

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Índices de energia para a análise da fiabilidade de
um sistema produtor**

José António Nascimento da Costa

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

Orientador: Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa


Fevereiro de 2015

A Dissertação intitulada

“Índices de Energia para a Análise da Fiabilidade de um Sistema Produtor”

foi aprovada em provas realizadas em 12-02-2015

o júri


Presidente Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professora Doutora Rita Manuela Monteiro Pereira
Professor Adjunto Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto Superior
de Engenharia de Coimbra


Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.


Autor - José António Nascimento da Costa

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

© José António Nascimento da Costa, 2015

*Aos meus pais.
Ao meu irmão, David.*

Resumo

Os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) são sistemas muito complexos pelo que têm que ser minuciosamente estudados. A utilização de índices de fiabilidade para avaliar a fiabilidade destes sistemas não é recente mas há necessidade de continuar a investigação nesta área devido, nomeadamente, aos novos paradigmas deste sistemas.

Nos anos mais recentes a capacidade instalada de geração renovável aumentou imenso, trazendo consigo imprevisibilidade aos sistemas produtores, devido essencialmente ao facto de produção renovável ser intermitente, isto é, pode estar em funcionamento ou não, dependendo essencialmente da disponibilidade da sua fonte de energia renovável (vento, sol, água, ...).

Esta dissertação avalia a fiabilidade de um sistema de teste, o *IEEE Reliability Test System*, através do cálculo de índices de fiabilidade, avaliando em particular o impacto que a introdução de capacidade intermitente tem na fiabilidade sistema.

Palavras-chave: Fiabilidade, Geração Intermitente, Índices de Fiabilidade, Sistema Eléctrico de Energia, Sistema Eléctrico Produtor.

Abstract

Electrical Power Systems are very complex systems that cannot be left unattended or unsupervised. The use of reliability indices to evaluate a power system reliability it's not new, nevertheless, this technique has to be updated namely to consider the impact of the renewable energies, that are intermittent.

In recent years, the renewable capacity installed has grown considerable, making power systems more unpredictable. This happens because renewable generation is intermittent, meaning it can or cannot be generating electricity, depending on the availability of the renewable energy (wind, sun, water, ...).

This thesis aims to evaluate the reliability of the IEEE Reliability Test System using reliability indices, namely evaluating the impact of the intermittent capacity on the system reliability.

Keywords: *Electrical Power System, Intermittent Generation, Production Power System, Reliability, Reliability Indices.*

Agradecimentos

Em primeiro lugar gostaria de agradecer ao Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa pela orientação ao longo deste trabalho. Obrigado pela disponibilidade, paciência, motivação, simpatia, conselhos e conhecimentos transmitidos, ingredientes sem os quais esta dissertação não teria chegado a bom porto.

Quero agradecer também a todos os meus amigos com quem partilhei muitos e bons momentos.

Sempre que os obstáculos surgiam, havia sempre uma pessoa disponível para me inspirar e motivar, obrigado Carolina.

Por fim, agradeço a três pessoas muito especiais sem as quais eu nunca estaria aqui e para quem todos os agradecimentos são poucos. Ao meu irmão, David, obrigado por seres o melhor irmão do mundo. E acima de tudo, um grande obrigado aos meus pais por todo o seu sacrifício, trabalho, dedicação, amor e carinho.

A realização desta dissertação, não seria possível sem o apoio de muitas pessoas que, direta ou indiretamente, me influenciaram e me ajudaram neste caminho. A todos, o meu profundo agradecimento.

José Costa

Índice

Resumo	vii
Abstract	ix
Agradecimentos	xi
Índice	xiii
Lista de figuras	xv
Lista de tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xviii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Motivação e Objetivos	2
1.2 - Estrutura da dissertação	2
Capítulo 2	5
Índices de Fiabilidade do SEE	5
2.1 - O Sistema Elétrico de Energia	5
2.2 - A Fiabilidade do SEE	6
2.3 - Modelo de fiabilidade convencional para a representação de um alternador	7
2.4 - Tabelas das probabilidades das capacidades fora de serviço	8
2.5 - Índices de fiabilidade	11
2.5.1 - LOLP	12
2.5.2 - LOLE	13
2.5.3 - LOEE	14
2.5.4 - EENS	14
2.5.5 - EIR	14
2.5.6 - LOLF	15
2.5.7 - LODL	15
2.6 - Índices de carga vs energia	15
2.7 - Conclusões	18
Capítulo 3	19
Fontes de energia intermitentes	19
3.1 - Crédito de capacidade	21

3.2 - Capacidade efetiva de suporte de carga	22
3.3 - Avaliação da fiabilidade em sistemas com produção intermitente	23
3.3.1 - Análise retrospectiva	23
3.3.2 - Análise prospetiva	23
3.3.3 - Curvas de fiabilidade.....	23
3.3.4 - Técnicas avançadas.....	24
3.3.5 - Métodos aproximados	24
3.4 - Conclusões	24
Capítulo 4	27
Índices de fiabilidade do <i>IEEE Reliability Test System</i>	27
4.1 - Metodologia.....	27
4.2 - Análise e discussão dos resultados obtidos.....	30
4.2.1 - Caso base.....	30
4.2.2 - Linearização do caso base.....	33
4.2.3 - Introdução de incerteza nas linearizações das cargas	35
4.2.4 - Inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método do crédito de capacidade	41
4.2.5 - Inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método da distribuição normal.....	45
4.3 - Conclusões	50
Capítulo 5	53
Conclusões e Perspetiva de Trabalhos Futuros	53
5.1 - Conclusões	53
5.2 - Perspetiva de Trabalhos Futuros.....	54
Referências	55
Anexo A.....	59
<i>IEEE Reliability Test System</i>	59
Anexo B.....	65
<i>Resultados</i>	65
B.1 - Caso Base	65
B.2 - Linearização do caso base	66
B.3 - Introdução de incerteza nas linearizações das cargas	67
B.4 - Inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método do crédito de capacidade	69
B.5 - Inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método da distribuição normal.....	72
B.5.1 - Cenário "50/50"	72
B.5.2 - Cenário "84.1/15.9"	73
B.5.3 - Cenário "97.7/2.3"	74

Lista de figuras

Figura 2.1 - Organização dos diferentes tipos de índices de fiabilidade.....	12
Figura 2.2 - Conceito para a avaliação de risco de um SEE produtor [5, 9].	16
Figura 2.3 - Diagrama de cargas classificado.	17
Figura 3.1 Capacidade eólica total mundial, 1996-2013 [18].	20
Figura 3.2 Capacidade solar total mundial, 2004-2013 [19].	20
Figura 3.3 - Exemplo de uma curva de fiabilidade para calcular a ELCC de um gerador eólico [27].	23
Figura 4.1 - Exemplo de ambiente de trabalho em <i>MATLAB</i> [®]	28
Figura 4.2 - Exemplo de ambiente de trabalho em <i>Microsoft Excel</i>	29
Figura 4.3 - Diagrama de carga com picos semanais.	30
Figura 4.4 - Diagrama de carga com picos diários.	31
Figura 4.5 - Diagrama de carga com picos horários.....	31
Figura 4.6 - Diagrama de carga classificado com picos semanais.	31
Figura 4.7 - Diagrama de carga classificado com picos diários.	32
Figura 4.8 - Diagrama de carga classificado com picos horários.	32
Figura 4.9 - Diagrama de carga classificado com picos semanais e respetiva linearização. ...	33
Figura 4.10 - Diagrama de carga classificado com picos diários e respetiva linearização.	34
Figura 4.11 - Diagrama de carga classificado com picos horários e respetiva linearização. ...	34
Figura 4.12 - Diagrama de carga classificado com picos semanais, com linearização e incertezas.....	35
Figura 4.13 - Diagrama de carga classificado com picos diários, com linearização e incertezas.....	36
Figura 4.14 - Diagrama de carga classificado com picos horários, com linearização e incertezas.....	36
Figura 4.15 - Variação do LOLP no caso de incerteza na linearização.	37

Figura 4.16 - Variação do LOLE no caso de incerteza na linearização.	38
Figura 4.17 - Variação do LOLP no caso de incerteza na linearização.	38
Figura 4.18 - Variação do LOLE no caso de incerteza na linearização.	39
Figura 4.19 - Variação do EENS no caso de incerteza na linearização.	39
Figura 4.20 - Variação do LOEE no caso de incerteza na linearização.	40
Figura 4.21 - Evolução do LOLP para o caso de diagrama de cargas com picos semanais.	41
Figura 4.22 - Evolução do LOLE para o caso de diagrama de cargas com picos semanais.	42
Figura 4.23 - Evolução do LOLP para o caso de diagrama de cargas com picos diários.	43
Figura 4.24 - Evolução do LOLE para o caso de diagrama de cargas com picos diários.	43
Figura 4.25 - Evolução do LOLP para o caso de diagrama de cargas com picos horários.	44
Figura 4.26 - Evolução do LOLE para o caso de diagrama de cargas com picos horários.	44
Figura 4.27 - Variação do LOLP devida ao tipo de diagrama de cargas.	45
Figura 4.28 - Porção de código para gerar números aleatórios.	45
Figura 4.29 - Evolução do LOLP para 1,000 iterações.	47
Figura 4.30 - Evolução do LOLE para 1,000 iterações.	47
Figura 4.31 - Evolução do LOLP para 10,000 iterações.	48
Figura 4.32 - Evolução do LOLE para 10,000 iterações.	48
Figura 4.33 - 1,000 vs 10,000 iterações para o LOLP no caso "97.7/2.3".	49
Figura 4.34 - 1,000 vs 10,000 iterações para o LOLP no caso "97.7/2.3".	50
Figura B.1 - Picos semanais linearizados.	66
Figura B.2 - Picos diários linearizados.	66
Figura B.3 - Picos horários linearizados.	66
Figura B.4 - LOLP e LOLE para todos os cenários com diagrama de carga com picos semanais.	69
Figura B.5 - LOLP e LOLE para todos os cenários com diagrama de carga com picos diários. .	70
Figura B.6 - LOLP e LOLE para todos os cenários com diagrama de carga com picos horários.	71
Figura B.7 - Variação do LOLP no cenário "50/50", 1,000 vs 10,000 iterações.	72
Figura B.8 - Variação do LOLE no cenário "50/50", 1,000 vs 10,000 iterações.	73
Figura B.9 - Variação do LOLP no cenário "84.1/15.9", 1,000 vs 10,000 iterações.	74
Figura B.10 - Variação do LOLE no cenário "84.1/15.9", 1,000 vs 10,000 iterações.	74

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Sistema produtor.....	9
Tabela 2.2 – COPT para o sistema com apenas uma unidade de 5 MW.....	9
Tabela 2.3 – COPT para o sistema com as duas unidades de 5 MW.....	10
Tabela 2.4 – COPT para o sistema com uma unidade de 10 MW.....	10
Tabela 2.5 – COPT para o sistema completo.....	10
Tabela 4.1 – Índices de fiabilidade do caso base.....	32
Tabela 4.2 – Índices de fiabilidade do caso base.....	34
Tabela 4.3 – Diferenças entre os cenários.....	43
Tabela 4.4 - Índices de fiabilidade do cenário “97.7/2.3”.....	49
Tabela A.1 – Picos de carga semanais como percentagem do pico de carga anual.....	60
Tabela A.2 – Ciclo de picos de carga diários como percentagem dos picos de carga semanais.....	60
Tabela A.3 - Picos de carga horários como percentagem dos picos de carga diários.....	61
Tabela A.4 – Informação sobre os geradores e a sua fiabilidade.....	62
Tabela A.5 – Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço acumuladas do <i>IEEE Reliability Test System</i> [29].....	63
Tabela B.1 – Índices de fiabilidade do caso base.....	65
Tabela B.2 – LOLP e LOLE para os diferentes casos de linearização com picos semanais.....	67
Tabela B.3 – LOLP e LOLE para os diferentes casos de linearização com picos diários.....	67
Tabela B.4 – LOLP e LOLE para os diferentes casos de linearização com picos horários.....	67
Tabela B.5 – EENS e LOEE para os diferentes casos de linearização com picos semanais.....	67
Tabela B.6 – EENS e LOEE para os diferentes casos de linearização com picos diários.....	68
Tabela B.7 – EENS e LOEE para os diferentes casos de linearização com picos diários.....	68
Tabela B.8 – Índices de fiabilidade do cenário “50/50”.....	72
Tabela B.9 – Índices de fiabilidade do cenário “84.1/15.9”.....	73

