

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Impacto das Centrais Eólicas na Fiabilidade do
Sistema Produtor**

Diogo Lemos Alves Lopes

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Tomé Saraiva
Co-orientador: Eng. Virgílio Mendes

Julho de 2010

© Diogo Lemos Alves Lopes, 2010

Resumo

Nos últimos anos, o sector eléctrico português tem vindo a assistir a uma penetração cada vez maior de energia eólica. Desde 1998, a capacidade eólica instalada passou de um valor residual para cerca de 3000 MW (correspondendo a cerca de 10% do consumo actual de electricidade), estando previsto um aumento nos próximos anos.

A produção de energia eléctrica a partir do vento revela várias vantagens como o facto de ser uma energia “limpa”, sem emissão de gases poluentes, e de permitir uma maior independência energética, reduzindo a quantidade de potência importada. Porém, o vento, como recurso natural, revela-se extremamente volátil, sendo que a sua intensidade varia bastante ao longo do tempo. Assim, o crescente aumento da quantidade de energia produzida a partir do vento revela-se, do ponto de vista do planeamento e operação do sistema, como um novo desafio, uma vez que a volatilidade deste recurso dificulta a exploração do sistema produtor.

Com a desverticalização do sector eléctrico e com a liberalização do mercado de electricidade, a necessidade de avaliar a performance do sistema eléctrico de energia aumenta, assim como se tornaram mais exigentes os padrões da qualidade de serviço. Desta forma, tornam-se essenciais os estudos de fiabilidade, dentro dos quais se enquadra o presente trabalho.

O objectivo desta dissertação consiste em avaliar o impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema produtor. Para tal, foi desenvolvida uma aplicação em VBA (*Visual Basic for Applications*) que, perante um determinado sistema produtor térmico, e perante determinadas condições de vento, cargas e plano de manutenção, calcula o valor de diversos índices de fiabilidade do sistema produtor, nomeadamente o valor de LOLP (*Loss of Load Probability*), LOLE (*Loss of Load Expectation*) e de Energia Não Fornecida. As condições que levarão à determinação dos índices poderão ser especificadas pelo utilizador, dentro de certos limites.

A aplicação foi testada em condições reais, com todos os valores referentes a produção térmica, produção eólica, diagrama de cargas e manutenção fornecidos pela EDP - Produção.

Abstract

In the last couple of years, there was a significant increase of wind generation in the Portuguese electric power production. Since 1998, the total installed eolic capacity has grown from a residual value to approximately 3000 MW, representing about 10% of the total electricity consumption.

Wind energy presents several advantages, namely the reduction of the emission of pollutant gases - it is a “clean” source of energy - and by allowing a larger energetic independence, by reducing the amount of imported energy. However, wind, as a natural resource, is extremely volatile, because its intensity varies throughout the days, weeks and months. Therefore, the increase of wind generation presents itself as a new challenge from the planning and operation point of view, since it becomes more difficult to operate power systems.

The unbundling of the electric sector and the liberalization of the electricity market have contributed to the increase of the need to evaluate the performance of the electric power system. The patterns of electric service quality have also become more demanding. Therefore, reliability evaluations are essentials and this work is included in this category.

The main objective of this dissertation is to evaluate the impact of wind generation in the reliability of the generation system. For this purpose, it was developed an application using VBA (Visual Basic for Applications). This application provides the value of several reliability indexes, namely LOLP (Loss of Load Probability), LOLE (Loss of Load Expectation) and the amount of the Energy not Supplied. The user is allowed to specify the conditions of thermal production, wind production, load diagram and the maintenance plans of thermal generators, according to his needs.

The application was tested under real conditions - the values of thermal production, wind production, load diagram and maintenance plans were provided by *EDP - Produção*.

Agradecimentos

Foram vários os amigos que me apoiaram, mas gostaria de agradecer a ajuda do César (pelas dicas de VBA) ao Ivo (pelas dicas de Photoshop) nesta dissertação.

Aos meus pais, por todo o apoio que me proporcionaram ao longo do difícil trajecto que foi este curso.

À minha namorada Ângela, por ter estado sempre ao meu lado nas alturas mais complicadas, e por nunca ter deixado de acreditar em mim.

Gostaria de agradecer também à EDP - Produção, nomeadamente ao Eng. Virgílio Mendes e ao Eng. José Sousa, por me terem proporcionado a oportunidade de desenvolver este projecto, pelo esclarecimento de dúvidas e discussão dos resultados que foram obtidos.

Por último, gostaria de agradecer ao Prof. Dr. Tomé Saraiva, não só por ter depositado a sua confiança em mim para realizar este trabalho, como também por toda a ajuda, por toda a orientação, pelos conhecimentos que partilhou comigo, e por ter sempre mostrado uma enorme disponibilidade para me receber e ajudar a tornar esta dissertação o melhor possível.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objectivos.....	2
1.3 - Estrutura	2
Capítulo 2	4
Estado da arte	4
2.1 - Introdução.....	4
2.2 - Análise do sistema eléctrico de energia	5
2.2.1 - “Valor da fiabilidade”	6
2.2.2 - Reserva operacional e reserva estática	8
2.3 - Fiabilidade ao nível HLI: sistema produtor	8
2.3.1 - Aspectos gerais	8
2.3.2 - Modelização de geradores	9
2.3.3 - Modelização da carga	10
2.3.4 - Tabela de capacidades fora de serviço	11
2.3.5 - Algoritmo recursivo	13
2.3.6 - Cálculo do LOLP	14
2.3.7 - Manutenção dos grupos produtores	15
2.3.8 - Incerteza na previsão da carga	15
2.3.8.a - Incerteza probabilística	15
2.3.8.b - Bandas de incerteza	16
2.3.9 - Incerteza associada à FOR	17

2.3.9.a - Método exacto	18
2.3.9.b - Método aproximado	19
2.3.10 - Energia Não Fornecida	19
2.4 - Fiabilidade ao nível HLL: sistema composto	21
Capítulo 3	22
Aspectos Gerais da Aplicação	22
3.1 - Introdução	22
3.2 - Tabela de capacidades fora de serviço	24
3.3 - Carga	24
3.4 - Produção eólica	25
3.5 - Manutenção	26
Capítulo 4	28
Especificações da Aplicação	28
4.1 - Interface gráfica	28
4.1.1 - Principal	29
4.1.2 - Produção térmica	30
4.1.3 - Produção eólica	31
4.1.4 - Manutenção	32
4.1.5 - Ajuda	34
4.2 - Mensagens de erro	35
4.3 - Algoritmo	40
Capítulo 5	47
Análise de Resultados	47
5.1 - Introdução	47
5.2 - Desprezando a manutenção dos geradores térmicos	50
5.2.1 - Vento médio	51
5.2.2 - Vento máximo	52
5.2.3 - Vento mínimo (10% mais pequenos)	53
5.3 - Considerando a manutenção dos geradores térmicos	53
5.3.1 - Plano de 2009 (cálculo aproximado)	53
5.3.2 - Plano de 2009 (cálculo exacto)	54
5.3.3 - Plano de 2009 (cálculo mais desfavorável)	56
5.4 - Análise de resultados	57
Capítulo 6	66
Conclusão	66
Referências	69
Anexo - Manual de Utilização	71
A.1 - Principal	72
A.2 - Produção térmica	73
A.3 - Produção eólica	74
A.4 - Manutenção	75
A.5 - Ajuda	77
A.6 - Limitações	78
A.7 - Exemplo	78

Lista de Figuras

Figura 2-1 - Fiabilidade em função do custo de investimento.	6
Figura 2-2 - Custo anual em função da fiabilidade.	7
Figura 2-3 - Modelo de barramento único, representativo do sistema produtor.	9
Figura 2-4 - Modelo de 2 estados do gerador.	9
Figura 2-5 - Bandas de incerteza ([3]).	17
Figura 2-6 - Energia Não Fornecida.	20
Figura 3-1 - Exemplo de um diagrama de cargas.	24
Figura 3-2 - Evolução da potência eólica instalada em Portugal (MW) ([14]).	25
Figura 4-1 - Janela inicial.	29
Figura 4-2 - Para obter resultados detalhados após uma simulação, basta clicar em “Resultados” no separador “Principal”.	30
Figura 4-3 - Caixa de diálogo que surge quando é activada a opção de definir geradores.	31
Figura 4-4 - O utilizador poderá seleccionar vários cenários de vento.	32
Figura 4-5 - Várias opções a nível de diagrama de cargas e de manutenção.	34
Figura 4-6 - Separador “Ajuda”.	35
Figura 4-7 - Valor de potência negativo.	36
Figura 4-8 - Valor de F.O.R. introduzido incorrecto.	37
Figura 4-9 - Valor de produção eólica negativo.	37
Figura 4-10 - Dia inicial inexistente, dia de início de manutenção e/ou duração negativos, ou duração da manutenção ultrapassando os 365 dias do ano.	38
Figura 4-11 - Erro no diagrama de cargas personalizado.	38
Figura 4-12 - Erro na opção “Plano 2009 (DC 2009).”	39

Figura 4-13 - Erro na consulta da página da dissertação.	39
Figura 4-14 - Conjunto de acções levadas a cabo pela aplicação, numa simulação.	41
Figura 5-1 - Simulação sem manutenção dos geradores térmicos.	51
Figura 5-2 - Selecção do cenário de vento médio.	51
Figura 5-3 - Selecção do cenário de vento máximo.	52
Figura 5-4 - Selecção do cenário de vento mínimo (10% mais pequenos).	53
Figura 5-5 - Selecção do plano de manutenção de acordo com o cálculo aproximado.	54
Figura 5-6 - LOLE (desprezando a manutenção).	58
Figura 5-7 - Energia Não Fornecida, desprezando a manutenção.	59
Figura 5-8 - LOLE (considerando a manutenção).	60
Figura 5-9 - Energia Não Fornecida, desprezando a manutenção.	60
Figura 5-10 - LOLE obtido para as seis simulações realizadas.	62
Figura 5-11 - Energia Não Fornecida obtida para as seis simulações realizadas.	63
Figura 5-12 - Comparação de valores-padrão do LOLE com o valor obtido no presente trabalho ([5], [6], [7], [8], [9], [10], [11]).	65
Figura A-1 - Janela inicial.	71
Figura A-2 - Para obter resultados detalhados após uma simulação, basta clicar em “Resultados” no separador “Principal”.	73
Figura A-3 - Caixa de diálogo que surge quando é activada a opção de definir geradores.	74
Figura A-4 - O utilizador poderá seleccionar vários cenários de vento.	75
Figura A-5 - Várias opções a nível de diagrama de cargas e de manutenção.	77
Figura A-6 - Separador “Ajuda”.	78

Lista de Tabelas

Tabela 4-1 - Dados de entrada e de saída.	40
Tabela 4-2 - Sistema produtor utilizado como ilustração.	41
Tabela 4-3 - Tabela das disponibilidades para o primeiro gerador.	42
Tabela 4-4 - Tabela das disponibilidades modificada.	42
Tabela 4-5 - Tabela das disponibilidades: 2ª modificação.....	42
Tabela 4-6 - Tabela das disponibilidades: 3ª modificação.....	43
Tabela 4-7 - Tabela das disponibilidades: exemplo.	43
Tabela 4-8 - Tabela das disponibilidades (exemplo), já incluindo a produção eólica mensal.....	44
Tabela 5-1 - Sistema produtor térmico.	48
Tabela 5-2 - Plano de manutenção de 2009.....	49
Tabela 5-3 - Valores de produção eólica associados aos cenários de vento utilizados nas simulações.....	50
Tabela 5-4 - Resultados obtidos, vento médio.	52
Tabela 5-5 - Vento máximo, resultados obtidos.....	52
Tabela 5-6 - Resultados obtidos, vento mínimo (10% mais pequenos).	53
Tabela 5-7 - Resultados obtidos, cálculo aproximado.....	54
Tabela 5-8 - Resultados obtidos, cálculo exacto.	55
Tabela 5-9 - Valores mais elevados da potência de carga.....	57
Tabela 5-10 - Resultados obtidos, cálculo mais desfavorável.....	57
Tabela 5-11 - Resultados obtidos ao longo das seis simulações.	62
Tabela 5-12 - Comparação de valores-padrão do LOLE com o valor obtido no presente trabalho ([5], [6], [7], [8], [9], [10], [11])	65

Tabela A-6-1 - Sistema produtor térmico utilizado na presente simulação. 79

Lista de Símbolos

Lista de abreviaturas

EDP	Electricidade de Portugal
ENF	Energia Não Fornecida
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
SEE	Sistema eléctrico de energia

Lista de símbolos

μ	Taxa de reparação
m	Tempo médio de funcionamento, normalmente conhecido por MTTF (<i>mean time to failure</i>); corresponde ao inverso da taxa de avarias
r	Tempo médio de reparação, também designado por MTTR (<i>mean time to repair</i>); corresponde ao inverso da taxa de reparação
$m + r$	Tempo médio entre avarias (MTBF: <i>mean time between failures</i>)
f	Frequência do ciclo
T	Período do ciclo
P_{av} e P_{func}	Probabilidades da unidade estar avariada e a funcionar, respectivamente, admitindo-se um modelo de residência em dois estados
$p_{cond,i}$	Probabilidade condicionada associada à linha i da tabela de disponibilidades;
$carga_l$	Nível de carga l
CES_i	Capacidade em serviço da linha i da tabela de disponibilidades

$risco_i$	Risco de perda de carga correspondente à linha i da tabela de disponibilidades
$p(CES)_i$	Probabilidade associada à capacidade em serviço CES_i , da linha i da tabela de disponibilidades
PNF_i	Potência não fornecida associada à capacidade em serviço CES_i , da linha i da tabela de disponibilidades
$lolp_l$	Risco de perda de carga associado ao nível de carga l
n_{linhas}	Número de linhas da tabela de disponibilidades
PNF_l	Potência não fornecida correspondente ao nível de carga l
$LOLP$	Valor final do risco de perda de carga (adimensional)
$LOLE (dias/ano)$	Valor final do risco de perda de carga (dias por ano)
$LOLE (horas/ano)$	Valor final do risco de perda de carga (horas por ano)
$ENF (MWh)$	Valor final da Energia Não Fornecida, em MWh
$ENF (%)$	Fracção da Energia Não Fornecida relativamente ao consumo anual total (%)

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

Na sequência da assinatura do Protocolo de Quioto de acordo com o qual se pretende reduzir a emissão de gases que agravam o efeito de estufa, têm vindo a aumentar as tentativas de exploração de fontes de energia renovável. Em Portugal, a produção eólica assume um claro destaque, sendo que a potência eólica total instalada tem vindo a sofrer um enorme aumento desde 1998.

A descentralização do sector eléctrico, bem como a liberalização do mercado de electricidade e o conseqüente aumento do número das entidades envolvidas, vieram a tornar mais complexas as tarefas de planeamento e operação do sistema eléctrico de energia. A acrescentar a esta dificuldade, surge o novo desafio de integração, de forma eficiente, das fontes de energia renovável. De facto, algumas destas fontes dependem de recursos naturais extremamente voláteis, como é o caso da energia eólica. Conseqüentemente, não é possível prever com um prazo elevado, como no caso das centrais térmicas tradicionais, a quantidade de energia produzida. Assim, além da necessidade de lidar com a probabilidade de avaria associadas aos aerogeradores, há que considerar as variações de intensidade do vento que, por sua vez, originam variações na quantidade de potência disponível.

Como a filosofia de planeamento do sistema eléctrico de energia tem como uma das suas prioridades a minimização do impacto de qualquer contingência nos consumidores, surge a necessidade de desenvolver ferramentas computacionais que permitam quantificar, de forma objectiva, a fiabilidade dos sistemas produtores. É neste enquadramento que surge este trabalho, que consiste no desenvolvimento de uma aplicação que permite avaliar a fiabilidade de um determinado sistema produtor.

1.2 - Objectivos

O objectivo desta dissertação consiste assim em avaliar o impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema produtor. Para tal, foi desenvolvida uma aplicação em VBA (*Visual Basic for Applications*) que fornece o valor de diversos índices de fiabilidade, nomeadamente:

- LOLP, *Loss of Load Probability*;
- LOLE, *Loss of Load Expectation*;
- ENF, Energia Não fornecida.

O valor destes índices varia com o sistema produtor térmico a utilizar, com o diagrama de cargas, com o cenário de vento e com o plano de manutenção dos geradores térmicos. Este facto encontra-se contemplado na aplicação desenvolvida, na medida em que esta permite a especificação, pelo utilizador, de todas estas condições.

1.3 - Estrutura

Este trabalho encontra-se organizado em cinco capítulos, cujo conteúdo será de seguida descrito de forma sucinta.

No presente capítulo, “Introdução”, é realizada uma breve contextualização, descrevendo a razão pela qual são importantes os estudos de fiabilidade e, em particular, a necessidade de avaliar o impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema produtor. São também explicitados os objectivos deste trabalho e será descrita a forma como este se encontra estruturado.

No Capítulo 2, “Estado da Arte” são apresentadas as metodologias mais actuais no que toca à avaliação de fiabilidade de sistemas produtores do sistema eléctrico de energia, desde a modelização de geradores, modelização da carga, passando pela apresentação de técnicas destinadas a lidar com a incerteza de vários parâmetros, até às metodologias de cálculo dos índices de fiabilidade propriamente ditos.

Posteriormente, o Capítulo 3, “Aspectos Gerais da Aplicação”, apresentará, tal como o nome indica, uma série de generalidades associadas à aplicação desenvolvida. Além disto, serão descritos os pressupostos gerais da aplicação, nos quais assenta a metodologia de cálculo que será descrita no Capítulo 4.

Segue-se o Capítulo 4, “Especificações da Aplicação”, que descreve as funcionalidades que a aplicação possui. A indicação destas funcionalidades encontra-se acompanhada de uma descrição adequada e de vários *print-screens* associados, para melhor compreensão. De forma a que as simulações corram de acordo com o pretendido e conduzam a resultados viáveis, os dados introduzidos pelo utilizador devem respeitar certos requisitos. Assim, este capítulo engloba ainda uma lista das mensagens de erro que poderão eventualmente ser emitidas pela

aplicação. No final deste capítulo, é apresentado o algoritmo associado à aplicação, contendo uma explicação pormenorizada da sequência de instruções executadas durante uma simulação.

O quinto capítulo “Análise de Resultados” contém os resultados obtidos através da realização de um conjunto de simulações. A análise detalhada destes valores permitirá concluir acerca da influência do vento, da carga e da manutenção na fiabilidade do sistema produtor. Por último, os valores referentes às simulações serão ainda comparados com valores padrão de outros países.

Por fim, o Capítulo 6 contém as conclusões mais relevantes obtidas com este trabalho.

Em Anexo, apresenta-se ainda o manual de utilização da aplicação desenvolvida.

Capítulo 2

Estado da arte

2.1 - Introdução

Os sistemas eléctricos de energia são extremamente complexos. Diferentes factores, como a dimensão, dispersão geográfica, e fluxos de energia que nem sempre seguem os trajectos desejados pelos operadores, contribuem para esta complexidade.

Estes sistemas têm vindo a evoluir ao longo das décadas. A sua principal finalidade prende-se com a satisfação dos consumidores, com a maior economia possível. De forma a manter a continuidade de serviço, na eventualidade de falhas de grupos produtores, aumentos inesperados de carga ou retirada de determinadas capacidades para manutenção, são mantidas capacidades em reserva. Assim, no planeamento dos SEE, esteve sempre presente uma filosofia de privilégio da continuidade de serviço e de minimização dos impactos nos consumidores, em caso de contingência. Será portanto correcto dizer que um dos principais objectivos a ter em conta no desenvolvimento dos sistemas eléctricos é o aumento da fiabilidade; porém, impõe-se a colocação da questão essencial: “A que custo?”.

Até ao final da década de 80 do século passado, praticamente todos os sistemas eléctricos eram controlados pelo estado de forma directa, ou indirectamente (através de empresas governamentais), sendo o planeamento e a operação realizados de forma centralizada. Porém, com a liberalização do mercado noutros sectores (gás, telecomunicações, etc.) e com o sector eléctrico a seguir a mesma tendência, assistiu-se a uma desverticalização que veio a permitir a existência de um “mercado de electricidade”, onde intervêm produtores, consumidores, e comercializadores. Os consumidores passaram a ser vistos como “clientes”. A necessidade de avaliar a performance dos sistemas eléctricos e prever comportamentos futuros torna-se ainda mais importante, dado o crescente número de entidades envolvidas.

As primeiras aplicações utilizadas no planeamento e operação do SEE eram baseadas em métodos determinísticos. O principal inconveniente destas técnicas prendia-se com o facto de

não considerarem a natureza probabilística ou estocástica do comportamento do sistema, seus componentes, e dos consumos. Tendo isto em conta, torna-se mais lógica a utilização de métodos probabilísticos, em que a avaliação dos sistemas tem em conta a natureza do seu comportamento.

Durante muito tempo prosperaram as abordagens determinísticas, sendo que qualquer modelo que pretendesse “romper” com a tendência encontrava uma forte resistência: de facto, as técnicas determinísticas sempre serviram bem a indústria, e mesmo a limitação de informação e de capacidade computacional constituíram-se como obstáculos às novas aplicações. Estas razões não são, porém, actualmente válidas, principalmente devido à enorme evolução que têm vindo a sofrer tecnologias informáticas, e ao desenvolvimento de novas técnicas probabilísticas. Assim, hoje em dia, os métodos probabilísticos são amplamente utilizados.

2.2 - Análise do sistema eléctrico de energia

O facto de os SEE modernos serem bastante complexos, torna impossível a sua análise como uma entidade única, mesmo com os recursos computacionais mais avançados. Como tal, constituem-se subsistemas, que podem ser analisados separadamente. A abordagem mais convencional corresponde à divisão em zonas funcionais:

- O nível HLI refere-se ao sistema produtor - a este nível, a rede de transporte é ignorada ou seja, é considerada 100% fiável. Porém, nem sempre esta aproximação é aceitável pois a rede de transporte introduz “estrangulamentos” no trânsito de potência e, portanto, não é suficiente ter um parque produtor bem dimensionado para garantir um nível de qualidade ou continuidade de alimentação das cargas;
- HLII consiste no sistema composto, incluindo os sistemas de produção e de transporte. A rede de transporte influencia a continuidade de serviço devido a 3 factores: possíveis avarias nas linhas, limites de potência existentes nas linhas em serviço, e devido à 2ª Lei de *Kirchoff*;
- Por fim, o nível HLIII inclui os sistemas de produção, transporte, e de distribuição. Embora estudos aos níveis HLI e HLII sejam efectuados com regularidade, as avaliações ao nível HLIII são geralmente menos práticas, dada a escala do problema.

2.2.1 - “Valor da fiabilidade”

Dada a natureza extremamente complexa de um sistema eléctrico, eventuais falhas podem ter consequências completamente diferentes, desde causar uma breve interrupção de serviço de um pequeno número de consumidores até uma catastrófica quebra da capacidade de produção.

