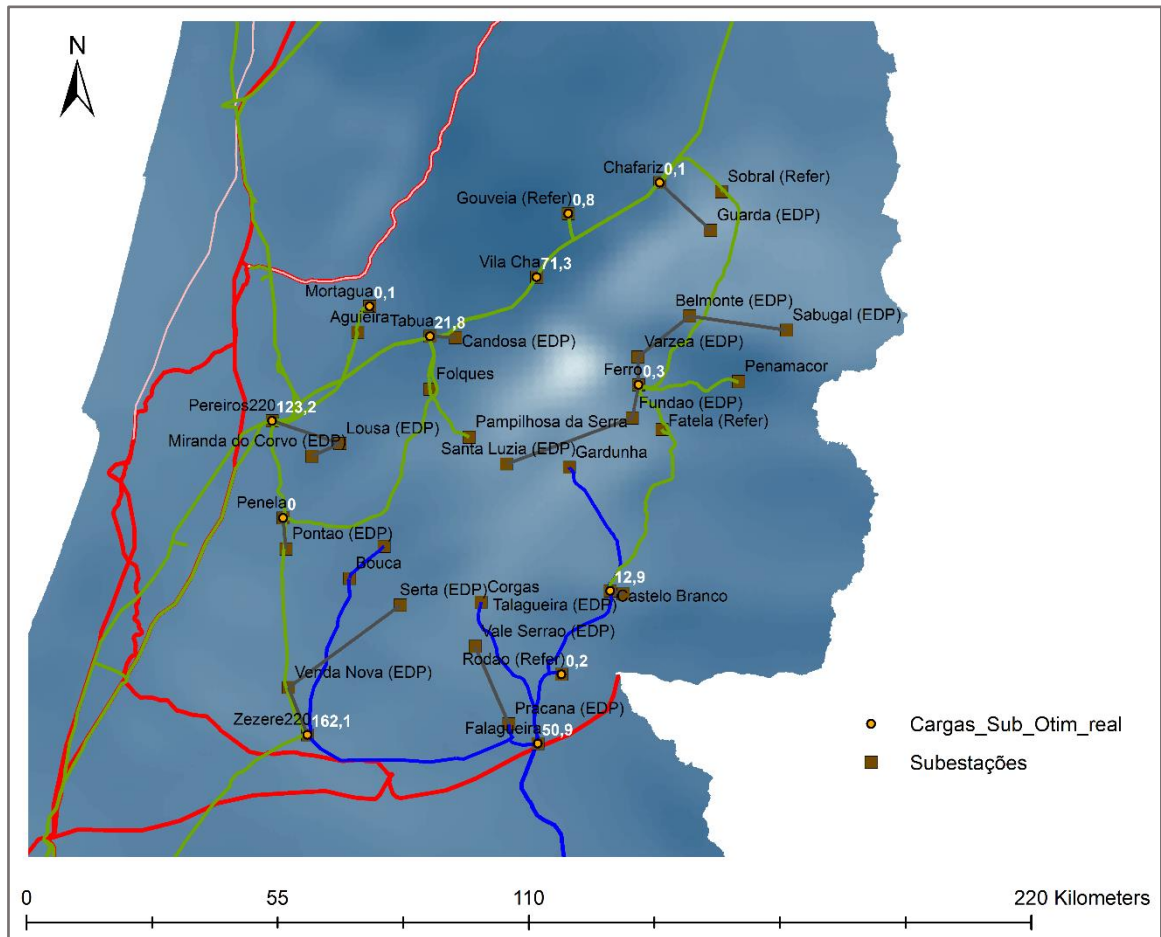


Figura 3-20 - Representação gráfica das cargas por subestação

Na figura 3.20 encontra-se representada a potência ativa consumida por subestação, sendo análoga a visualização da potência reativa.

Os valores de tensão e fase por barramento podem ser visualizados premindo a *layer* “Info\_Barramentos\_otim\_without\_DLR” ou “Info\_Barramentos\_otim\_with\_DLR”, com parametrização sem e com DLR, respetivamente, obtendo-se uma imagem idêntica à figura seguinte, onde se observa o valor de tensão em cada barramento da rede.

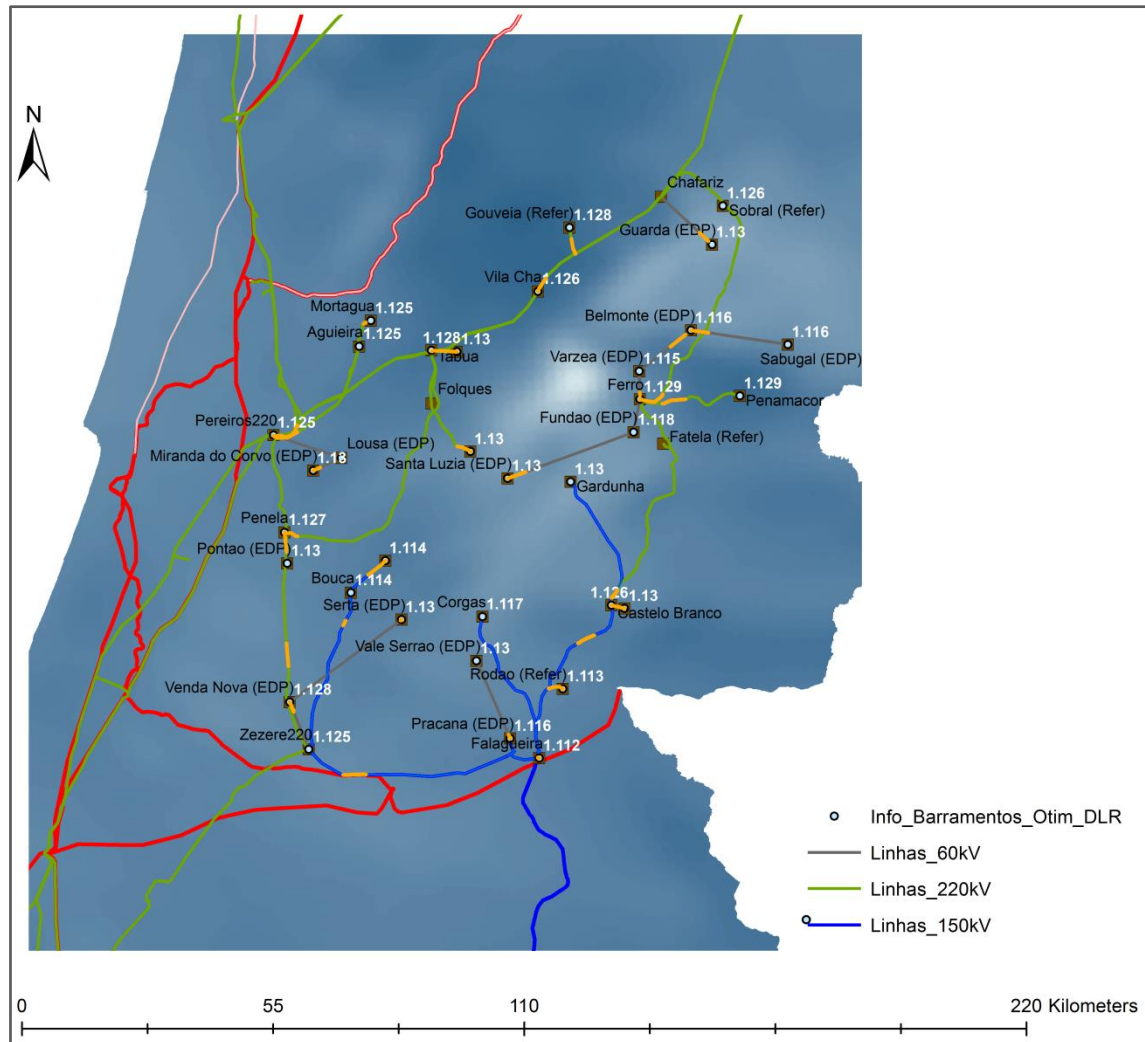


Figura 3-21 - Representação gráfica da tensão por nó da rede

A figura 3.21 possui os valores de tensão por subestação representados, no entanto a representação do valor de fase por subestação é similar.

A visualização dos troços críticos de cada linha apenas faz sentido para a análise DLR, onde é determinada a corrente limite de cada troço de linha e se identifica o de menor valor, que corresponde ao troço crítico. Esses troços podem ser visualizados ao premir “Trocós\_críticos\_60”, “Trocós\_críticos\_150” e “Trocós\_críticos\_220”.

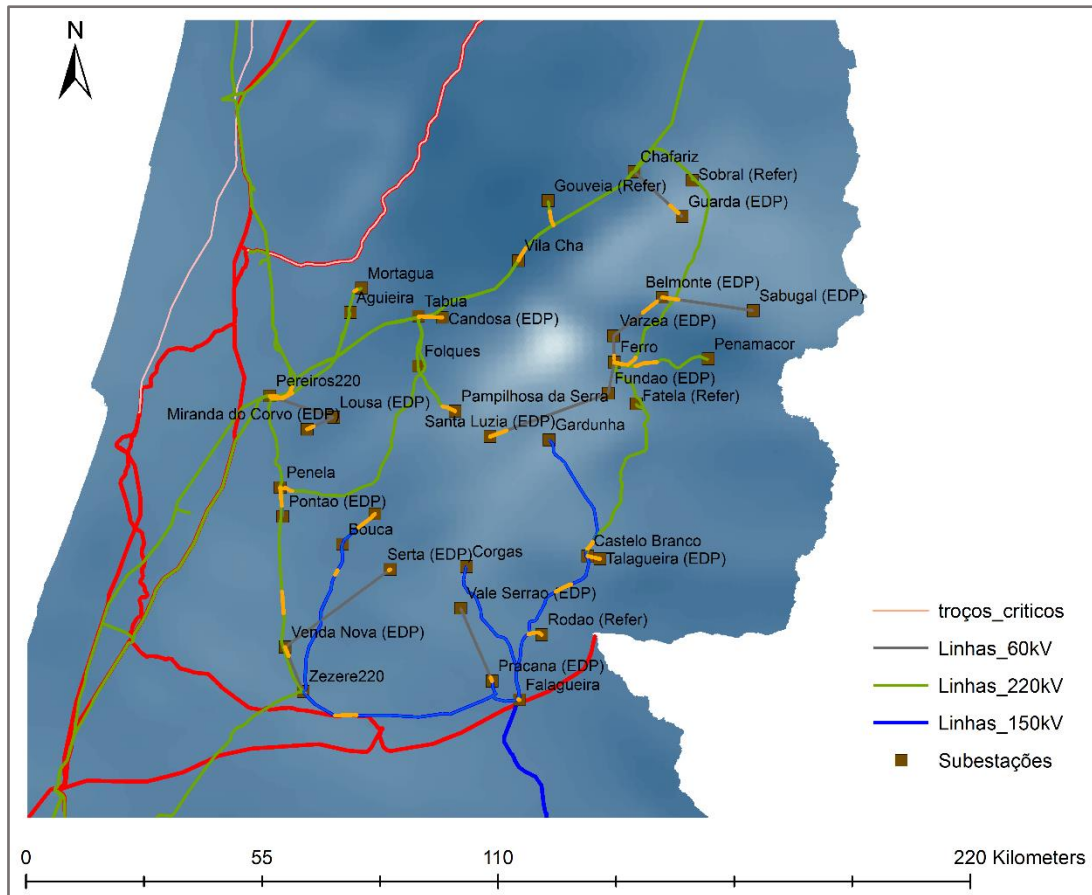


Figura 3-22 - Representação gráfica dos troços críticos das linhas de 220, 150 e 60 kV

Como se observa na figura 3.22 a laranja encontram-se os troços críticos de todas as linhas. Ao aceder às *layers* anteriormente referidas, na interface desenvolvida é possível aceder às características de cada troço crítico das linhas.

O fator de capacidade de cada linha, isto é, a razão de potência transmitida face à potência limite da linha, pode ser visualizado graficamente premindo a *layer* “Linhas\_merge” e escolhendo visualizar o fator de capacidade em termos percentuais com ou sem DLR.