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

CC	Crédito de Capacidade (<i>Capacity Credit</i>)
COPT	<i>Capacity Outage Probability Tables</i>
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
EIR	<i>Energy Index of Reliability</i>
ELCC	<i>Effective Load-Carrying Capability</i>
FC	Fator de Capacidade
FdS	Fim de Semana
FOR	<i>Forced Outage Rate</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IEEE-RTS	<i>IEEE Reliability Test System</i>
LOEE	<i>Loss Of Energy Expectation</i>
LOLD	<i>Loss Of Load Duration</i>
LOLE	<i>Loss Of Load Expectation</i>
LOLF	<i>Loss Of Load Frequency</i>
LOLP	<i>Loss Of Load Probability</i>
MTBF	<i>Mean Time Between Failure</i>
MTTF	<i>Mean Time To Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i>
SEE	Sistema Elétrico de Energia

Lista de símbolos

σ	Desvio Padrão
GWh	Gigawatt-hora
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora

Capítulo 1

Introdução

Desde a criação dos primeiros Sistemas Elétricos de Energia (SEE), a utilização de energia elétrica deixou de ser um luxo apenas acessível a alguns, para se tornar num bem fundamental ao dia a dia de todas as pessoas. Adicionalmente, como em qualquer outro bem, os fornecedores procuram ter as maiores receitas possíveis, enquanto os consumidores esperam ser bem tratados, neste caso, terem acesso à eletricidade sempre que assim o entenderem e ao mais baixo custo.

A variável principal neste equilíbrio de interesses é a qualidade do produto que se vende, ou neste caso, a fiabilidade que o nosso sistema produtor possui. Uma boa fiabilidade irá manter os clientes satisfeitos garantindo assim o sucesso da empresa, por outro lado, se a fiabilidade da rede em questão for fraca, os clientes poderão ficar descontentes e a continuidade da empresa posta em causa.

Os estudos de fiabilidade são essenciais para garantir que são tomadas as melhores decisões, mantendo o equilíbrio entre os gastos na melhoria do serviço e as receitas conseguidas. Todas as informações que possam melhorar a fiabilidade de uma rede são portanto muito valiosas, devendo os estudos de fiabilidade ser os mais precisos possíveis.

Hoje em dia, uma grande parte da energia elétrica é produzida a partir de fontes de energia renováveis. Este facto exigiu uma mudança na forma como os estudos de fiabilidade são abordados e, juntamente com o desenvolvimento informático, permitiu o desenvolvimento de novos métodos para a avaliação da fiabilidade de um sistema produtor.

Esta dissertação visa analisar a fiabilidade de um sistema elétrico produtor através de índices de fiabilidade, tendo em conta as recentes alterações ao nível da produção de eletricidade, pela introdução das energias renováveis, de natureza intermitente, cada vez em maior escala.

1.1 - Motivação e Objetivos

É vital que um Sistema Elétrico tenha capacidade para alimentar todas as cargas da rede, bem como uma margem de reserva adequada para responder a eventuais avarias, indisponibilidade das fontes de energia renovável, ou incidentes inesperados.

Os estudos de fiabilidade dos sistemas de produção são fundamentais e assumem um papel mais importante, do que os estudos de fiabilidade para redes de distribuição, pois uma avaria no sistema de produção afetará uma zona muito maior do que uma avaria numa rede de distribuição.

Percebe-se assim a importância de se realizarem estudos de fiabilidade dos sistemas de produção, cujo principal objetivo é a determinação da reserva que o sistema deve dispor de modo a garantir uma qualidade e continuidade de serviço satisfatória economicamente viável.

O objetivo principal desta dissertação é o estudo da fiabilidade de um sistema elétrico produtor. Mais especificamente, podem ser definidos os seguintes objetivos para este trabalho:

- calcular diversos índices de fiabilidade dos sistema produtor (LOLP, LOLE, EENS e LOEE) para vários casos de estudo através de diferentes métodos, para sistemas com produção intermitente;
- comparar e analisar os resultados obtidos;
- analisar a influência de parte dos centros produtores serem intermitentes (energia renovável).

1.2 - Estrutura da dissertação

Esta dissertação é constituída por 5 capítulos, referências e 2 anexos.

O primeiro capítulo é a introdução, e como o nome indica, tem por objetivo introduzir o tema. São apresentados os objetivos, a motivação e a estrutura da tese.

No segundo capítulo é aprofundado o tema da fiabilidade e dos índices de fiabilidade, nomeadamente para um sistema produtor. É apresentada a construção de uma tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço. São enumerados e definidos alguns índices de fiabilidade utilizados nos sistemas produtores e é feita uma comparação entre índices de carga e de energia.

No capítulo três é introduzido e analisado o conceito de fontes de energia intermitentes e são apresentados os diferentes métodos para a avaliação da fiabilidade de sistemas produtores com capacidade intermitente.

O capítulo número quatro começa por indicar qual a rede de teste utilizada, é apresentada a metodologia utilizada no trabalho e são apresentados e analisados os resultados para os diferentes casos de estudo.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e apresentadas propostas de possíveis trabalhos futuros.

As referências e bibliografia utilizada na dissertação encontram-se no final da dissertação.

O Anexo A apresenta a rede de teste.

No Anexo B estão tabelas e gráficos com resultados complementares aos apresentados no capítulo 4.

4 Introdução

Capítulo 2

Índices de Fiabilidade do SEE

2.1 - O Sistema Elétrico de Energia

Os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) são dos sistemas mais complexos alguma vez concebidos. Não só por constituídos por diversos equipamentos e instalações que se estendem ao longo de grandes áreas geográficas, como também por várias outras razões, como por exemplo: a dificuldade na gestão de interligações internacionais, a incapacidade de armazenar energia elétrica ou ainda o facto de uma avaria, mesmo de pequena dimensão num dado ponto do sistema poder causar grandes impactos na outra extremidade da rede [1].

Um SEE engloba a produção, transporte, distribuição e consumo de eletricidade. A produção de energia elétrica era, tradicionalmente, feita de forma centralizada em centrais hídricas ou térmicas de grande dimensão.

As centrais térmicas utilizavam como combustível o carvão ou o *fuel*. A queima de combustíveis fósseis traz, no entanto, efeitos ambientais que não podem ser ignorados, o que fez com que se tenha vindo a reduzir, significativamente, a utilização deste tipo de combustíveis.

A produção hídrica é também há muito tempo explorada como um tipo de geração centralizada. Este tipo de energia é bastante valioso não só porque a água é um recurso renovável, mas também porque a geração de eletricidade em barragens confere grande flexibilidade ao sistema visto tratarem-se de grupos que podem entrar em funcionamento muito rapidamente, menos de 5 minutos. Algumas barragens podem ainda ser utilizadas para “armazenar” energia através de bombagem.

Atualmente, as centrais de ciclo combinado, que usam o gás natural como combustível, surgem como substitutas das grandes produtoras térmicas. A energia nuclear apareceu no mercado a oferecer energia barata, no entanto, os problemas de segurança e riscos de contaminação nunca permitiram que esta se afirmasse [2]. A pilha de combustível de hidrogénio é uma tecnologia ainda em desenvolvimento mas de elevado potencial energético,

porém, os elevados custos associados a esta tecnologia são o principal travão para a sua utilização [3].

A energia solar e a energia eólica são, hoje em dia, duas fortes apostas em termos de produção elétrica. Em Portugal, verificou-se nos últimos anos um grande investimento na criação de parques eólicos, sendo já responsáveis por cerca de metade da eletricidade produzida, 44% em Junho de 2014 [4].

A utilização de fontes de energia renováveis traz grandes benefícios, daí também a sua massificação, no entanto, e como seria de esperar, surgem ao mesmo tempo inconvenientes, nomeadamente, a diminuição da previsibilidade do sistema de produção. Os parques eólicos são fontes de energia intermitente pois necessitam de vento para a produção de eletricidade, mas nem sempre se pode garantir a existência de vento, não se podendo, portanto, garantir a produção do parque eólico num dado período.

As centrais térmicas, por outro lado, não são intermitentes. Assumindo um cenário perfeito em que o combustível nunca acaba, e.g. carvão, será possível garantir uma produção de energia ininterrupta, caso não surjam avarias.

É necessário garantir a fiabilidade do SEE que deverá funcionar sem interrupções quer a maioria da sua energia venha de fontes renováveis, ou de centrais termoelétricas.

2.2 - A Fiabilidade do SEE

É usual definir-se fiabilidade como a capacidade de um sistema desempenhar a sua função corretamente nas condições previstas de funcionamento [5]. Para uma correta compreensão do conceito de fiabilidade é importante ter em mente os seguintes aspetos essenciais:

- é uma noção probabilística, isto é, assume-se que os eventos num sistema ocorrem de forma aleatória e não há forma de prever com precisão o momento em que um componente avaria;
- o conceito de fiabilidade é definido para um certo período de tempo;
- as condições de funcionamento têm que ser pré-definidas [6].

Se definirmos T como uma variável aleatória que representa o tempo de vida de um componente, $P(T \leq t)$ é a probabilidade de um componente avariar até ao instante t , e $P(T > t)$ será a probabilidade de um componente continuar em funcionamento depois do instante de tempo t . A esta probabilidade chama-se fiabilidade, e é geralmente representada pela letra R (*reliability*). Podemos então definir que:

$$R(t) = P(T > t) \quad (2.1)$$

É também usual definir-se a falta de fiabilidade pela letra Q , assim temos que:

$$Q(t) = 1 - R(t) \quad (2.2)$$

Os estudos de fiabilidade procuram estabelecer modelos para o comportamento de sistemas cujos componentes podem sofrer avarias, levando, em certos casos, a que os sistemas não cumpram as funções para que foram projetados e construídos [7]. Durante a

análise da fiabilidade de um qualquer sistema surge sempre a mesma dúvida: quão fiável deve ser o sistema? A resposta a esta questão, por parte das empresas de electricidade, é extremamente importante e deve ser definida antes de se iniciar qualquer expansão ou reforço da rede, uma vez não ser possível chegar a uma solução única para todas as situações, pois diferentes sistemas, empresas e consumidores terão ideias distintas da fiabilidade que querem ou necessitam. Como o planeamento de um SEE é uma tarefa complexa, existem vários fatores que deverão ser tidos em conta nas tomadas de decisão. É de referir a necessidade de uniformidade entre a fiabilidade de diferentes partes do sistema. Não adianta estar a reforçar uma dada parte forte da rede enquanto existirem zonas frágeis por melhorar. É, no entanto, suposto haver diferenças de fiabilidade entre zonas (produção, transporte e distribuição) pois uma falha no sistema de transporte poderá levar a consequências muito mais graves do que uma avaria a nível da distribuição. Antes de se decidir, deve-se sempre garantir que teremos um benefício por se melhorar a fiabilidade de uma dada parte da rede [6].