O impacto económico das saídas de serviço não se resume necessariamente à perda da remuneração da energia que deixa de ser fornecida aos consumidores: de forma a obter uma verdadeira estimativa dos custos, devem ser também considerados os custos indirectos impostos aos consumidores, à sociedade em geral, e ainda os custos associados ao impacto ambiental que poderão ter estas falhas. Neste contexto, impõe-se a questão: “Onde ou de que forma deverá ser aplicado o próximo investimento, de forma a obter o máximo benefício com o aumento da fiabilidade?”. Assim, factores de ordem económica desempenham um papel vital no processo de tomada de decisões.

O gráfico da Figura 2-1 relaciona o acréscimo de fiabilidade resultante de um determinado investimento com o custo desse investimento:

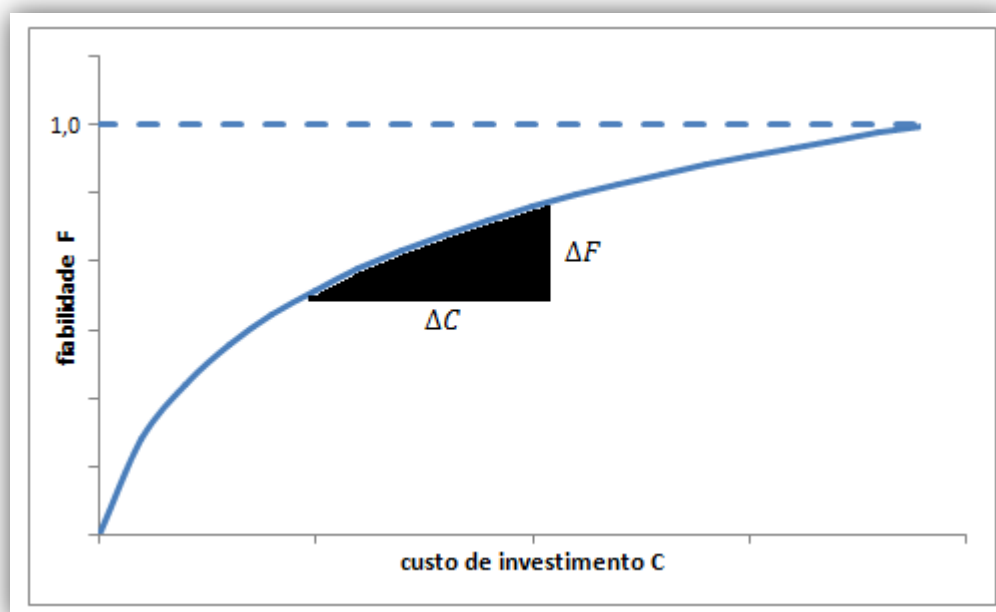


Figura 2-1 - Fiabilidade em função do custo de investimento.

Facilmente se verifica que o custo incremental ΔC necessário para se obter um aumento de fiabilidade ΔF , aumenta à medida que a fiabilidade do sistema aumenta. Elevados níveis de fiabilidade são portanto difíceis de obter.

O custo incremental da fiabilidade $\Delta C/\Delta F$ poderá ser utilizado para decidir se um determinado investimento valerá ou não a pena. Porém, não reflecte eventuais benefícios para os consumidores ou para a sociedade. É possível, no entanto, efectuar uma análise mais completa, através da comparação do custo da fiabilidade (entendido como o custo de investimento necessário para atingir um determinado nível de fiabilidade) com o valor da fiabilidade, que se refere aos benefícios para os consumidores e para a sociedade, derivados da melhoria da fiabilidade. O conceito básico associado a este tipo de avaliação é simples e pode ser explicado através de curvas custo/fiabilidade como as apresentadas na Figura 2-2.

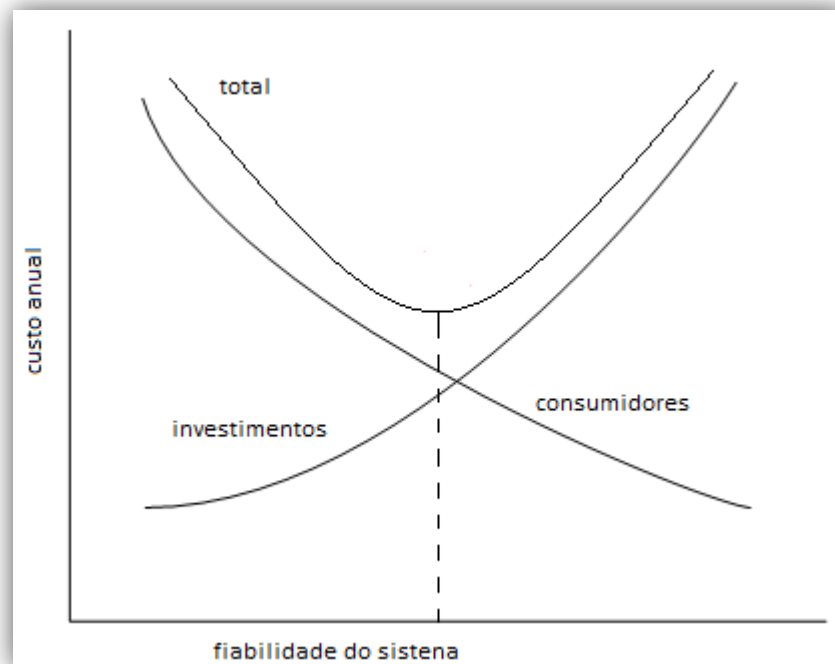


Figura 2-2 - Custo anual em função da fiabilidade.

As curvas permitem verificar que o custo de investimento geralmente aumenta com o aumento da fiabilidade. Por outro lado, os custos suportados pelos consumidores, associados às interrupções de serviço, diminuem à medida que a fiabilidade do sistema atinge valores mais elevados. O custo total corresponde à soma destes custos individuais. A curva que representa o custo total possui um mínimo, correspondendo esse ponto aos valores óptimos do custo e da fiabilidade. Embora este conceito de avaliação seja bastante válido, possui duas dificuldades: em primeiro lugar, os índices calculadores normalmente derivam de modelos aproximados e, em segundo lugar, não é de todo simples obter uma noção precisa do verdadeiro valor que os clientes atribuem às interrupções.

2.2.2 - Reserva operacional e reserva estática

A determinação da quantidade de produção necessária para garantir um fornecimento de serviço adequado é um aspecto importante no planeamento e operação do SEE. Este problema é dividido em duas áreas, designadas por requisitos de reserva estática e requisitos de reserva operacional. A reserva estática resulta de uma avaliação a longo prazo dos requisitos do sistema, devendo ter em conta saídas de serviço não planeadas de grupos produtores, acções de manutenção e aumentos inesperados de carga. A reserva operacional refere-se às avaliações, efectuadas a curto prazo, da capacidade de produção do sistema, tendo em conta o nível de carga.

Assim, a diferença fundamental entre as duas áreas de estudo prende-se com o período de tempo considerado e, conseqüentemente, com o tipo de dados utilizados.

2.3 - Fiabilidade ao nível HLI: sistema produtor

2.3.1 - Aspectos gerais

Como já foi referido, ao nível HLI não é considerada a influência da rede de transporte uma vez que esta é considerada 100% fiável.

A abordagem fundamental para avaliação da fiabilidade de um sistema produtor é, na sua génese, a mesma para qualquer técnica: é utilizado um modelo para a produção e um outro modelo para representar a carga, sendo que ambos são combinados para a determinação do modelo do risco.

Os índices obtidos não reflectem as deficiências de produção em nenhum barramento de carga em particular, medindo antes o grau de adequação global do sistema de produção à carga global.

O modelo de sistema a adoptar será o de barramento único, que inclui todos os grupos geradores e toda a carga presente no sistema, tal como se ilustra na Figura 2-3:

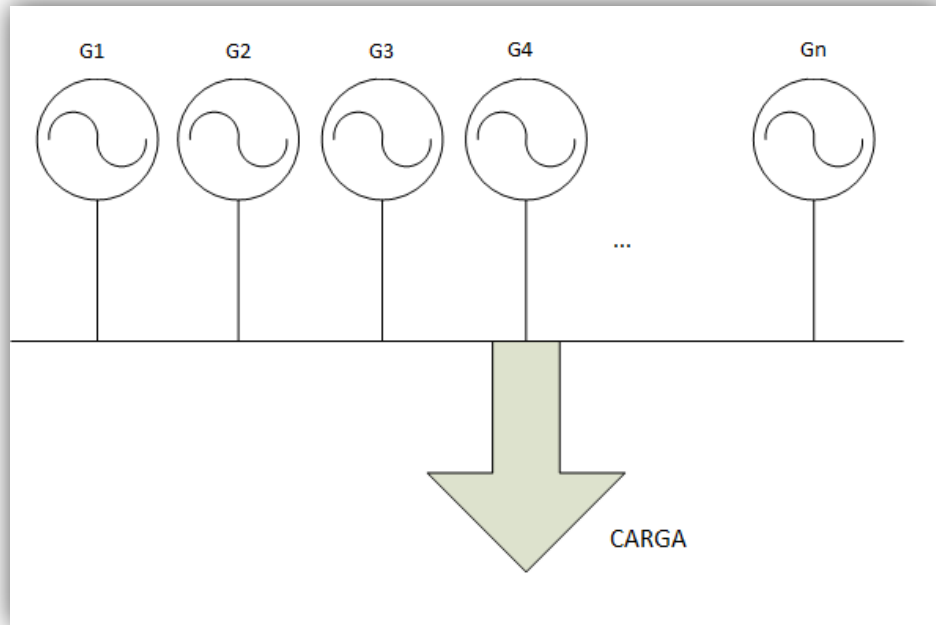


Figura 2-3 - Modelo de barramento único, representativo do sistema produtor.

2.3.2 - Modelização de geradores

O modelo de fiabilidade mais simples para um gerador é constituído por dois estados: Funcionamento e Avaria. Considera-se que o gerador transita do estado de Funcionamento para o de Avaria de forma aleatória, na sequência de incidentes não programados, com uma taxa de avarias λ (medida em avarias por ano), e que transita do estado de Avaria para o de Funcionamento com uma taxa de reparação μ , sendo que $\mu = 1/r$, em que r é o tempo médio de reparação, geralmente medido em horas. Este modelo está ilustrado na Figura 2-4.

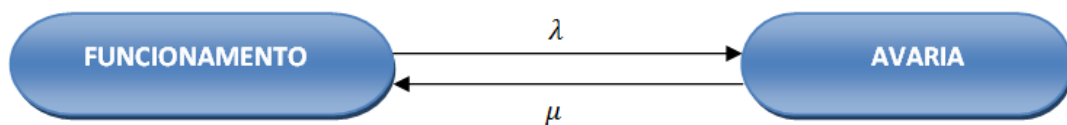


Figura 2-4 - Modelo de 2 estados do gerador.

O parâmetro fundamental utilizado na avaliação dos requisitos de reserva estática é a indisponibilidade da unidade produtora, também conhecido como FOR (*Forced Outage Rate*). De realçar que não se trata de uma taxa, tal como a sua tradução literal possa sugerir, mas sim de uma probabilidade: a probabilidade de encontrar a unidade fora de serviço num

qualquer intervalo de tempo no futuro, ou, mais simplesmente, a probabilidade de encontrar o componente avariado.

$$\text{Indisponibilidade} = \text{FOR} = P_{av} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (2-1)$$

$$\text{Disponibilidade} = P_{func} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (2-2)$$

Nestas expressões:

- μ consiste na taxa de reparação;
- m corresponde ao tempo médio de funcionamento, normalmente conhecido por MTTF (*mean time to failure*); corresponde ao inverso da taxa de avarias;
- r corresponde ao tempo médio de reparação, também designado por MTTR (*mean time to repair*); corresponde ao inverso da taxa de reparação;
- $m + r$ corresponde ao tempo médio entre avarias (MTBF: *mean time between failures*);
- f é a frequência do ciclo;
- T refere-se ao período do ciclo;
- P_{av} e P_{func} são as probabilidades da unidade estar avariada e a funcionar, respectivamente, admitindo-se um modelo de residência em dois estados.

A FOR das unidades produtoras é determinada através dos registos cronológicos dos incidentes durante a sua exploração ou, em planeamento e no caso de novos grupos, por analogia com unidades existentes, por consulta de bases de dados internacionais ou através indicações dos fabricantes.

Na maior parte dos casos, $\lambda \ll \mu$, o que resulta na aproximação dada por 2-3:

$$P_{av} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \approx \lambda r \quad (2-3)$$

2.3.3 - Modelização da carga

O diagrama poderá ser formado pelos valores máximos diários do consumo de potência activa, ou seja, pelas pontas diárias do consumo. Também poderá ser formado, por exemplo, pelas pontas horárias do consumo. Cada conjunto anual de 365 valores de ponta (ou de 8760

valores, no caso de o diagrama ser formado pelas pontas horárias do consumo) pode ser organizado sob a forma de um diagrama classificado, com as ordenadas representando potências de ponta diária e as abcissas representando a percentagem de dias, no ano, em que esse valor de potência é ultrapassado.

2.3.4 - Tabela de capacidades fora de serviço

Como o próprio nome indica, estas tabelas de capacidades consideram níveis de capacidade fora de serviço, sendo que a cada nível de capacidade fora de serviço está associado um valor de probabilidade de ocorrência. Os diferentes pares de valores de capacidade fora de serviço e de probabilidade formam a tabela de probabilidades das capacidades fora de serviço.

Se todas as unidades no sistema forem idênticas, a tabela de probabilidades pode ser facilmente obtida utilizando a distribuição binomial, de acordo com (2-4). Porém, esta situação raramente acontece.

$$p(k; n, p) = \binom{n}{k} FOR^k (1 - FOR)^{n-k} \quad (2-4)$$

Nesta expressão:

- $p(k; n, p)$ representa a probabilidade associada a uma determinada linha tabela das capacidades em serviço;
- n representa o número total de geradores;
- k corresponde ao número de unidades fora de serviço associadas a uma determinada linha da tabela das capacidades;

Como os geradores são todos iguais, possuem o mesmo valor para *Forced Outage Rate* (*FOR*), pelo que a construção da tabela é mais simples.

O cálculo do risco de carga requer ainda a construção de uma outra coluna contendo a probabilidade de a carga não ser alimentada.

Estes valores são obtidos da seguinte forma :

- Quando o valor da capacidade disponível é igual ou superior à carga máxima, a probabilidade de a carga não ser alimentada é nula;
- Quando o valor da capacidade disponível é inferior à carga mínima, a respectiva posição do vector contendo a probabilidade de não alimentar a carga, torna-se igual a 1;

- Em relação aos valores intermédios, admitindo uma variação linear da carga entre o valor mínimo e o máximo referidos, quando o valor da capacidade é inferior à carga máxima e igual ou superior à carga mínima, o valor a colocar na posição do vector é dado pela expressão (2-5), onde CES é a capacidade em serviço, e L_{max} e L_{min} correspondem aos valores máximo e mínimo de carga, respectivamente.

$$\frac{L_{max}-CES}{L_{max}-L_{min}} \quad (2-5)$$

A probabilidade de se encontrar uma grande quantidade de produção fora de serviço é bastante pequena, uma vez que tal requer a saída simultânea de serviço de várias unidades. Teoricamente a tabela de capacidades fora de serviço engloba toda a capacidade de produção do sistema. Porém, para sistemas constituídos por um elevado número de geradores, a tabela pode crescer excessivamente devido à enorme quantidade de estados possíveis. De forma a contornar esta situação há duas técnicas passíveis de utilização: tabela truncada ou tabela arredondada. A primeira consiste em desprezar os estados cuja probabilidade seja inferior a um valor mínimo pré-fixado. Isto permite uma grande diminuição no tempo de execução do algoritmo de construção da tabela, já que a tabela é truncada progressivamente em cada adição de uma nova unidade. A outra técnica (tabela arredondada) consiste em considerar, por exemplo, que na tabela só se registam saltos de amplitude constante. A aplicação desta técnica permite uma diminuição do número de linhas da tabela, mas exige que a influência de estados com capacidade fora de serviço de valor intermédio seja repartida por estados adjacentes. Isto é conseguido através da utilização de uma técnica de arredondamento adequada. A mais comum corresponde à distribuição proporcional, que implica a utilização das expressões (2-6) e (2-7) para eliminar o estado C intermédio em relação aos estados X e Y :

$$P_X^{novo} = P_X^{antigo} + \frac{Y-C}{Y-X} P_C \quad (2-6)$$

$$P_Y^{novo} = P_Y^{antigo} + \frac{C-X}{Y-X} P_C \quad (2-7)$$

Nestas expressões:

- Os índices “antigo” e “novo” e referem-se a valores de probabilidade da tabela, respectivamente antes e depois do processo de arredondamento;
- X e Y correspondem a dois estados de capacidades fora de serviço que se pretendem conservar na tabela arredondada ($Y > X$);
- C refere-se a um qualquer estado intermédio, a eliminar da tabela ($Y > C > X$);

A magnitude destes “saltos” de capacidade dependerá da precisão desejada. A tabela final arredondada conterá então valores de capacidades em serviço que são múltiplos do passo de arredondamento (amplitude dos saltos). O número de níveis de capacidade da tabela de capacidades fora de serviço diminui à medida que o valor do passo aumenta.

A utilização desta técnica introduz alguns erros no cálculo dos índices de fiabilidade. Este erro depende da amplitude do passo de arredondamento e do declive da característica de carga (do diagrama de cargas classificado). Em sistemas de elevada dimensão, o erro é desprezável e, como tal, a técnica do arredondamento é utilizada com confiança por grande parte das empresas do sector eléctrico.

2.3.5 - Algoritmo recursivo

A tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço para o sistema de produção pode ser construída através de um algoritmo recursivo, que também pode ser usado para remoção de uma unidade produtora do sistema.

No caso da adição de um gerador ao sistema, é necessário:

- Aos estados previamente existentes, multiplicá-los pela probabilidade de o novo gerador (gerador adicionado) estar a funcionar;
- Adicionar, aos estados novos, a probabilidade de o novo gerador estar avariado vezes a probabilidade daquele estado anterior que, combinado com a saída forçada do novo grupo, permite obter o valor em causa da capacidade perdida.

Assim, para a construção da tabela de probabilidades das capacidades fora de serviço, é possível começar com um só gerador, e ir adicionando grupos produtores, um a um, por aplicação da expressão recursiva (2-8):

$$P^{com}(X) = P^{sem}(X) * (1 - f) + P^{sem}(X - C) * f \quad (2-8)$$

Nesta expressão:

- X é um estado correspondente a uma capacidade fora de serviço X ;
- C é a capacidade da nova unidade a adicionar à tabela;
- f representa o FOR da nova unidade;
- $P^{com}(X)$ consiste na probabilidade associada ao estado X , após a adição de C ;
- $P^{sem}(X)$ representa a probabilidade associada ao estado X , na tabela anterior à adição de C ;
- $P^{sem}(X - C)$ consiste na probabilidade associada ao estado $X - C$, na tabela anterior à adição de C .

No caso de remoção de um gerador, é possível utilizar uma versão adaptada da expressão anterior, obtendo-se assim (2-9):

$$P^{sem}(X) = \frac{P^{com}(X) - P^{sem}(X-C)*f}{1-f} \quad (2-9)$$

O valor de $P^{sem}(X - C)$ é calculado antes de $P^{sem}(X)$, o que é sempre possível dado que para valores negativos de $X - C$, a probabilidade de ocorrência de um tal estado é nula.

2.3.6 - Cálculo do LOLP

Dispondo de uma tabela de capacidades fora de serviço e de um diagrama de cargas, é possível calcular o risco de perda de carga, expresso através de dois índices designados por LOLP (*Loss of Load Probability*) e LOLE (*Loss of Load Expectation*). Ambos correspondem à probabilidade de ocorrência de dias ou horas tipicamente ao longo de um ano em que a capacidade de produção disponível não seja suficiente para satisfazer a ponta do diagrama de cargas. Enquanto que o LOLP corresponde a um valor de probabilidade (entre 0 e 1), ou seja, adimensional, o LOLE exprime o mesmo em dias/ano, ou em horas/ano.

Assim, o cálculo do risco de perda de carga implica a execução dos seguintes passos:

- Construir a coluna das capacidades fora de serviço;
- Construir a coluna de probabilidades das capacidades fora de serviço;
- Construir a coluna de probabilidades condicionadas;
- Multiplicar cada valor destes últimos dois vectores, obtendo o vector do risco de perda de carga;
- Somar todos os valores da tabela do risco de perda de carga, para obter o valor de LOLP.

Sintetizando:

$$LOLP = \sum_{i=1}^n P(X_i) * P_{cond}(X_i) \quad (2-10)$$

Nesta expressão:

- $P(X_i)$ representa a probabilidade associada ao nível de capacidade X_i ;
- $P_{cond}(X_i)$ é a probabilidade de que a ponta de carga exceda a capacidade disponível no estado X_i ;
- n corresponde à dimensão da tabela de capacidades fora de serviço;

O valor de LOLE pode ser obtido multiplicando o valor de LOLP pelo intervalo de tempo a que se refere o diagrama de cargas considerado para o cálculo do LOLP.

A determinação do risco de perda de carga em anos sucessivos (durante os quais, normalmente, se verifica um aumento do nível de carga), permite realizar uma avaliação objectiva da fiabilidade do sistema produtor. O conhecimento do valor do risco de perda de carga pode também servir de auxílio quanto à selecção de uma determinada estratégia de expansão, com identificação dos anos em que devem entrar em serviço novos grupos ou centrais. Neste tipo de estudos, o risco de perda de carga funciona simultaneamente como uma restrição e uma meta: por um lado, poderá existir um valor de referência, pré-fixado, que não deverá ser ultrapassado mas, por outro, convém que os valores obtidos não se afastem demasiado do valor alvo, pois tal em princípio só seria conseguido à custa de maiores investimentos.

2.3.7 - Manutenção dos grupos produtores

As acções de manutenção consistem na retirada de serviço programada de geradores, para efeitos de manutenção. Contrariamente às avarias, que são eventos de carácter aleatório, as acções de manutenção são programadas. Assim, estas acções obedecem a um programa pré-definido, de forma a minimizar o impacto no risco de perda de carga. Até agora, na construção das tabelas de capacidades, probabilidades e no cálculo do risco, estas acções não foram consideradas.

De uma forma geral, a inclusão da manutenção é feita utilizando métodos aproximados, existindo no entanto a possibilidade de abordar o problema de através de um método exacto. Estas abordagens serão descritas com maior detalhe na Secção 3.5, onde também será feita referência ao método utilizado pela aplicação desenvolvida neste projecto.