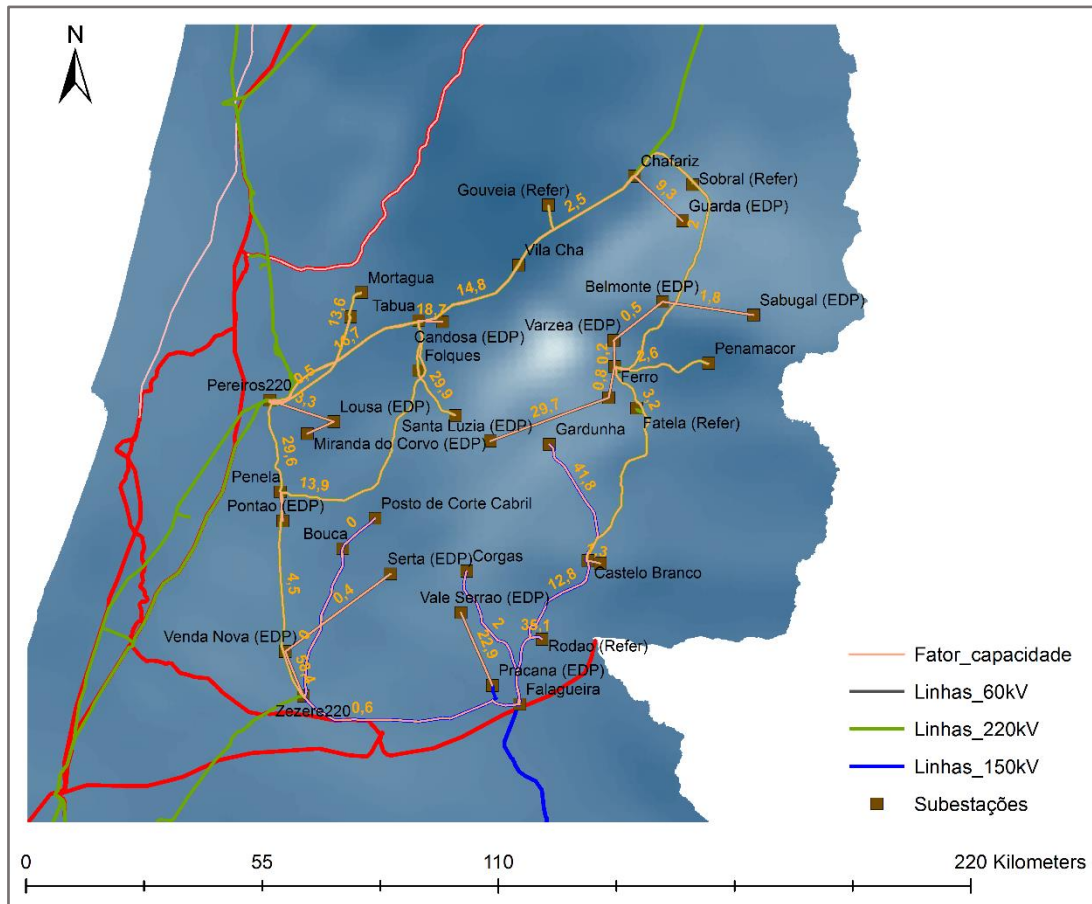


Figura 3-23 - Representação gráfica do fator de carga das linhas

Na figura 3.23 encontra-se sobreposto a cada linha o fator de capacidade da mesma, resultante da aplicação da análise de DLR. Para o caso de a análise ser efetuada sem recurso à ferramenta de DLR a visualização dos dados é similar.

## **4. Resultados/Caso de estudo**

Toda a análise da rede nesta dissertação decorre do cenário de máxima produção e máxima carga, na estação de Inverno.

Para a verificação da importância e validação da interface desenvolvida traçaram-se alguns cenários, sendo que o primeiro considera a rede real, tal como ela existe, ou mais especificamente, com os dados que foi possível apurar.

### **4.1. Cenário I – Otimização da rede real sem análise DLR**

Com a realização deste cenário pretendeu-se analisar a rede elétrica em estudo sem aplicação da análise de Dynamic Line Rating. Foram contabilizadas a geração das centrais grandes hídricas e das centrais eólicas existentes na região e as cargas ou consumos disponibilizados no relatório da REN, para as linhas de 150 e 220 kV ou da EDP, para as linhas de 60 kV. Os resultados foram otimizados pela interface, através da ferramenta interna de otimização, recorrendo ao botão “Optimization Model without DLR”. Os resultados de potência ativa e reativa gerada por cada central e a potência dos bancos de condensadores podem ser consultados nos anexos V e VI .

#### **4.1.1. Capacidade das linhas elétricas**

Na tabela seguinte encontram-se os resultados relativos à capacidade das linhas elétricas utilizando a interface. Refere-se o nome do barramento inicial e final de cada linha, bem como o seu código e a potência ativa limite, seguidos da potência ativa transmitida na linha, determinada pela aplicação do modelo. O valor de potência limite disponibilizado pela REN corresponde à potência aparente, pelo que se determinou o fator de potência das linhas para determinar posteriormente a potência ativa limite, que se encontra na tabela seguinte, valor a comparar com os resultados do modelo. No anexo VII encontra-se a tabela completa que inclui a potência aparente limite, fator de potência e potência ativa limite convertida. Para algumas linhas de 220 kV, cujos códigos de linha são: 2054, 2135, 2615, 2617 e 1 os dados recolhidos revelaram-se atípicos originando valores de fator de potência diferentes dos esperados e consequentemente valores de potência limite baixos.

Tabela 4-1 - Comparação entre potência limite da linha e potência transmitida

Nível de Tensão (kV)	Barramento Inicial	Barramento Final	Código de Linha	Potência Limite (MW)	Potência ativa transmitida (MW)	Fator de capacidade (%)
150	Cabril	Bouça	1010	88,47	0,00	0,00
	Bouça	Zêzere	1015	78,54	0,00	0,00
	Falagueira	Subs. Rodão (Refer)	1616	188,10	0,52	0,60
	Corgas	Falagueira	1114	259,39	33,42	12,80
	Falagueira	Zêzere	1089	115,58	1,22	2,00
	Falagueira	Castelo Branco	1108	259,30	108,46	41,80
	Gardunha	Castelo Branco	1115	259,97	91,31	35,10
220	Aguieira	Pereiros	2054	0,01 <sup>c</sup>	0,00	1,70
	Chafariz	Vila Chã	2135	33,36 <sup>c</sup>	0,18	0,50
	Pereiros	Mortágua (Refer)	2615	5,00 <sup>c</sup>	0,10	2,00
	Chafariz	Gouveia (Refer)	2617	1,44 <sup>c</sup>	0,04	2,50
	Vila Chã	Gouveia (Refer)	1	31,91 <sup>c</sup>	0,84	2,60
	Castelo Branco	Ferro	2160	204,91	6,51	3,20
	Chafariz	Ferro	2124	379,35	112,15	29,60
	Penamacor	Ferro	2155	370,38	16,74	4,50
	Penela	Zêzere	2164	378,82	52,58	13,90
	Pereiros	Penela	2163	379,54	113,31	29,90
	Pampilhosa da Serra	Tábua	2169	401,15	59,89	14,80
	Vila Chã	Tábua	2170	434,04	72,32	16,70
	Pereiros	Tábua	2173	434,90	59,28	13,60
	Penela	Tábua	2168	428,16	17,99	4,20
60	Candosa	Tábua	1427	16,00	5,88	36,70
	Pontão	Penela	1000	11,00	1,03	9,30
	Sertã	Venda Nova	1368	55,00	1,01	1,80
	Vale Serrão	Pracana	1366	210,70	9,73	0,50
	Belmonte	Várzea	1305	96,00	0,24	0,20
	Guarda	Chafariz	1269	158,00	46,87	29,70
	Santa Luzia	Fundão	1323	162,00	5,33	3,30
	Miranda do Corvo	Lousã	1357	12,00	4,85	40,40
	Lousã	Pereiros	1348	187,00	31,68	16,90
	Venda Nova	Zêzere	6258	77,00	1,01	1,30
	Fundão	Ferro	1420	23,00	5,27	22,90
	Sabugal	Belmonte	1301	55,00	0,24	0,40
	Várzea	Ferro	1320	29,00	0,24	0,80
	Talagueira	Castelo Branco	1359	26,00	4,86	18,70
	Pracana	Falagueira	1350	26,00	15,17	58,40

<sup>c</sup> Valores atípicos obtidos após utilização dos dados divulgados pela operadora da rede elétrica.

Da análise dos resultados verifica-se a inexistência de linhas próximas da saturação, isto é, a potência transmitida nas linhas não se aproxima do valor limite disponibilizado pelas entidades competentes já referidas.

De forma a visualizar graficamente a rede em estudo sob o ponto de vista de capacidade das linhas, determinou-se o fator de capacidade das linhas.

Estes mapas foram realizados em ArcGIS®, independentemente da interface. Associaram-se os valores de fator de capacidade determinado por linha e contido na tabela anterior às respetivas coordenadas contidas nas *shapefile* de linhas das diferentes tensões. De seguida aumentou-se a espessura das linhas para uma melhor visualização dos valores.

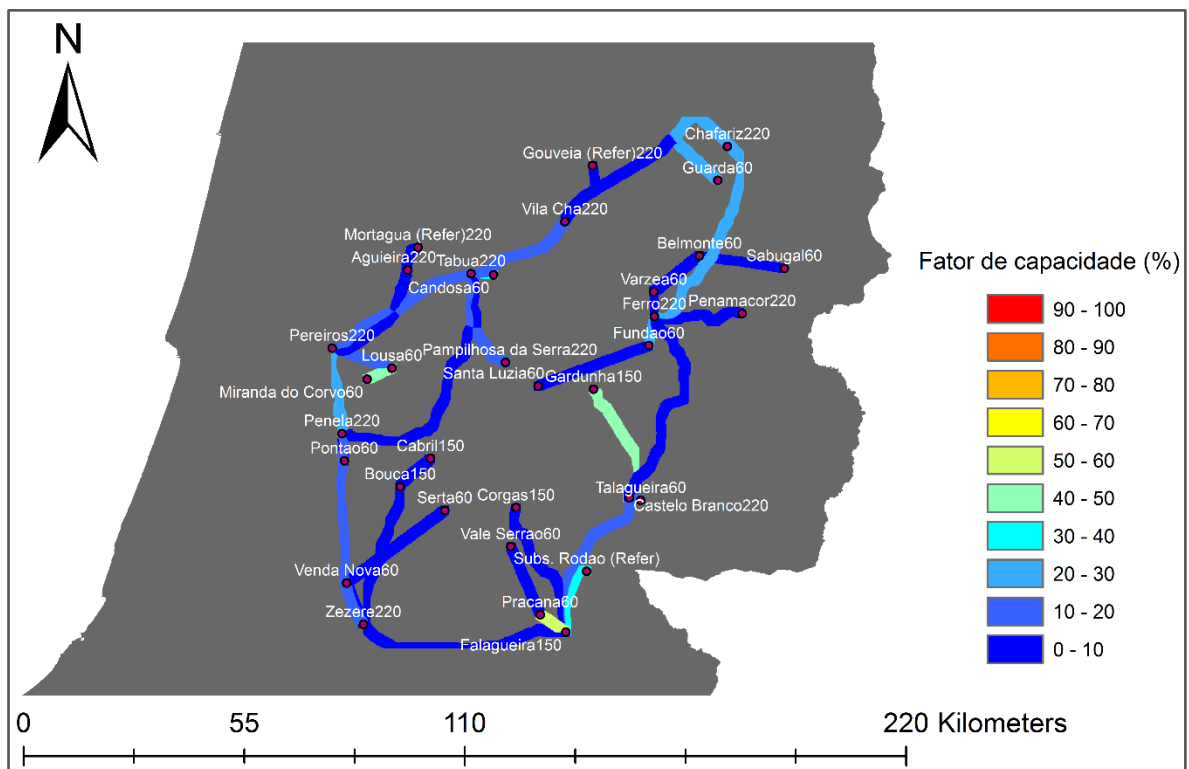


Figura 4-1 - Mapa de fator de capacidade para todas as linhas elétricas

Analisou-se também a capacidade das linhas individualmente, de acordo com o nível de tensão a que operam.