A determinação da fiabilidade e o planeamento de um sistema elétrico produtor é mais do que um simples exercício matemático. É, essencialmente, um problema de gestão e decisão com várias restrições a nível económico, social e tecnológico. A decisão tem que se limitar às soluções tecnologicamente disponíveis, que originem poucos gastos mas assegurem lucros e, que garantam um serviço bom e fiável aos clientes. A função de um sistema de produção é, de forma simples, gerar energia elétrica suficiente para alimentar as cargas. Assim, podemos dizer, que o problema fundamental dos estudos de fiabilidade para um SEE produtor é determinar a capacidade de geração necessária para que a função do sistema seja corretamente cumprida, tentando otimizar o compromisso entre a fiabilidade e o investimento.

Determinar a quantidade adequada de capacidade a instalar fica, desta forma, associada ao valor do investimento que pretendemos fazer. Um investimento muito pequeno poderá traduzir-se em falta de fiabilidade, uma vez que a saída de serviço de um grupo, de forma inesperada, poderá fazer com que o sistema deixe de ser capaz de alimentar todas as cargas. Por outro lado, um investimento muito grande garante fiabilidade pois pode ser instalada muito mais geração do que a necessária, mas, durante a maior parte do tempo, alguns dos grupos instalados estarão parados, tornando-se, em certa medida, um desperdício de dinheiro.

2.3 - Modelo de fiabilidade convencional para a representação de um alternador

A forma tradicional de representar um sistema de geração para estudos de fiabilidade tem como principais valores de entrada a capacidade e a probabilidade de falha de cada unidade individual. A probabilidade de não funcionamento de um componente é denominada de

indisponibilidade. Esta grandeza é, geralmente, representada pela letra U (do inglês *unavailability*). A indisponibilidade de um componente, neste caso um alternador, pode ser dada pela seguinte equação, onde λ é a taxa de avarias, e μ é a taxa de reparações.

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (2.3)$$

A indisponibilidade de uma unidade é também, frequentemente, representada pela sigla FOR que significa "*Forced Outage Rate*". Na equação 2.4, MTTF é o tempo médio de funcionamento ou tempo médio para avariar ("*Mean Time To Failure*"). MTTR é o tempo médio de reparação ("*Mean Time To Repair*"). Quando somados, fornecem o tempo médio entre avarias, MTTF+MTTR=MTBF ("*Mean Time Between Failure*").

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} \quad (2.4)$$

Embora no nome se diga percentagem (*rate*), a FOR é uma probabilidade e, por isso, uma grandeza adimensional. É, normalmente, calculada para um ano. A partir da FOR é possível construir a tabela das capacidades fora de serviço para cada sistema produtor.

2.4 - Tabelas das probabilidades das capacidades fora de serviço

A tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço é uma forma de representar o modelo do sistema de geração para estudos de fiabilidade de perda de carga. O nome vem do inglês "*Capacity Outage Probability Tables*" (COPT) e como sugere, é uma tabela com diversos níveis de capacidade de produção do sistema com a probabilidade de o sistema se encontrar naquele estado associada [1].

A soma das probabilidades dos estados da COPT que correspondem a configurações da rede com uma capacidade de produção inferior à carga a alimentar, dará a probabilidade de o sistema não ser capaz de fornecer a carga [6].

No caso de todas as unidades do sistema produtor serem iguais, isto é, terem a mesma capacidade e a mesma FOR, pode ser usada a distribuição binomial dada na equação 2.5 para calcular as probabilidades (C) de cada estado e assim, facilmente, construir a COPT do sistema em questão.

$$C = C_r^n \times p^{n-r} \times q^r \quad (2.5)$$

Na equação 2.5 n é o número total de grupos do sistema, r é o número de grupo fora de serviço, p é a probabilidade de o grupo estar fora de serviço (FOR), e q é a probabilidade de o grupo estar em serviço (1-FOR). Por fim, $C_r^n = n!/((n-r)!r!)$.

Como será de esperar, é extremamente improvável que um sistema produtor real tenha todos os seus geradores iguais, assim, é necessária outra forma para se construir a COPT. A maneira mais usada para construir a tabela das capacidades fora de serviço de um sistema produtor real, começa por considerar apenas a unidade de menor potência e construir a COPT para esse sistema. Depois, vão sendo incluídas as outras unidades por ordem crescente das suas potências, alterando-se de forma adequada a tabela das capacidades fora de serviço, até que todos os geradores tenham sido incluídos.

Para ilustrar o método consideremos o sistema produtor com a constituição apresentada na tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Sistema produtor.

Nº de grupos	Potência (MW)	FOR
2	5	0.02
1	10	0.01

Começamos por considerar um sistema constituído apenas por uma unidade de 5 MW. A tabela das capacidades fora de serviço para este sistema será dada pela tabela 2.2.

Tabela 2.2 – COPT para o sistema com apenas uma unidade de 5 MW.

Capacidade fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	0.98
5	0.02
	1.00

Como o sistema tem duas unidades de 5 MW, existirá uma nova tabela de capacidades fora de serviço para o segundo grupo de 5 MW, que será igual à tabela 2.2. Depois de combinadas, obtemos a tabela 2.3 que representa o sistema com as duas unidades de 5 MW em funcionamento.

Tabela 2.3 – COPT para o sistema com as duas unidades de 5 MW.

Capacidade fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	$0.98 \times 0.98 = 0.9604$
5	$(0.98 \times 0.02) + (0.02 \times 0.98) = 0.0392$
10	$0.02 \times 0.02 = 0.0004$
	1.0000

A tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço para o gerador de 10 MW é apresentada na tabela 2.4.

Tabela 2.4 – COPT para o sistema com uma unidade de 10 MW.

Capacidade fora de serviço (MW)	Probabilidade
0	0.99
10	0.01
	1.00

Combinando a tabela 2.3 com a tabela 2.4 obtemos a tabela 2.5, que representa o sistema produtor com as três unidades incluídas. A probabilidade acumulada, apresentada na tabela 2.5, representa a probabilidade de uma dada capacidade, ou uma capacidade superior a essa, se encontrar fora de serviço.

Tabela 2.5 – COPT para o sistema completo.

Capacidade fora de serviço (MW)	Probabilidade	Probabilidade acumulada
0	$0.9604 \times 0.99 = 0.950796$	1.000000
5	$0.0392 \times 0.99 = 0.038808$	0.049204
10	$(0.0004 \times 0.99) + (0.9604 \times 0.01) = 0.010000$	0.010396
15	$(0.98 \times 0.02 \times 0.01) + (0.98 \times 0.02 \times 0.01) = 0.000392$	0.000396
20	$0.02 \times 0.02 \times 0.01 = 0.000004$	0.000004
	1.0000	

2.5 - Índices de fiabilidade

Os métodos determinísticos para determinar o investimento a fazer e a capacidade a instalar no nosso sistema produtor foram usados ao longo de bastantes anos. Estes métodos caíram em desuso pois não garantem resultados satisfatórios. Duas das técnicas determinísticas utilizadas pelas empresas produtoras de eletricidade para definirem a potência a instalar no sistema produtor eram:

- definir o valor da reserva igual a uma dada percentagem do pico de consumo previsto;
- definir o valor da reserva igual à capacidade de geração do grupo de maior potência.

Hoje em dia, procura-se, cada vez mais, avaliar a qualidade, e as diferentes hipóteses de expansão e reforço de um SEE através de estudos de fiabilidade, analisando diversos índices de fiabilidade, ou recorrendo a métodos de simulação computacionais, como o Método de Monte Carlo.

A avaliação e quantificação da fiabilidade de um sistema elétrico produtor é um aspeto muito importante. Como já referido, atualmente, os métodos determinísticos foram preteridos para dar lugar a métodos probabilísticos mais fiáveis e eficazes. Os métodos probabilísticos oferecem uma visão geral da fiabilidade do sistema através do cálculo de diversos índices de fiabilidade. Entre outras possibilidades, a análise dos diferentes índices permite:

- avaliar o desempenho do sistema em relação a valores padrão pré estabelecidos;
- comparar diferentes alternativas para a construção, expansão, ou reforço de um sistema de produção;
- identificar pontos frágeis do sistema;
- fornecer informações para tomadas de decisão.

É importante referir que os índices obtidos, apesar de oferecerem uma boa visão sobre o estado do sistema, são estimativas e não valores absolutos, sendo por isso necessário ter em consideração que os acontecimentos podem ocorrer de forma diferente ao previsto.

Os índices de fiabilidade de um sistema produtor mais utilizados atualmente podem, de uma forma simplista, ser separados em três grupos: perda de carga; perda de energia; frequência e duração.

Os principais índices hoje utilizados são os seguintes [1, 5, 8-10]:

- LOLP - *Loss Of Load Probability*;
- LOLE - *Loss Of Load Expectation*;
- LOEE - *Loss Of Energy Expectation*;
- EENS - *Expected Energy Not Supplied*;
- EIR - *Energy Index of Reliability*;
- LOLF - *Loss Of Load Frequency*;

- LOLD - *Loss Of Load Duration*.

Como se depreende pelos nomes, os dois primeiros índices estão associados à perda de carga, os três índices seguintes traduzem a possibilidade da perda, ou não fornecimento de energia e, por fim, os dois últimos índices estão relacionados com a frequência e duração das avarias. A figura 2.1 mostra a arrumação dos diferentes tipos de índices.

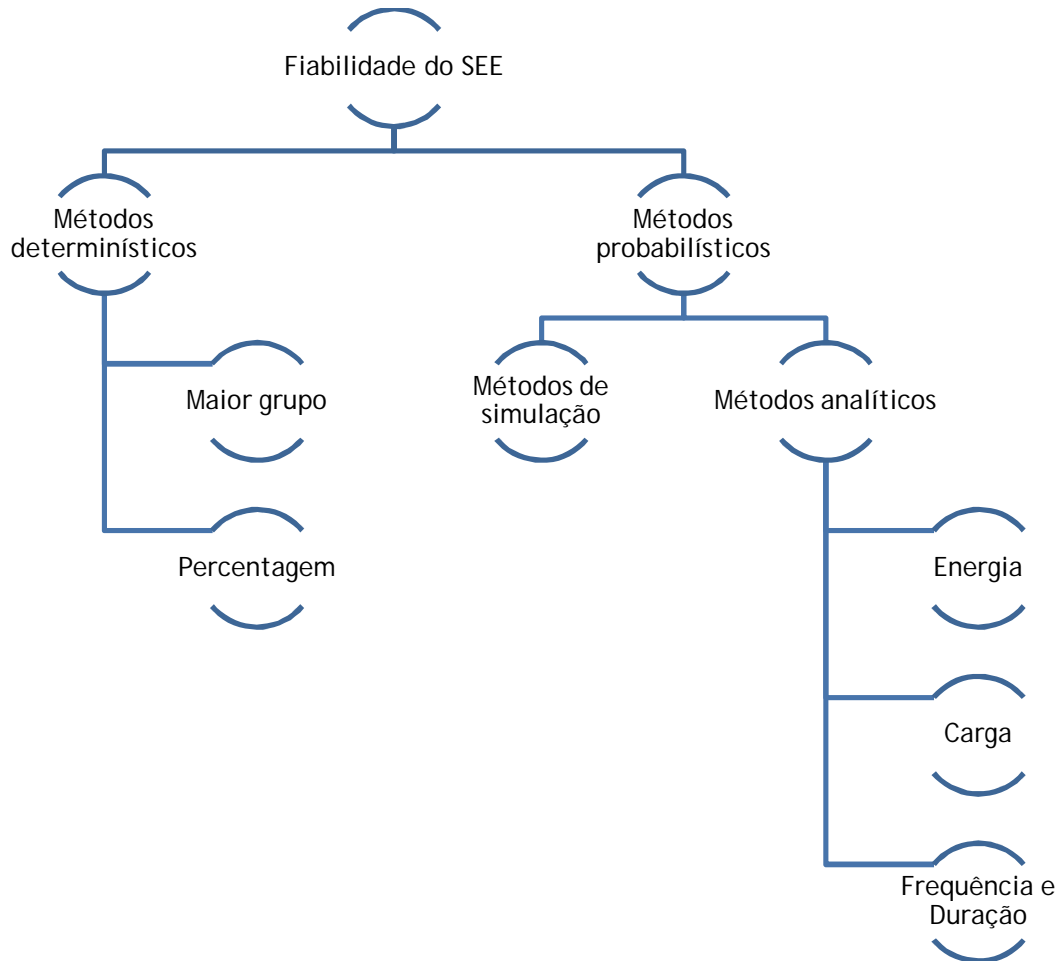


Figura 2.1 - Organização dos diferentes tipos de índices de fiabilidade.