2.3.8 - Incerteza na previsão da carga

Até agora assumiu-se que os valores relativos à previsão de carga não diferem dos reais. Este cenário é, na prática, extremamente improvável, uma vez que as previsões se baseiam normalmente em resultados obtidos no passado. Existem essencialmente duas formas de tratar a incerteza associada à previsão de cargas:

- Incerteza de natureza probabilística;
- Bandas de incerteza.

2.3.8.a - Incerteza probabilística

Considerando que existe uma incerteza associada à previsão de cargas, é usual admitir-se que o erro cometido na previsão é descrito por uma distribuição normal em torno do valor

central de previsão. Esta distribuição de probabilidade é então dividida em vários intervalos (o número de intervalos a considerar dependerá da precisão pretendida) sendo que a cada um deles está associado um valor de probabilidade. Estabelece-se assim uma série de diagramas de carga (tantos quanto o número de intervalos) separados de um desvio padrão - a cada diagrama está associada uma probabilidade de ocorrência p_i , pelo que é possível obter para cada um deles um valor parcial de LOLP, aqui designado por $LOLP_i$.

O valor final do LOLP é obtido de acordo com a expressão (2-11).

$$LOLP = \sum_{i=1}^n p_i LOLP_i \quad (2-11)$$

Nesta expressão, n representa o número de intervalos considerados.

Na realidade, é extremamente difícil obter dados históricos suficientes para determinar uma distribuição que descreva a incerteza presente na previsão de carga. A distribuição normal é porém a que reúne mais consenso.

2.3.8.b - Bandas de incerteza

Trata-se de um outro método para incluir a incerteza associada à previsão da carga no cálculo do LOLP.

Neste caso, admite-se a existência de dois cenários de previsão de cargas: cenário de expansão e cenário de recessão, sendo que a cada um destes cenários corresponde um diagrama de cargas classificado. Ao cenário de expansão corresponde um maior consumo de energia de tal forma que o diagrama de cargas, neste cenário, é superior ao diagrama do cenário de recessão, isto é, a probabilidade de ocorrência de um dado valor de carga L ou superior é sempre não inferior no cenário de expansão, relativamente ao de recessão. Desta forma, o LOLP de um cenário de recessão nunca será superior ao LOLP de um cenário de expansão. Se for admitido que estes dois cenários constituem os limites inferior e superior de uma previsão de carga (à qual se encontra associada uma determinada incerteza), os valores de LOLP do cenário de recessão e de expansão constituirão um minorante e um majorante para o valor possível do LOLP para qualquer cenário de cargas intermédio. Assim, a incerteza na previsão da carga traduz-se numa incerteza no valor de LOLP, que passa a ser descrito não por um valor único, mas por um intervalo.

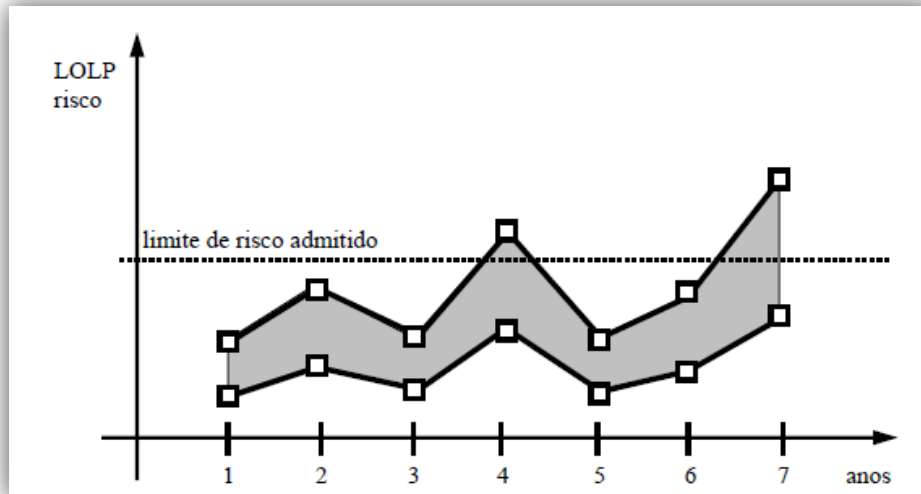


Figura 2-5 - Bandas de incerteza ([3]).

2.3.9 - Incerteza associada à FOR

Nas técnicas abordadas até agora, partiu-se sempre do princípio que a indisponibilidade dos geradores é representada por um valor fixo da FOR. Na verdade, também existe uma determinada incerteza associada a este parâmetro, correspondendo a FOR a uma estimativa baseada na informação existente, e em previsões futuras. Como tal, a incerteza neste parâmetro origina também uma incerteza no valor de LOLP calculado. De realçar que nos trabalhos que serão desenvolvidos nas secções seguintes desta dissertação, o parâmetro *Forced Outage Rate* será considerado um valor fixo, sem incerteza associada.

A abordagem básica para representar esta incerteza consiste em calcular a tabela das capacidades fora de serviço convencional, utilizando o algoritmo recursivo atrás explicitado, e ainda calcular a variância associada à probabilidade condicionada, para cada nível de capacidade. Este processo envolve a determinação sucessiva da matriz de covariância associada a cada adição de uma nova capacidade. A matriz de capacidades fora de serviço e a respectiva matriz de covariância podem ser combinadas com o diagrama de cargas, de forma a obter um valor esperado para o LOLP e ainda uma variância. Em sistemas produtores de grandes dimensões, o cálculo da matriz de covariância pode-se tornar um processo muito pesado computacionalmente, o que suscitou uma técnica aproximada de resolução do problema. Ambos os métodos serão descritos de seguida.

2.3.9.a - Método exacto

A matriz das capacidades fora de serviço e a sua matriz de covariância são construídas pela adição sucessiva de grupos geradores, um de cada vez, a uma tabela existente, através da expressão (2-12).

$$\begin{aligned}
 P(X) &= (1 - f) * P'(X) + rP'(X - C) + & (2-12) \\
 +Cov[P(X), P(Y)] &= [(1 - f)^2 + v]Cov[P'(X), P'(Y)] + \\
 +[f(1 - f) - v]\{Cov[P'(X), P'(Y - C)] + Cov[P'(X - C), P'(Y)]\} + \\
 +[r^2 + v]Cov[P'(X - C), P'(Y - C)] + v[P'(X), P'(Y) - P'(X), P'(Y - C) - \\
 -P'(X - C), P'(Y) + P'(X - C), P'(Y - C)
 \end{aligned}$$

Nesta expressão:

- X e Y são níveis de capacidade da tabela das capacidades fora de serviço;
- $P(X)$ corresponde à probabilidade associada ao nível de capacidade X , depois da adição da nova capacidade;
- $P'(X)$ corresponde à probabilidade associada ao nível de capacidade X , antes da adição da nova capacidade;
- $Cov[P(X), P(Y)]$ corresponde à covariância de $P(X)$ e $P(Y)$ depois da adição da nova unidade;
- $Cov[P'(X), P'(Y)]$ refere-se à covariância de $P'(X)$ e $P'(Y)$ antes da adição da nova unidade ;
- r consiste no valor esperado do FOR da nova unidade;
- C é o valor da nova capacidade a ser adicionada;
- v é a variância da FOR da nova unidade.

As condições iniciais antes da adição de qualquer nova unidade são as seguintes: $P(X \leq 0) = 1$, $P(X > 0) = 0$ e $Cov[P(X), P(Y)] = 0$ para qualquer valor de X e de Y .

2.3.9.b - Método aproximado

Este método é baseado na expansão em série de *Taylor* de uma função de múltiplas variáveis, podendo ser usado para obter os elementos da matriz de covariância associada à tabela das capacidades fora de serviço, de acordo com a expressão (2-13).

$$\begin{aligned} Cov[P(X)P(Y)] &\approx \sum_{i=1}^{ng} \left(\frac{\partial P(X)}{\partial r_i} \right) \left(\frac{\partial P(Y)}{\partial r_i} \right) Var[r_i] + \\ &+ \sum_{i=1}^{ng} \sum_{j=i+1}^{ng} \left(\frac{\partial^2 P(X)}{\partial r_i \partial r_j} \right) \left(\frac{\partial^2 P(Y)}{\partial r_i \partial r_j} \right) Var[r_i] Var[r_j] \end{aligned} \quad (2-13)$$

Nesta expressão, ng corresponde ao número de geradores. As derivadas parciais presentes em (2-13) são dadas por (2-14) e (2-15).

$$\frac{\partial P(X)}{\partial r_i} = P'(X - C_i) - P'(X) \quad (2-14)$$

$$\frac{\partial^2 P(X)}{\partial r_i \partial r_j} = P''(X - C_i - C_j) + P''(X) - P''(X - C_i) - P''(X - C_j) \quad (2-15)$$

Nestas expressões:

- $P'(X)$ consiste na probabilidade associada ao nível de capacidade X depois da remoção de uma unidade de C_i MW e do FOR r_i , da tabela original;
- $P''(X)$ corresponde à probabilidade associada ao nível de capacidade X depois da remoção de duas unidades de C_i e C_j , da tabela original.

2.3.10 - Energia Não Fornecida

Além do LOLP e LOLE, que representam o risco de perda de carga, é possível calcular também a energia não fornecida. Dispondo do diagrama de cargas, a área localizada debaixo da curva, para um determinado período, corresponde à Energia Não Fornecida durante esse período, devido a insuficiente capacidade de produção. Estes resultados também podem ser expressos sob a forma do quociente entre a Energia Não Fornecida devido a insuficiente capacidade instalada e a energia total necessária para garantir a satisfação dos consumos.

Na Figura 2-6, a Energia Não Fornecida corresponde à área assinalada a preto, correspondendo a recta L a um diagrama de cargas linearizado.

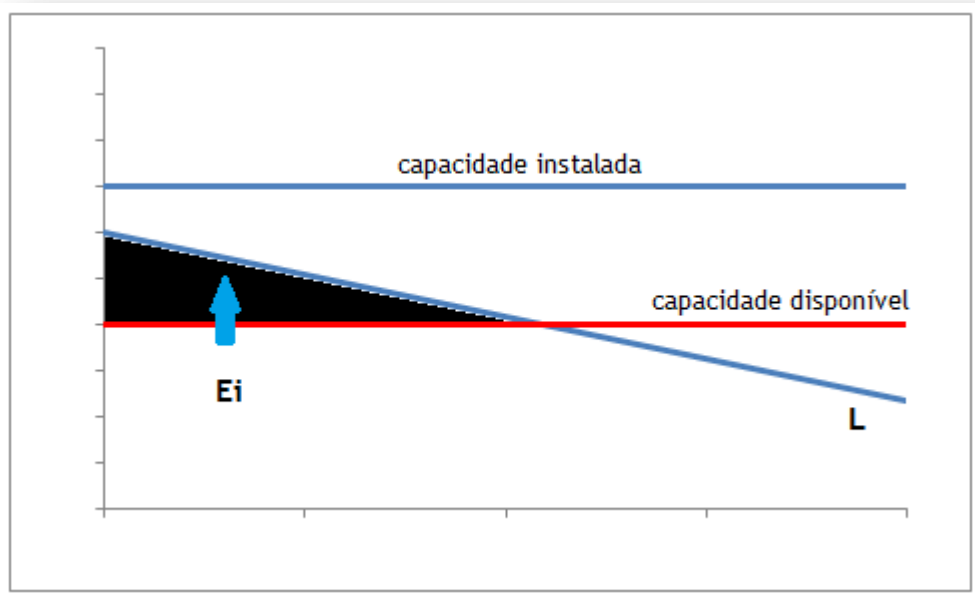


Figura 2-6 - Energia Não Fornecida.

Significado das variáveis:

- O_i corresponde à magnitude da capacidade fora de serviço;
- E_i refere-se à Energia Não Fornecida devido à saída de serviço de uma capacidade de magnitude O_i ;
- P_i representa a probabilidade de saída de serviço de uma capacidade de magnitude O_i .

Neste caso, a Energia Não Fornecida é dada por $E_i P_i$. A soma destes produtos representa o total de Energia Não Fornecida, índice também conhecido como LOEE (*Loss of Energy Expectation*), que pode assim ser calculado utilizando (2-16).

$$LOEE = \sum_{i=1}^n E_i P_i \quad (2-16)$$

Este valor pode ser normalizado dividindo pela energia total E , de acordo com (2-17).

$$LOEE_{p.u.} = \sum_{i=1}^n \frac{E_i P_i}{E} \quad (2-17)$$

Como referido anteriormente, o valor por unidade do LOEE consiste num rácio entre a Energia Não Fornecida devido a insuficiente capacidade instalada, e a energia total necessária para garantir as necessidades de consumo do sistema.

2.4 - Fiabilidade ao nível HLII: sistema composto

O trabalho desenvolvido nesta dissertação enquadra-se na categoria HLI, pelo que as abordagens do nível HLII não serão descritas em pormenor. No entanto, impõe-se a referência a alguns conceitos base.

Como referido na Secção 2.2, ao nível HLI não é considerada a influência da rede de transporte. Porém esta aproximação nem sempre é válida, uma vez que o sistema de transporte influencia a continuidade de serviço devido a 3 factores: possíveis avarias nas linhas, limites de potência existentes nas linhas em serviço, e 2ª Lei de *Kirchoff*.

Os estudos ao nível HLII são um meio de avaliar a fiabilidade um determinado sistema composto, incluindo reforços alternativos a nível de produção e transporte.

Neste tipo de avaliações, não são utilizados os mesmos métodos que para o nível HLI. Com efeito, numa rede com l linhas, há 2^l casos a considerar. Cada um dos estados de residência do sistema de transporte teria ainda de ser combinado com as possibilidades de perda de capacidade do sistema produtor. Por último, em cada situação de contingência ou perda de linhas, deveria ser realizado um OPF, de modo a calcular o valor mínimo da potência cortada. Assim, para um sistema real, as técnicas tradicionais seriam inoportáveis.

Como tal desenvolveram-se nas últimas duas décadas diversas técnicas de índole analítica bem como diversas aplicações utilizando o método de simulação de Monte Carlo. Neste caso, são obtidas estimativas do valor esperado das grandezas em análise através do sorteio de uma amostra de estados do sistema. O desenvolvimento do poder computacional permitiu que, nos últimos anos, o método de Monte Carlo ganhasse mais influência no panorama dos estudos de fiabilidade. Para este facto contribuíram também as técnicas de aceleração de convergência, que vieram a permitir a obtenção de resultados com a mesma precisão teórica, com um número reduzido de simulações.

Capítulo 3

Aspectos Gerais da Aplicação

3.1 - Introdução

Uma percentagem muito elevada da produção de electricidade em Portugal é de origem térmica. Mais recentemente, tem vindo a aumentar a produção de energia a partir de aproveitamentos eólicos ou solares fotovoltaicos, gerada em centrais mini-hídricas, bem como a partir da combustão de biomassa e biogás. Tem igualmente aumentado o valor da energia eléctrica produzida por co-geração, modalidade de produção térmica em que é aproveitado o calor gerado na combustão para fins industriais ou de aquecimento. A restante energia é obtida por via hídrica ou por importação através das interligações com a rede europeia.

No sentido de diminuir os impactos ambientais do sector eléctrico existem incentivos à produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis. As centrais convencionais cumprem também numerosas medidas de limitação aos seus impactos ambientais, em aspectos ligados quer ao seu projecto e implantação, quer à respectiva exploração.

Como resultado do protocolo de Quioto, de acordo com o qual vários países, incluindo Portugal, assumiram compromissos rígidos para redução da emissão de gases que agravam o efeito de estufa, têm vindo a aumentar as tentativas de exploração das energias renováveis. A energia eólica tem sido particularmente procurada.

Do ponto de vista do planeamento e de operação do sistema, a progressiva integração de uma cada vez maior quantidade de energias renováveis tornou-se um problema complexo, principalmente devido à volatilidade associada a alguns destes recursos. Assim, têm vindo a ser desenvolvidos vários métodos com o objectivo de prever o comportamento da produção eólica. Não é esse, porém, o objectivo deste trabalho, mas sim o de determinar qual o impacto da integração deste tipo de energia no sistema produtor, a nível de fiabilidade, através do cálculo de uma série de índices apropriados.

Neste capítulo serão descritos os objectivos gerais da aplicação desenvolvida, os pressupostos e simplificações utilizados na sua elaboração, e as metodologias de cálculo utilizadas. Serão ainda referidas algumas variáveis de entrada (especificadas pelo utilizador) e de saída (resultados). Posteriormente, no Capítulo 4 será efectuada uma análise mais detalhada da aplicação, onde, para além de serem explicitados pormenores relativos à programação propriamente dita, serão descritas todas as funcionalidades do programa, e listados todos os dados de entrada e de saída.

Como referido inicialmente, o objectivo do presente trabalho é o desenvolvimento de uma aplicação para o cálculo dos índices de fiabilidade de um determinado sistema produtor, contendo produção térmica e produção eólica.

Mais especificamente, a aplicação deverá ser capaz de fornecer o valor dos seguintes índices:

- *Loss of Load Probability*, LOLP;
- *Loss of Load Expectation*, LOLE;
- Energia Não Fornecida, ENF.

No Capítulo 2 foi explicado o significado de cada um destes índices. O LOLP e o LOLE correspondem à probabilidade de ocorrência de dias em que a capacidade de produção disponível não é suficiente para satisfazer a ponta do diagrama de cargas. Enquanto que LOLP corresponde a um valor de probabilidade (entre 0 e 1), ou seja, adimensional, o LOLE exprime o mesmo em dias/ano (por exemplo). A Energia Não Fornecida refere-se à quantidade de energia que deixou de ser fornecida às cargas, devido a insuficiente capacidade de produção.

De modo a obter os resultados desejados, será efectuada uma série de cálculos que se resumem em seguida:

- Construção da tabela contendo as disponibilidades e respectivas probabilidades, probabilidades condicionadas;
- Combinação com os diferentes valores de produção eólica e com o diagrama de cargas;
- Cálculo do LOLP, LOLE e ENF.

A aplicação contém ainda funcionalidades que lhe permitem lidar com a volatilidade associada à produção eólica, e considerar ainda no cálculo dos índices as acções de manutenção dos geradores térmicos. Será ainda descrito o método utilizado para a consideração dos diferentes níveis de carga.

A ferramenta de *software* desenvolvida neste trabalho será designada por AEOLUS, em homenagem ao deus grego do vento, com o mesmo nome.

3.2 - Tabela de capacidades fora de serviço

O modelo utilizado para representar o funcionamento dos geradores térmicos será constituído por dois estados (Funcionamento e Avaria) descrito na Secção 2.3.2. Através da utilização de um algoritmo recursivo, o programa possui a capacidade de considerar um determinado número de geradores térmicos para o cálculo da tabela mencionada. A explicação detalhada deste algoritmo será realizada na Secção 4.3. Assim, fazem parte dos dados de entrada os parâmetros associados aos geradores térmicos: potência e FOR. A coluna de probabilidade condicionada, risco de perda de carga, bem como o LOLP e LOLE serão calculados de acordo com os métodos descritos no Capítulo 2.

3.3 - Carga

A ferramenta de *software* desenvolvida considerará um determinado número de níveis de carga, tratados como valores diários de consumo, sendo que, no período de tempo relativo a um dia, são tidos em conta dois cenários de carga (um de pico e outro de vazio), ambos com a duração de 12 horas. Desta forma, cada valor de consumo possuirá a mesma influência no cálculo do valor final do risco de perda de carga.

Uma vez que o período de tempo a considerar é de um ano, o diagrama de cargas utilizado será portanto constituído por $365 \times n_c$ valores, em que n_c é o número de níveis de carga considerados em cada dia. A Figura 3-1 ilustra um diagrama deste tipo.

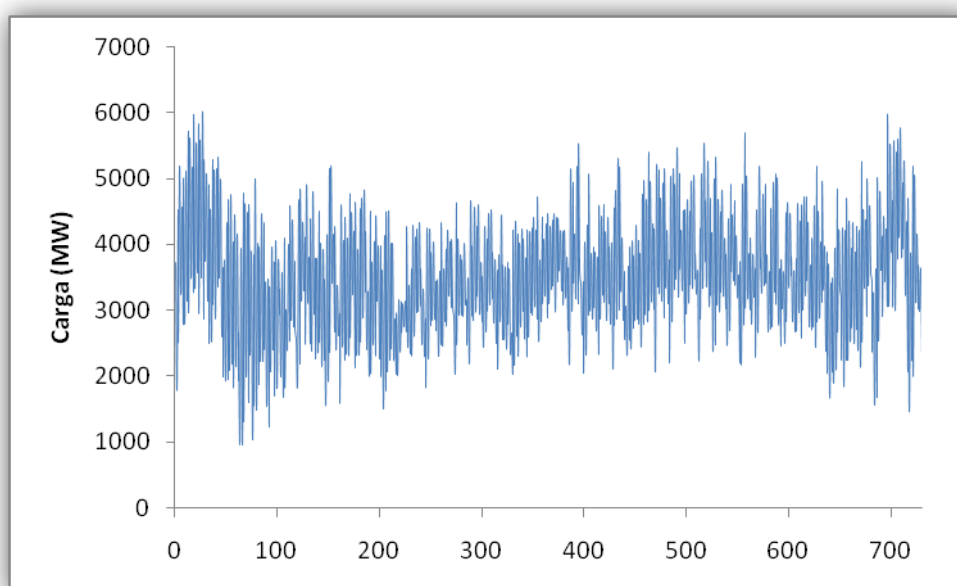


Figura 3-1 - Exemplo de um diagrama de cargas.

3.4 - Produção eólica

Desde 1998, a implementação de um enquadramento legislativo específico e estável para fontes de energia renováveis tem permitido um crescimento muito rápido da energia eólica. No início de 2010 estão disponíveis cerca de 3000 MW, ou seja, o necessário para produzir cerca de 10% da electricidade consumida em Portugal.

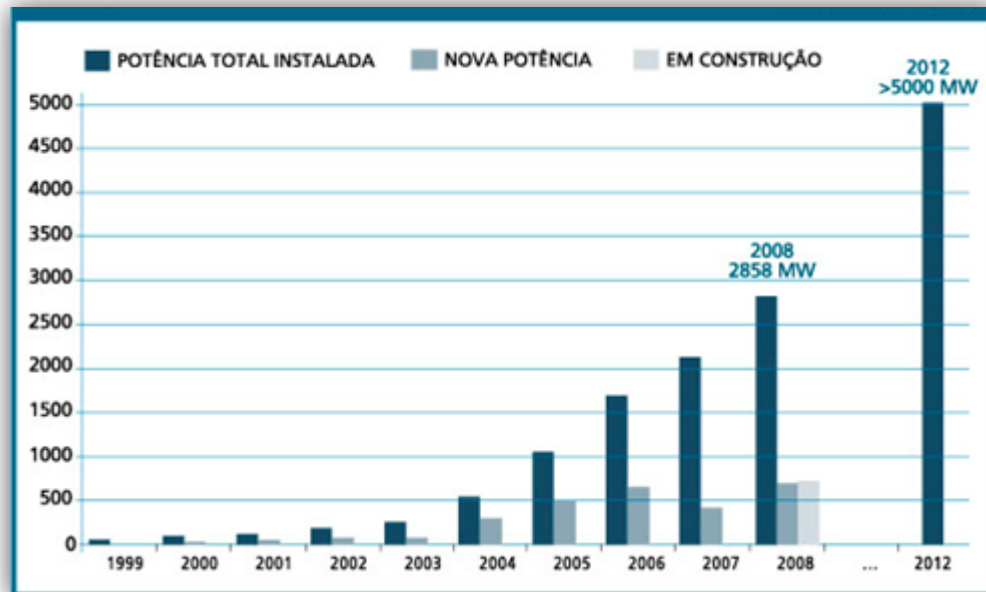


Figura 3-2 - Evolução da potência eólica instalada em Portugal (MW) ([14]).