Na figura seguinte encontra-se a ilustração do fator de capacidade das linhas de 220 kV:

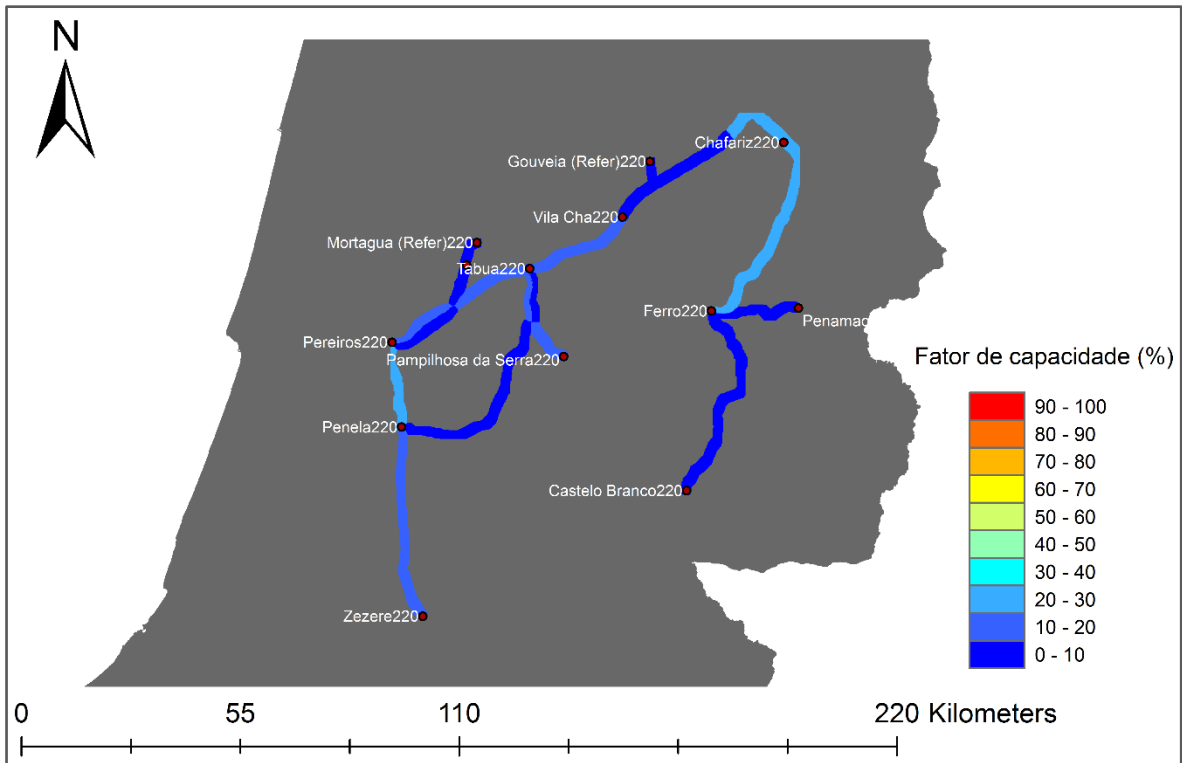


Figura 4-2 - Mapa do fator de capacidade para as linhas de 220 kV

Visualizando apenas o fator de capacidade nas linhas de 150 kV obtém-se a seguinte figura:

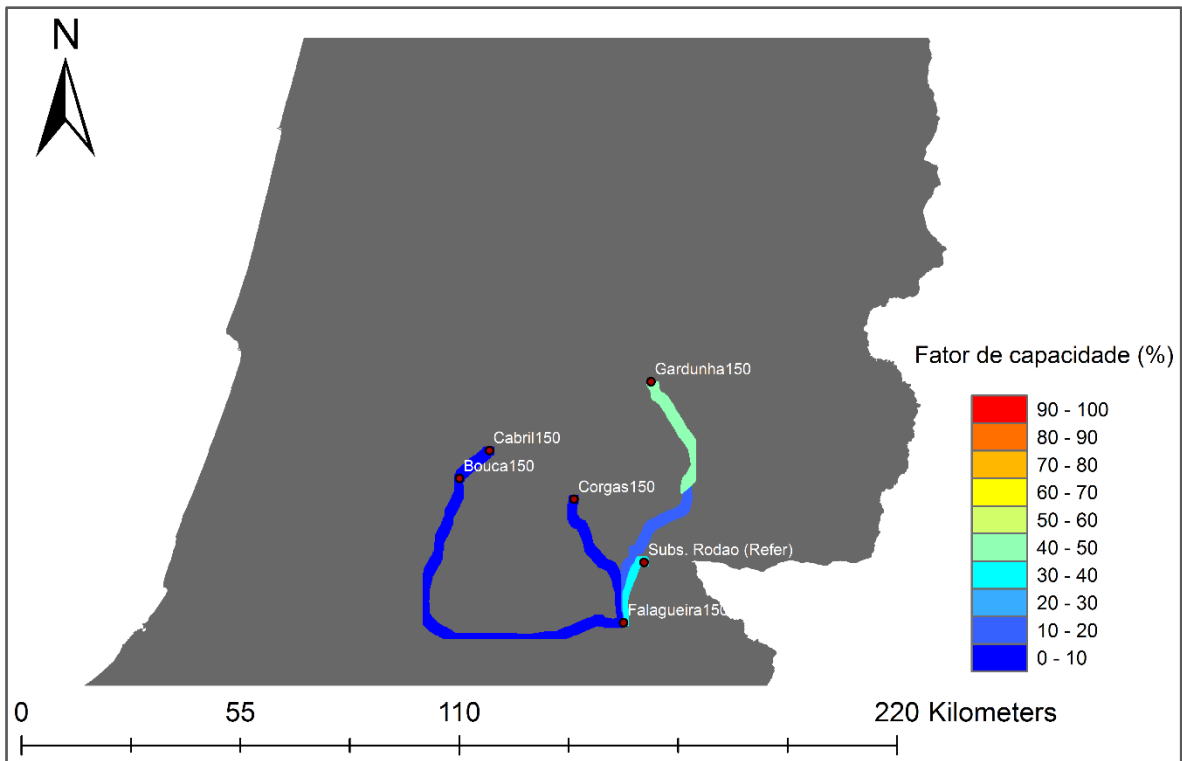


Figura 4-3 - Mapa do fator de capacidade para as linhas de 150 kV

Analisando apenas as linhas de 60 kV obtém-se a seguinte distribuição de fator de capacidade:

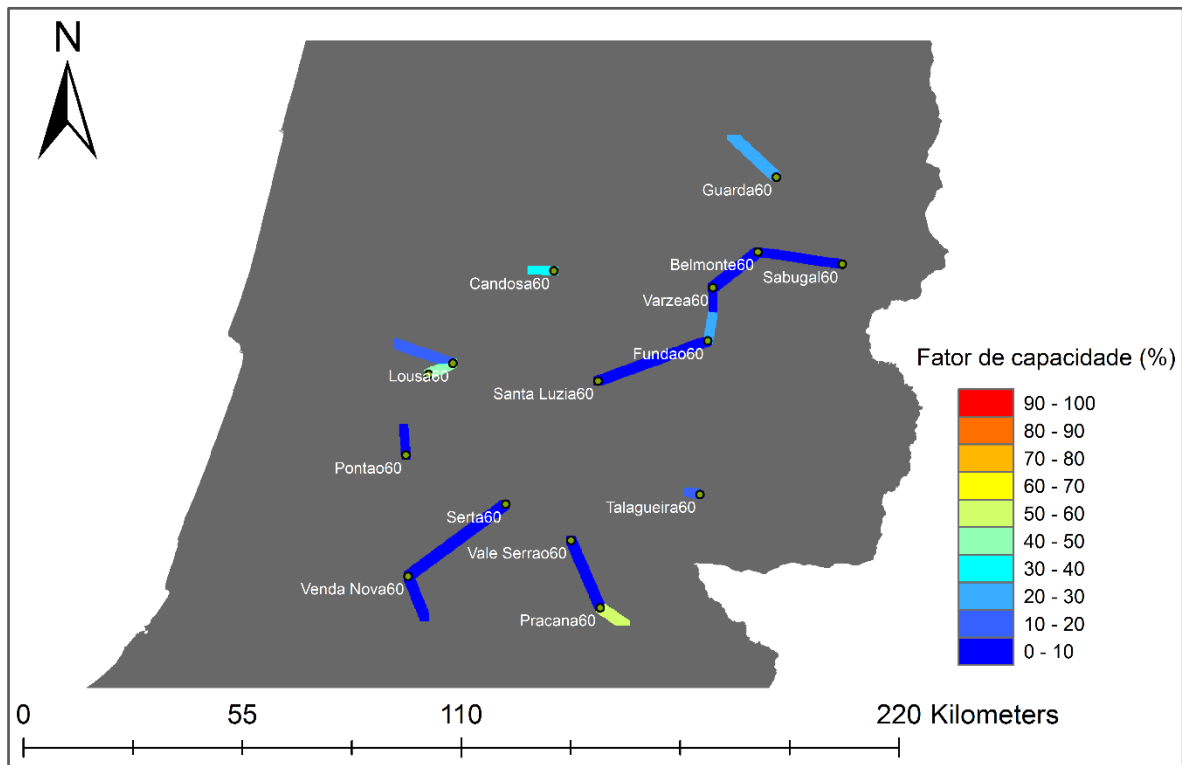


Figura 4-4 - Mapa do fator de capacidade para as linhas de 60 kV

### 4.1.2. Perfis de tensão nas linhas elétricas

Utilizando uma vez mais o software ArcGIS® representaram-se graficamente os perfis de tensão ao longo das linhas elétricas em estudo.

Após aplicação da interface ao caso de estudo para as condições reais de operação da rede obtiveram-se os valores de tensão em p.u por barramento da rede, que podem ser visualizados no anexo VIII. De forma a obter o gradiente de tensão ao longo de todo o comprimento das linhas efetuou-se uma interpolação linear a fim de obter os valores intermédios de tensão entre dois barramentos de tensões conhecidas. Cada valor ficou separado por 200 m, para todas as linhas. Seguidamente os pontos criados foram convertidos para raster de resolução 50x50 metros. Posteriormente aumentou-se a espessura das linhas para uma melhor visualização da dispersão de tensões. Para simplificar a obtenção destes mapas de dispersão assumiu-se que a variação de tensão ao longo dos troços varia linearmente, pelo que se procedeu a uma interpolação linear. O resultado para todas as linhas pode ser visualizado na figura seguinte.

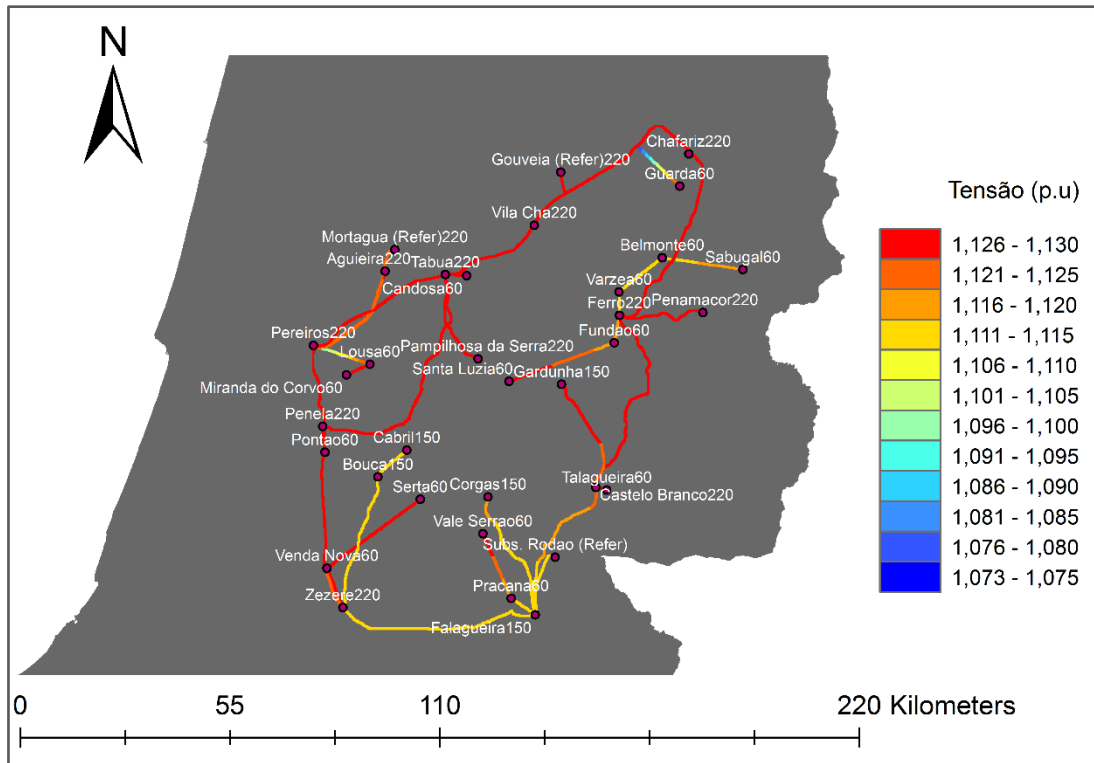


Figura 4-5 - Mapa da dispersão de tensões nas linhas elétricas em estudo

Analisando a figura anterior e particularmente a escala, percebe-se que todos os nós da rede e consequentemente todas as linhas se encontram a tensões superiores à tensão nominal, ou seja, valores superiores a 1 p.u. Estes valores devem-se, por um lado ao excedente de produção verificado no caso em estudo e por outro lado à definição de tensão máxima de 1.13 p.u na parametrização do modelo.

De um modo geral, os nós cujas tensões são mais elevadas pertencem às linhas de 220 e 60 kV e os nós com tensões mais baixas, apesar de superiores a 1 p.u, ocorrem maioritariamente nos nós das linhas de 150 kV.

Para uma visualização mais detalhada da distribuição de tensões na rede efetuaram-se imagens relativas a cada nível de tensão.