2.5.1 - LOLP

O LOLP, *Loss Of Load Probability*, é um dos índices relacionados com a perda de carga, e é um dos mais utilizados a nível global. Perda de carga acontece quando a carga total do sistema ultrapassa a capacidade de produção do sistema produtor. LOLP é a probabilidade de a carga ultrapassar a geração num dado instante [11].

O valor do LOLP de um sistema é, geralmente, calculado para grandes períodos de tempo, tipicamente um ano, no entanto, pode ser calculado para um qualquer período de tempo (e.g. 24 horas).

Como o nome indica, o LOLP é uma probabilidade, e por isso adimensional. A fórmula matemática para calcular o LOLP é:

$$LOLP = \sum_j P[C_A = C_j] \cdot P[L > C_j] = \sum_j \frac{p_j \cdot t_j}{100} \quad (2.6)$$

onde:

P	probabilidade de
L	carga esperada
C _A	capacidade de geração disponível
C _j	capacidade de geração restante
p _j	probabilidade de falta de capacidade
t _j	percentagem do tempo em que a carga ultrapassou C _j

O valor do primeiro termo do segundo membro da equação ($P[C_A=C_j]$) pode ser retirado da tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço, enquanto o segundo termo ($P[L>C_j]$) pode ser obtido no diagrama de cargas classificado.

Apesar de este índice ser largamente utilizado no mundo, existem alguns aspetos que não podem ser ignorados, entre os quais:

- não fornece informação sobre a frequência ou a duração das avarias, nem permite avaliar a severidade das mesmas, pois como se trata de um valor esperado não é possível distinguir entre uma grande falha ou várias pequenas falhas;
- grandes falhas de produção são várias vezes precedidas de incidentes mais pequenos, que podem, por vezes, ser corrigidos com mecanismos de emergência;
- os incidentes nem sempre acontecem no pico de consumo; muitas vezes acontecem em horas de vazio, o que significa que existirá mais reserva do que a prevista para solucionar a situação.

2.5.2 - LOLE

O LOLE, *Loss Of Load Expectation*, é obtido diretamente do LOLP e é mais frequentemente usado do que este, uma vez que traduz um número abstrato, como é uma probabilidade, num valor em dias por ano (dias/ano), que é mais fácil de imaginar e por isso mais utilizado em situações práticas.

O LOLE é obtido da seguinte forma:

$$LOLE = LOLP \times T \quad (2.7)$$

onde T=365 dias, caso o diagrama de cargas classificado seja anual. Por exemplo, para um LOLP=0.0123, o valor do LOLE seria igual a 4.49 dias/ano, o que significaria que ao longo de um ano, o sistema de produção não seria capaz de alimentar a ponta dos diagramas de carga diários em 4.49 dias. Habitualmente, utiliza-se como valor padrão, o sistema ter um LOLE

igual a 0.1 dias/ano, o que significa que o sistema em dez anos, não seria capaz de alimentar a ponta do diagrama de cargas durante um dia.

2.5.3 - LOEE

Outra forma de avaliar a fiabilidade de um sistema produtor é avaliar a perda de energia. O LOEE, *Loss Of Energy Expectation*, indica a quantidade de energia que se estima que vai ser perdida ao longo de um dado período de tempo [12]. O valor do LOEE é dado em MWh/ano e é calculado através da seguinte equação:

$$LOEE = \sum_k t_k \cdot P_k \cdot CE_k \quad (2.8)$$

Com

$$CE_k = L_k - C_k \quad se \ (C_k < L_k) \quad (2.9)$$

onde:

- t_k duração do período de tempo k
- P_k probabilidade de perda de carga no período k
- C_k capacidade disponível no período k
- L_k pico de carga no período k
- CE_k energia que o sistema não conseguirá fornecer no período k

2.5.4 - EENS

O EENS, *Expected Energy Not Supplied*, traduz a quantidade de energia que se espera que não vá ser fornecida enquanto a carga exceder a capacidade de produção disponível. O EENS é expresso em MWh e pode ser obtido da seguinte equação [13]:

$$EENS = L \times \frac{T}{3600} \quad (2.10)$$

Na equação (2.10), L representa a carga média anual em MW, e T representa a duração da indisponibilidade da carga em segundos.

2.5.5 - EIR

Apesar de pouco utilizado, podemos ainda expressar o EENS através do EIR, *Energy Index of Reliability*, que é calculado pela equação (2.11), onde E_0 é a totalidade de energia a ser alimentada em MWh.

$$EIR = 1 - \frac{EENS}{E_0} \quad (2.11)$$

2.5.6 - LOLF

Os métodos de frequência e duração são mais uma possibilidade de avaliar a fiabilidade de um sistema produtor. Baseiam-se na representação do sistema por vários estados, e utilizam as taxas de avaria e reparação, λ e μ , respetivamente, de cada unidade. A partir destes valores, usando também o valor da capacidade de cada estado, C_i , e a probabilidade de o sistema se encontrar no estado i , p_i , é possível chegar à frequência, f_i , de ocorrência de cada estado. Neste caso, λ_i e μ_i , representam a passagem para um estado de menor capacidade e a passagem para um estado de maior capacidade, respetivamente.

$$f_i = p_i \cdot (\lambda_i + \mu_i) \quad (2.12)$$

A partir de f_i podemos obter o valor de T_i que é a duração média de cada estado

$$T_i = \frac{p_i}{f_i} \quad (2.13)$$

Com o valor de F_i , que é a frequência de saída do estado i , podemos então calcular o LOLF, *Loss Of Load Frequency*, expresso em avarias por ano (av/ano) [5].

$$LOLF = \sum_i (F_i - f_i) \quad (2.14)$$

2.5.7 - LOD

Tal como o LOLF, o LOD, *Loss Of Load Duration*, é um índice de fiabilidade pouco utilizado, visto ambos serem uma extensão do LOLE e não acrescentarem informações muito relevantes. O LOD pode ser calculado em horas por avaria (h/av) pela equação [5]:

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (2.15)$$

2.6 - Índices de carga vs energia

De forma muito simples, em estudos de fiabilidade do sistema produtor, a preocupação principal é estimar a capacidade de geração necessária para satisfazer o consumo, e que permita otimizar as ações de manutenção nas infraestruturas e equipamentos [5].

A combinação de um modelo de um sistema de geração com um modelo de carga adequado permite calcular diferentes índices de fiabilidade e, assim, avaliar a fiabilidade do sistema de produção [1].

Através de métodos probabilísticos, os índices traduzem a probabilidade e a severidade de possíveis avarias, falhas e acidentes que podem acontecer ao sistema [1]. A figura 2.2 ilustra essa relação.

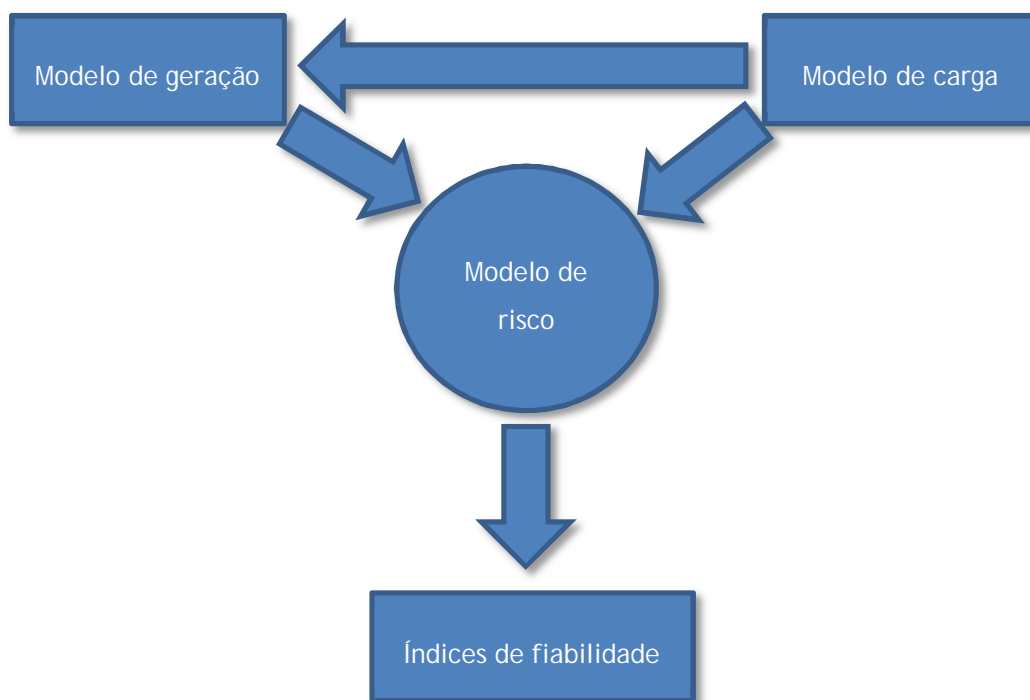


Figura 2.2 - Conceito para a avaliação de risco de um SEE produtor [5, 9].

A avaliação da fiabilidade de um sistema produtor pode ser feita recorrendo a vários tipos de índices calculados com diferentes objetivos. Dependendo do país ou da empresa, há diversos índices que podem ser calculados. Os índices de fiabilidade não são mais do que o valor esperado de uma variável aleatória. Assim, existe ainda alguma confusão na área dos sistemas de energia sobre o significado mais correto, e o que realmente esperar do uso de alguns índices, pois o valor esperado não é um parâmetro determinístico, mas sim uma média dos valores reais do fenómeno em estudo obtidos ao longo dos anos. No entanto, estes índices fornecem indicadores válidos que traduzem vários aspetos de um SEE, como a disponibilidade e capacidade dos grupos geradores, características e incerteza das cargas, configuração da rede e condições de operação [5].

Os dois principais grupos de índices de fiabilidade são os índices de perda de carga e energia. Embora ambos sejam importantes e sejam, normalmente, utilizados em simultâneo, as informações traduzidas por cada um destes índices é diferente, havendo características do

SEE que num poderão transparecer e no outro não, daí a necessidade de serem usados simultaneamente.

No cálculo de índices de fiabilidade de perda de carga é escolhido um modelo de carga de entre os inúmeros possíveis. O modelo mais simples, e um dos mais utilizados, é aquele em que cada dia é representado pelo pico de carga respetivo, que quando ordenado decrescentemente forma o diagrama de cargas classificado. O diagrama de cargas classificado em conjunto com a tabela das capacidades fora de serviço permitem então calcular índices como o LOLP e o LOLE. Na figura 2.3, t_i representa o número de dias em que a saída de serviço de uma capacidade O_i resultaria em perda de carga.