Os locais mais ventosos costumam encontrar-se nas zonas costeiras e no cume dos montes. Devido à elevada densidade populacional da zona costeira, tem-se optado por construir parques eólicos nas zonas mais interiores, mas montanhosas.

O maior inconveniente da energia eólica está associado à sua intermitência. O vento não sopra sempre à mesma velocidade e não sopra sempre quando a procura de electricidade é maior. Este inconveniente mitiga-se, num sistema eléctrico em que a energia eólica ocupa uma posição minoritária, utilizando centrais flexíveis como as centrais a gás ou hídricas a fio de água para compensar os momentos em que o recurso eólico é reduzido. No entanto, a energia eólica pode ter uma participação considerável no sistema eléctrico. Em Portugal, a produção de origem eólica foi multiplicada por 10 nos últimos 6 anos, e já atinge, como referido anteriormente, cerca de 10% do consumo nacional de electricidade, estando previsto um aumento nos próximos anos. Porém, de forma a assegurar a utilização otimizada do recurso eólico em grandes quantidades, será necessário actuar em três áreas fundamentais:

- Modelos de previsão ainda mais precisos;

- Sistemas de gestão em tempo real dos parques eólicos, de forma a operar eficientemente com as outras fontes de energia disponíveis;

- Sistemas de armazenamento de energia, de modo a poder guardar o excesso de energia eólica para usá-lo mais tarde. Porém, os sistemas químicos de armazenamento (baterias) são demasiado caros e volumosos para serem utilizados à escala do sistema eléctrico nacional. Assim o melhor sistema de armazenamento a grande escala consiste na utilização de aproveitamentos hídricos reversíveis. Estes podem bombear água para montante nas situações em que há excesso de vento. Esta água será posteriormente utilizada para produzir electricidade no caso da intensidade de vento ser menor, ou quando o consumo o justificar.

De forma a considerar a volatilidade da produção eólica no cálculo dos índices de fiabilidade, a aplicação possui a capacidade de considerar diferentes níveis de produção eólica ao longo de n_p períodos. Assume-se que cada patamar de produção eólica (associado a um período de tempo) tem uma probabilidade de ocorrência igual a 1.

3.5 - Manutenção

A consideração exacta da influência das acções de manutenção nos índices de fiabilidade a calcular corresponderia a dividir o ano em tantos períodos quantas as capacidades em manutenção e, para cada período, seria descontada à tabela de capacidades fora de serviço a capacidade em manutenção de modo a calcular um valor parcial dos índices de fiabilidade. O valor final seria calculado pesando os valores parciais pelas durações dos tempos respectivos. Este método, além de extremamente trabalhoso, não tem em conta que as acções de manutenção, apesar de programadas, podem ser adiadas face à ocorrência de avarias em certos geradores. Outro método consistiria em realizar uma simulação de Monte Carlo, incluindo regras específicas relativas ao programa de manutenção.

Felizmente, existem métodos aproximados que têm a vantagem de não exigirem a construção de novas tabelas de probabilidades das capacidades fora de serviço reflectindo a existência de geradores em manutenção. São de destacar:

- Adição da capacidade de manutenção à carga ou subtracção da capacidade em manutenção à capacidade de produção. No caso de se adicionar a potência dos geradores em manutenção à carga, há várias alternativas possíveis:
 - Calcular uma “potência média em manutenção” e somá-la a todos os pontos do diagrama de cargas;
 - Acrescentar a potência em manutenção não a todo o diagrama, mas apenas às suas zonas inferiores, ou seja, com menor carga;

- Admitir que a entrada em manutenção de um grupo corresponde a um evento aleatório de carácter independente (tal como as avarias), e somar uma “taxa de manutenção” à FOR de cada grupo, construindo-se posteriormente as tabelas de forma habitual;
- Refazer o diagrama de cargas original, incluindo a manutenção para, de seguida, construir um novo diagrama de cargas classificado (já considerando a manutenção).

Os métodos aproximados têm-se revelado muito eficientes computacionalmente quando comparados com as formulações exactas, introduzindo erros pequenos desde que a capacidade em manutenção corresponda a uma potência reduzida face à potência total instalada.

Uma vez que os grupos térmicos do sistema produtor em análise poderão estar sujeitos a programas de manutenção, a aplicação foi desenhada para que estas acções se reflectam nos valores obtidos. Assim, uma das potencialidades do AEOLUS consiste na consideração da manutenção dos geradores térmicos no cálculo dos índices de fiabilidade. A aplicação, além de possuir um plano de manutenção pré-definido, fornece ao utilizador a possibilidade de especificar os períodos de tempo em que será feita a manutenção a cada grupo gerador. Nesses períodos, a potência do gerador será adicionada ao vector que contém os valores de carga. Trata-se portanto de um método aproximado para a inclusão da influência das acções da manutenção no valor dos índices de fiabilidade a calcular.

Capítulo 4

Especificações da Aplicação

Neste capítulo será realizada uma descrição pormenorizada de todas as funcionalidades da aplicação: opções do utilizador, tipos de erros que poderão eventualmente ocorrer e respectivas consequências. De forma a clarificar todas as explicações, serão incluídos vários *print-screens* da aplicação, obtidos em diversas simulações. Posteriormente, será explicitada a sequência de instruções levada a cabo pela aplicação para obtenção dos resultados, desde que é dado início à sua execução até a disponibilização dos resultados. A linguagem de programação utilizada para o desenvolvimento de AEOLUS foi VBA (*Visual Basic for Applications*).

4.1 - Interface gráfica

Da primeira vez que executa o ficheiro de nome “AEOLUS”, o utilizador depara-se com a interface gráfica apresentada na Figura 4-1.



Figura 4-1 - Janela inicial.

Além de ser possível visualizar, no topo, o nome do programa, o nome do autor, e as referências à FEUP e EDP, rapidamente se constata que a aplicação contém cinco secções diferentes, cada uma contendo opções que se relacionam com o respectivo nome do separador:

- **Principal**, que permite ao utilizador dar ordem de execução ao programa e visualizar os resultados;
- **Produção térmica**, em que poderão ser inseridas e editadas as características relativas aos geradores térmicos a utilizar na simulação;
- **Produção eólica** que permite a utilização de diferentes cenários de vento;
- **Manutenção** que fornece a possibilidade de incluir a manutenção dos grupos térmicos no cálculo dos índices de fiabilidade;
- Por último, na secção **Ajuda** poderão ser consultados tópicos de ajuda e outras informações acerca deste trabalho.

Todas as opções relativas a cada divisão serão de seguida analisadas em pormenor.

4.1.1 - Principal

Conforme o nome indica, o botão “**Executar**” dá início à execução do programa, que permitirá assim obter os índices LOLP, LOLE e ENF, nas unidades indicadas na Figura 4-1. Porém, de forma a obter resultados mais precisos, esta acção só deverá ser desencadeada depois de definidas todas as opções nos restantes separadores.

Além dos índices indicados, a aplicação AEOLUS permite a visualização detalhada de resultados. Ao clicar no botão “**Resultados**”, o utilizador é remetido para a folha de cálculo do Microsoft Excel que contém várias listas de os valores:

- Tabela de disponibilidades e probabilidades respectivas (considerando apenas produção térmica);
- Risco de perda de carga e potência não fornecida, associados a cada nível de carga.

Na Figura 4-2 poderão ser visualizados estes resultados, obtidos através de uma simulação:

PRODUÇÃO TÉRMICA		PROD. TÉRMICA + EÓLICA			VALORES FINAIS				
CE (MW)	Probabilidades	Carga (MW)	lofp (parcial)	PNS (MW)	LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENE (%)
3477,8	0,716559743	3720,775	0,001514091	0,16331674	0,26150674	95,44996123	2290,7991	1246472,6246	4,0684
3421,8	0,007237977	1787,425	4,29084E-17	3,3128E-15					
3359,3	0,058494673	4513,6	1	183,684474					
3359,1	0,029247336	2507,125	7,13403E-11	5,6219E-09					
3303,3	0,000590855	5180,075	1	850,159474					
3303,1	0,000295428	3249,7	5,83616E-06	0,00044097					
3241,2	0,058494673	4561,05	1	231,134474					
3240,8	0,001790653	2786,2	8,82543E-09	6,0053E-07					
3240,6	0,002387538	4999,325	1	669,409474					
3240,4	0,000298442	2797,875	8,82543E-09	7,0356E-07					
3185,8	0,029247336	5114,25	1	784,334474					
3185,2	0,000590855	3145,75	1,12052E-06	0,00011297					
3184,8	1,80874E-05	5719,525	1	1389,60947					
3184,6	2,41165E-05	2962	9,43822E-08	7,4212E-06					
3184,4	3,01457E-06	5605,65	1	1275,73447					
3182,8	0,058494673	3480,325	9,78299E-05	0,00878218					
3129,8	0,000295428	5167,6	1	837,684474					
3126,8	0,000590855	3274,325	5,83616E-06	0,00058469					
3122,7	0,004775075	5968,125	1	1638,20947					
3122,5	0,002387538	3330,5	1,70802E-05	0,00147862					
3122,3	2,43626E-05	5528,475	1	1198,55947					
3122,1	7,30879E-05	3570,95	0,000255007	0,02606644					
3121,9	2,43626E-05	5831,525	1	1501,60947					
3067,3	0,002387538	2954,05	9,43822E-08	6,6709E-06					
3067,1	0,001193769	5575,675	1	1245,75947					
3066,7	4,82331E-05	3497,025	9,78299E-05	0,01041594					
3066,5	2,41165E-05	6012,35	1	1682,43447					
3066,3	2,46087E-07	2870,775	3,79967E-08	1,9295E-06					
3066,1	7,38261E-07	5279,725	1	949,809474					
3065,9	2,46087E-07	3752,9	0,002408377	0,21478327					
3064,3	0,004775075	5071,775	1	741,859474					

Figura 4-2 - Para obter resultados detalhados após uma simulação, basta clicar em “Resultados” no separador “Principal”.

Caso se deseje efectuar uma nova simulação, basta seleccionar “Clear: Resultados” para apagar todos os valores da folha de cálculo referida.

4.1.2 - Produção térmica

Nesta secção o utilizador pode definir os grupos térmicos que pretende que sejam considerados na simulação e respectivas características, bem como visualizar quantos geradores foram considerados na última simulação realizada. Para tal, deverá clicar em “Definir Geradores”, sendo remetido para uma folha de cálculo. Tal como indicado pela caixa de diálogo, é necessário indicar a potência, F.O.R. e o nome de cada gerador:

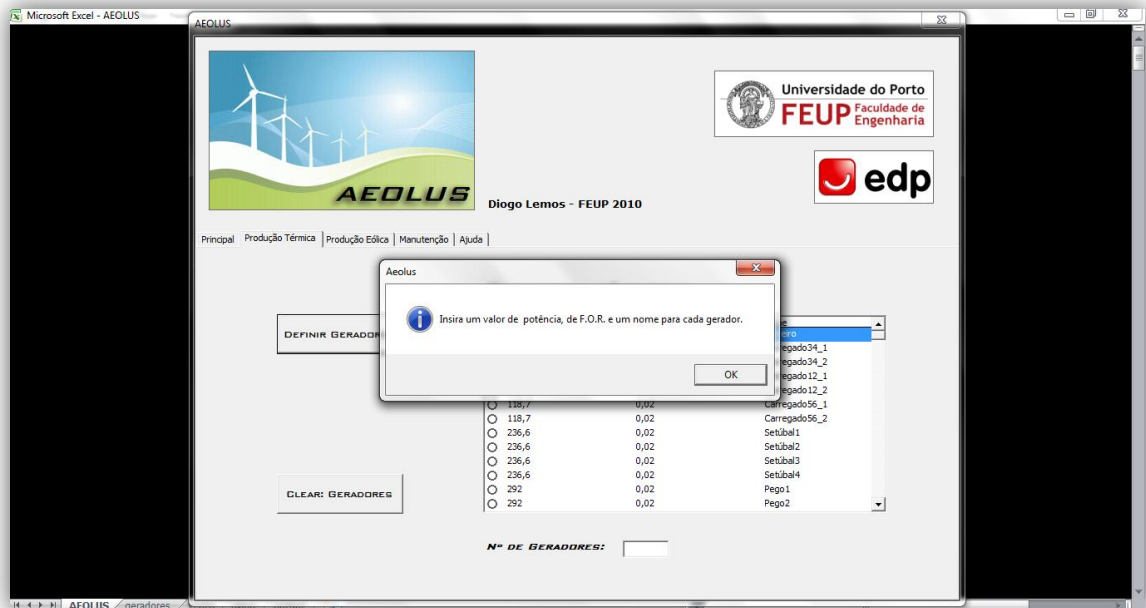


Figura 4-3 - Caixa de diálogo que surge quando é activada a opção de definir geradores.

O botão “Clear: Geradores” permite eliminar as informações relativas aos geradores introduzidos.

4.1.3 - Produção eólica

Conforme descrito na Secção 3.4, os valores de produção eólica são muito voláteis. Assim, a aplicação AEOLUS fornece a possibilidade de considerar na simulação diferentes cenários de vento, aos quais estão associados diferentes valores de produção eólica. São utilizados 12 períodos ($n_p = 12$) na simulação, referentes a 12 meses. Os valores utilizados correspondem aos registados ao longo do ano de 2009 e podem ser seleccionados:

- **Vento médio:** ao seleccionar esta opção o programa considera, para cada mês, o valor médio de produção eólica (em MW) desse mês (dados de 2009);
- **Vento mínimo:** considera, para cada período, o valor mínimo de produção eólica (em MW) de 2009;
- **Vento máximo:** é utilizado para cada mês o valor máximo de produção eólica (em MW) de 2009;
- **Vento médio (10% a 90%):** o valor utilizado na simulação corresponde a uma média dos valores mensais, excluindo 20% dos valores, dos quais 10% são os mais pequenos, e os outros 10% os mais elevados;
- **Vento mínimo (10% mais pequenos):** o valor de produção eólica utilizado cada mês corresponde a uma média dos 10% valores de produção eólica mais reduzidos desse mês;

- **Valores personalizados:** ao seleccionar esta opção, o utilizador é remetido para uma outra folha de cálculo, onde poderá inserir valores de produção eólica que não se encontrem contemplados em nenhum dos cenários definidos anteriormente. Mais uma vez, existe um botão que permite apagar, se necessário, os valores introduzidos: “Clear: Valores”.



Figura 4-4 - O utilizador poderá seleccionar vários cenários de vento.

Caso nada seja definido, o programa utiliza o cenário “Vento médio” na simulação.

4.1.4 - Manutenção

Nesta secção o utilizador, além de dispor da possibilidade de seleccionar o plano de manutenção para os grupos térmicos, poderá ainda definir um determinado diagrama de cargas:

- **Diagrama de 2009 (sem manutenção):** será utilizado o diagrama de cargas de 2009 na simulação, sem considerar nenhum tipo de acção de manutenção dos geradores térmicos, que assim se supõem sempre disponíveis;
- **Diagrama Personalizado (sem manutenção):** caso se deseje realizar a simulação utilizando valores de carga que não os de 2009, deverá ser utilizada esta opção. De realçar que, em primeiro lugar, deverão ser definidos os valores de carga através de “Definir DC”, podendo a qualquer altura ser eliminados clicando em “Clear: DC”. Deverão ser introduzidos 730 valores que terão de respeitar a seguinte sequência:
 - Dia 1 - valor de pico;
 - Dia 1 - valor de vazio;

- Dia 2 - valor de pico;
- Dia 2 - valor de vazio;
- ...
- **Plano de 2009 (DC 2009):** se esta opção for seleccionada, os geradores estarão sujeitos a acções de manutenção nos mesmos períodos de tempo a que foram sujeitos em 2009. Como referido no capítulo anterior, nestes períodos de tempo, a potência dos geradores será adicionada à carga. O plano de manutenção de geradores térmicos adoptado em 2009 incluiu acções de manutenção realizadas num dos geradores da central de Setúbal (potências unitárias de 236,6 MW), num gerador da central do Pego (potências unitárias de 292 MW) e nos três geradores da Turbogás (potências unitárias de 330 MW). Assim, se for seleccionado este plano de manutenção o utilizador deverá garantir que o sistema produtor térmico a simular inclua, pelo menos, os geradores acima referidos;
- **Plano de Manutenção Personalizado (DC 2009):** AEOLUS permite a inserção de um plano personalizado, definindo quais os geradores que serão sujeitos a manutenção, bem como os períodos de tempo respectivos. Para tal, dever-se-á clicar em “**Definir Plano**”, inserindo o mês, dia inicial e duração da manutenção para cada gerador, nas colunas assinaladas por “**PLANO DE MANUTENÇÃO**” da folha de cálculo que surgirá de seguida. Neste caso, a simulação será realizada utilizando o plano personalizado e o diagrama de cargas de 2009. De referir que o próprio dia de início das acções de manutenção conta para a sua duração. Por exemplo, se, para um dado gerador for estabelecido que a manutenção começa a 1 de Janeiro e dura 5 dias, então a aplicação considerará que os trabalhos serão efectuados do dia 1 ao dia 5 de Janeiro.
- **Plano de Manutenção Personalizado (DC Personalizado):** opção em tudo igual à anterior, com a diferença de que a simulação será realizada com o plano e diagrama de cargas personalizados. Naturalmente que, antes de seleccionar esta opção, deverá ser definido um diagrama personalizado.

No caso de nenhuma opção de manutenção ser seleccionada, será considerado apenas o diagrama de cargas de 2009, sem manutenção.

Uma vez que o sistema produtor em análise é constituído apenas por produção térmica e por produção eólica, o diagrama de cargas de 2009 aqui referido é obtido subtraindo, aos consumos de 2009, a potência importada, a produção hídrica (englobando albufeiras, fios de água, e produção em regime especial), e subtraindo ainda a produção em regime especial térmica, produção em regime especial fotovoltaica, e produção em regime especial das ondas. Assim, estas fontes de energia são tidas como 100% fiáveis, o que permitirá tirar conclusões mais claras no que toca ao impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema produtor. Foram ainda ser adicionados aos consumos as potências referentes à energia

exportada, e à energia utilizada na bombagem nos aproveitamentos hidroeléctricos com albufeira.



Figura 4-5 - Várias opções a nível de diagrama de cargas e de manutenção.

4.1.5 - Ajuda

O último separador da aplicação AEOLUS permite a consulta de um manual de instruções e oferece informações adicionais sobre este projecto, autor, e entidades envolvidas. Assim:

- Poderá ser aberto o manual de utilização clicando em “Help File”. Este consiste numa listagem de opções, englobando um breve exemplo elucidativo;
- “HomePage” reencaminha o utilizador para a página oficial desta dissertação: <http://diogolemos.pt.vu/>. Para usufruir desta opção, é necessária uma ligação activa à internet.

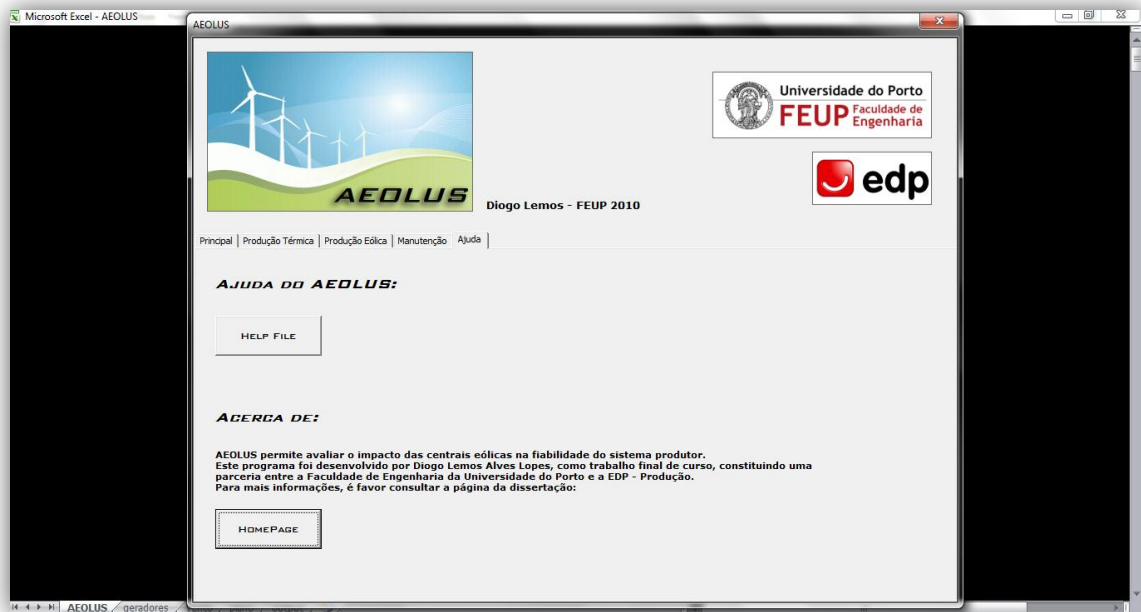


Figura 4-6 - Separador “Ajuda”.