Na figura seguinte encontra-se a distribuição de tensões correspondente às linhas de 220 kV:

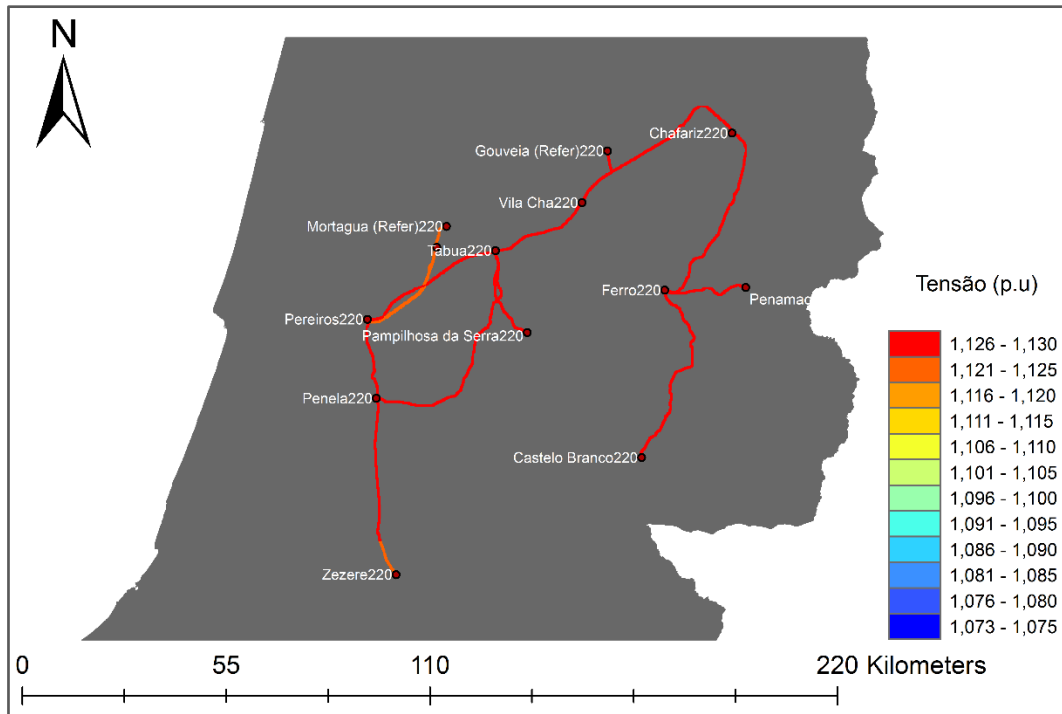


Figura 4-6 – Mapa de dispersão de tensões para as linhas de 220 kV

Analisando a figura anterior conclui-se que todas as linhas de 220 kV possuem valores compreendidos nos intervalos mais elevados de tensão. Este facto é justificado por serem os nós com valores de potência gerada superior.

Visualizando apenas a distribuição de tensões nas linhas de 150 kV obtém-se a seguinte figura:

:

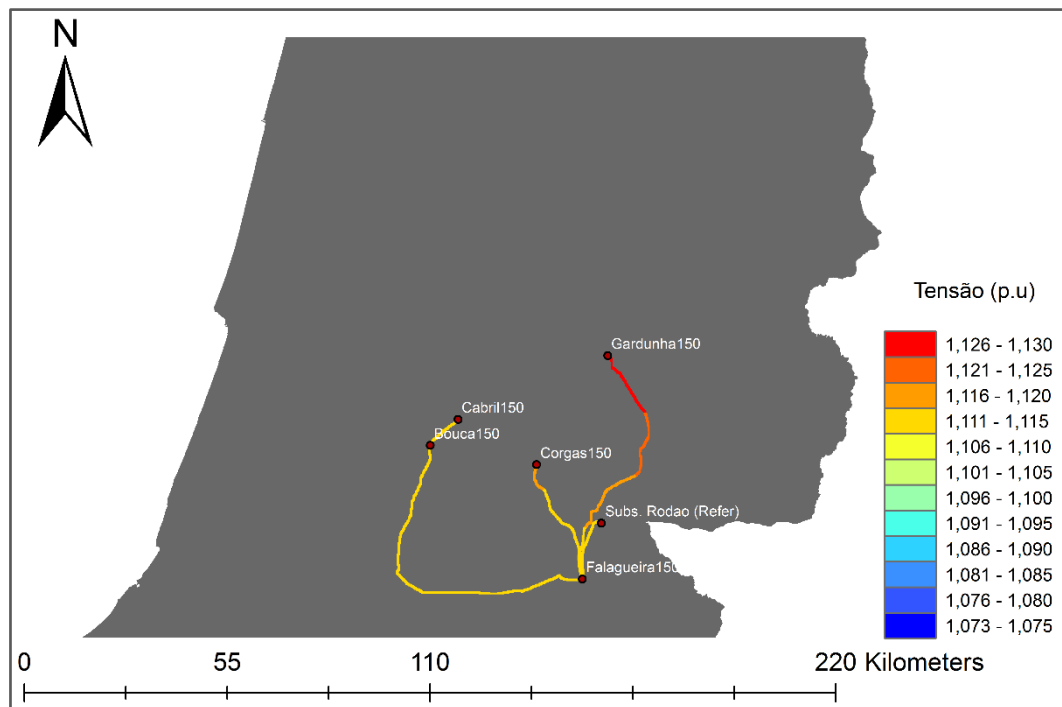


Figura 4-7 – Mapa de dispersão de tensões para as linhas de 150 kV

A figura anterior apresenta uma linha com valores de tensão correspondentes à classe de valores mais elevados e significativamente diferente das restantes linhas por ser a única com geração associada ao seu barramento inicial, Gardunha que possui uma geração de cerca de 91 MW proveniente do parque eólico da Gardunha.

Analisando apenas as linhas de 60 kV obtém-se a seguinte distribuição de tensões:

8

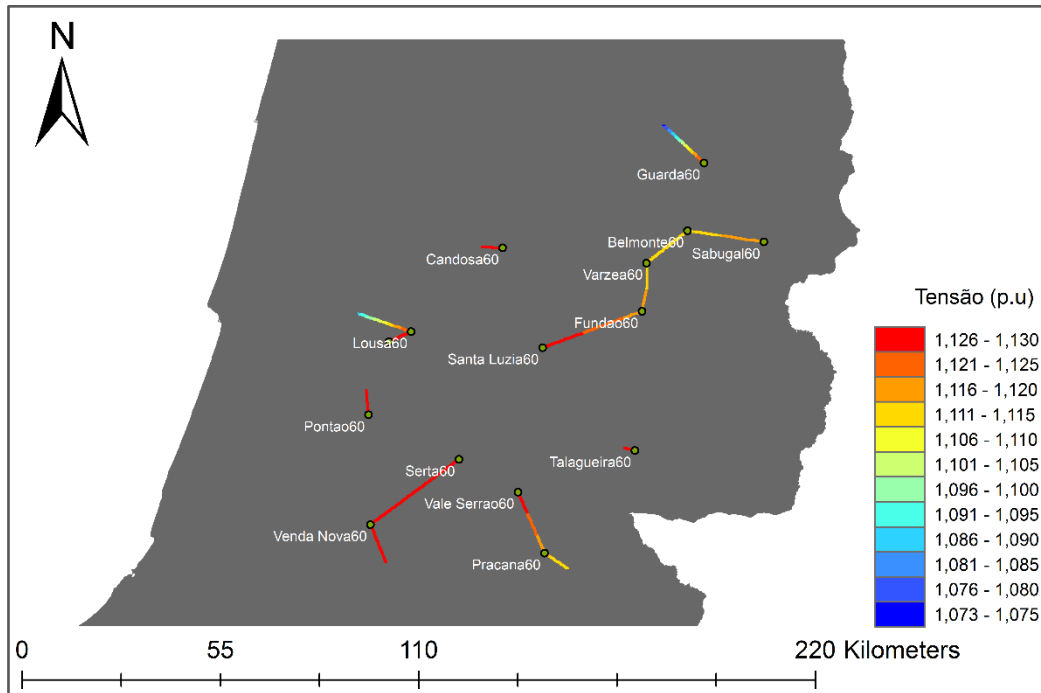


Figura 4-8 – Mapa de dispersão de tensões para as linhas de 60 kV

Analisando a figura anterior é possível verificar diversas linhas com elevada tensão, consequência de ligarem nós de 60 kV, onde a maioria dos parques eólicos se encontram ligados e por isso nós com injeção de potência na rede. Salientam-se as linhas que ligam Sabugal a Belmonte, Belmonte a Várzea onde a injeção de potência é menor e por isso a tensão toma valores ligeiramente inferiores.

## 4.2. Cenário II - Otimização da rede real com análise DLR

Com este cenário pretende-se comparar os valores de capacidade das linhas mencionados no relatório da REN e EDP com os valores determinados com base na análise de DLR. Tal como no cenário I, consideram-se as cargas referidas pela REN, para a estação de Inverno, bem como as condições meteorológicas para um dia de Inverno, dia 23 de dezembro de 2009 às 13h, a produção eólica resultante dessas condições meteorológicas e a geração hídrica referida pela REN para a mesma estação do ano.

Os resultados foram otimizados pela interface, através da ferramenta interna de otimização, recorrendo ao botão “Optimization Model with DLR”

Tabela 4-2 - Comparação da potência limite sem DLR, com DLR e da potência transmitida por linha

Nível de Tensão (kV)	Barramento Inicial	Barramento Final	Código de Linha	Potência Limite sem DLR (MW)	Potência Limite com DLR (MW)	Potência ativa transmitida (MW)	Fator de capacidade (%)
150	Cabril	Bouça	1010	104	148,45	0,00	0,00
	Bouça	Zêzere	1015	104	182,04	0,00	0,00
	Falagueira	Subs. Rodão (Refer)	1616	206	257,83	0,52	0,20
	Corgas	Falagueira	1114	260	288,52	33,42	11,60
	Falagueira	Zêzere	1089	130	152,58	1,22	0,80
	Falagueira	Castelo Branco	1108	260	294,75	108,46	36,80
	Gardunha	Castelo Branco	1115	260	303,28	91,31	30,10
	Aguieira	Pereiros	2054	297	294,05	0,00	0,00
	Chafariz	Vila Chã	2135	381	359,06	0,18	0,10
	Pereiros	Mortágua (Refer)	2615	191	283,41	0,10	0,00
220	Chafariz	Gouveia (Refer)	2617	382	498,57	0,04	0,00
	Vila Chã	Gouveia (Refer)	1	382	498,94	0,84	0,20
	Castelo Branco	Ferro	2160	381	449,38	6,51	1,40
	Chafariz	Ferro	2124	381	293,41	112,15	38,20
	Penamacor	Ferro	2155	381	303,06	16,74	5,50
	Penela	Zêzere	2164	381	363,74	52,58	14,50
	Pereiros	Penela	2163	381	283,20	113,31	40,00
	Pampilhosa da Serra	Tábua	2169	402	313,03	59,89	19,10
	Vila Chã	Tábua	2170	435	347,92	72,32	20,80
	Pereiros	Tábua	2173	435	270,52	59,28	21,90
Penela	Tábua	2168	435	286,97	17,99	6,30	

Nível de Tensão (kV)	Barramento Inicial	Barramento Final	Código de Linha	Potência Limite sem DLR (MW)	Potência Limite com DLR (MW)	Potência ativa transmitida (MW)	Fator de capacidade (%)
60	Candosa	Tábua	1427	16	83,17	5,88	7,10
	Pontão	Penela	1000	11	104,81	1,03	1,00
	Sertã	Venda Nova	1368	55	80,64	1,01	1,30
	Vale Serrão	Pracana	1366	211	131,45	9,73	7,40
	Belmonte	Várzea	1305	96	72,59	0,24	0,30
	Guarda	Chafariz	1269	158	125,39	46,87	37,40
	Santa Luzia	Fundão	1323	162	106,87	5,33	5,00
	Miranda do Corvo	Lousã	1357	12	82,77	4,85	5,90
	Lousã	Pereiros	1348	187	75,16	31,68	42,20
	Venda Nova	Zêzere	6258	77	101,51	1,01	1,00
	Fundão	Ferro	1420	23	139,70	5,27	3,80
	Sabugal	Belmonte	1301	55	78,41	0,24	0,30
	Várzea	Ferro	1320	29	98,16	0,24	0,20
	Talagueira	Castelo Branco	1359	26	91,73	4,86	5,30
	Pracana	Falagueira	1350	26	94,15	15,17	16,10

Para a tensão de 150 kV a capacidade das linhas determinada pela utilização da metodologia de DLR foi sempre superior às respetivas capacidades mencionadas pela REN. Relativamente às linhas de 220 e 60 kV verificou-se que em alguns casos a capacidade obtida usando a metodologia de DLR era inferior à capacidade referida pela REN e EDP. Ao analisar cada linha é possível observar que as mesmas em que se verifica esta situação possuem valores de velocidade de vento bastante reduzidas, variando para os troços críticos entre 2.6 e 4 m/s, enquanto as velocidades de vento nos troços críticos das linhas de 150 kV variam entre 3.48 e 8.65 m/s. Valores de velocidade do vento reduzidos permitem menor arrefecimento dos condutores por convecção, diminuindo consequentemente a capacidade das linhas.