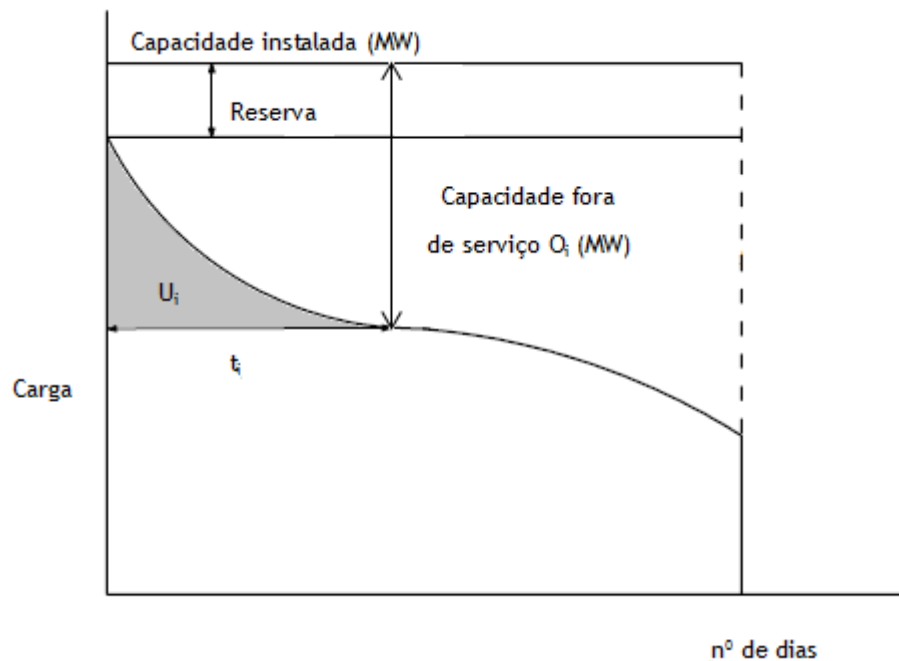


Figura 2.3 - Diagrama de cargas classificado.

Os índices de fiabilidade de perda de energia são obtidos de forma muito semelhante aos de perda de carga. A partir da figura 2.3 podemos facilmente determinar o valor da energia não fornecida devido a uma determinada capacidade fora de serviço. Esse valor está representado na figura 2.3 pela área a sombreado U_i . Os índices de perda de energia têm um significado físico mais importante do que os índices de perda de carga, no entanto, a sua aplicação não é tão flexível e não foram tão usados. Porém, com o aumento de sistemas limitados energeticamente essa tendência poderá inverter-se [1].

Um exemplo de um sistema limitado energeticamente é um aproveitamento hidroelétrico sem albufeira. Seria possível colocar um alternador suficientemente grande para alimentar uma dada região, no entanto, a sua capacidade de produzir energia estaria dependente do caudal do rio e não da potência do alternador. Neste caso, a utilização de índices de perda de energia poder-se-ia verificar mais vantajosa do que a utilização de índices de perda de carga.

2.7 - Conclusões

Este capítulo teve por objetivo fazer a apresentação de alguns conceitos básicos para a análise da fiabilidade do sistema de produção de um Sistema Elétrico de Energia. É feita uma breve descrição sobre o sistema elétrico produtor e, de uma forma sucinta, é explicado o conceito de fiabilidade, que convém lembrar, não tem uma única definição concreta mas representa antes um conjunto de noções.

Foram expostos os principais índices usados em estudos de fiabilidade do sistema produtor, falando-se com maior detalhe sobre o LOLP que é o ponto de partida para calcular outros índices como o LOLE. O LOLP era, tradicionalmente, o índice mais utilizado, no entanto, essa tendência está a mudar sendo cada vez mais utilizados o LOLE, LOEE e o EENS.

A introdução de novos índices em estudos de fiabilidade deve-se à mudança que os sistemas elétricos têm vindo a sofrer a nível da produção, com a utilização, cada vez maior, de energias renováveis de natureza intermitente. Assim, é necessário utilizar não só índices de perda de carga, mas também de perda de energia. Estes dois tipos de índices são comparados no capítulo 4 da dissertação.

Capítulo 3

Fontes de energia intermitentes

As preocupações ambientais não são um assunto novo, de facto, desde o século XIX que existem associações e leis que visam proteger o meio ambiente e a saúde pública. No entanto, a sua generalização apenas se acentuou no século XX, nas décadas de 60 e 70 [14], tendo a sua importância vindo a crescer desde então, sendo hoje em dia uma das maiores preocupações mundiais.

Uma das principais causas do aumento da poluição foi a queima de combustíveis fósseis. O desenvolvimento económico permitiu o desenvolvimento social e, como consequência, o aumento da procura de energia elétrica, tradicionalmente produzida a partir da queima de combustíveis fósseis. A utilização deste tipo de combustível gera gases que contribuem para o aumento do efeito de estufa que deterioram o meio ambiente.

No sentido de diminuir a poluição, nomeadamente a emissão de CO₂, o recurso a fontes de energia limpas tornou-se inevitável. A primeira fonte de energia renovável utilizada pelas empresas produtoras de eletricidade foi a água, através da construção de aproveitamentos hidroelétricos¹. Em Portugal, a produção de energia elétrica, com recurso à água começou no final do século XIX em 1894 [15], tendo sido durante muito tempo, à semelhança do resto do mundo, a única fonte de energia renovável utilizada.

Paralelamente à produção hidroelétrica, também a produção eólica foi sendo desenvolvida, com a existência de geradores eólicos desde finais do século XIX. A exploração desta tecnologia apenas se tornou notória a partir da década de 1930, mas apenas no final da década de 1980 e durante os anos 90 a sua utilização se tornou relevante [16, 17]. Hoje em

¹ Os aproveitamentos hidroelétricos são frequentemente tratados, simplesmente, por barragens.

dia, a energia eólica é uma das fontes renováveis mais utilizadas. A figura 3.1 mostra o grande aumento na quantidade de capacidade eólica instalada no mundo, entre 1996 e 2013.

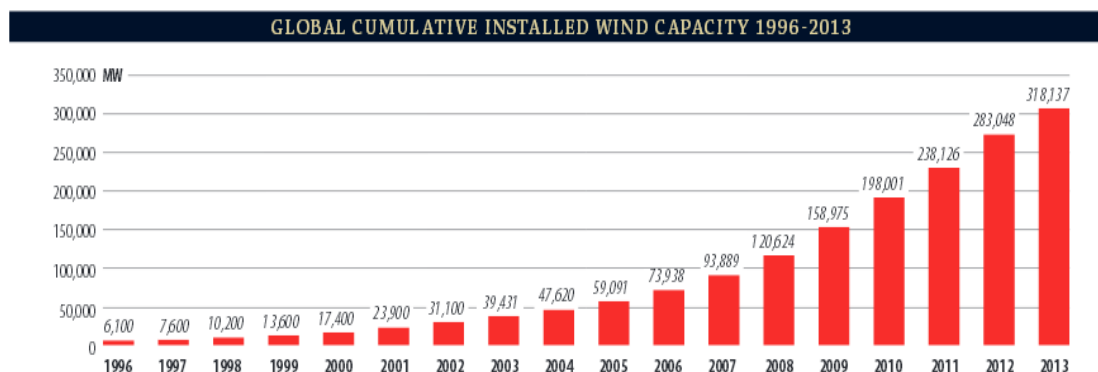


Figura 3.1 Capacidade eólica total mundial, 1996-2013 [18].

A energia solar e a energia das marés são mais dois exemplos de energias renováveis que atualmente são utilizadas. Especialmente a energia solar, é já amplamente utilizada e encontra-se numa rápida expansão, como podemos ver pela figura 3.2.

Solar PV Total Global Capacity, 2004–2013

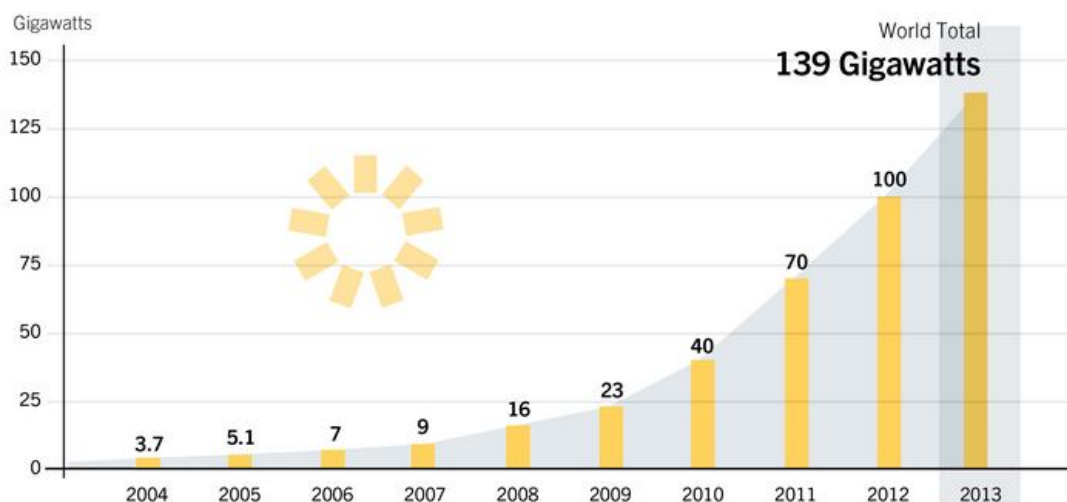


Figura 3.2 Capacidade solar total mundial, 2004-2013 [19].

As grandes centrais termoelétricas tradicionalmente utilizadas, usam combustíveis fósseis (carvão, *diesel*, gás natural) para produzirem eletricidade e a produção para apenas na eventualidade de uma avaria do equipamento, caso contrário poderiam estar permanentemente em funcionamento, admitindo que não há rutura no fornecimento do combustível.

À semelhança da produção em centrais térmicas tradicionais, também a produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis necessita de combustível. Neste caso, o combustível não tem custos e é obtido diretamente, e de forma limpa da natureza, seja ele, a água da chuva nas barragens, o vento nos geradores eólicos, o sol nas centrais fotovoltaicas, ou água do mar na energia das marés.

A produção renovável está porém sujeita as “humores” da natureza e à sua imprevisibilidade. Os combustíveis renováveis variam constantemente de acordo com a altura do ano ou a hora do dia. Estas flutuações são extremamente difíceis de prever, não são controláveis e são, por natureza, intermitentes, daí as fontes de energia renováveis serem também denominadas de fontes intermitentes.

As fontes intermitentes fornecem energia sem custos de combustível e com benefícios para o ambiente, sendo por isso, cada vez mais usadas em detrimento de fontes térmicas. No entanto, dependendo do tipo de energia renovável, da altura do dia, e da localização, os geradores intermitentes poderão não estar disponíveis. Este facto faz com que estes grupos geradores não possam ser tratados da mesma forma que os geradores tradicionais para estudos de fiabilidade, pois o seu contributo para o aumento da fiabilidade do sistema é inferior ao contributo dado pelas fontes convencionais [20].

3.1 - Crédito de capacidade

O Crédito de Capacidade (CC), do inglês “*Capacity Credit*”, de um gerador representa a contribuição dessa unidade para a fiabilidade do sistema de produção de um SEE [21]. O CC de uma dada fonte renovável é a quantidade de geração convencional (térmica) que pode ser substituída por produção renovável sem que o sistema perca fiabilidade. Assim, se o CC de uma certa fonte for baixo serão necessários investimentos em geradores térmicos, por outro lado, se o CC tiver um valor elevado alguns dos recursos tradicionais não serão necessários, obtendo-se assim poupanças a nível do planeamento e operação da rede [22]. A capacidade de crédito de uma fonte intermitente é, normalmente, usada na expansão dos sistemas de produção [23].