4.2 - Mensagens de erro

De forma a que as simulações corram de acordo com o pretendido e conduzam a resultados viáveis, os dados introduzidos pelo utilizador devem respeitar certos requisitos. Para verificar se tal ocorre, a aplicação está preparada para emitir mensagens de erro caso os valores introduzidos referentes à produção térmica, eólica, cargas e manutenção sejam inadequados ou irrealistas. Nestas situações, a execução é interrompida, não sendo devolvido nenhum valor. Apresentam-se em seguida as mensagens de erro consideradas:

- **Produção térmica:** o programa devolverá uma mensagem de erro (especificando o gerador cujos parâmetros deram origem ao erro) se:
 - For introduzido um valor negativo de potência;
 - Algum valor de F.O.R. seja inferior a zero ou superior a um;
- **Produção eólica:** se algum dos valores personalizados de energia eólica for negativo, a aplicação terminará imediatamente, sendo que a mensagem de erro especifica o mês cujos parâmetros deram origem ao erro;
- **Manutenção:** aqui, poderão ser várias as causas de eventuais erros, estando a maioria deles associada ao plano personalizado de manutenção, sendo que, neste último caso, é indicado o gerador cujos dados referentes ao plano de manutenção deram origem ao erro:

- Data inicial irrealista (por exemplo, colocar como dia inicial de manutenção 31 de Junho, quando este mês só possui 30 dias). O programa considera que os anos não são bissextos, ou seja, se for introduzido Fevereiro como mês de manutenção, e o dia inicial for superior a 28, a simulação terminará, acompanhada de uma mensagem de erro;
 - Dia e/ou duração introduzidos correspondendo a valores negativos (precaução contra eventuais desatenções do utilizador);
 - Duração ultrapassar o final do ano;
 - Caso seja seleccionada a opção “Plano 2009 (DC 2009)” e não se verificarem as condições de grupos térmicos explicitadas na Secção 4.1.4, o programa devolverá uma mensagem de erro;
 - No diagrama de cargas personalizado, é também devolvida uma mensagem de erro caso os valores introduzidos sejam negativos.
- **Ajuda:** no separador “Ajuda”, se o utilizador clicar no botão “Homepage” para aceder à página oficial da dissertação, sem se encontrar ligado à internet, será também emitida uma mensagem de erro.

As Figuras 4-7 a 4-13 ilustram as mensagens de erro acima referidas.

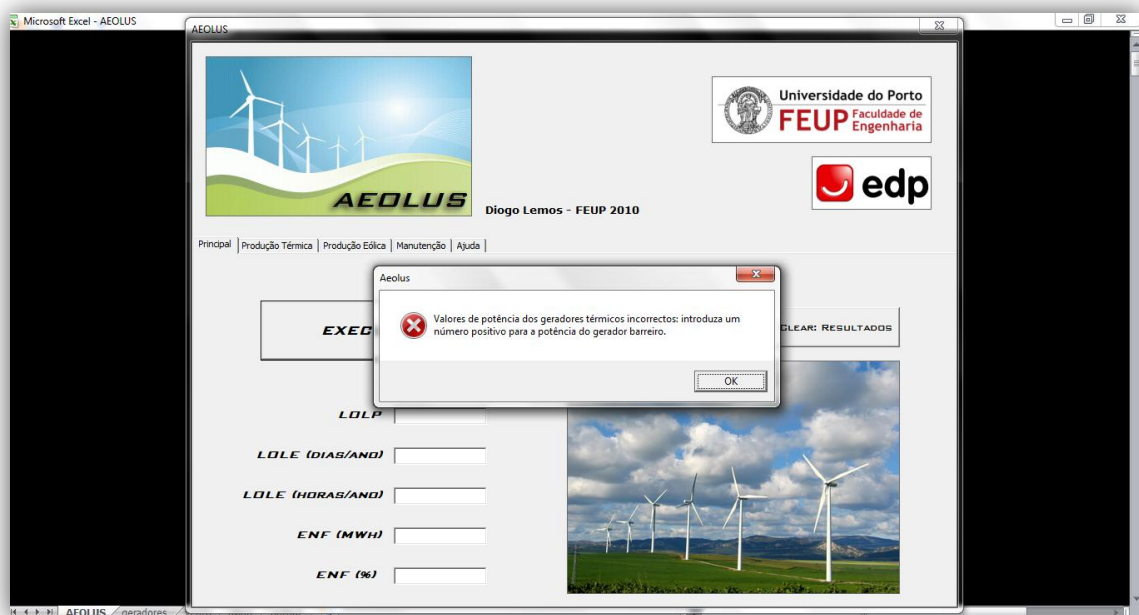


Figura 4-7 - Valor de potência negativo.

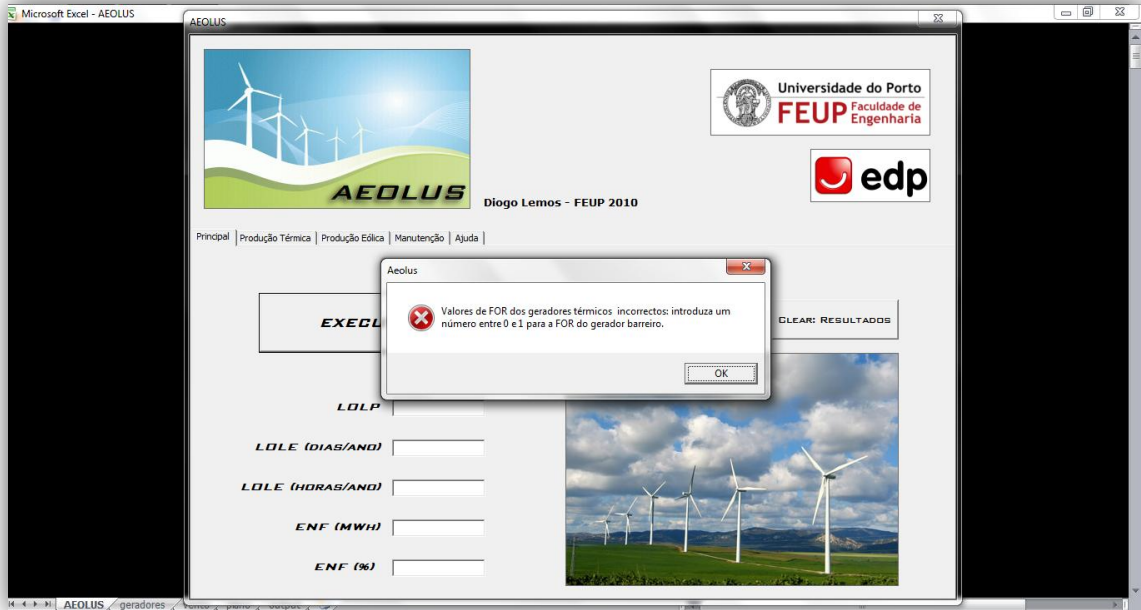


Figura 4-8 - Valor de F.O.R. introduzido incorrecto.



Figura 4-9 - Valor de produção eólica negativo.



Figura 4-10 - Dia inicial inexistente, dia de início de manutenção e/ou duração negativos, ou duração da manutenção ultrapassando os 365 dias do ano.

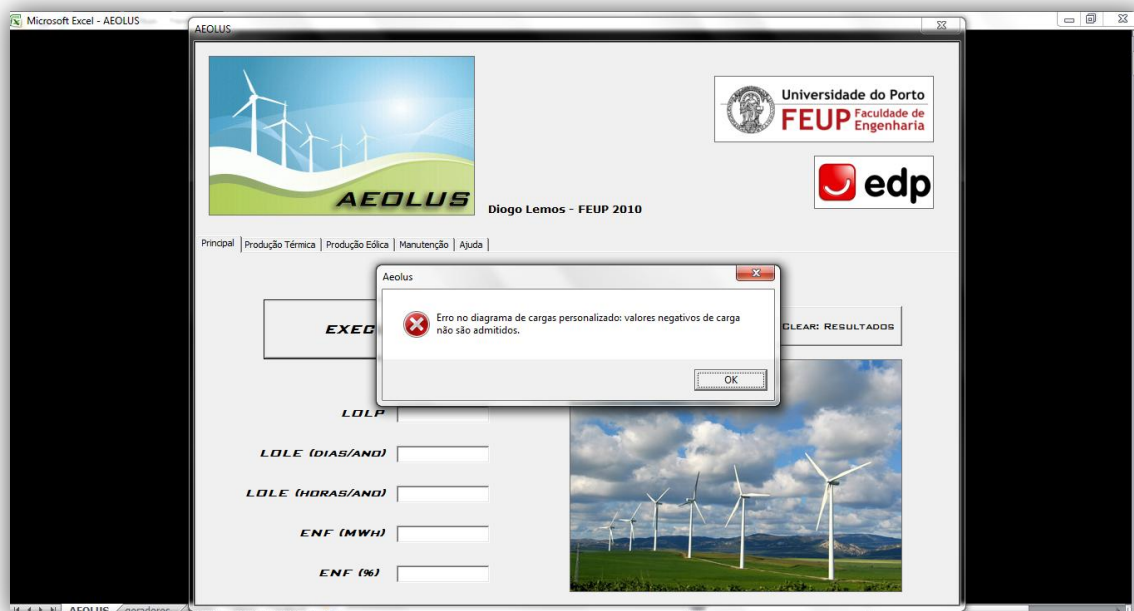


Figura 4-11 - Erro no diagrama de cargas personalizado.

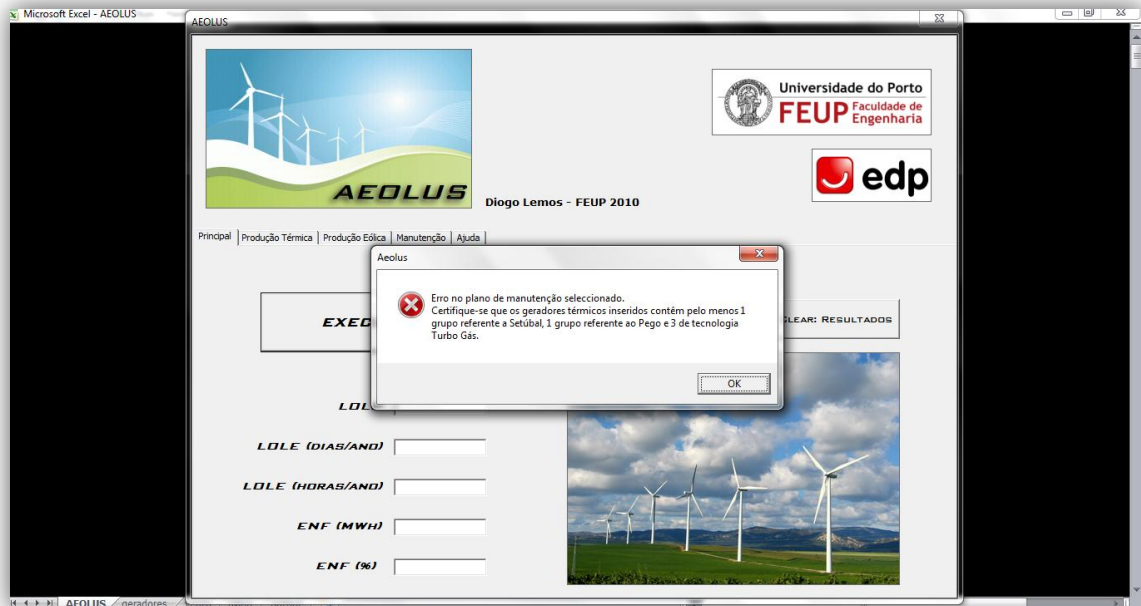


Figura 4-12 - Erro na opção “Plano 2009 (DC 2009).”

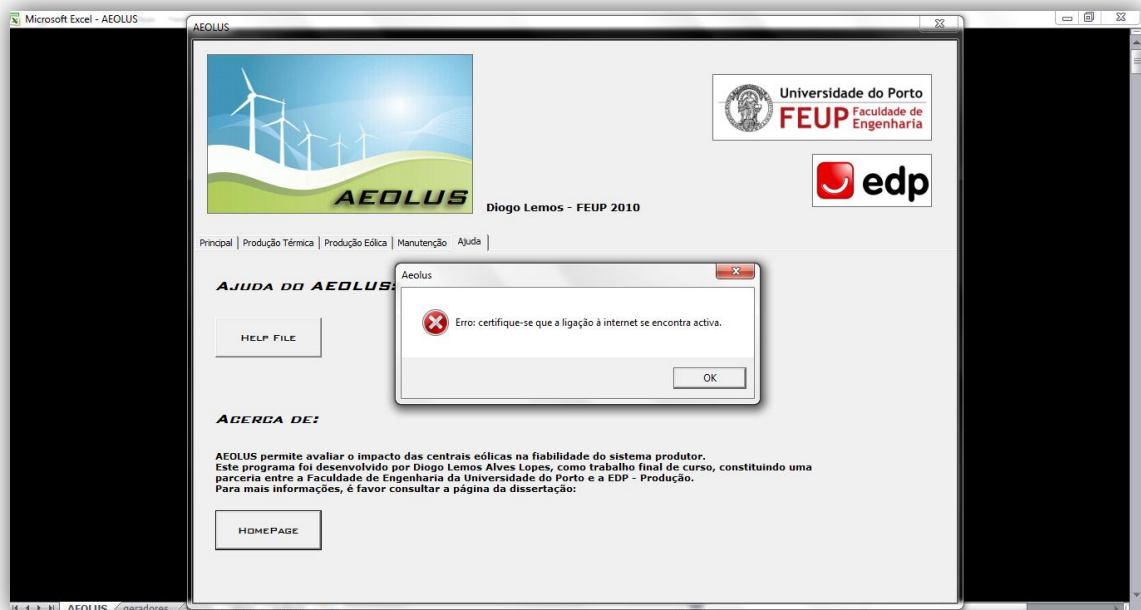


Figura 4-13 - Erro na consulta da página da dissertação.

Nas páginas anteriores foram descritas as funcionalidades do programa no que respeita às opções do utilizador. A Tabela 4-1 seguinte sintetiza os dados de entrada e de saída, e respectivas unidades.

Tabela 4-1 - Dados de entrada e de saída.

Dados de entrada	Dados de saída
Potência dos geradores térmicos (MW)	LOLP (adimensional)
F.O.R. dos geradores térmicos (adimensional)	LOLE (dias/ano)
Nome dos geradores térmicos	LOLE (horas/ano)
Valores de produção eólica (MW)	Energia Não Fornecida (MWh)
Diagrama de cargas (MW)	Energia Não Fornecida (%)
Mês de manutenção (geradores térmicos)	-
Dia inicial de manutenção (geradores térmicos)	-
Duração da manutenção (geradores térmicos)	-

4.3 - Algoritmo

A sequência de instruções levada a cabo pelo programa durante uma simulação encontra-se representada no fluxograma da Figura 4-14.

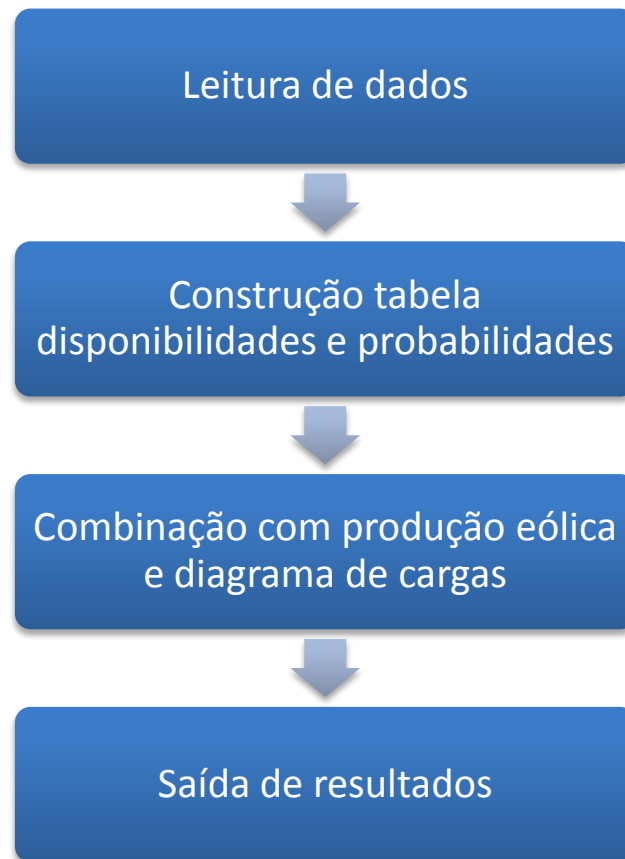


Figura 4-14 - Conjunto de acções levadas a cabo pela aplicação, numa simulação.

Analisando cada um dos passos em pormenor:

- **Leitura:** nesta primeira fase será armazenada informação relativa à produção térmica (potência, F.O.R. e nome de cada gerador), produção eólica (cenário de vento seleccionado), e manutenção (diagrama de cargas e plano de manutenção);
- **Construção da tabela das disponibilidades e de probabilidades,** com base nas características dos grupos. Os geradores são adicionados um a um, sendo que de cada vez que um gerador é adicionado, a tabela das disponibilidades e probabilidades é recalculada. O seguinte exemplo com dois geradores ilustra o método de construção desta tabela.

Tabela 4-2 - Sistema produtor utilizado como ilustração.

Gerador	Potência (MW)	F.O.R.
G1	150	0,01
G2	50	0,02

As primeiras duas linhas da tabela são construídas com recurso ao primeiro gerador, obtendo-se assim a Tabela 4-3.

Tabela 4-3 - Tabela das disponibilidades para o primeiro gerador.

Disponibilidades (MW)	Probabilidades
150	$1-0,01=0,99$
0	0,01

Antes de entrar com a informação relativa a G2, a tabela é duplicada, obtendo-se a Tabela 4-4.

Tabela 4-4 - Tabela das disponibilidades modificada.

Disponibilidades (MW)	Probabilidades
150	0,99
0	0,01
150	0,99
0	0,01

À primeira metade da tabela, soma-se a capacidade de G2, e multiplica-se pela probabilidade de este estar a funcionar. A segunda metade da coluna das probabilidades é multiplicada pela probabilidade de G2 estar avariado:

Tabela 4-5 - Tabela das disponibilidades: 2ª modificação.

Disponibilidades (MW)	Probabilidades
200	$0,99*0,98=0,9702$
50	$0,01*0,98=0,0098$
150	$0,99*0,02=0,0198$
0	$0,01*0,02=0,0002$

Por fim, a tabela é ordenada, da maior capacidade em serviço para a menor, como se pode verificar na Tabela 4-6.

Tabela 4-6 - Tabela das disponibilidades: 3ª modificação.

Disponibilidades (MW)	Probabilidades
200	0,9702
150	0,0198
50	0,0098
0	0,0002

Se, após a inclusão do segundo gerador, houvesse valores de capacidade repetidos, estes eram eliminados, sendo as suas probabilidades adicionadas.

O processo repete-se até serem considerados todos os geradores inseridos pelo utilizador.

- **Combinação da tabela acima referida com os patamares de produção eólica e com os níveis de carga:** como já foi referido, a cada mês está associado um valor de produção eólica. Assim, para esse mês, será adicionado, à tabela de disponibilidades, o respectivo patamar de produção eólica. Como a cada nível de carga, estará associado um valor de LOLP e de potência não fornecida, e, a cada mês, está associado um conjunto de valores de carga, os valores de LOLP e de potência não fornecida calculados em cada mês já consideram a produção eólica mensal. Como foi referido na Secção 3.3, cada nível de carga tem a mesma duração (12 horas), e, conseqüentemente, cada valor parcial de LOLP e de potência não fornecida terá a mesma influência no cálculo dos valores globais. Assim, o valor final do LOLP obtém-se efectuando uma média aritmética dos valores de LOLP parciais associados a cada nível de carga, ao passo que o valor final de Energia Não Fornecida obtém-se multiplicando o somatório dos valores parciais de potência não fornecida pela duração de cada nível de carga (12 horas). Para clarificar este passo, considere-se o seguinte exemplo de combinação da tabela de disponibilidades com os patamares de produção eólica, onde, após a consideração de todos os geradores térmicos, foi obtida a tabela seguinte de disponibilidades:

Tabela 4-7 - Tabela das disponibilidades: exemplo.

Disponibilidades (MW)
2000
1000
0

Admitindo que a produção eólica é de 500 MW no mês de Junho, então a nova tabela de disponibilidades era dada pela Tabela 4-8:

Tabela 4-8 - Tabela das disponibilidades (exemplo), já incluindo a produção eólica mensal.

Disponibilidades (MW)
2500
1500
500
0

Como Junho tem 30 dias, a este mês estarão associados 60 níveis de carga (um valor de pico e um valor de vazio por dia). A cada um destes valores de carga corresponde um LOLP e um valor de potência não fornecida, calculados precisamente com a versão modificada da tabela de capacidades em serviço. Os valores de LOLP e de potência não fornecida para o nível de carga l são obtidos através dos seguintes passos:

- Para cada linha da tabela modificada de capacidades em serviço, é calculada a probabilidade de não ser possível alimentar a carga:
 - $p_{cond,i} = 1$ se $carga_l > CES_i$
 - $p_{cond,i} = 0$ se $carga_l \leq CES_i$
- O risco de perda de carga e a potência não fornecida, associados a cada valor da coluna de disponibilidades, são dados por (4-1) e (4-2).

$$risco_i = p(CES)_i \times p_{cond,i}(CES)_i \tag{4-1}$$

$$PNF_i = \begin{cases} 0, & \text{se } CES_i \geq carga_l \\ carga_l - CES_i, & \text{se } CES_i < carga_l \end{cases} \tag{4-2}$$

- Por sua vez, o risco de perda de carga e o valor médio da potência não fornecida, associados ao nível de carga l , são dados por (4-3) e (4-4).

$$lolp_l = \sum_{i=1}^{n_{linhas}} risco_i \tag{4-3}$$

$$PNF_l = \sum_{i=1}^{n_{linhas}} (PNF_i \times p(CES)_i) \tag{4-4}$$

- Para 730 valores do diagrama de cargas, os valores finais do LOLP e do LOLE são obtidos através das expressões (4-5), (4-6) e (4-7).

$$LOLP = \frac{\sum_{l=1}^{730} lolp_l}{730} \quad (4-5)$$

$$LOLE \text{ (dias/ano)} = LOLP \times 365 \quad (4-6)$$

$$LOLE \text{ (horas/ano)} = LOLP \times 8760 \quad (4-7)$$

- Finalmente, a Energia Não Fornecida é obtida tendo em conta que cada nível de carga está associado a um período de tempo de 12 horas. Assim, obtém-se (4-8).

$$ENF \text{ (MWh)} = \sum_{l=1}^{730} PNF_l \times 12 \quad (4-8)$$

- A aplicação disponibiliza ainda a fracção de Energia Não Fornecida em relação ao consumo anual total. Para obter este valor, o valor final de Energia Não Fornecida obtido em (4-8) é dividido pelo somatório de cada um dos valores do diagrama de cargas multiplicados por 12. A expressão (4-9) ilustra esta operação.

$$ENF \text{ (\%)} = \frac{ENF \text{ (MWh)}}{\sum_{l=1}^{730} carga_l * 12} \quad (4-9)$$

- **Saída de resultados:** todos os índices serão disponibilizados no separador “Principal”. Os resultados detalhados poderão ser visualizados clicando em “Resultados”.