Uma vez que a REN utiliza como temperatura ambiente 15°C para a determinação da capacidade das linhas na estação de inverno, e visto que a temperatura ambiente dos troços em análise nesta dissertação rondava os 10°C, efetuou-se uma correção da resistência para os 15°C como forma de testar a influência da variação de temperatura no aumento da capacidade das linhas, concluindo-se que o efeito não é significativo, tendo a velocidade do vento um maior impacto na capacidade das linhas. Este teste não permitiu igualar os valores de capacidade das linhas determinados pela análise DLR aos mencionados pela REN e EDP. Além disto os dados da REN parecem atípicos.

### 4.3. Cenário III – Otimização da rede com saturação de algumas linhas com análise DLR

Com a realização deste cenário pretendeu-se forçar a saturação de uma linha elétrica de modo a avaliar a influência da análise de DLR na mesma.

Partindo do cenário I, verificou-se que a linha mais próxima da saturação era a que ligava “Praçana60” a “Falagueira60”, no entanto optou-se por não utilizar como caso de estudo esta linha por ser de 60 kV, das quais não se tem a certeza da correcção dos valores usados para as características dos respetivos condutores elétricos. Optou-se também por não utilizar linhas que se ligassem diretamente aos geradores exteriores, pois a potência gerada é variável tornando-se complicada a visualização pretendida, de saturação da linha. Deste modo escolheu-se a linha que liga “Gardunha150” a “Castelo Branco150”.

Tabela 4-3 - Linha antes de ocorrer saturação, sem análise DLR

<b>Barramento Inicial</b>	<b>Barramento Final</b>	<b>Código de Linha</b>	<b>Potência Limite (MW)</b>	<b>Potência ativa transmitida (MW)</b>	<b>Fator de capacidade (%)</b>
Gardunha	Castelo Branco	1115	260	91,3	35,1

A fim de saturar a linha foi necessário elevar a potência transmitida na mesma de 91,3 MW para um valor o mais próximo possível da capacidade limite de transporte da mesma, 260 MW.

O barramento de Castelo Branco150 não possuía nenhuma carga, deste modo colocou-se uma carga de 460 MW, que pode ser justificado pela instalação de um pólo industrial na zona, por exemplo.

Uma vez que Castelo Branco150 além de se ligar a Gardunha150, também se liga a Falagueira150, que possui um gerador exterior de potência máxima 520 MW, limitou-se a potência desse gerador a 120 MW, de forma a que a carga em Castelo Branco150 tivesse que ser suprida por Gardunha150 permitindo deste modo saturar essa linha, pelo trânsito do incremento de potência forçado. Como a central eólica em Gardunha apenas produzia 91,31 MW, imaginou-se que podia ser construído e ligado nesse nó da rede um novo Parque Eólico de potência 169 MW, que perfazia um total de geração nesse nó de aproximadamente 260 MW, valor necessário a transitar na linha para a levar à saturação.



Figura 4.9 - Linha saturada e identificação dos nós da rede intervenientes

Após saturação da linha aplicou-se a metodologia de DLR, obtendo-se o resultado seguinte:

Barramento Inicial	Barramento Final	Código de Linha	Potência Limite (MW)	Potência ativa transmitida (MW)
Gardunha	Castelo Branco	1115	303	≈ 260

Como era esperado, aplicando a metodologia de DLR a capacidade da linha aumentou de 260 para 303 MW, o que representa um aumento de aproximadamente 16 %.

Para as condições simuladas, instalando um novo parque eólico e ligando-o ao barramento de Gardunha150, apenas é possível uma vez que a análise de DLR determina, para as condições meteorológicas verificadas, o aumento em 16% relativamente ao valor de projecto da capacidade dessa linha.

#### 4.4. Cenário IV – Otimização da rede para condições de elevada eolicidade e análise DLR

Na região cúbica de operação dos aerogeradores, um aumento significativo da velocidade do vento traduz-se por um lado num aumento significativo da potência gerada pelos parques eólicos e por outro, num aumento da capacidade de transmissão de potência nas linhas elétricas.

De modo a investigar um cenário de elevada produção eólica sob as condições menos favoráveis à capacidade de transmissão de potência das linhas, procurou-se o fator de aumento da velocidade do vento que permitisse atingir a máxima produção de energia com a menor velocidade do vento possível. Uma vez que os parques eólicos apresentam velocidades do vento diferentes entre si e, procurando um cenário o mais realista possível, entende-se que a intensidade do vento deve aumentar proporcionalmente em todos os parques eólicos, pelo que o fator de aumento da velocidade do vento deve ser comum a todos os parques eólicos. Para encontrar o fator que permita alcançar o objetivo deste cenário, construiu-se uma curva que relaciona sucessivos aumentos do fator de velocidade com a respetiva potência gerada pelo conjunto de todos os parques eólicos. A figura 5.10 apresenta essa curva, onde o fator com valor igual a 0 % representa as velocidades do vento iniciais e a respetiva potência gerada pelo conjunto dos parques eólicos.

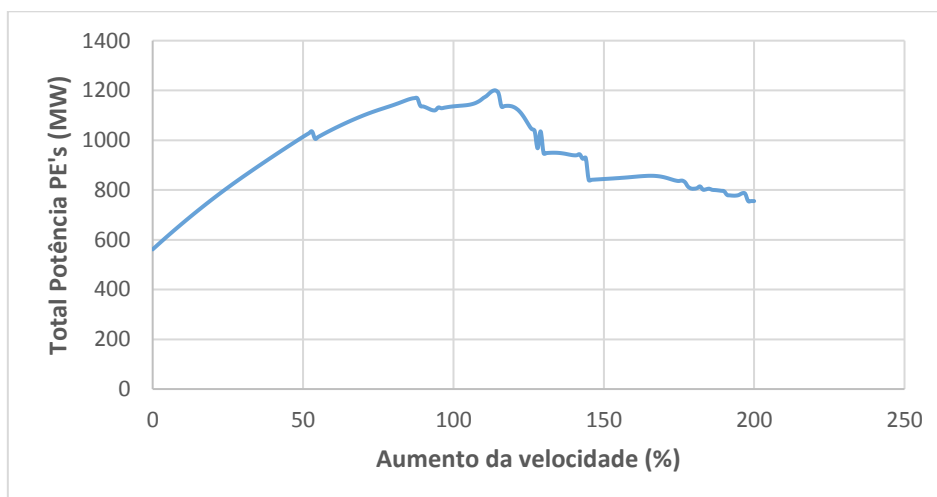


Figura 4-10 - Representação da potência total dos parques eólicos em função do fator de aumento da velocidade do vento

Como se pode concluir pelo gráfico anterior, o fator de aumento de aumento da velocidade do vento nos parques que deve ser aplicado para atingir a máxima produção de energia ocorre com o valor de 114%. As oscilações observadas na curva da figura 5.10, bem como a descida verificada de potência a partir dos 114%, devem-se ao fato de, em alguns parques eólicos a velocidade do vento exceder o limite máximo de operação dos aerogeradores.

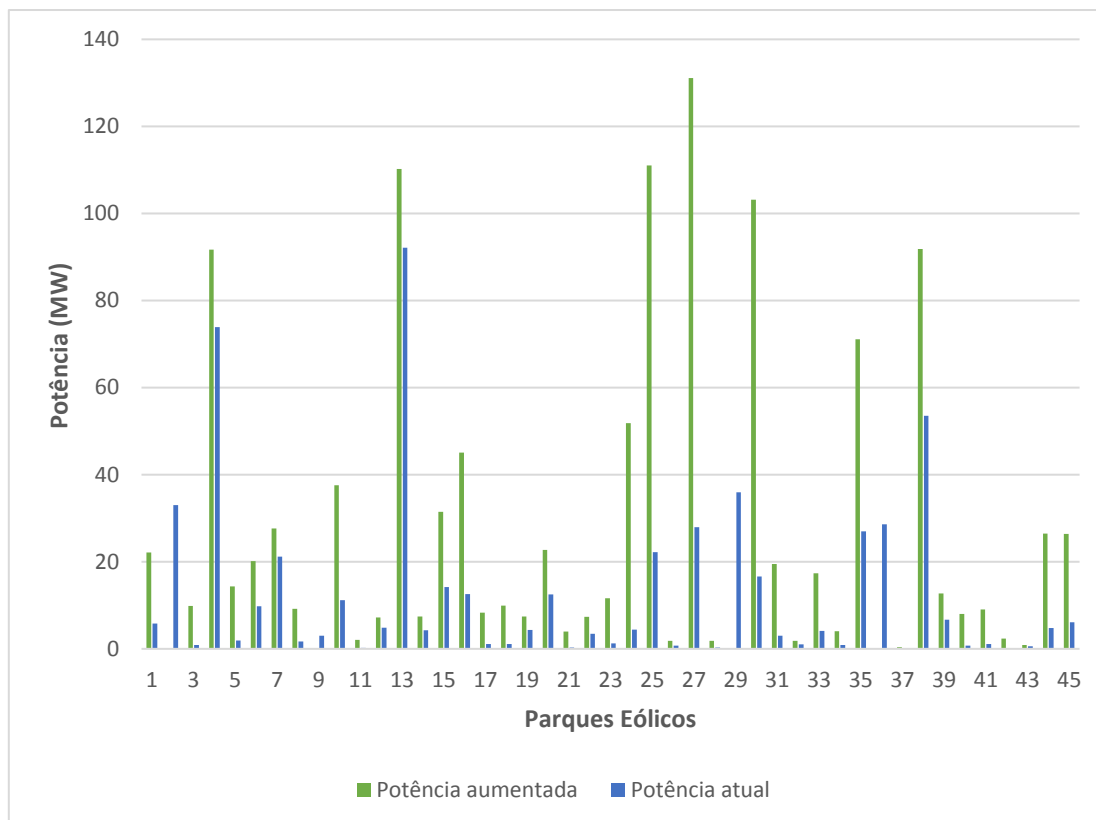


Figura 4-11 - Representação da potência dos parques eólicos com velocidade do vento inicial e aumentada

Apesar de existirem parques que deixam de ter produção, para um aumento da velocidade de 114%, uma vez que a velocidade do vento excede nesses casos a velocidade de corte (25 m/s no caso dos parques eólicos em análise), outros parques passam a produzir uma potência muito superior, originando uma potência total superior.

Deste modo utilizou-se a potência produzida por cada parque tendo em conta a aplicação do fator de aumento de velocidade determinado, o qual foi também aplicado à velocidade do vento correspondente a cada linha elétrica em análise. Os resultados foram otimizados pela interface, através da ferramenta interna de otimização, recorrendo ao botão “Optimization Model DLR”.

Tabela 4-4 - Potência transmitida nas linhas para uma situação de elevada eolicidade com análise DLR

Nível de Tensão (kV)	Barramento Inicial	Barramento Final	Código de Linha	Potência Limite (MW)	Potência ativa transmitida (MW)	Fator de capacidade (%)
150	Cabril	Bouça	1010	195,15	0,00	0,00
	Bouça	Zêzere	1015	241,39	0,00	0,00
	Falagueira	Subs. Rodão (Refer)	1616	341,36	1,65	0,50
	Corgas	Falagueira	1114	382,80	152,85	39,90
	Falagueira	Zêzere	1089	200,80	1,33	0,70
	Falagueira	Castelo Branco	1108	391,17	139,18	35,60
	Gardunha	Castelo Branco	1115	402,84	110,23	27,40

Nível de Tensão (kV)	Barramento Inicial	Barramento Final	Código de Linha	Potência Limite (MW)	Potência ativa transmitida (MW)	Fator de capacidade (%)
220	Aguieira	Pereiros	2054	371,28	0,00	0,00
	Chafariz	Vila Chã	2135	382,52	9,23	2,40
	Pereiros	Mortágua (Refer)	2615	344,82	0,10	0,00
	Chafariz	Gouveia (Refer)	2617	606,16	5,19	0,90
	Vila Chã	Gouveia (Refer)	1	606,61	6,00	1,00
	Castelo Branco	Ferro	2160	596,62	10,76	1,80
	Chafariz	Ferro	2124	243,44	168,71	69,30
	Penamacor	Ferro	2155	294,87	103,14	35,00
	Penela	Zêzere	2164	476,35	67,37	14,10
	Pereiros	Penela	2163	357,88	159,14	44,50
	Pampilhosa da Serra	Tábua	2169	306,49	161,61	52,70
	Vila Chã	Tábua	2170	319,56	86,57	27,10
	Pereiros	Tábua	2173	289,74	117,47	40,50
	Penela	Tábua	2168	305,47	46,82	15,30
	60	Candosa	Tábua	1427	106,72	22,10
Pontão		Penela	1000	138,76	0,00	0,00
Sertã		Venda Nova	1368	105,52	9,05	8,60
Vale Serrão		Pracana	1366	174,84	20,12	11,50
Belmonte		Várzea	1305	86,14	2,44	2,80
Guarda		Chafariz	1269	166,58	20,09	12,10
Santa Luzia		Fundão	1323	141,57	10,11	7,10
Miranda do Corvo		Lousã	1357	108,48	0,00	0,00
Lousã		Pereiros	1348	98,06	39,81	40,60
Venda Nova		Zêzere	6258	134,25	8,88	6,60
Fundão		Ferro	1420	185,91	9,91	5,30
Sabugal		Belmonte	1301	102,65	2,45	2,40
Várzea		Ferro	1320	129,68	2,43	1,90
Talagueira		Castelo Branco	1359	120,87	7,20	6,00
Pracana		Falagueira	1350	124,18	42,84	34,50

Os resultados revelam simultaneamente um aumento significativo na potência gerada pelos parques e injetada nos respetivos barramentos de ligação e um aumento significativo da capacidade de transporte das linhas elétricas, de tal forma que nem nesta situação se verifica perigo de saturação das linhas.