O conceito de capacidade de crédito, acima apresentado, é bem conhecido e largamente utilizado, no entanto, existem várias formas de calcular e definir capacidade de crédito. A escolha da definição de CC a usar é muito importante uma vez que definições diferentes podem levar a resultados bastantes diferentes, sendo as definições mais utilizadas as seguintes [21]:

- Capacidade Fixa Equivalente, “*Equivalent Firm Capacity*”, de uma unidade é definida como a capacidade de uma fonte fictícia 100% fiável que resultaria no mesmo decréscimo do LOLP que a unidade a introduzir;

- Capacidade de carga efetiva, “Effective Load-Carrying Capability” (ELCC), é uma das definições mais utilizadas e é definida como a quantidade de carga adicional que pode ser servida com o acréscimo de uma certa capacidade de geração; esta definição será explorada no ponto 3.2;
- Central Convencional Equivalente, “Equivalent Conventional Power Plant”, é semelhante à capacidade fixa equivalente, mas em vez de comparar o gerador a introduzir na rede com um gerador 100% fiável compara-o aos valores de referência de uma central convencional;
- Capacidade Garantida, “Guaranteed Capacity”, é a menor capacidade que se pode esperar que esteja disponível com uma dada probabilidade.

As três primeiras definições são baseadas em métodos que utilizam o LOLP no seu cálculo e, como tal, mostram uma clara relação com o LOLP do sistema, não significando isto, que um sistema com um valor de LOLP elevado tenha maiores valores de CC que um sistema com um LOLP inferior [21].

3.2 - Capacidade efetiva de suporte de carga

Capacidade efetiva de suporte de carga, do inglês “Effective Load-Carrying Capability” (ELCC), pode ser definida como a quantidade de carga adicional que pode ser servida com o acréscimo de uma certa capacidade de geração [24].

A ELCC pode ser calculada para geradores convencionais, no entanto, é mais utilizada em fontes intermitentes. Devido à imprevisibilidade dos seus combustíveis (vento, sol,...) é nestes casos que mais se justifica a obtenção da CC. Os geradores eólicos são um bom exemplo, pois em termos mecânicos têm uma FOR a rondar os 0.05, mas quando se inclui o facto de poderem ou não ter combustível (vento) a sua FOR sobe para um valor entre os 0.5 e os 0.8 [25].

A ELCC consegue distinguir a contribuição individual de cada gerador para a fiabilidade do sistema, diferenciando entre unidades de diferentes tamanhos, fiabilidades e disponibilidade em alturas de ponta [26].

O cálculo da ELCC tem por base os valores horários das cargas e as características dos geradores. No caso dos geradores convencionais isto não levanta problemas uma vez que a sua produção é constante, bastando apenas conhecer a sua capacidade nominal e a FOR. No entanto, para o caso de geradores intermitentes o mesmo não se verifica pois a sua produção é variável, e, nestes casos, é necessário ter o histórico de funcionamento do gerador.

3.3 - Avaliação da fiabilidade em sistemas com produção intermitente

Existem várias formas para avaliar a fiabilidade de um sistema elétrico produtor com grande penetração de fontes intermitentes. Os métodos enumerados de seguida são alguns dos mais utilizados para a obtenção do valor da capacidade de crédito dos geradores e, conseqüente avaliação da fiabilidade do sistema.

3.3.1 - Análise retrospectiva

As análises retrospectivas não são mais do que uma análise à história de funcionamento do gerador, para dessa forma tentar perceber qual o seu impacto na fiabilidade do sistema. A análise é melhorada quando são adicionados os registos horários da produção do gerador, e os registos da carga ao modelo de fiabilidade em estudo.

Os métodos, já referidos, Capacidade Fixa Equivalente "*Equivalent Firm Capacity*", Capacidade de carga efetiva "*Effective Load-Carrying Capability*" (ELCC), e Central Convencional Equivalente "*Equivalent Conventional Power Plant*", são exemplos de análises retrospectivas.

3.3.2 - Análise prospetiva

Como o nome indica, uma análise prospetiva envolve a aplicação de técnicas de previsão de produção de energia, eólica por exemplo, de modo a conseguir prever qual será o impacto da mesma na fiabilidade do sistema produtor nos anos futuros.

3.3.3 - Curvas de fiabilidade

Este método é semelhante a uma análise retrospectiva, no entanto, é utilizada uma representação gráfica para apresentar as curvas de fiabilidade com produção intermitente e sem produção intermitente, como podemos ver na figura 3.3.

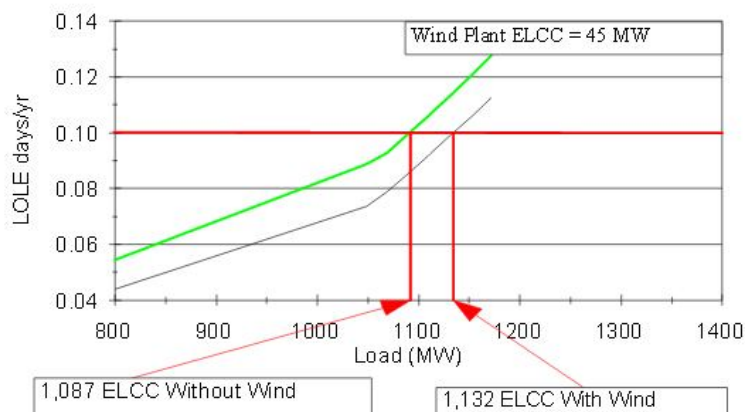


Figura 3.3 - Exemplo de uma curva de fiabilidade para calcular a ELCC de um gerador eólico [27].

3.3.4 - Técnicas avançadas

As formas tradicionais de estudos de fiabilidade com fontes intermitentes são baseadas em métodos numéricos, que nem sempre são os mais eficazes pois não entram em consideração com a evolução temporal. Atualmente, são utilizadas técnicas avançadas de simulação computacional que simulam a evolução dos recursos renováveis e do seu impacto ao nível da produção elétrica, permitindo assim obter resultados mais fiáveis.

As técnicas avançadas são, hoje em dia, as que produzem resultados de maior qualidade e as que mais se procuram implementar. A maior parte dos métodos de simulação utilizados são baseados no Método de Monte Carlo Cronológico (*Sequential Monte Carlo*), no entanto, existem também técnicas não baseadas neste método como é o caso da *Sliding Window Technique* [28].

3.3.5 - Métodos aproximados

Por vezes, verifica-se a incapacidade de calcular a CC com precisão devido à falta de dados ou outras limitações. Nestes casos é frequente utilizar-se métodos de aproximação que permitem obter um valor razoável de CC.

O Fator de Capacidade (FC) é um método aproximado para calcular o CC de uma unidade produtora. É bastante útil do ponto de vista do planeamento pois indica a capacidade de produção elétrica, esperada, da fonte de energia renovável. Pode ser calculado através da equação 3.1, onde P_{REN} é a potência produzida por hora pela fonte intermitente (renovável) em questão, e P_{INS} é a potência intermitente instalada.

$$FC = \frac{\sum P_{REN}}{P_{INS} \times 8760} \quad (3.1)$$

Existem outros métodos aproximados mas não tão utilizados, tais como o *Risk-Based Simple Methods* e o *Time-Period-Based Methods* [20].

3.4 - Conclusões

Neste capítulo foi analisado o impacto das fontes de energia intermitentes nos estudos de fiabilidade do sistema produtor. As fontes intermitentes estão associadas às fontes de energia renováveis e para além das vantagens óbvias que as energias renováveis apresentam, foi referida a sua principal limitação que é a incerteza quanto à intermitência do recurso renovável.

A forma de avaliar a variação da fiabilidade que um sistema sofre pela adição de geradores intermitentes pode ser feita através da Capacidade de Crédito, que traduz o contributo real que determinada fonte renovável oferece ao sistema.

Uma das formas mais utilizadas para calcular a CC é através da Capacidade Efetiva de Suporte de Carga. Porém, as técnicas avançadas de simulação, como o Método de Monte Carlo, são também muito utilizadas e apresentam os melhores resultados. Os métodos aproximados como o Fator de Carga são também importantes quando há falta de informação, ou os recursos computacionais são limitados.

Capítulo 4

Índices de fiabilidade do *IEEE Reliability Test System*

O *IEEE Reliability Test System* foi a rede escolhida para analisar e comparar os diversos índices de fiabilidade com o objetivo de avaliar o impacto das fontes de energia renovável na fiabilidade de um sistema produtor.

O IEEE-RTS foi publicado em 1979 e descreve o sistema de produção, a rede de transporte e um modelo de carga, que podem ser usados para testar e comparar métodos para estudos de fiabilidade em sistemas elétricos. Foi criado com o intuito de definir um sistema suficientemente grande para permitir análises de fiabilidade adequadas ao sistema composto de produção/transporte [29].

Os dados completos do sistema produtor desta rede estão apresentados no anexo A. Este anexo inclui informações sobre os diagramas de cargas, os dados relativos aos geradores e à sua fiabilidade, bem como a tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço acumuladas.

4.1 - Metodologia

O objetivo principal desta dissertação é analisar a fiabilidade de um sistema elétrico produtor com fontes intermitentes, analisando e comparando diferentes índices de fiabilidade. A rede de teste escolhida foi o sistema de teste de fiabilidade do *IEEE, IEEE Reliability Test System*. Para a realização deste estudo foram escolhidos quatro índices para representarem a fiabilidade do sistema de produção. Foram analisados diferentes cenários para o sistema, analisando-se as alterações nos valores dos diferentes índices. Os quatro índices não foram calculados para todos os cenários, isto é, para alguns casos foram apenas comparados dois índices e não quatro. Os índices escolhidos para este estudo foram:

- LOLP - *Loss Of Load Probability*;

- LOLE - *Loss Of Load Expectation*;
- LOEE - *Loss Of Energy Expectation*;
- EENS - *Expected Energy Not Supplied*.

Os cenários simulados podem, de forma simples, ser resumidos da seguinte forma:

- Caso base - análise da influência do uso de diagramas de carga com base em picos de consumo semanais, diários e horários;
- Inclusão, ou não, de produção por fontes de energia intermitentes em diferentes quantidades, e simulada de duas formas distintas;
- Linearização dos diagramas de carga e simulação de existência de incerteza nas cargas para vários níveis de incerteza.

Para a realização das várias simulações foi, em primeiro lugar, necessário criar um programa capaz de as efetuar. Assim, escolheu-se o *MATLAB*[®] para desenvolver e utilizar o programa construído, por ter um enorme potencial e ser de fácil utilização.

O *MATLAB*[®] pertence à *MathWorks*[®] e é uma linguagem de alto nível e ambiente gráfico que permite construir, explorar e visualizar ideias de qualquer área científica. É possível modelizar diferentes grandezas, desenvolver algoritmos extremamente complexos, analisar grandes quantidades de dados ou ainda correr milhões de simulações [30].