Nas expressões acima referidas:

- $p_{cond,i}$ - Probabilidade condicionada associada à linha i da tabela de disponibilidades;
- $carga_l$ - Nível de carga l ;
- CES_i - Capacidade em serviço da linha i da tabela de disponibilidades;
- $risco_i$ - Risco de perda de carga correspondente à linha i da tabela de disponibilidades;

- $p(CES)_i$ - Probabilidade associada à capacidade em serviço CES_i , d linha i da tabela de disponibilidades;
- PNF_i - Potência não fornecida associada à capacidade em serviço CES_i , da linha i da tabela de disponibilidades;
- $loip_l$ - Risco de perda de carga associado ao nível de carga l ;
- n_{linhas} - Número de linhas da tabela de disponibilidades;
- PNF_l - Potência não fornecida correspondente ao nível de carga l ;
- $LOLP$ - Valor final do risco de perda de carga (adimensional);
- $LOLE (dias/ano)$ - Valor final do risco de perda de carga (expresso em dias por ano);
- $LOLE (horas/ano)$ - Valor final do risco de perda de carga (expresso em horas por ano);
- $ENF (MWh)$ - Valor final da Energia Não Fornecida, em MWh;
- $ENF (%)$ - Fracção da Energia Não Fornecida relativamente ao consumo anual total (%).

Capítulo 5

Análise de Resultados

5.1 - Introdução

Neste capítulo, serão apresentados e analisados os resultados referentes a um conjunto de simulações, com o objectivo de determinar a influência das características dos geradores térmicos, da produção eólica, da manutenção e do diagrama de cargas, nos índices de fiabilidade. Para tal, serão efectuadas simulações, considerando diversos cenários de vento e de manutenção.

O sistema produtor em análise é constituído por produção térmica e produção eólica. Os geradores térmicos, bem como as suas potências, centrais e FOR, encontram-se representados na Tabela 5-1.

Tabela 5-1 - Sistema produtor térmico.

Nome	Potência (MW)	F.O.R.
<i>Barreiro</i>	56	0,01
<i>Carregado34_1</i>	118,5	0,02
<i>Carregado34_2</i>	118,5	0,02
<i>Carregado12_1</i>	118,5	0,02
<i>Carregado12_2</i>	118,5	0,02
<i>Carregado56_1</i>	118,7	0,02
<i>Carregado56_2</i>	118,7	0,02
<i>Setúbal1</i>	236,6	0,02
<i>Setúbal2</i>	236,6	0,02
<i>Setúbal3</i>	236,6	0,02
<i>Setúbal4</i>	236,6	0,02
<i>Pego1</i>	292	0,02
<i>Pego2</i>	292	0,02
<i>Sines1</i>	295	0,02
<i>Sines2</i>	295	0,02
<i>Sines3</i>	295	0,02
<i>Sines4</i>	295	0,02
<i>Turbo gás1</i>	330	0,02
<i>Turbo gás2</i>	330	0,011
<i>Turbo gás3</i>	330	0,011
<i>CRJ</i>	392	0,011
<i>Lares1</i>	420	0,011
<i>Lares2</i>	420	0,011

De seguida, serão analisados os resultados obtidos através de seis simulações.

Nas primeiras três, serão desprezadas as acções de manutenção dos grupos térmicos, variando-se os cenários de vento, de forma a determinar a influência da produção eólica nos índices de fiabilidade. As restantes três simulações incluirão os programas de manutenção, de forma a inferir acerca da sua influência no valor do LOLP, do LOLE, e da Energia Não Fornecida. O plano de manutenção definido para o ano de 2009 encontra-se representado na Tabela 5-2.

Tabela 5-2 - Plano de manutenção de 2009.

Gerador	Início	Duração (dias)
<i>Pego2</i>	18 de Abril	30
<i>Turbogás3</i>	18 de Abril	8
<i>Setúbal1</i>	1 de Maio	45
<i>Turbogás2</i>	3 de Outubro	90
<i>Turbogás1</i>	8 de Agosto	7

Como referido na Secção 3.5, para incluir estas acções de manutenção, são adicionados, nos períodos de tempo adequados, as capacidades dos geradores em manutenção ao diagrama de cargas de 2009. Foi ainda referido, também na Secção 3.5, que a manutenção dos grupos térmicos poderá ser tratada de forma exacta. O método exacto foi também utilizado, para o plano de manutenção de 2009, para se compararem os seus resultados com os obtidos pela técnica aproximada correspondente a adicionar a potência dos geradores em manutenção ao diagrama de cargas. Por fim, partindo do mesmo conjunto de geradores em manutenção (representados na Tabela 5-2) será realizada uma simulação que consiste em deslocar as acções de manutenção para os períodos de maior carga.

Sintetizando, foi realizado o seguinte conjunto de simulações:

- Desprezando a manutenção dos geradores térmicos:
 - Vento médio;
 - Vento máximo;
 - Vento mínimo (10% mais pequenos);
- Considerando a manutenção dos geradores térmicos:
 - Plano de 2009 (cálculo aproximado);
 - Plano de 2009 (cálculo exacto);
 - Plano de 2009 (cálculo mais desfavorável, que será descrito em detalhe na Secção 5.3.3).

Os detalhes referentes às simulações acima referidas serão descritos nas secções seguintes.

Os valores mensais de produção eólica correspondentes aos cenários acima referidos encontram-se representados na Tabela 5-3.

Tabela 5-3 - Valores de produção eólica associados aos cenários de vento utilizados nas simulações.

Mês	Produção eólica associada a cada cenário de vento		
	Médio	Máximo	Mínimo(10% mais pequenos)
-			
<i>Janeiro</i>	921,1	2183,0	94,4
<i>Fevereiro</i>	677,5	1971,6	61,6
<i>Março</i>	804,7	2305,4	69,0
<i>Abril</i>	744,7	2092,4	169,0
<i>Maio</i>	688,0	2079,3	118,8
<i>Junho</i>	536,2	2131,9	64,9
<i>Julho</i>	767,6	2441,8	130,3
<i>Agosto</i>	642,0	1610,5	117,2
<i>Setembro</i>	603,4	1729,5	109,8
<i>Outubro</i>	862,2	2497,1	101,7
<i>Novembro</i>	1424,8	2789,6	268,6
<i>Dezembro</i>	1563,7	2828,5	275,0

Após a listagem de todos resultados, será realizada uma análise comparativa dos mesmos.

5.2 - Desprezando a manutenção dos geradores térmicos

Como referido na Secção 5.1 a primeira fase de simulações passa por desprezar as acções de manutenção dos grupos térmicos. Para tal, foi seleccionada a opção “Diagrama de 2009 (Sem Manutenção)”, como exemplificado na Figura 5-1.



Figura 5-1 - Simulação sem manutenção dos geradores térmicos.

5.2.1 - Vento médio

Como referido na Secção 4.1.3, ao seleccionar esta opção o programa considera, para cada mês, o valor médio de produção eólica (em MW) desse mês, de acordo com os dados de 2009.

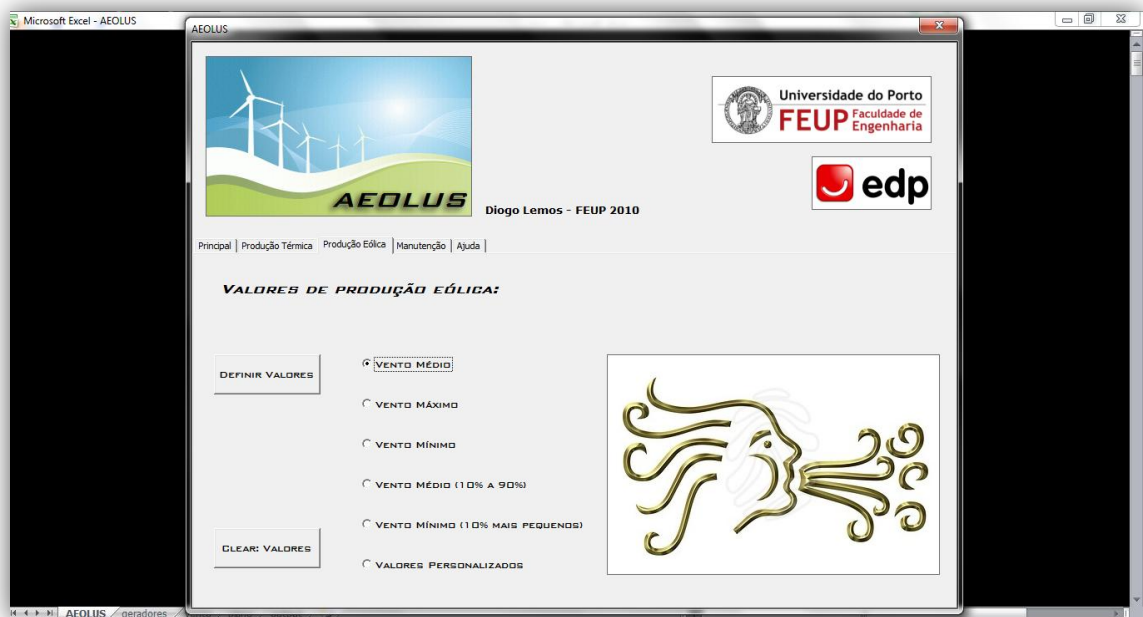


Figura 5-2 - Selecção do cenário de vento médio.

Na sequência desta simulação obtiveram-se uma série de resultados, que podem ser visualizados na Tabela 5-4.

Tabela 5-4 - Resultados obtidos, vento médio.

LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENF (%)
0,00005207	0,01900455	0,4561	51,6348	1,4044E-05

5.2.2 - Vento máximo

Agora será considerado, para cada mês, o valor máximo de produção eólica (em MW) de novo referente ao ano de 2009.

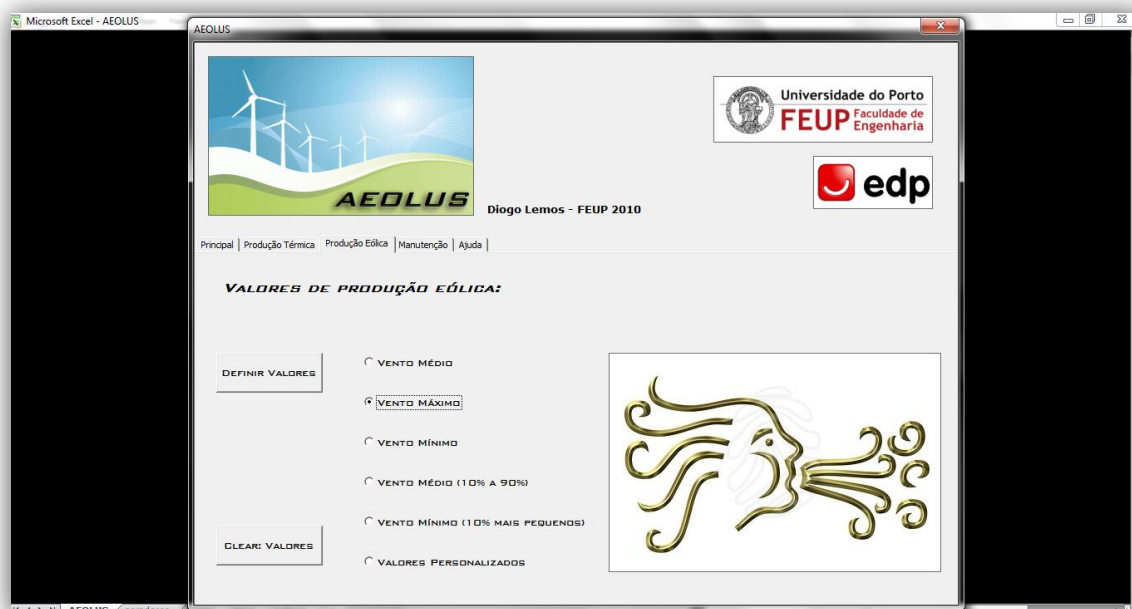


Figura 5-3 - Selecção do cenário de vento máximo.

A Tabela 5-5 sintetiza os resultados obtidos.

Tabela 5-5 - Vento máximo, resultados obtidos.

LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENF (%)
2,83862085E-10	0,0000001	2,4866E-06	0,0002	5,6747E-11

5.2.3 - Vento mínimo (10% mais pequenos)

O valor de produção eólica utilizado na presente simulação para cada mês corresponde a uma média dos 10% valores de produção eólica mais reduzidos desse mês.



Figura 5-4 - Selecção do cenário de vento mínimo (10% mais pequenos).

Os resultados obtidos encontram-se na Tabela 5-6.

Tabela 5-6 - Resultados obtidos, vento mínimo (10% mais pequenos).

LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENF (%)
0,00803815	2,93392489	70,4142	14126,5406	0,0038

5.3 - Considerando a manutenção dos geradores térmicos

5.3.1 - Plano de 2009 (cálculo aproximado)

Para levar a cabo esta simulação, deverá ser seleccionada a opção “Plano2009 (DC2009)”, como ilustrado na Figura 5-5. Esta simulação foi realizada com o cenário de vento médio.



Figura 5-5 - Selecção do plano de manutenção de acordo com o cálculo aproximado.

Como descrito na Secção 4.1.4, o método aproximado consiste em adicionar as potências dos geradores em manutenção à carga, nos períodos de tempo adequados.

Seguem-se os resultados obtidos nesta simulação (Tabela 5-7):

Tabela 5-7 - Resultados obtidos, cálculo aproximado.

LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENF (%)
0,00007970	0,02908931	0,6981	84,7465	2,2114E-05

5.3.2 - Plano de 2009 (cálculo exacto)

Antes de proceder à explicação detalhada deste método, convém relembrar que, a cada nível de carga, está associado um valor parcial de LOLP, sendo que o valor final é obtido efectuando uma média ponderada de todos os valores parciais de LOLP atendendo à duração de cada nível de carga.

Para considerar, de forma exacta, as acções de manutenção no cálculo dos índices de fiabilidade, é necessário dividir o ano em tantos períodos quantas as capacidades em manutenção. Supondo que existem n_m períodos de manutenção, então será necessário efectuar n_m simulações. Para cada um dos períodos de tempo em que são levadas a cabo as acções de manutenção, são armazenados os valores parciais de LOLP, referentes a esses mesmos períodos. Por exemplo, o período de manutenção do gerador *Turbogás1*, de acordo com o plano de 2009, inicia-se a 8 de Agosto, tendo a duração de sete dias. Assim, deverá ser realizada uma simulação com o grupo de geradores descritos na Tabela 5-1, à excepção do

grupo *Turbogás1*. Desta simulação, deverão ser armazenados os valores parciais de LOLP referentes ao período de tempo entre 8 e 14 de Agosto. Repetindo o processo para os restantes geradores térmicos indicados na Tabela 5-2, obtêm-se novamente 730 valores parciais de LOLP, que contribuem para o cálculo do valor final de LOLP de acordo com (5-1).

$$LOLP = \frac{\sum_{l=1}^{730} lolp_l}{730} \quad (5-1)$$

Para obter o valor do LOLE, basta novamente multiplicar por 365 ou por 8760, conforme as unidades pretendidas.

$$LOLE \text{ (dias/ano)} = LOLP \times 365 \quad (5-2)$$

$$LOLE \text{ (dias/ano)} = LOLP \times 8760 \quad (5-3)$$

O valor de Energia Não Fornecida é obtido por um processo análogo, uma vez que a cada nível de carga, se encontra também associado, além de um valor parcial de LOLP, um valor parcial de potência não fornecida. O valor final de Energia Não Fornecida é obtido com recurso a (5-4), em que se admite que cada nível de carga considerado tem a duração de 12 horas.

$$ENF \text{ (MWh)} = \sum_{l=1}^{730} PNF_l \times 12 \quad (5-4)$$

O cenário de vento utilizado foi o de vento médio. Na sequência da aplicação deste método, obtiveram-se os valores que podem ser consultados na Tabela 5-8.

Tabela 5-8 - Resultados obtidos, cálculo exacto.

LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENF (%)
0,00007618	0,02780495	0,6673	80,67327	2,5250E-06

5.3.3 - Plano de 2009 (cálculo mais desfavorável)

Como referido na Secção 3.5, a manutenção dos geradores térmicos é programada de forma a minimizar o risco de perda de carga. Este facto implica que, normalmente, as acções de manutenção sejam levadas a cabo nos períodos em que se regista um menor valor (previsto) de carga.

Na simulação referente a esta secção, as acções de manutenção foram deslocadas não para os períodos de menor carga, de modo a minimizar o risco, mas sim para os períodos de maior consumo, com vista a obter valores de LOLP, LOLE e ENF menos favoráveis. Uma abordagem desta natureza, embora irrealista em termos práticos, permite precisamente concluir acerca da importância de um programa de manutenção bem planeado, no que toca à obtenção de índices de fiabilidade com maior qualidade.

Como se pode verificar pela Tabela 5-2, são necessários 180 dias para levar a cabo todas as acções de manutenção. Como tal, as potências dos geradores em manutenção no plano de 2009 foram adicionadas aos 360 valores mais elevados do diagrama de carga (a cada dia correspondem dois valores de carga), começando pelos geradores com maior potência (*Turbogás1*, *Turbogás2*, *Turbogás3*), passando pelo gerador *Pego2*, até ao gerador *Setúbal1*. Foi considerado ainda que não existe capacidade para realizar manutenção simultânea de dois ou mais geradores, independentemente de pertencerem à mesma central ou não.

Esta opção de manutenção, além de irrealista do ponto de vista de decisão, é igualmente impraticável, pois os 360 valores mais elevados do diagrama de cargas não são necessariamente seguidos. Na prática, está a ser simulada uma situação em que a manutenção de um gerador é feita em vários períodos, separados por vários intervalos de tempo. Novamente, é importante referir que o objectivo desta última hipótese é precisamente a construção de um plano de manutenção extremamente desfavorável.

Para melhor clarificar este processo, tome-se como exemplo o gerador *Turbogás1*, cujas acções de manutenção duram sete dias. Os catorze valores mais elevados do diagrama de cargas e respectivas posições encontram-se representados na Tabela 5-9.

Tabela 5-9 - Valores mais elevados da potência de carga.

Carga (Mw)	Posição (ª)
6012,35	27
5972,775	697
5968,125	19
5831,525	23
5767,275	709
5719,525	13
5692,325	557
5605,65	15
5599,75	707
5575,675	25
5570,925	703
5530,7	517
5528,475	21
5520,3	699

Facilmente se verifica que algumas posições se encontram bastante afastadas no tempo. Aos valores da coluna da esquerda será somada a potência referente ao gerador *Turbogás1* (330 MW).

Os resultados obtidos na sequência da utilização deste plano de manutenção podem ser consultados na Tabela 5-10. De realçar que também nesta simulação foi utilizado o cenário de vento médio.

Tabela 5-10 - Resultados obtidos, cálculo mais desfavorável.

LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENF (%)
0,00068731	0,25086700	6,0208	731,8957	0,0002

5.4 - Análise de resultados

Uma vez que a diferença entre os valores de LOLP e de LOLE corresponde a um factor de escala (como já foi referido, LOLE é obtido multiplicando o valor de LOLP por 365, de forma a obter um resultado em dias/ano, ou por 8760, de forma a obter um resultado em horas/ano), os gráficos comparativos que serão apresentados conterão apenas os valores de LOLE (em dias/ano) e de Energia Não Fornecida (em MWh) obtidos em cada simulação.

A primeira análise de resultados incidirá sobre as simulações que não consideraram as acções de manutenção dos grupos térmicos. A Figura 5-6 permite comparar os valores de LOLE obtidos neste primeiro caso.

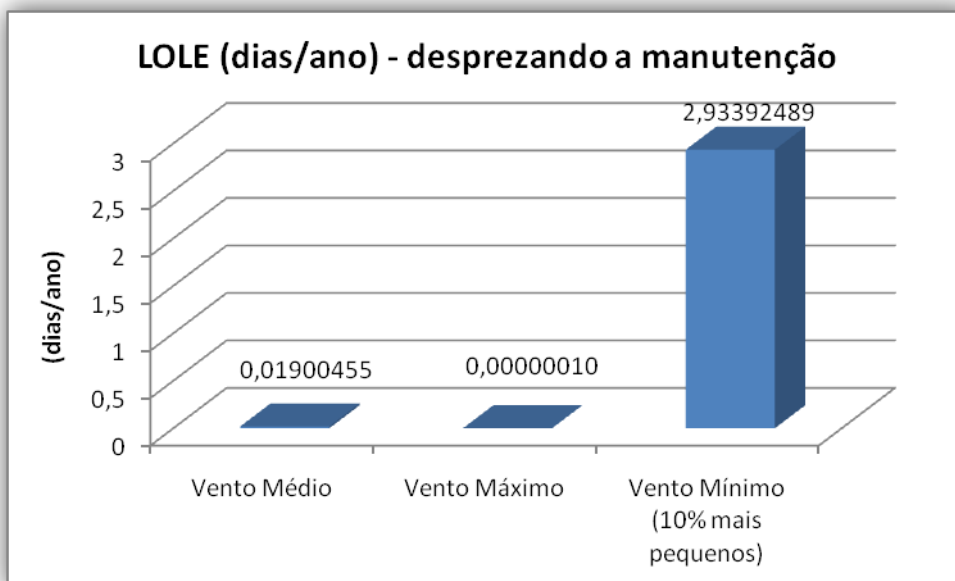


Figura 5-6 - LOLE (desprezando a manutenção).

Através da análise da Figura 5-6 é possível constatar que o valor de LOLE mais elevado corresponde ao cenário de vento mínimo, ao passo que o valor mais baixo se encontra associado ao cenário de vento máximo. O valor de LOLE associado ao cenário de vento médio encontra-se numa posição intermédia. De facto, a volatilidade associada a este recurso acaba por estar traduzida nestes resultados, uma vez que os valores registados nos vários cenários de vento variam significativamente: o valor de LOLE obtido com vento médio é bastante superior ao resultante da simulação com o vento máximo. Ao comparar o cenário de vento mínimo com os restantes, verifica-se igualmente que a diferença de resultados é bastante elevada. O cenário mais realista, englobando os valores de vento que deverão ser esperados em circunstâncias normais, corresponde ao de vento médio.

Os valores de Energia Não Fornecida correspondentes aos cenários acima mencionados encontram-se representados na Figura 5-7.