## 5. Discussão

Todos os resultados obtidos nesta dissertação foram baseados em variáveis meteorológicas recolhidas e determinadas para as 13h do dia 23 de dezembro de 2009, o que significa que alterando a data e hora da simulação os valores de geração eólica e de capacidade das linhas se alteram pois dependem diretamente das condições meteorológicas.

A hora e data da simulação permitem a utilização de valores de irradiância solar que rondam o seu valor máximo de Inverno e os valores de velocidade do vento traduzem-se, neste período, por valores de Inverno relativamente baixos, uma vez que a eolicidade tende a aumentar do final do dia para o início da manhã.

No cenário I, que corresponde à análise da rede na situação de operação real, não se verifica a existência de linhas congestionadas, isto é, cujo fluxo de potência se aproxima do valor de projeto especificado pelas operadoras da rede de transporte e distribuição, REN e EDP, respetivamente.

Apesar da zona do caso de estudo ter elevada produção de energia renovável, é sem surpresa que se verifica não existirem linhas próximas da saturação. Comprova-se, no entanto, que a interface desenvolvida permite determinar a potência de operação, face às condições meteorológicas e manter condições de segurança, para valores de potência superiores aos de projeto mas inferiores aos novos valores limite determinados.

Em relação ao cenário II, era esperado que a capacidade de transporte das linhas aumentasse com o aumento da tensão de operação da linha, ou seja, as linhas de 220 kV deveriam apresentar maior capacidade de transporte, do que as linhas de 150 kV e estas maior que as linhas de 60 kV. Em algumas linhas este facto não se verificou. Relativamente às linhas de 220 kV que apresentam valores inferiores, como já foi referido no capítulo dos resultados, apresentavam velocidades de vento bastante mais reduzidas, o que provoca menor arrefecimento dos condutores e consequentemente menor capacidade de transporte de energia do que a de projeto. Algumas linhas de distribuição de energia, ou seja, linhas operadas pela EDP a 60 kV possuem valores de capacidade elevados que se aproximam das linhas de 150 kV, facto que pode ser originado por alguns valores das características destas linhas não serem os mais corretos, como foi mencionado no capítulo 4.2.1.

Por norma a capacidade das linhas utilizando a análise de DLR seria superior à capacidade das linhas determinada pelos operadores da rede. O facto de haver linhas para as quais esta situação não se verifica pode eventualmente estar relacionada com algum erro nos valores retirados dos documentos da REN e da EDP, das características dos condutores em análise ou ainda com o modelo de determinação da capacidade das linhas utilizado. Nesta dissertação utilizou-se o modelo de CIGRÉ, enquanto a REN recorre ao modelo de Koppers and Brown. A aplicação dos dois modelos revela diferenças significativas, como se pode comprovar pela análise detalhada apresentada numa dissertação recente [34]. Com efeito, o modelo de Koppers and Brown, considera os seguintes valores para as variáveis meteorológicas: 0,6 m/s (velocidade do vento), 1000 W/m<sup>2</sup> (irradiância solar) e 15°C (temperatura ambiente). Existem diferenças significativas nos valores de capacidade das linhas elétricas após a aplicação dos dois modelos. Estas diferenças tendem a desaparecer quando se utilizam valores reais das variáveis meteorológicas, ou seja, quando se aproxima de uma análise dinâmica em tempo real ou quase real da capacidade das linhas, em detrimento da utilização de valores fixos padrão para as mesmas variáveis.

Apesar dos valores determinados para a capacidade das linhas, em alguns casos, ser inferior à de projeto a potência transmitida nas linhas é sempre bastante inferior à capacidade das linhas quer as mencionadas pelas operadoras da rede, quer as determinadas pela análise DLR.

Relativamente ao cenário III, ao forçar uma das linhas à saturação com posterior aplicação da análise de DLR verifica-se, como esperado, o aumento da capacidade de transporte dessa linha que se

traduziu num aumento de cerca de 16%, um valor bastante aceitável. Com efeito, a bibliografia sugere a possibilidade de mediante a aplicação de análise DLR aumentar a capacidade das linhas de até 25%.

Em relação ao cenário IV, a capacidade das linhas aumenta consideravelmente, ultrapassando para todas as linhas os valores de potência limite enunciados pela REN e EDP.

Apesar de não se tratar de um cenário totalmente realista, uma vez que é improvável que o módulo da velocidade do vento aumente exatamente na mesma proporção para toda a área em estudo, revela que para a mínima velocidade de vento que permite o máximo de produção eólica, a capacidade das linhas também aumenta bastante, continuando a garantir-se o não congestionamento das mesmas. Este cenário permite comprovar que mesmo para a situação mais extrema para a rede – mínima velocidade do vento que leva ao menor arrefecimento dos condutores e por isso menor capacidade das linhas e máxima produção de energia eólica, consegue-se garantir a não saturação das linhas.

Pelos mapas relativos ao fator de capacidade das linhas verifica-se visualmente que nenhuma das linhas se encontra congestionada nem próxima de atingir a saturação. A maioria das linhas possui valores de fator de capacidade compreendidos nas classes de [0-10], [10-20] e [20-30] %. Desta forma é possível a injeção de potência nas linhas atuais sem aumento de capacidade das mesmas, sendo que o aumento real, que atende às condições meteorológicas reais, pode ser determinado pela utilização da interface desenvolvida nesta dissertação.

Relativamente aos perfis de tensão na rede, verificou-se a existência de sobretensões em todas as linhas, facto que é justificado pela elevada geração existente e energia excedentária na rede em estudo que faz aumentar a tensão. Apesar da escala dos gráficos possuir diversas classes, os valores máximo e mínimo de tensão não diferem muito, logo cada classe também não varia significativamente da anterior e da seguinte. Apesar da diferença de valores não se revelar muito significativa consegue-se associar os valores mais elevados de tensão às linhas que possuem nós com maior geração proveniente de centrais.

A pequena variação de tensões verificada revela que a rede em estudo se encontra equilibrada e em operação segura.

## 6. Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

A perspetiva inicial deste trabalho visava contribuir para o aumento, em condições de segurança, do nível de penetração da produção renovável permitindo diminuir, e eventualmente eliminar, a necessidade de construção de novas linhas face a eventuais congestionamentos daí decorrentes. No entanto, a interface foi concebida de raiz para ser geral, isto é, aplicável a qualquer caso de estudo, bastando para isso a introdução dos dados de entrada relativos ao caso que se pretende avaliar e seguindo os procedimentos de utilização da mesma.

O trabalho desenvolvido nesta dissertação permitiu a criação de uma interface gráfica em ambiente SIG que permite, para uma zona geográfica escolhida, a agregação das variáveis meteorológicas locais, das características da rede elétrica local, dos centros produtores e consumidores de energia, seguida de manipulação dos dados para otimização interna dos fluxos de potência na rede e posterior apresentação gráfica dos valores otimizados, característicos da rede.

Além da possibilidade de visualização gráfica da área a estudar, a interface permite uma execução mais rápida e eficaz de todo o processo através da programação desenvolvida para integração de todos os módulos de software utilizados, permitindo além da caracterização da rede elétrica e das condições meteorológicas, incluir uma análise dinâmica da capacidade das linhas elétricas, automatizar a parametrização dos modelos de otimização e a respetiva execução e proceder ainda à apresentação dos resultados otimizados, em vez de uma utilização em separado de cada um dos módulos, com recurso a folhas de cálculo auxiliares.

O modo de construção da interface aliado às inúmeras vantagens de utilização do software ArcGIS® permitiram a obtenção de uma interface de fácil utilização, quer na inserção de dados de entrada quer na visualização dos resultados obtidos mediante a execução dos modelos internos constituintes da mesma. Permite ainda que o utilizador não necessite de se preocupar com detalhes de programação, conceitos complexos de análise termodinâmica dos condutores e de modelos matemáticos de otimização. Devido ao elevado volume de informação obtido o utilizador apenas necessita aceder às *layers* para visualização da informação pretendida, podendo visualizar informação adicional das mesmas premindo a opção “*Properties*” referente a cada *layer*.

O caso de estudo real utilizado permitiu a verificação da importância desta interface, tanto na gestão de sistemas de transporte e distribuição de energia, como no apoio à decisão de necessidade ou não de aumento da capacidade da rede elétrica bem como no eventual apoio à evolução das redes inteligentes ou *smart grids* onde a gestão otimizada e eficiente do sistema é critério imprescindível. Na sequência de trabalhos anteriores [6] e [20], os cenários II e III permitem comprovar a importância da análise de DLR para linhas próximas da saturação, ao demonstrarem que mesmo para valores de velocidade do vento médios é possível aumentar em segurança a capacidade das linhas. Por outro lado, revelam de forma clara o efeito das variáveis meteorológicas, em especial da velocidade do vento, no aumento ou na diminuição da capacidade das linhas, pelo maior ou menor arrefecimento dos condutores.

Para a análise nesta dissertação, o caso de estudo recorreu a dados meteorológicos históricos, no entanto é possível a utilização na interface de dados provenientes de previsões meteorológicas que permitam antever valores das variáveis atmosféricas para a zona em estudo e com isso obter a previsão de potência gerada pelos parques eólicos nela contidos além de prever mais rigorosamente a capacidade das linhas para o dia seguinte, por exemplo.

A utilização de dados obtidos por sensores *in loco* permitiriam uma maior precisão dos dados, no entanto não é viável a colocação desses equipamentos em todos os pontos da rede em análise, mas recorrendo à interface pode-se determinar os potenciais troços críticos e escolher mais criteriosamente onde instalar os sensores. De qualquer forma, se existissem sensores de medição em

tempo real em alguns pontos da rede, os valores aí medidos permitiriam, se necessário, corrigir os dados relativos aos restantes locais e obter valores mais próximos dos valores reais.

Apesar da interface permitir a realização de um conjunto de operações essenciais à gestão otimizada de uma rede elétrica, existem pormenores que podem no futuro ser melhorados. Como desenvolvimentos futuros pode automatizar-se a integração de um diagrama de trânsito de energia, que aquando do desenvolvimento desta dissertação foi criado paralelamente em Microsoft Visio para representação da rede elétrica em estudo e que pode ser consultado no anexo IX. Foi ainda desenvolvido paralelamente a criação dos mapas de variação de tensões e do fator de capacidade das linhas elétricas, trabalho desenvolvido em ArcGIS® pela equipa da UAER. A respetiva integração na interface está prevista a curto prazo. Pretende-se também desenvolver uma análise mais detalhada relativa ao impacto da variação dos ângulos de ataque dentro de cada célula e não apenas do aumento do valor de velocidade na capacidade das linhas em estudo.

Está previsto incluir no modelo uma análise de transientes de potência nas linhas elétricas, mediante a implementação de um processo quasi-estacionário.

Pode ainda usar-se a interface para proceder a uma avaliação económica em situações reais à escala de uma região alargada ou mesmo de um país .