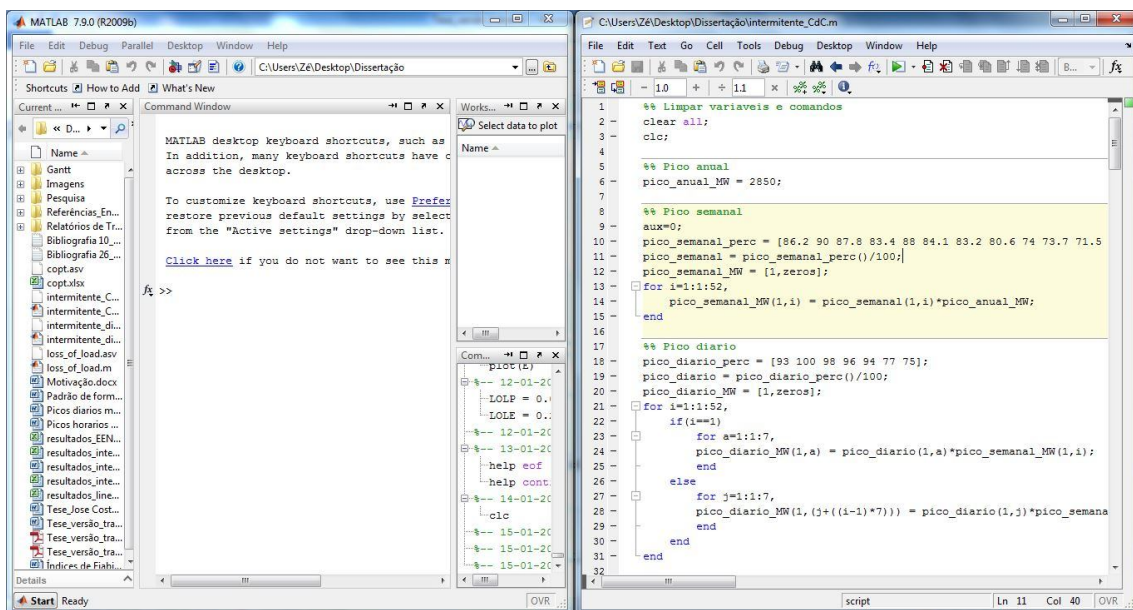


Figura 4.1 - Exemplo de ambiente de trabalho em *MATLAB*[®].

De maneira a organizar o trabalho de forma mais eficiente, e para acelerar processo de simulação o código criado foi dividido em quatro partes, originando três programas diferentes. A primeira porção de código está presente em todos os três programas e trata de modelizar e calcular os aspetos básicos do sistema, como sendo, organizar e traçar os diferentes diagramas de carga e guardar as informações sobre o sistema produtor. Apesar de estar presente em todos os programas, esta primeira parte de código é, ligeiramente,

diferente em todos os programas, por exemplo, apenas no primeiro programa são apresentados os diagramas de carga não sendo apresentados nos outros dois programas.

Após a conclusão do primeiro trecho de código, já apresentado, o primeiro programa trata de três pontos distintos:

- o caso base, permite calcular as alterações na fiabilidade da rede de teste original quando são usados diagramas de carga com picos semanais, diários ou horários;
- lineariza os diagramas de carga classificados já construídos e simula quatro níveis de incerteza na carga, $\pm 5\%$ e $\pm 10\%$;
- calcula os valores do EENS e LOEE para todos os casos apresentados anteriormente.

O segundo programa, após recolher as informações sobre o sistema, calcula os índices de fiabilidade para a rede de teste, com a inclusão de produção intermitente. Esta simulação tem por base a capacidade de crédito, fazendo variar a quantidade de geração intermitente que é incluída e a porção desta que é efetivamente acrescentada ao sistema.

O último programa realiza a mesma tarefa que o segundo mas tendo por base a distribuição normal para simular a incerteza associada à produção por fontes de energia intermitentes.

Concluídas as simulações, foram recolhidas todas as informações obtidas num conjunto de gráficos e tabelas para se avaliar as alterações que cada caso introduziu na fiabilidade do sistema. Alguns dos gráficos são retirados diretamente do *MATLAB*[®], no entanto, muitos dos gráficos foram construídos após a organização dos dados em tabelas. Para esta tarefa foi usado o *Microsoft Excel* devido à sua fácil utilização e excelentes capacidades na construção e organização de gráficos e tabelas.

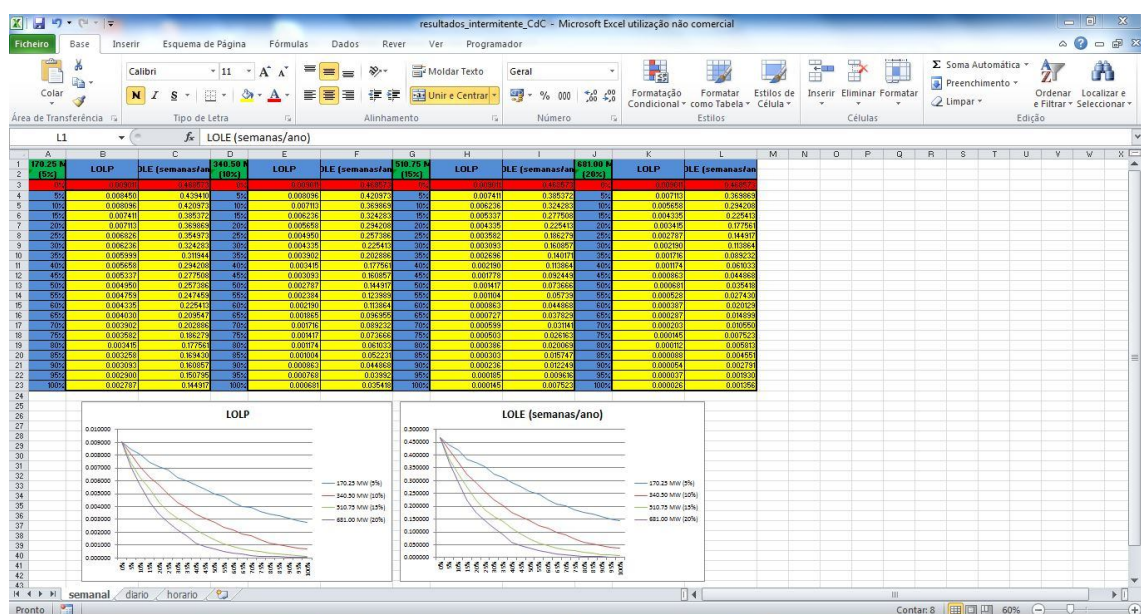


Figura 4.2 - Exemplo de ambiente de trabalho em *Microsoft Excel*.

4.2 - Análise e discussão dos resultados obtidos

Após a apresentação da metodologia utilizada na abordagem ao problema, cada um dos casos é agora explicado, de forma mais detalhada, e são apresentados e analisados os resultados obtidos. Os resultados serão apresentados pela seguinte ordem:

- caso base;
- linearização do caso base;
- introdução de incerteza nas linearizações;
- inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método do crédito de capacidade;
- inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método da distribuição normal.

4.2.1 - Caso base

O caso base começa por efetuar as operações comuns aos três programas. Em primeiro lugar são inseridas as informações constantes no Anexo A sobre a rede de teste, como por exemplo, o pico anual de carga 2850 MW e os picos de carga semanais, diários e horários, definidos como uma percentagem do pico anual de carga. Após este passo são então traçados os diagramas de carga. Nas figuras 4.3, 4.4 e 4.5 podem ser vistos os referidos diagramas de carga.

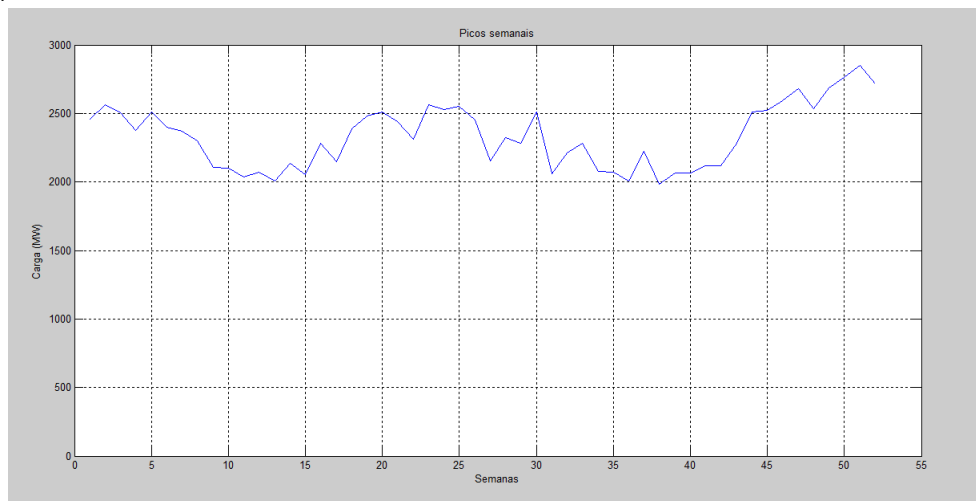


Figura 4.3 - Diagrama de carga com picos semanais.

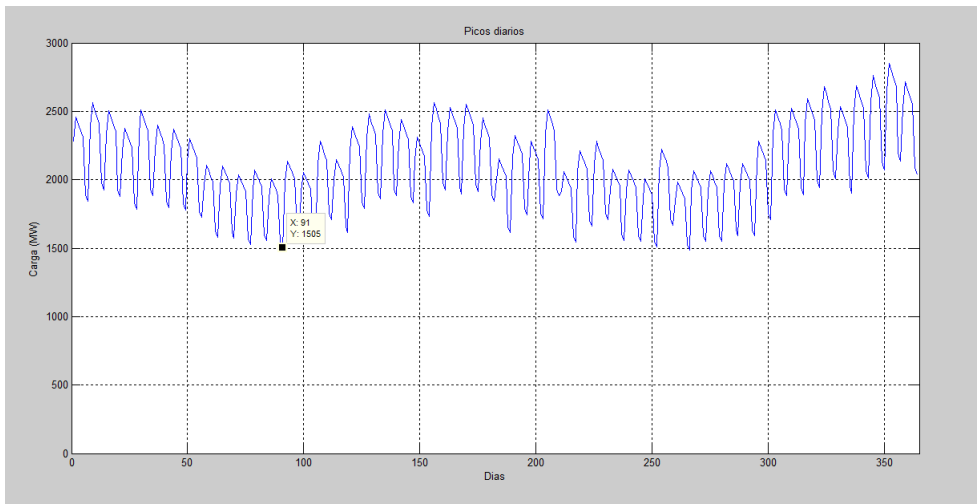


Figura 4.4 - Diagrama de carga com picos diários.

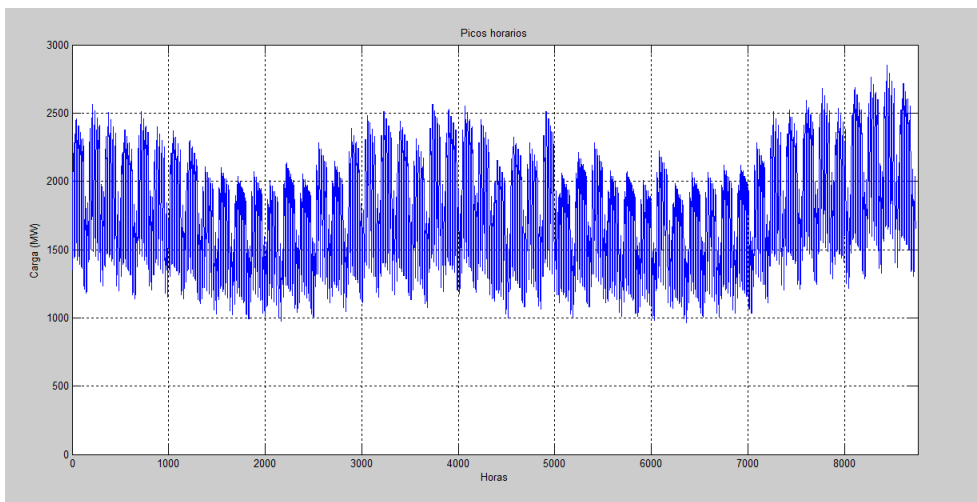


Figura 4.5 - Diagrama de carga com picos horários.

A partir dos diagramas de carga traçaram-se os diagramas de carga classificados, que são apresentados nas figuras 4.6 a 4.8. Os diagramas classificados são essenciais, uma vez que, é a partir deles que são cálculos os diferentes índices.