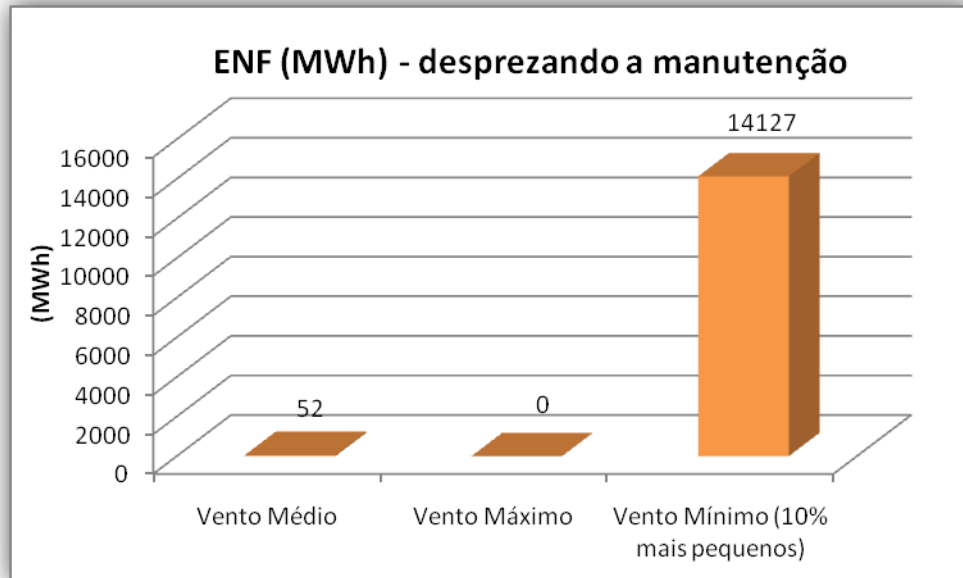


Figura 5-7 - Energia Não Fornecida, desprezando a manutenção.

Todos os resultados estão de acordo com o esperado uma vez que, quanto maior é a intensidade do vento, maior é a quantidade de energia que será possível produzir utilizando este recurso. Consequentemente, maior é a potência disponível para alimentar as cargas, o que confere maior fiabilidade ao sistema produtor.

De seguida, serão analisados os resultados obtidos nas simulações em que foi considerada a manutenção dos geradores térmicos. Para as três simulações foi considerado o cenário de vento médio, de forma a tornar mais perceptível a influência da manutenção nos índices de fiabilidade. Os resultados obtidos para o LOLE e para a Energia Não Fornecida encontram-se resumidos nas Figuras 5-8 e 5-9, respectivamente.

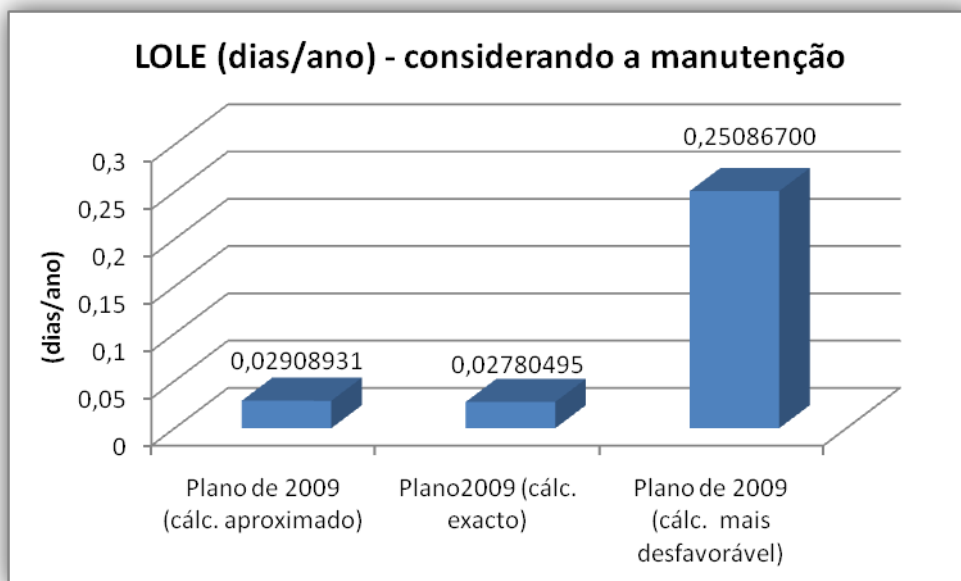


Figura 5-8 - LOLE (considerando a manutenção).

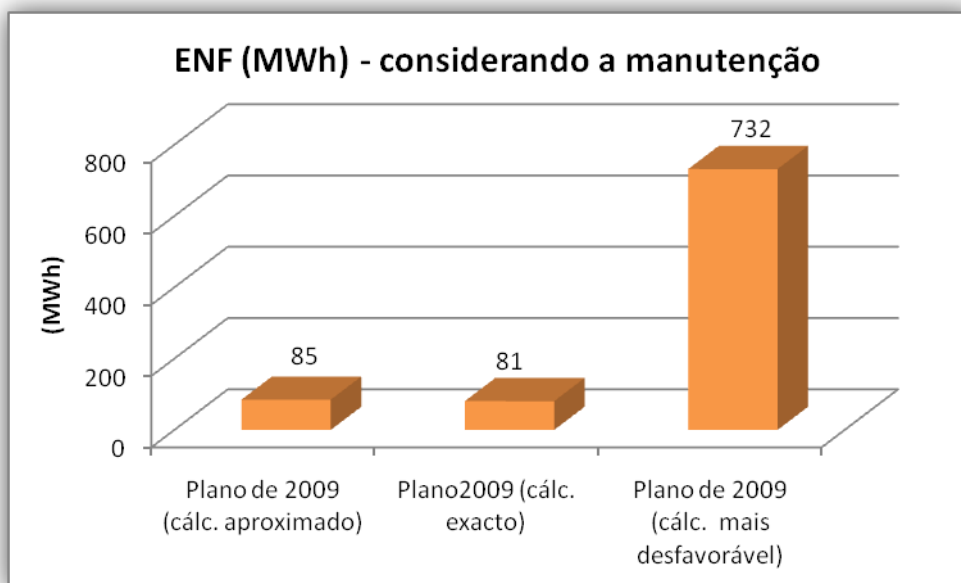


Figura 5-9 - Energia Não Fornecida, desprezando a manutenção.

Como seria de esperar, os valores de LOLP e de Energia Não Fornecida aumentam quando se considera a manutenção dos grupos térmicos. A existência de acções de manutenção implica que, em determinadas alturas do ano, haverá menor capacidade disponível para alimentar as cargas, pelo que aumenta a probabilidade de a ponta do diagrama de cargas exceder a capacidade disponível.

Verifica-se ainda que os valores obtidos com a utilização do cálculo aproximado praticamente não diferem dos obtidos com o cálculo exacto. Assim, conclui-se que o método

aproximado, de fácil utilização, constitui uma boa forma para considerar a manutenção dos grupos térmicos, obtendo-se uma estimativa mais pessimista relativamente à versão exacta. Como referido na Secção 3-5, a utilização do método aproximado é válida desde que a capacidade em manutenção seja reduzida face à potência total instalada. Esta última condição verifica-se já que:

- A potência térmica total instalada é de 5699,8 MW;
- Os geradores em manutenção (*Turbogás1*, *Turbogás2*, *Turbogás3*, *Pego2*, *Setúbal1*) possuem potências que variam entre os 330 MW e os 236,6 MW. A nível de capacidade disponível, o período de manutenção mais desfavorável do ano é o período de oito dias em que os geradores *Turbogás3* e *Pego2* se encontram simultaneamente em manutenção. Nesta situação, a capacidade em manutenção é dada por (5-5).

$$P_{\text{manutenção}} = P_{\text{Turbogás3}} + P_{\text{Pego2}} = 330 + 292 = 662 \text{ MW} \quad (5-5)$$

Assim, de forma a calcular a fracção de potência em manutenção, é necessário ter em conta que o período de manutenção simultânea destes dois geradores ocorre em Abril, pelo que a potência total instalada é dada pela soma da potência térmica total com a produção eólica referente a este mês, que é de cerca de 744,66 MW. Este cálculo encontra-se representado em (5-6).

$$\begin{aligned} \text{Fracção}_{P_{\text{manutenção}}} &= \frac{P_{\text{manutenção}}}{P_{\text{térmica_total}} + P_{\text{eólica-abril}}} = \frac{662}{5699,8 + 744,66} \\ &\cong 0,103 \cong 10,3\% \end{aligned} \quad (5-6)$$

Através da análise das Figuras 5-8 e 5-9, é possível constatar também que, quando se adopta um plano de manutenção extremamente desfavorável, os valores de LOLE e de Energia Não Fornecida aumentam praticamente dez vezes. De facto, o planeamento das acções de manutenção é determinante para assegurar uma elevada fiabilidade do sistema produtor, pelo que se deve procurar, sempre que possível, levar a cabo estas acções nos períodos de menor carga do diagrama, de forma a não afectar consumidores pela diminuição de potência disponível.

Por fim, resta efectuar uma análise global a todos os valores. A Tabela 5-11 e as Figuras 5-10 e 5-11 sintetizam os resultados obtidos para as seis simulações realizadas.

Tabela 5-11 - Resultados obtidos ao longo das seis simulações.

Simulação	LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENF (%)
Vento Médio	0,00005207	0,01900455	0,4561	51,6348	1,4044E-05
Vento Máximo	0,00000000	0,00000010	0,0000	0,0002	5,6747E-11
Vento Mínimo (10% mais pequenos)	0,00803815	2,93392489	70,4142	14126,5406	0,0038
Plano de 2009 (cálc. aproximado)	0,00007970	0,02908931	0,6981	84,7465	2,2114E-05
Plano2009 (cálc. exacto)	0,00007618	0,02780495	0,6673	80,6733	2,5250E-06
Plano de 2009 (cálc. mais desfavorável)	0,00068731	0,25086700	6,0208	731,8957	0,0002

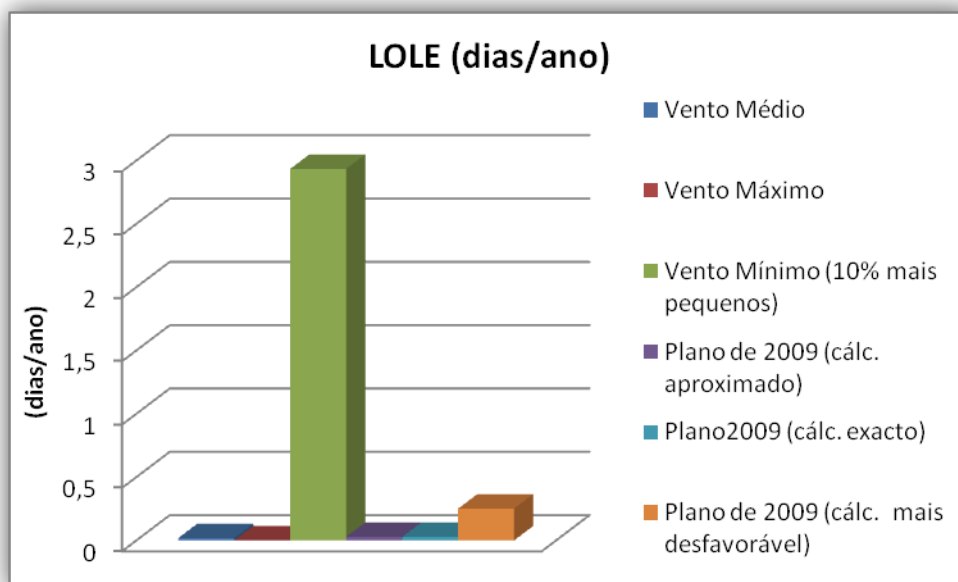


Figura 5-10 - LOLE obtido para as seis simulações realizadas.

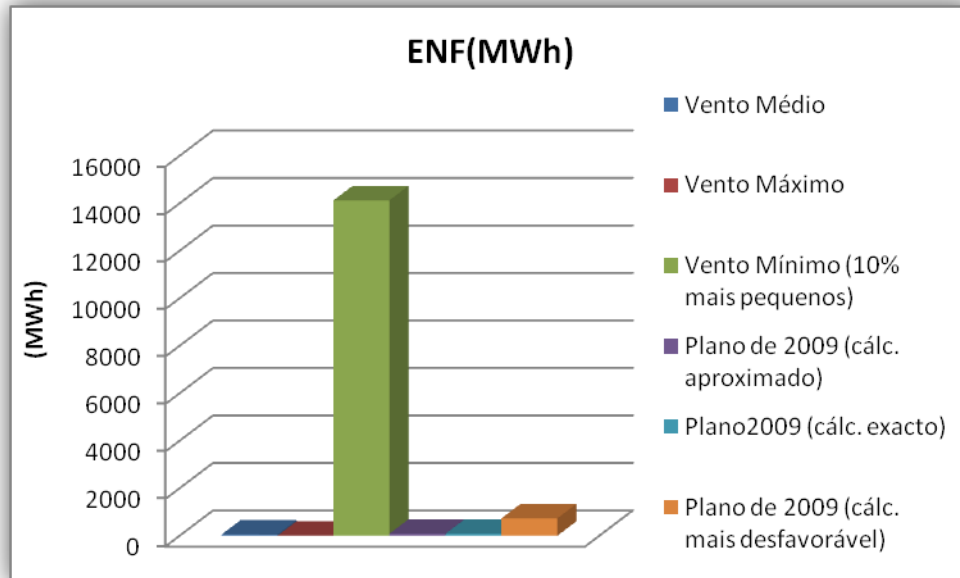


Figura 5-11 - Energia Não Fornecida obtida para as seis simulações realizadas.

O cenário em que se verifica um maior valor de LOLE é o correspondente ao de vento mínimo. Porém, esta situação apresenta-se como irrealista: teria de ocorrer um ano onde praticamente não houvesse vento, o que não acontece dadas as condições climáticas de Portugal continental.

A segunda situação mais desfavorável corresponde à utilização de um plano de manutenção extremamente desfavorável, o que, como referido na Secção 5.3.3, não sucederá, uma vez que os planos de manutenção são preparados de forma a minimizar o impacto sentido pelos consumidores. Isto não implica que não possam ocorrer acções de manutenção nos períodos de maior carga - mas estas corresponderão não a acções de manutenção planeadas mas sim forçadas, na sequência de diversos tipos de avarias inesperadas dos geradores. Este trabalho contempla apenas a existência de acções de manutenção planeadas.

O cenário correspondente ao menor valor de LOLE corresponde ao de vento máximo. Neste caso, a probabilidade de ocorrência de dias em que a ponta do diagrama de cargas é superior à capacidade disponível é praticamente inexistente. No entanto, para este cenário ocorrer, seria necessário que, ao longo dos doze meses do ano, o vento soprasse sempre com uma elevada intensidade, o que, como se sabe, não acontece, dada as variações climáticas que se verificam ao longo do ano.

Numa perspectiva mais realista, os valores de produção eólica que se podem esperar correspondem aos associados ao cenário de vento médio. Considerando ainda que, anualmente, há várias acções de manutenção que são planeadas pelo Operador de Sistema, as melhores previsões do valor de LOLE para a fiabilidade do sistema produtor correspondem às obtidas nas simulações em que é considerada a manutenção dos geradores térmicos (à

excepção, como já foi referido, do plano mais desfavorável). Nestas, haveria cerca de 0,008% de probabilidade de ocorrerem dias no ano em que a ponta do diagrama de cargas ultrapassasse a capacidade disponível, sendo que nesta situação a Energia Não Fornecida rondaria os 80 MWh.

Como foi referido na Secção 4.1.4, os valores de produção hidroeléctrica, importação, produção em regime especial (hídrica, térmica, fotovoltaica e energia das ondas) foram subtraídos ao diagrama de cargas com o qual foram efectuadas as simulações, de forma a concluir acerca do impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema produtor. Foram também adicionadas as potências referentes à exportação e à bombagem. Desta forma foi possível “isolar” a produção eólica e o sistema produtor térmico em questão e determinar a sua influência nos índices de fiabilidade. Porém, é importante referir que não foram tidos em conta os mecanismos de compensação, ou seja, em muitos instantes em que ocorreu défice de produção eólica e/ou térmica, poderia ter sido possível aumentar o valor de energia produzida recorrendo a outras fontes, nomeadamente a produção hidroeléctrica e a importação. No entanto, não é possível afirmar em que sentido variariam os índices de fiabilidade - para obter conclusões precisas, seria necessário elaborar um estudo mais detalhado que englobasse também os diferentes períodos do ano que têm influência na produção hídrica, e as limitações impostas pela rede de transporte, que seriam determinantes na quantidade de potência importada. Também a existência de períodos de seca poderiam invalidar a utilização destes mecanismos de redespacho.

Em suma, os resultados obtidos apontam para previsões bastante confortáveis, que permitem concluir que dificilmente ocorrerão situações de perda de carga, devido a falhas do sistema produtor. Novamente, é importante relembrar que o presente trabalho se enquadra na categoria HLI (englobando apenas o sistema produtor) pelo que, mesmo em situações de suficiente potência disponível face à carga, esta poderia não ser alimentada devido a falhas no sistema de transporte ou de distribuição. Porém, o sistema produtor analisado revela-se bastante fiável.

A Tabela 5-12 e a Figura 5-12 permitem comparar os valores de LOLE obtidos neste estudo com valores-padrão internacionais, e com o valor obtido num estudo efectuado para o arquipélago da Madeira. O valor utilizado nesta comparação será o de LOLE em horas por ano.

Tabela 5-12 - Comparação de valores-padrão do LOLE com o valor obtido no presente trabalho ([5], [6], [7], [8], [9], [10], [11]) .

Região	LOLE (horas/ano)
Estudo actual	0,6981
Madeira	10
E.U.A.	2,4
Irlanda	8
Holanda	24
Inglaterra	8
Bélgica	16
Brasil	60

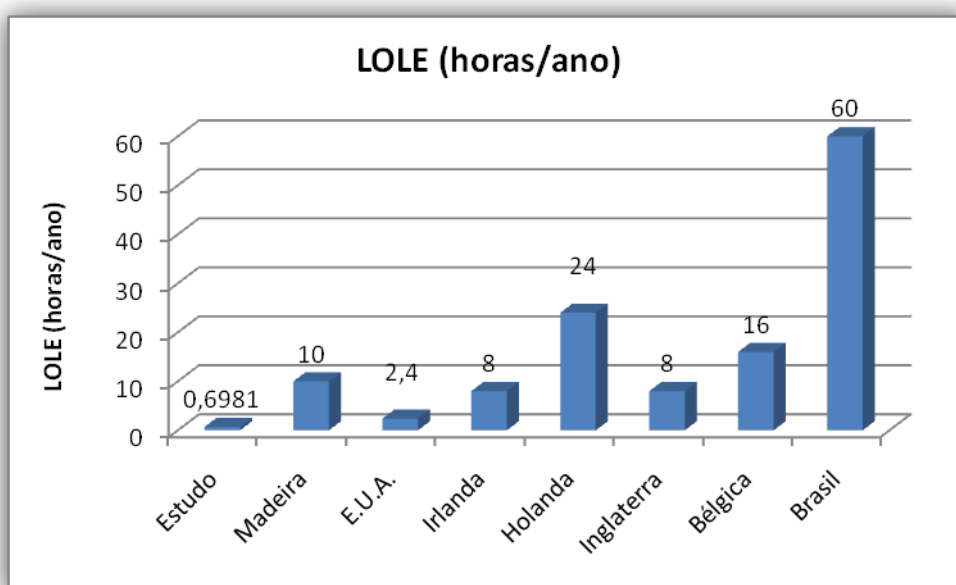


Figura 5-12 - Comparação de valores-padrão do LOLE com o valor obtido no presente trabalho ([5], [6], [7], [8], [9], [10], [11]).

Através da análise da Tabela 5-12 e da Figura 5-12 é possível verificar que o valor de LOLE obtido neste trabalho é significativamente inferior a qualquer um dos valores aqui referenciados. Este facto reforça a conclusão de que o sistema produtor analisado no presente trabalho se apresenta bastante fiável.

Capítulo 6

Conclusão

O presente trabalho teve como objectivo a avaliação do impacto das centrais eólicas na fiabilidade do sistema produtor. Para tal, foi desenvolvida uma aplicação que, considerando um determinado número de geradores térmicos, valores de produção eólica, diagrama de cargas e cenário de manutenção, calcula o valor de vários índices de fiabilidade:

- LOLP, *Loss of Load Probability* (grandeza adimensional);
- LOLE, *Loss of Load Expectation* (valor fornecido em dias por ano e em horas por ano).
- Energia Não Fornecida (é fornecida em MWh e em %, referindo-se este último valor à fracção de Energia Não Fornecida relativamente ao consumo total anual).

A aplicação permite que as condições de produção, carga e manutenção acima referidas sejam especificadas pelo utilizador. Assim, o utilizador deverá especificar:

- Os geradores térmicos que deverão ser considerados na simulação, bem como a sua potência e *Forced Outage Rate*;
- O cenário de vento a ser utilizado, podendo optar por uma série de cenários pré-definidos ou inserir valores personalizados. Os cenários em questão são:
 - Vento médio;
 - Vento máximo;
 - Vento mínimo;
 - Vento médio (10% a 90%);
 - Vento mínimo (10% mais pequenos);
- O utilizador deverá ainda especificar o plano de manutenção e o diagrama de cargas a ser utilizado. Por defeito, o programa utiliza o diagrama de cargas de 2009. No entanto, é possível inserir um diagrama de cargas personalizado. Além disto, a aplicação permite a construção de um plano de manutenção personalizado, ou a utilização do plano de manutenção definido para o ano de 2009.

A aplicação permite ainda a consulta de um manual de instruções detalhado.

Numa fase posterior à do desenvolvimento da ferramenta computacional propriamente dita, foi executado um conjunto de simulações com vista a determinar a influência do vento e da manutenção nos índices de fiabilidade. Numa primeira fase, foram executadas as três simulações seguintes em que foi desprezada a manutenção:

- Sistema produtor térmico descrito na Secção 5.1, cenário de vento médio, diagrama de cargas de 2009;
- Sistema produtor térmico descrito na Secção 5.1, cenário de vento máximo, diagrama de cargas de 2009;
- Sistema produtor térmico descrito na Secção 5.1, cenário de vento mínimo (10% mais pequenos), diagrama de cargas de 2009.

Através destas simulações, foi possível concluir que a disponibilidade do vento influencia bastante o valor dos índices de fiabilidade, uma vez que quanto maior a intensidade do vento, maior a quantidade de produção eólica. Desta forma, haverá mais potência disponível para alimentar as cargas, conferindo maior fiabilidade ao sistema produtor.

Posteriormente, foram executadas outras três simulações, considerando a manutenção dos geradores térmicos:

- Sistema produtor térmico descrito na Secção 5.1, cenário de vento médio, diagrama de cargas de 2009, plano de manutenção definido para o ano de 2009 - cálculo aproximado;
- Sistema produtor térmico descrito na Secção 5.1, cenário de vento médio, diagrama de cargas de 2009, plano de manutenção definido para o ano de 2009 - cálculo exacto;
- Sistema produtor térmico descrito na Secção 5.1, cenário de vento médio, diagrama de cargas de 2009, plano de manutenção definido para o ano de 2009 - cálculo mais desfavorável.