## Referências Bibliográficas

- [1] Wetsone, G., Thornton, K., Hinrichs-Rahlwes, R., Sawyer, S., Sander, M., Taylor, R., Rodgers, D., Alers, M., Lehmann, H., Eckhart, M., Hales, D, “Renewables 2016 Global Status report” (2016)
- [2] Barros, N. J. P. O. and Barbosa, F. P. M., “Análise do Impacto da Integração de Energias Renováveis em Redes Distribuição.” (2011)
- [3] Deb, A. K., "Powerline Ampacity System: Theory, Modeling and Applications.", (2000)
- [4] Merriam-Webster, "Ampacity". from: <https://www.merriam-webster.com/dictionary/ampacity>
- [5] Douglass, D. A. and Edrjs, A., "Real-Time Monitoring and Dynamic Thermal Rating of Power Transmission Circuits", (1996)
- [6] Casaleiro, Â. F. F., (2015) “Modelação de Redes Elétricas Congestionadas.”, Tese de mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.
- [7] Amorim, P., “A Rede de Transporte e a sua História Evolutiva,” pp. 1–79
- [8] S. A. Rede Elétrica Nacional, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede.” (2014)
- [9] ENTSO-E., "Dynamic Line Rating for overhead lines – V6", (2015)
- [10] Ljus, M. A., "Dynamic Line Rating: Thermal Line Model and Control", (2013)
- [11] R. Stephen, D. Douglass and M. Gaudry, "Thermal behavior of overhead conductors", (2002)
- [12] ABB, “What is a smart grid?”, from <http://new.abb.com/smartgrids/what-is-a-smart-grid>.
- [13] IRENA., "SMART GRIDS AND RENEWABLES: A Guide for Effective Deployment", (2013)
- [14] Smart Grid Strategic Group (SG3), "IEC Smart Grid Standardization Roadmap", (2010)
- [15] Power Systems Analysis Software - Open Electrical., from: [http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Power\\_Systems\\_Analysis\\_Software](http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Power_Systems_Analysis_Software)
- [16] Siemens, "PSS@E - Power Transmission System Planning Software - Digital Grid", from: <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/planning-data-management-software/planning-simulation/pages/pss-e.aspx>.
- [17] Schneider Electric, "Power Industry - Transmission and Distribution", from: <http://software.schneider-electric.com/industries/power/transmission-and-distribution/>
- [18] ETAP., "Electrical Transmission Systems", from: <https://etap.com/sector/transmission>
- [19] Yadav, S. K., “GIS in Power Sector Management,” *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 6, no. 6, pp. 759–766, (2013)
- [20] Medeiros, A. B., (2016) “Modelação dos parâmetros ambientais para a otimização da gestão de congestionamentos na transmissão de potência eólica.”, Tese de mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.
- [21] Castanho, A. R.T; (2017), “Análise da Sensibilidade da Capacidade de transporte da Rede Elétrica ao Aumento da Produção Renovável Distribuída: Desenvolvimento de Modelos de Otimização”, Tese de mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente. Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa<sup>c1</sup>
- [22] Duque, Joaquim; “Modelação dos fluxos de potência.”, (2015), UAER /LNEG, Comunicação

---

<sup>c</sup> 1 Esta dissertação ainda não foi defendida, pelo que não se encontra à data da entrega da presente dissertação, disponível no repositório da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.

- privada
- [23] Scientists Union of Concerned, “How the Electricity Grid Works.”, from: [http://www.ucsusa.org/clean-energy/how-electricity-grid-works#.V\\_TpY-ArLIV](http://www.ucsusa.org/clean-energy/how-electricity-grid-works#.V_TpY-ArLIV)
- [24] Borges, C. L. T., “Análise de Sistemas de Potência.”, (2005)
- [25] All About Circuits, “Temperature Coefficient of Resistance : Physics Of Conductors And Insulators.”, from: <http://www.allaboutcircuits.com/textbook/direct-current/chpt-12/temperature-coefficient-resistance/>
- [26] “Susceptância.”, from: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Suscept%C3%A2ncia>
- [27] Overbye, T. J., Glover, D. J. and Sarma, M. S., “*Power System Analysis and design*” (Fourth Edition)
- [28] Frontline Solvers, “Optimization Problem Types - Overview.”, from: <http://www.solver.com/problem-types>.
- [29] Gams, “Gams, Solvers”, from: <http://www.gams.com/help/index.jsp?topic=%2Fgams.doc%2Fsolvers%2Findex.html>
- [30] Couto, A., P. Costa, L. Rodrigues, V. Lopes and A. Estanqueiro (2015), "Impact of Weather Regimes on the Wind Power Ramp Forecast in Portugal," Sustainable Energy, IEEE Transactions, vol. 6, no.3, July 2015, pp.934-942. DOI: 10.1109/TSTE.2014.2334062
- [31] ESRI, “ArcGIS for Desktop.”, from: <http://pro.arcgis.com/en/pro-app/>
- [32] Building Wire, Industrial Cables, “Energy cables”
- [33] "Grupo Cabelte.”, from: <http://svrweb.cabelte.pt/pt-pt/> .
- [34] Silva, M. A. T., (2016), "Previsão da capacidade de transporte das linhas aéreas para o mercado diário do MIBEL”, Tese de mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de computadores. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa.

## Anexos

### I. Geradores Exteriores

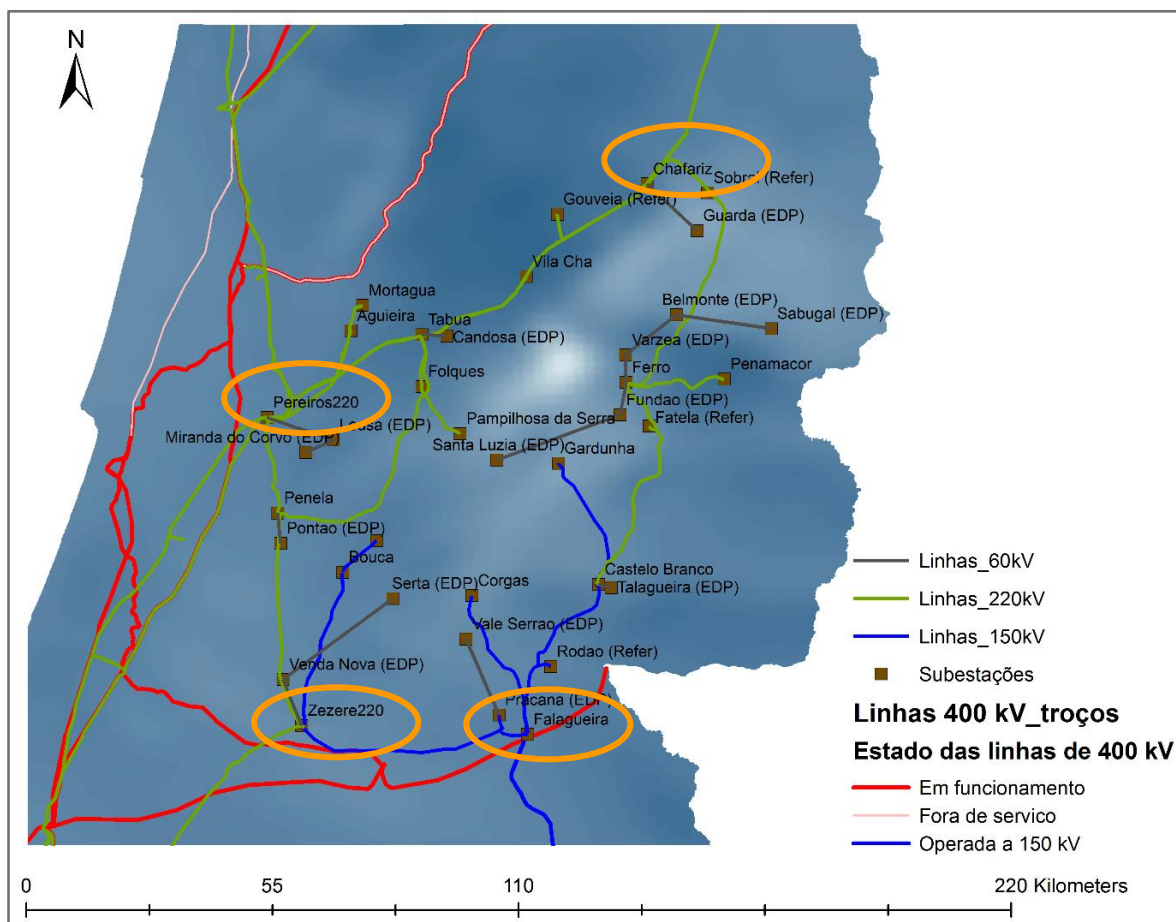


Figura 0-1 – Mapa relativo à identificação dos geradores exteriores

## II. Centrais da zona em estudo

Tabela 0-1 – Centrais do caso de estudo

	Nome	Potência Instalada (MW)	Subestação de ligação
<b>Parques Eólicos</b>	Açor	24.3	Candosa (EDP)
	Alto Arganil	36.0	Tábua
	Alvaiázere	18.0	Pontão (EDP)
	Beiras	100.8	Tábua
	Bravo	16.0	Corgas
	Cabeço da Rainha	22.2	Vale Serrão (EDP)
	Cabeço da Rainha II	31.2	Castelo Branco
	Cadafaz	10.2	Santa Luzia (EDP)
	Chiqueiro	4.0	Santa Luzia (EDP)
	Coentral Safra	41.8	Lousa (EDP)
	Dirão da Rua	2.6	Sabugal (EDP)
	Enerfer I	8.0	Talagueira
	Gardunha	24.6	Gardunha
	Guarda	9.8	Guarda (EDP)
	Lousã	8.0	Lousã (EDP)
	Lousã II	13.4	Penela
	Malhadas Góis	114.0	Lousa (EDP)
	Malhadizes	8.0	Pampilhosa da Serra
	Mosqueiros	35.0	Ferro
	Mosqueiros II	50.0	Ferro
	Mosteiro	9.9	Ferro
	Mougueiras	12.0	Corgas
	Ortiga	8.0	Penela
	Pampilhosa da Serra	13.4	Pampilhosa da Serra
	Penamacor	114.0	Ferro
	Perdigão	123.8	Rodão (REFER)
	Pinhal Interior	2.0	Corgas
	Pracana	144.0	Pracana
	Prados	2.0	Guarda (EDP)
	Raia	39.1	Penamacor
	São João	128.8	Penela
	Serra Alta	21.7	Ferro
	Serra da Amêndoa	2.0	Pracana
	Serra da Lage	19.4	Pracana
	Serra de Alvoaça	4.5	Ferro
	Serra do Ralo	36.1	Chafariz
	Terreiro das Bruxas	32.0	Sabugal (EDP)
	Toutiço	1.0	Pampilhosa da Serra
	Vale de Estrela	102.0	Guarda (EDP)
	Vale Grande	13.8	Pampilhosa da Serra
Vergão	12.3	Sertã (EDP)	
Videira	13.0	Pontão (EDP)	
Vidual	6.0	Santa Luzia (EDP)	
Vila Nova	1.0	Miranda do Corvo	

	<b>Nome</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>	<b>Subestação de ligação</b>
	Vila Nova II	28.0	Penela
<b>Centrais Hídricas</b>	Aguieira	336	Aguieira
	Belver	80.7	Zêzere
	Bouçã	44.0	Bouçã
	Cabril	108.0	Cabril
	Caldeirão	40.0	Chafariz
	Castelo de Bode	159.0	Falagueira
	Desterro	13.2	Vila Chã
	Fratel	132.0	Falagueira
	Ponte de Jugais	20.3	Vila Chã
	Pracana	41.0	Falagueira
	Raiva	24.0	Aguieira
	Sabugueiro I	12.8	Vila Chã
	Santa Luzia	24.4	Pampilhosa da Serra
	Vila Cova	23.4	Vila Chã

### III. Características dos condutores elétricos de alta tensão

Tabela 0-2 – Características dos condutores elétricos de alta tensão

<b>Tipo de condutor</b>		<b>Zebra</b>	<b>Bear</b>	<b>Aster 570</b>
<b>Diâmetro externo (D)</b>	[m]	0,0286	0,02345	0,03105
<b>Diâmetro cada condutor (d)</b>	[m]	0,00318	0,00335	0,00345
<b>Área</b>	[m <sup>2</sup> ]	0,000642424	0,000432	0,0007572
<b>cp alumínio (a 20°C)</b>	[J/kg/K]	897	897	897
<b>cp aço (a 20°C)</b>	[J/kg/K]	481	481	0
<b>Resistividade 20°C</b>	[ohm/m]	0,0000674	0,000109	0,0000583
<b>Massa alumínio</b>	[kg/m]	1,16	0,7136	1,574
<b>Massa aço</b>	[kg/m]	0,43	0,4792	0
<b>β alumínio</b>	[1/K]	0,00038	0,00038	0,00038
<b>β aço</b>	[1/K]	0,0001	0,0001	0
<b>α alumínio</b>	[1/K]	0,00403	0,00403	0,00403
<b>Absortividade Solar</b>	[adim.]	0,5	0,5	0,5
<b>ε</b>	[adim.]	0,456	0,5	0,456

#### IV. Subestações da zona em estudo

Tabela 0-3 - Subestações do caso de estudo e suas características

Subestação	Concelho	Transformadores			Bancos de condensadores e reatâncias shunt	Cargas/Consumo	
		Potência (MVA)	$V_{prim}/V_{sec}$ (kV)	m	Potência (MVar)	Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVar)
Chafariz	Celorico da Beira	120	220/60	1.0000	-	-28.1	21.7
Sobral (REFER)	Guarda	-	-	1.0000	-	0.1	-0.4
Vila Chã	Seia	-	-	1.0000	60	71.3	27.4
Mortágua (REFER)	Mortágua	-	-	1.0000	-	0.1	-0.5
Aguieira	Mortágua	-	-	1.0000	-	0	0
Ferro	Covilhã	126	220/60	1.0000	-	-31.6	16
Penamacor	Penamacor	-	-	1.0000	-	0	0
Pereiros	Coimbra	126	220/60	1.0000	90	123.2	34.4
Fatela (REFER)	Fundão	-	-	1.0000	-	0.3	-0.4
Pampilhosa da Serra	Pampilhosa da Serra	-	-	1.0000	-	0	0
Gardunha	Castelo Branco	-	-	1.0000	-	0	0
Penela	Penela	170	220/60	1.0000	-	-124.1	4.1
Corgas	Castelo Branco	-	-	1.0000	-	0	0
Bouçã	Pedrógão Grande	-	-	1.0000	-	0	0
Castelo Branco	Castelo Branco	126 250	150/60 220/150	1.0000 0.9700	70	12.9	11.8
Rodão (REFER)	Vila Velha de Rodão	-	-	-	-	0.2	-0.2
Pracana (EDP)	Mação	-	-	-	-	0	0
Falagueira	Nisa	63 900	150/60 400/150	1.0000 0.9680	-	50.9	17.6
Zêzere	Tomar	170 170 120	220/60 150/60 220/150	1.0000 1.0000 1.0089	80	162.1	39.8
Tábua	Tábua	126	220/60	1.0000	70	21.8	9.1
Gouveia (REFER)	Gouveia	-	-	-	-	0.8	-0.5
Miranda do Corvo (EDP)	Miranda do Corvo	-	-	-	-	0	0
Lousa (EDP)	Lousa	-	-	-	-	0	0
Candosa (EDP)	Tábua	-	-	-	-	0	0

Subestação	Concelho	Transformadores			Bancos de condensadores e reatâncias shunt	Cargas/Consumo	
		Potência (MVA)	$V_{prim}/V_{sec}$ (kV)	m	Potência (MVAr)	Potência ativa (MW)	Potência reativa (MVAr)
<b>Guarda (EDP)</b>	Guarda	-	-	-	-	0	0
<b>Belmonte (EDP)</b>	Belmonte	-	-	-	-	0	0
<b>Sabugal (EDP)</b>	Sabugal	-	-	-	-	0	0
<b>Vale Serrão (EDP)</b>	Proença-a-Nova	-	-	-	-	0	0
<b>Sertã (EDP)</b>	Sertã	-	-	-	-	0	0
<b>Santa Luzia (EDP)</b>	Pampilhosa da Serra	-	-	-	-	0	0
<b>Fundão (EDP)</b>	Fundão	-	-	-	-	0	0
<b>Folques</b>	Arganil	-	-	-	-	0	0
<b>Pontão (EDP)</b>	Ansião	-	-	-	-	0	0
<b>Venda Nova (EDP)</b>	Tomar	-	-	-	-	0	0
<b>Várzea (EDP)</b>	Covilhã	-	-	-	-	0	0
<b>Talagueira (EDP)</b>	Castelo Branco	-	-	-	-	0	0
<b>Posto de corte Cabril</b>	Pedrógão Grande	-	-	-	-	0	0

## V. Potências ativas por central relativas à rede real (cenário I)

Tabela 0-4 - Potência ativa por central após otimização sem DLR (cenário I)

Barramento de Ligação das centrais		Potência ativa (MW)					
Tensão (kV)	Barramento	Central 1	Central 2	Central 3	Central 4	Central 5	Central 6
150	Falagueira	0,00	0,00	0,00	-107,72	-	-
	Corgas	2,00	3,51	27,91	-	-	-
	Gardunha	91,31	-	-	-	-	-
	Subestação Rodão (REFER)	0,7186	-	-	-	-	-
220	Chafariz	0,00	28,10	-213,38	-	-	-
	Pereiros	-79,46	-	-	-	-	-
	Penamacor	16,74	-	-	-	-	-
	Penela	124,10	-	-	-	-	-
	Pampilhosa da Serra	1,07	4,59	53,54	0,69	-	-
	Ferro	31,6	-	-	-	-	-
	Zêzere	0	109,81	-	-	-	-
60	Candosa	5,88	-	-	-	-	-
	Pontão	0,84	0,19	-	-	-	-
	Sertã	1,01	-	-	-	-	-
	Vale Serrão	9,73	-	-	-	-	-
	Guarda	4,22	35,96	6,69	-	-	-
	Santa Luzia	1,71	3,01	0,61	-	-	-
	Miranda do Corvo	4,85	-	-	-	-	-
	Lousã	11,27	14,43	1,15	-	-	-
	Sabugal	0,22	0,02	-	-	-	-
	Talagueira	4,86	-	-	-	-	-
	Pracana	0,31	4,37	0,88	-	-	-
	Tábua	32,93	73,79	-	-	-	-
	Penela	12,70	1,27	3,13	6,15	-	-
	Chafariz	28,54	-	-	-	-	-
	Ferro	4,32	12,51	0,31	22,62	1,01	26,75
	Castelo Branco	21,11	-	-	-	-	-
Falagueira	-3,20E-07						

## VI. Potências reativas por central relativas à rede real (cenário I) e bancos de condensadores

Tabela 0-5 - Potência reativa por central após otimização sem DLR (cenário I)

Barramento de Ligação das centrais		Potência reativa (MVar)			
Tensão (kV)	Barramento	Central 1	Central 2	Central 3	Central 4
150	Falagueira	0	0	0	19,94
	Corgas	0	0,20	-	-
220	Chafariz	0	0,40	21,86	-
	Pereiros	-20,91	0	0	0
	Mortágua (REFER)	0,50	-	-	-
	Gouveia (REFER)	0,50	-	-	-
	Ferro	0,40	-	-	-
	Zêzere	0,00	0	-	-

Tabela 0-6 - Potência dos bancos de condensadores após otimização (cenário I)

Barramento de ligação	Potência nominal (MVar)	Potência injetada (MVar)
Pereiros	90,00	36,55
Vila Chã	60,00	18,62
Zêzere	80,00	27,20
Castelo Branco	70,00	0,00
Tábua	70,00	0,00

## VII. Potências limite das linhas

Tabela 0-7 - Potência limite e fator de capacidade das linhas após otimização sem DLR

Nível de Tensão (kV)	Barramento Inicial	Barramento Final	Código de Linha	Potência Limite (MVA)	Fator de potência	Potência Limite ativa (MW)
150	Cabril	Bouça	1010	104	0,85	88,47
	Bouça	Zêzere	1015	104	0,76	78,54
	Falagueira	Subs. Rodão (Refer)	1616	260	0,91	188,10
	Corgas	Falagueira	1114	260	1,00	259,39
	Falagueira	Zêzere	1089	130	0,89	115,58
	Falagueira	Castelo Branco	1108	130	1,00	259,30
	Gardunha	Castelo Branco	1115	260	1,00	259,97
220	Aguieira	Pereiros	2054	297	0,00 <sup>d</sup>	0,01 <sup>1</sup>
	Chafariz	Vila Chã	2135	381	0,09 <sup>1</sup>	33,36 <sup>1</sup>
	Pereiros	Mortágua (Refer)	2615	191	0,03 <sup>1</sup>	5,00 <sup>1</sup>
	Chafariz	Gouveia (Refer)	2617	191	0,00 <sup>1</sup>	1,44 <sup>1</sup>
	Vila Chã	Gouveia (Refer)	1	191	0,08 <sup>1</sup>	31,91 <sup>1</sup>
	Castelo Branco	Ferro	2160	381	0,54	204,91
	Chafariz	Ferro	2124	381	1,00	379,35
	Penamacor	Ferro	2155	381	0,97	370,38
	Penela	Zêzere	2164	762	0,99	378,82
	Pereiros	Penela	2163	762	1,00	379,54
	Pampilhosa da Serra	Tábua	2169	402	1,00	401,15
	Vila Chã	Tábua	2170	435	1,00	434,04
	Pereiros	Tábua	2173	435	1,00	434,90
	Penela	Tábua	2168	435	0,98	428,16
60	Candosa	Tábua	1427	16	1,00	16,00
	Pontão	Penela	1000	11	1,00	11,00
	Sertã	Venda Nova	1368	55	1,00	55,00
	Vale Serrão	Pracana	1366	211	1,00	210,70
	Belmonte	Várzea	1305	96	1,00	96,00
	Guarda	Chafariz	1269	158	1,00	158,00
	Santa Luzia	Fundão	1323	162	1,00	162,00
	Miranda do Corvo	Lousã	1357	12	1,00	12,00
	Lousã	Pereiros	1348	187	1,00	187,00
	Venda Nova	Zêzere	6258	77	1,00	77,00
	Fundão	Ferro	1420	23	1,00	23,00
	Sabugal	Belmonte	1301	55	1,00	55,00
	Várzea	Ferro	1320	29	1,00	29,00

<sup>d 1</sup> Valores atípicos obtidos após utilização dos dados divulgados pela operadora da rede elétrica.

Gestão Otimizada de uma Rede Elétrica com Elevada Penetração Renovável e Análise Dinâmica da Capacidade das Linhas

	<b>Barramento Inicial</b>	<b>Barramento Final</b>	<b>Código de Linha</b>	<b>Potência Limite (MVA)</b>	<b>Fator de potência</b>	<b>Potência Limite ativa (MW)</b>
	Talagueira	Castelo Branco	1359	26	1,00	26,00
	Pracana	Falagueira	1350	26	1,00	26,00

### VIII. Tensões e Fase por barramento relativas à rede real (sem DLR)

Tabela 0-8 - Tensão e Fase das linhas de 150 kV após otimização sem DLR (cenário I)

<b>Barramento de 150 kV</b>	<b>Tensão (p.u)</b>	<b>Fase (°)</b>
Cabril	1,1136	7,6511
Bouça	1,1135	7,6522
Falagueira	1,1115	7,6209
Corgas	1,1160	8,6175
Gardunha	1,1300	13,7749
Zezere	1,1122	7,6721
Subestação Rodão (Refer)	1,1117	7,6246
Castelo Branco	1,1215	11,3802

Tabela 0-9 - Tensão e Fase das linhas de 200 kV após otimização sem DLR (cenário I)

<b>Barramento de 220 kV</b>	<b>Tensão (p.u)</b>	<b>Fase (°)</b>
Aguieira	1,1250	7,6961
Chafariz	1,1261	7,8359
Pereiros	1,1244	7,7017
Vila Chã	1,1260	7,8569
Castelo Branco	1,1258	10,7348
Penamacor	1,1296	11,0048
Penela	1,1268	8,2029
Pampilhosa da Serra	1,1300	9,2891
Mortagua (Refer)	1,1248	7,6980
Gouveia (Refer)	1,1282	7,8168
Ferro	1,1287	10,8542
Zêzere	1,1245	7,6963
Tábua	1,1274	8,6851

Tabela 0-10 - Tensão e Fase das linhas de 60 kV após otimização sem DLR (cenário I)

<b>Barramento de 60 kV</b>	<b>Tensão (p.u)</b>	<b>Fase (°)</b>
Candosa	1,1300	16,5091
Pontão	1,1300	11,2064
Sertã	1,1300	7,7944
Vale Serrão	1,1300	8,4463
Belmonte	1,1148	14,8515
Guarda	1,1300	9,7163
Santa Luzia	1,1300	15,1795
Miranda do Corvo	1,1300	10,3534
Lousã	1,1274	10,2979
Venda Nova	1,1275	7,7419
Fundao	1,1175	14,9113
Sabugal	1,1152	14,8604
Várzea	1,1145	14,8455
Talagueira	1,1300	14,2142
Pracana	1,1157	8,1374
Tábua	1,1274	16,4534

Gestão Otimizada de uma Rede Elétrica com Elevada Penetração Renovável e Análise Dinâmica da Capacidade das Linhas

<b>Barramento de 60 kV</b>	<b>Tensão (p.u)</b>	<b>Fase (°)</b>
Penela	1,1294	11,1946
Chafariz	1,0731	8,4350
Pereiros	1,0880	9,4233
Zêzere	1,1266	7,7226
Ferro	1,1144	14,8429
Castelo Branco	1,1289	14,1901
Falagueira	1,1121	8,0593

## **IX. Diagrama de Fluxo de Potência**

Na página seguinte encontra-se o diagrama unifilar traçado para a rede elétrica em estudo, no caso da análise sem DLR.

Nele encontram-se representados todas as centrais - representadas por geradores, todas as cargas, bancos de condensadores, transformadores, linhas elétricas e seu fluxo de potência.