Os resultados obtidos com estas simulações permitiram concluir que o cálculo aproximado consiste numa boa forma de considerar a manutenção dos grupos térmicos no cálculo dos índices de fiabilidade, uma vez que permite a obtenção de resultados muito semelhantes aos obtidos através do cálculo exacto. Para tal, é necessário que a capacidade em manutenção corresponda a uma fracção pequena da potência total instalada, o que se verifica quando se utiliza o plano de manutenção definido para 2009. A simulação baseada no cálculo mais desfavorável levou a valores de LOLP, LOLE e de Energia Não Fornecida significativamente superiores, em comparação com os obtidos noutras simulações em que foi desprezada a manutenção dos geradores térmicos. Este resultado permite demonstrar a importância dos planos de manutenção nos índices de fiabilidade. Estes planos devem, portanto, ser estudados

de forma a minimizar o impacto das acções de manutenção nos consumidores, sendo portanto estas acções normalmente levadas a cabo nos períodos de menor carga.

O trabalho desenvolvido ilustrou algumas das dificuldades associadas à integração da produção eólica, do ponto de vista de fiabilidade do sistema produtor. Espera-se no entanto que a aplicação desenvolvida constitua um contributo para uma avaliação mais fácil do impacto das centrais eólicas na fiabilidade do sistema produtor.

Referências

- [1] Billinton, R. and R. N. Allan (1996), “Reliability evaluation of power systems”. New York, Plenum.
- [2] Billinton, R. e L. Wenyuan (1994), “Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo Methods”. New York, Plenum Press.
- [3] Miranda, V. (Fevereiro de 2006), “Fiabilidade em Sistemas de Potência: Uma Introdução”. Documento interno da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [4] D’ Annunzio, Claudine e Huang, Shun-Hsien e Santoso, Surya, “Generation Adequacy Assessment of Power Systems with Wind Generations: A System Operations Perspective”, pp. 3.
- [5] Pereira da Silva, J. L., Saraiva, J. T., Seca, L. M., Bessa, R (Janeiro de 2009), “Análise da Garantia de Potência dos Sistemas Electroprodutores das Ilhas da Madeira e do Porto Santo, 2008-2015”. INESC Porto.
- [6] ONS - Operador Nacional do Sistema Eléctrico (Brasil), “Plano de Expansão e Reforços na Rede Básica - 2008 a 2010”.
- [7] NERC - North American Electric Reliability Corporation, “Long-Term Reliability Assessment (2007-2016)”. <http://www.windaction.org/documents/12224>. Junho de 2010
- [8] ESB National Grid (Fevereiro de 2004), “Impact of wind Power Generation in Ireland” [http://www.eirgrid.com/media/2004%20wind%20impact%20report%20\(for%20updated%202007%20report,%20see%20above\).pdf](http://www.eirgrid.com/media/2004%20wind%20impact%20report%20(for%20updated%202007%20report,%20see%20above).pdf). Junho de 2010.
- [9] TenneT (Abril 2005), “Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2004-2012”, http://www.tennet.org/images/Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2004-2012-1_tcm41-12086.pdf. Junho de 2010.
- [10] Regulatory Authorities (Julho de 2007), “The Value of Lost Load, the Market Price Cap and the Market Price floor. A Response and Decision Paper - September 2007”. <http://www.allislandproject.org/en/trading-settlement-code>

[consultation.aspx?page=2&article=6dec5946-da19-4860-93e0-070cb2a926f0](http://www.juridat.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=nl&caller=list&cn=1999042942&la=n&fromtab=wet&sql=dt='wet'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1). Junho de 2010.

- [11] CREG - Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (Abril 1999), Lei de 29 de Abril de 1999, relativa à organização do mercado de electricidade. http://www.juridat.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=nl&caller=list&cn=1999042942&la=n&fromtab=wet&sql=dt='wet'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1. Junho de 2010.
- [12] ENEOP - Eólicas de Portugal, “O que é a energia eólica?”. http://www.eneop.pt/canais_topo.asp?id_canal=1. Maio de 2010.
- [13] ENEOP - Eólicas de Portugal, “Inconvenientes da energia eólica”. http://www.eneop.pt/subcanais_n1.asp?id_subcanal_n1=180&id_canal=110. Maio de 2010.
- [14] ENEOP - Eólicas de Portugal, “Energia eólica em Portugal - capacidade instalada”. http://www.eneop.pt/subcanais_n1.asp?id_subcanal_n1=170&id_canal=110. Maio de 2010.

Anexo - Manual de Utilização

Este manual tem como objectivo fornecer as indicações necessárias para utilizar o *software* de cálculo de índices de fiabilidade AEOLUS. Em primeiro lugar serão listadas todas as funcionalidades do programa. Posteriormente, e com vista a melhor clarificar as mesmas, será utilizado um exemplo explicativo.

Da primeira vez que executa o ficheiro de nome “AEOLUS”, o utilizador depara-se com a interface gráfica apresentada na Figura A-1.



Figura A-1 - Janela inicial.

Além de ser possível visualizar, no topo, o nome do programa, o nome do autor, e as referências à FEUP e EDP, rapidamente se constata que a aplicação contém cinco secções

diferentes, cada uma contendo opções que se relacionam com o respectivo nome do separador:

- **Principal**, que permite ao utilizador dar ordem de execução ao programa e visualizar os resultados;
- **Produção térmica**, em que poderão ser inseridas e editadas as características relativas aos geradores térmicos a utilizar na simulação;
- **Produção eólica** que permite a utilização de diferentes cenários de vento;
- **Manutenção** que fornece a possibilidade de incluir a manutenção dos grupos térmicos no cálculo dos índices de fiabilidade;
- Por último, na secção **Ajuda** poderão ser consultados tópicos de ajuda e outras informações acerca deste trabalho.

Todas as opções relativas a cada divisão serão de seguida analisadas em pormenor.

A.1 - Principal

Conforme o nome indica, o botão “**Executar**” dá início à execução do programa, que permitirá assim obter os índices LOLP, LOLE e ENF, nas unidades indicadas na Figura A-1. Porém, de forma a obter resultados mais precisos, esta acção só deverá ser desencadeada depois de definidas todas as opções nos restantes separadores.

Além dos índices indicados, a aplicação AEOLUS permite a visualização detalhada de resultados. Ao clicar no botão “**Resultados**”, o utilizador é remetido para a folha de cálculo do Microsoft Excel que contém várias listas de os valores:

- Tabela de disponibilidades e probabilidades respectivas (considerando apenas produção térmica);
- Risco de perda de carga e potência não fornecida, associados a cada nível de carga.

Na Figura A-2 poderão ser visualizados estes resultados, obtidos através de uma simulação:

PRODUÇÃO TÉRMICA		PROD. TÉRMICA + EÓLICA			VALORES FINAIS				
CES (MW)	Probabilidades	Carga (MW)	lolp (parcial)	PNS (MW)	LOLP	LOLE (dias/ano)	LOLE (horas/ano)	ENF (MWh)	ENF (\$)
3477,8	0,716559743	3720,775	0,001514091	0,16331674	0,26150674	95,44996123	2290,7991	1246472,6246	4,0684
3421,8	0,007237977	1787,425	4,29084E-17	3,3128E-15					
3359,3	0,058494673	4513,6	1	183,684474					
3359,1	0,029247336	2507,125	7,13403E-11	5,6219E-09					
3303,3	0,000590855	5180,075	1	850,159474					
3303,1	0,000295428	3249,7	5,83616E-06	0,00044097					
3241,2	0,058494673	4561,05	1	231,134474					
3240,8	0,001790653	2786,2	8,82543E-09	6,0053E-07					
3240,6	0,002387538	4999,325	1	669,409474					
3240,4	0,000284442	2797,875	8,82543E-09	7,0356E-07					
3185,8	0,029247336	5114,25	1	784,334474					
3185,2	0,000590855	3145,75	1,12052E-06	0,00011297					
3184,8	1,80874E-05	5719,525	1	1389,60947					
3184,6	2,41165E-05	2962	9,43822E-08	7,4212E-06					
3184,4	3,01457E-06	5605,65	1	1275,73447					
3182,8	0,058494673	3480,325	9,78299E-05	0,00878218					
3129,8	0,000295428	5167,6	1	837,684474					
3126,8	0,000590855	3274,325	5,83616E-06	0,00058469					
3122,7	0,004775075	5968,125	1	1638,20947					
3122,5	0,002387538	3330,5	1,70802E-05	0,00147862					
3122,3	2,43626E-05	5528,475	1	1198,55947					
3122,1	7,30879E-05	3570,95	0,000255007	0,02606644					
3121,9	2,43626E-05	5831,525	1	1501,60947					
3067,3	0,002387538	2954,05	9,43822E-08	6,6709E-06					
3067,1	0,001193769	5575,675	1	1245,75947					
3066,7	4,82331E-05	3497,025	9,78299E-05	0,01041594					
3066,5	2,41165E-05	6012,35	1	1682,43447					
3066,3	2,46087E-07	2870,775	3,79967E-08	1,9295E-06					
3066,1	7,38261E-07	5279,725	1	949,809474					
3065,9	2,46087E-07	3752,9	0,002408377	0,21478327					
3064,3	0,004775075	5071,775	1	741,859474					

Figura A-2 - Para obter resultados detalhados após uma simulação, basta clicar em “Resultados” no separador “Principal”.

Caso se deseje efectuar uma nova simulação, basta seleccionar “Clear: Resultados” para apagar todos os valores da folha de cálculo referida.

A.2 - Produção térmica

Nesta secção o utilizador pode definir os grupos térmicos que pretende que sejam considerados na simulação e respectivas características, bem como visualizar quantos geradores foram considerados na última simulação realizada. Para tal, deverá clicar em “Definir Geradores”, sendo remetido para uma folha de cálculo. Tal como indicado pela caixa de diálogo, é necessário indicar a potência, F.O.R. e o nome de cada gerador:

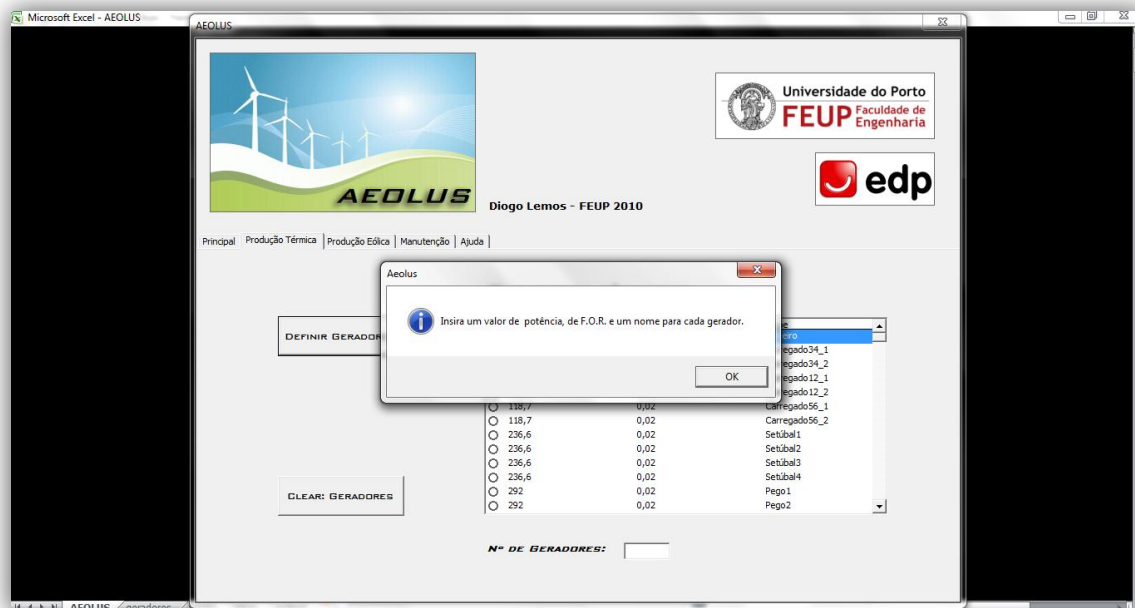


Figura A-3 - Caixa de diálogo que surge quando é activada a opção de definir geradores.

O botão “Clear: Geradores” permite eliminar as informações relativas aos geradores introduzidos.

A.3 - Produção eólica

Os valores de produção eólica são muito voláteis. Assim, a aplicação AEOLUS fornece a possibilidade de considerar na simulação diferentes cenários de vento, aos quais estão associados diferentes valores de produção eólica. São utilizados 12 períodos ($n_p = 12$) na simulação, referentes a 12 meses. Os valores utilizados correspondem aos registados ao longo do ano de 2009 e podem ser seleccionados:

- **Vento médio:** ao seleccionar esta opção o programa considera, para cada mês, o valor médio de produção eólica (em MW) desse mês (dados de 2009);
- **Vento mínimo:** considera, para cada período, o valor mínimo de produção eólica (em MW) de 2009;
- **Vento máximo:** é utilizado para cada mês o valor máximo de produção eólica (em MW) de 2009;
- **Vento médio (10% a 90%):** o valor utilizado na simulação corresponde a uma média dos valores mensais, excluindo 20% dos valores, dos quais 10% são os mais pequenos, e os outros e 10% são os mais elevados;

- **Vento mínimo (10% mais pequenos):** o valor de produção eólica utilizado cada mês corresponde a uma média dos 10% valores de produção eólica mais reduzidos desse mês;
- **Valores personalizados:** ao seleccionar esta opção, o utilizador é remetido para uma outra folha de cálculo, onde poderá inserir valores de produção eólica que não se encontrem contemplados em nenhum dos cenários definidos anteriormente. Mais uma vez, existe um botão que permite apagar, se necessário, os valores introduzidos: “Clear: Valores”.



Figura A-4 - O utilizador poderá seleccionar vários cenários de vento.

Caso nada seja definido, o programa utiliza o cenário “Vento médio” na simulação.

A.4 - Manutenção

Nesta secção o utilizador, além de dispor da possibilidade de seleccionar o plano de manutenção para os grupos térmicos, poderá ainda definir um determinado diagrama de cargas:

- **Diagrama de 2009 (sem manutenção):** será utilizado o diagrama de cargas de 2009 na simulação, sem considerar nenhum tipo de acção de manutenção dos geradores térmicos, que assim se supõem sempre disponíveis;
- **Diagrama Personalizado (sem manutenção):** caso se deseje realizar a simulação utilizando valores de carga que não os de 2009, deverá ser utilizada esta opção. De

realçar que, em primeiro lugar, deverão ser definidos os valores de carga através de “Definir DC”, podendo a qualquer altura ser eliminados clicando em “Clear: DC”.

Deverão ser introduzidos 730 valores que terão de respeitar a seguinte sequência:

- Dia 1 - valor de pico;
 - Dia 1 - valor de vazio;
 - Dia 2 - valor de pico;
 - Dia 2 - valor de vazio;
 - ...
- **Plano de 2009 (DC 2009):** se esta opção for seleccionada, os geradores estarão sujeitos a acções de manutenção nos mesmos períodos de tempo a que foram sujeitos em 2009. Nestes períodos de tempo, a potência dos geradores será adicionada à carga. O plano de manutenção de geradores térmicos adoptado em 2009 incluiu acções de manutenção realizadas num dos geradores da central de Setúbal (potências unitárias de 236,6 MW), num gerador da central do Pego (potências unitárias de 292 MW) e nos três geradores da Turbogás (potências unitárias de 330 MW). Assim, se for seleccionado este plano de manutenção o utilizador deverá garantir que o sistema produtor térmico a simular inclua, pelo menos, os geradores acima referidos;
 - **Plano de Manutenção Personalizado (DC 2009):** AEOLUS permite a inserção de um plano personalizado, definindo quais os geradores que serão sujeitos a manutenção, bem como os períodos de tempo respectivos. Para tal, dever-se-á clicar em “Definir Plano”, inserindo o mês, dia inicial e duração da manutenção para cada gerador, nas colunas assinaladas por “PLANO DE MANUTENÇÃO” da folha de cálculo que surgirá de seguida. Neste caso, a simulação será realizada utilizando o plano personalizado e o diagrama de cargas de 2009. De referir que o próprio dia de início das acções de manutenção conta para a sua duração. Por exemplo, se, para um dado gerador for estabelecido que a manutenção começa a 1 de Janeiro e dura 5 dias, então a aplicação considerará que os trabalhos serão efectuados do dia 1 ao dia 5 de Janeiro.
 - **Plano de Manutenção Personalizado (DC Personalizado):** opção em tudo igual à anterior, com a diferença de que a simulação será realizada com o plano e diagrama de cargas personalizados. Naturalmente que, antes de seleccionar esta opção, deverá ser definido um diagrama personalizado.

No caso de nenhuma opção de manutenção ser seleccionada, será considerado apenas o diagrama de cargas de 2009, sem manutenção.

Uma vez que o sistema produtor em análise é constituído apenas por produção térmica e por produção eólica, o diagrama de cargas de 2009 aqui referido é obtido subtraindo, aos consumos de 2009, a potência importada, a produção hídrica (englobando albufeiras, fios de água, e produção em regime especial), e subtraindo ainda a produção em regime especial térmica, produção em regime especial fotovoltaica, e produção em regime especial das

ondas. Assim, estas fontes de energia são tidas como 100% fiáveis, o que permitirá tirar conclusões mais claras no que toca ao impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema produtor. Foram ainda ser adicionados aos consumos as potências referentes à energia exportada, e à energia utilizada na bombagem nos aproveitamentos hidroeléctricos com albufeira.



Figura A-5 - Várias opções a nível de diagrama de cargas e de manutenção.

A.5 - Ajuda

O último separador da aplicação AEOLUS permite a consulta de um manual de instruções e oferece informações adicionais sobre este projecto, autor, e entidades envolvidas. Assim:

- Poderá ser aberto o manual de utilização clicando em “Help File”. Este consiste numa listagem de opções, englobando um breve exemplo elucidativo;
- “HomePage” reencaminha o utilizador para a página oficial desta dissertação: <http://diogolemos.pt.vu/>. Para usufruir desta opção, é necessária uma ligação activa à internet.

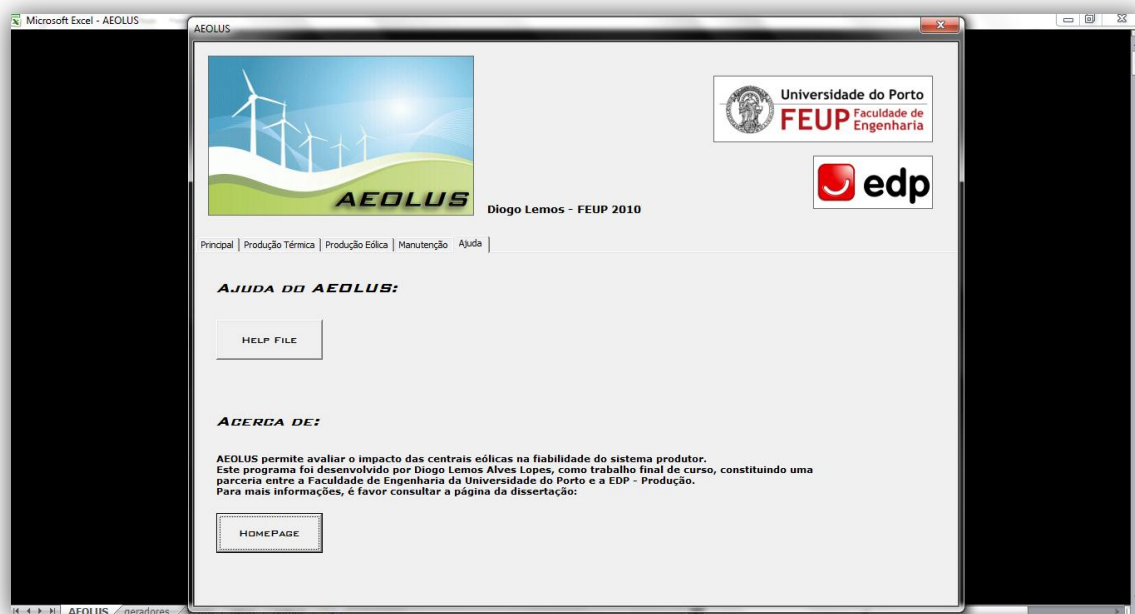


Figura A-6 - Separador “Ajuda”.

A.6 - Limitações

A aplicação permite a inserção de um determinado número de geradores térmicos, de acordo com as necessidades do utilizador. Teoricamente, não há limite ao número de grupos térmicos a serem considerados na simulação. Porém, é de realçar que o tempo de execução é fortemente dependente do número de geradores inseridos. Este tempo é também influenciado pela potência dos próprios geradores. Se as potências dos geradores forem todas iguais, então o tempo de execução será mais reduzido. Por outro lado, se os valores de potência forem todos diferentes e, se porventura, consistirem em valores não inteiros, então o tempo de execução tenderá a ser maior. Desta forma, o tempo de execução associado a um determinado número de geradores varia consoante as potências desses geradores.

A.7 - Exemplo

Considere-se que o sistema produtor térmico é constituído pelos seguintes 15 grupos representados na Tabela A-1.

Tabela A-6-1 - Sistema produtor térmico utilizado na presente simulação.

Potência (MW)	F.O.R.	Nome
400	0,01	G1
400	0,01	G2
400	0,01	G3
400	0,01	G4
400	0,01	G5
400	0,01	G6
400	0,01	G7
400	0,01	G8
400	0,01	G9
400	0,01	G10
400	0,01	G11
400	0,01	G12
400	0,01	G13
400	0,01	G14
400	0,01	G15

Considere-se ainda, que se supõe um cenário de vento moderado, e que se pretende - inserir manualmente os períodos de tempo de manutenção de cada um dos geradores.

De forma a obter os índices de fiabilidade para o sistema acima referido, deverão ser efectuados os seguintes passos:

- Clicar duas vezes em “AEOLUS”;
- No separador “Produção Térmica” clicar em “Definir Geradores”. O utilizador será encaminhado para uma folha de cálculo do *Microsoft Excel* e ser-lhe-á requisitado que insira 3 parâmetros para cada gerador: potência, F.O.R. e nome. De realçar que caso a potência inserida de qualquer um dos geradores corresponda a um valor negativo ou a F.O.R. inserido não esteja entre zero e um, o programa devolverá uma mensagem de erro e a execução será interrompida;
- No separador “Produção Eólica” seleccionar a opção “Vento Médio”;
- No separador “Manutenção” clicar em “Definir Plano”. Aparecerá novamente uma folha de cálculo: nas colunas designadas por plano de manutenção (com o título a fundo verde), o utilizador deverá inserir o mês, dia inicial e duração da manutenção de cada grupo gerador;
- Depois de definidas todas as opções, clicar em “Executar” (separador “Principal”).
- O utilizador será informado do início e fim da execução, sendo também fornecido o tempo de cálculo;

- Caso se pretenda a visualização de resultados detalhados, basta clicar em **“Resultados”**;
- Para proceder a uma nova simulação, com outros valores, clicar em **“Clear: Resultados”** (separador **“Principal”**) e **“Clear: Geradores”** (separador **“Produção térmica”**), e redefinir as restantes opções conforme o pretendido.