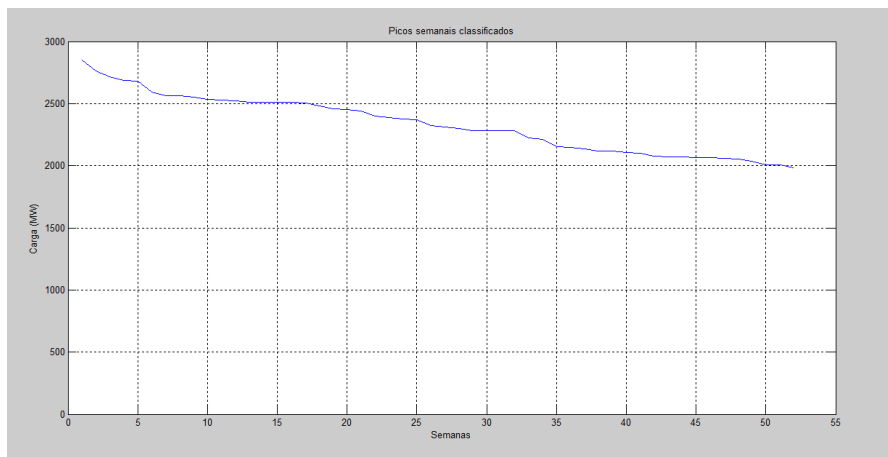


Figura 4.6 - Diagrama de carga classificado com picos semanais.

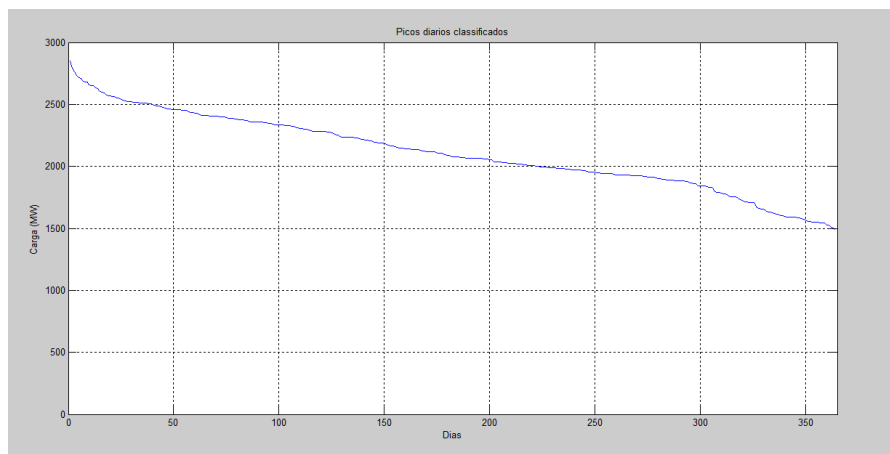


Figura 4.7 - Diagrama de carga classificado com picos diários.

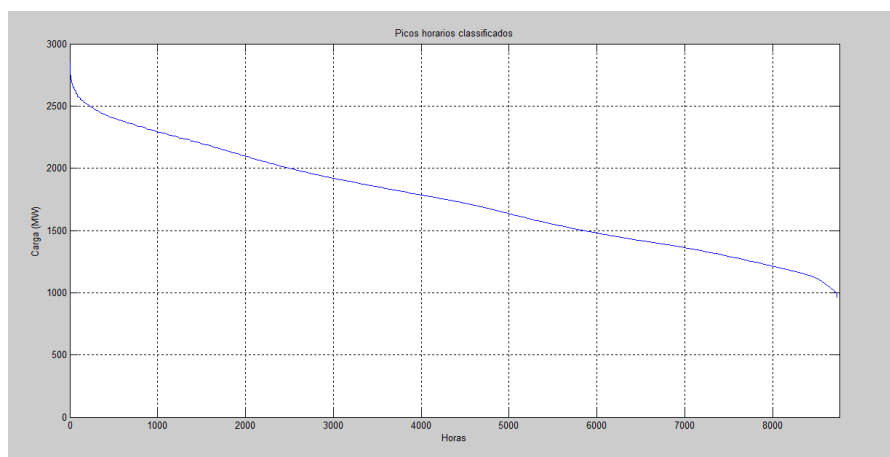


Figura 4.8 - Diagrama de carga classificado com picos horários.

A partir dos diagramas de carga classificados é já possível ver que os picos horários oferecem maior precisão de resultados do que os diários, que por sua vez têm mais precisão que os semanais. Enquanto os valores das cargas nos gráficos com picos semanais variam entre os 3000 MW e os 2000 MW, aproximadamente, nos gráficos com picos horários estes valores variam entre os 3000 MW e os 1000 MW, aproximadamente, oferecendo assim uma gama de resultados maior e, por isso, com maior precisão.

Na tabela 4.1 estão apresentados os valores do LOLP, LOLE, EENS e LOEE para o caso base da rede de teste.

Tabela 4.1 – Índices de fiabilidade do caso base.

	LOLP	LOLE (.../ano)	EENS (GWh)	LOEE (GWh)
Picos Semanais	0.009011	0.468573	199300.5000	101.060155
Picos Diários	0.003571	1.299760	167248.2000	42.628945
Picos Horários	0.001015	8.863386	116550.6800	13.148004

A partir da tabela 4.1 podemos verificar, para cada um dos índices, que os valores mais baixos são sempre aqueles relativos aos picos horários, enquanto os mais elevados são os relativos aos picos semanais. Isto deve-se, como já foi referido, à maior precisão dos dados do modelo de carga horário.

Tomando o caso dos picos diários como exemplo, podemos ver que a fiabilidade da rede original não é a melhor, apresentando um LOLE=1.3 dias/ano quando uma rede com boa fiabilidade deveria ter um LOLE=0.1 dias/ano.

4.2.2 - Linearização do caso base

As simplificações e linearizações de grandezas ou modelos matemáticos são frequentemente utilizadas, em muitos casos são quase obrigatórias. Quando se simulam sistemas complexos de dimensão real, como um Sistema Elétrico de Energia, é inevitável recorrer-se a simplificações para que o tempo de simulação se torne aceitável e não demore mais a simulação do que o próprio evento.

Quando se realiza uma simplificação, introduzem-se erros, que podem ser grandes ou pequenos, significativos ou insignificantes. Assim, quando os sistemas a modelizar são pequenos, como é o caso do *IEEE Reliability Test System*, deve-se, se possível, evitar simplificações exageradas.

Desta forma, decidiu-se linearizar os diagramas de carga como forma de simplificação da simulação, e verificar qual é o seu impacto nos índices de fiabilidade calculados. Nas figuras 4.9 a 4.11 estão representados os diagramas de carga classificados com as respetivas linearizações sobrepostas.

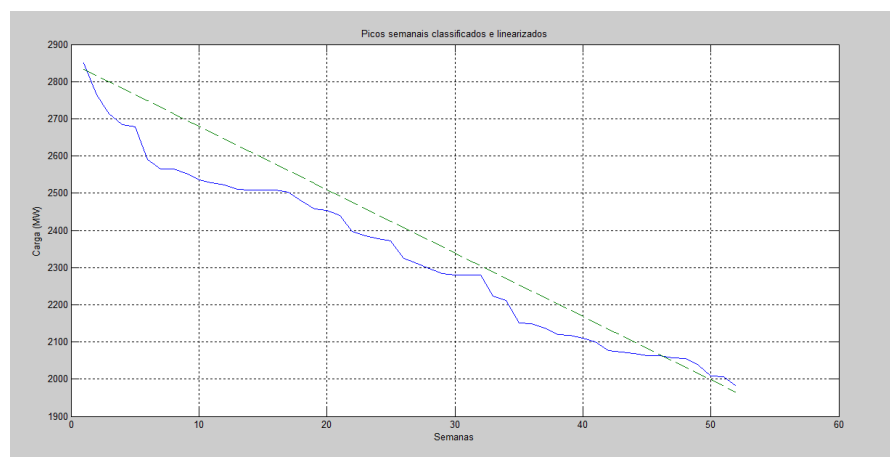


Figura 4.9 - Diagrama de carga classificado com picos semanais e respetiva linearização.

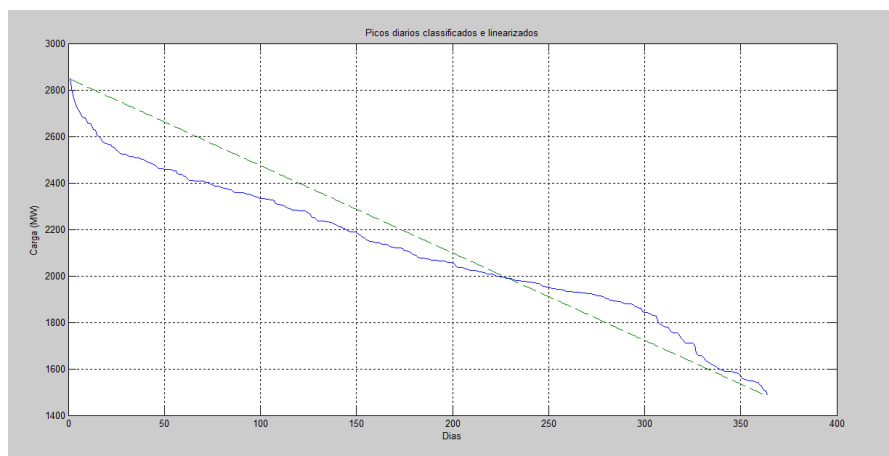


Figura 4.10 - Diagrama de carga classificado com picos diários e respetiva linearização.

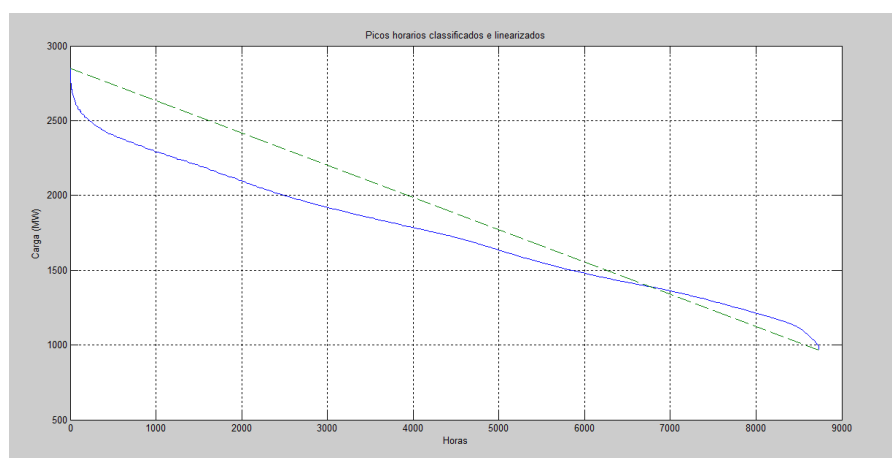


Figura 4.11 - Diagrama de carga classificado com picos horários e respetiva linearização.

Na tabela 4.2 estão apresentados os resultados comparativos entre o LOLP e o LOEE para o diagrama de carga classificado, isto é, o caso base, e a sua linearização.

Tabela 4.2 – Índices de fiabilidade do caso base.

	Semanal		Diário		Horário	
	LOLP	LOEE (GWh)	LOLP	LOEE (GWh)	LOLP	LOEE (GWh)
Caso Base	0.00901	101.060	0.00357	42.629	0.00102	13.148
Linearização	0.01475	151.095	0.00998	95.546	0.00732	68.934

Como podemos ver na tabela 4.2, verifica-se, novamente, que os resultados diminuem conforme a unidade temporal diminui. A linearização trás, como era de esperar, um enfraquecimento dos resultados, com todos os índices, sem exceção, a piorar.

Em termos absolutos, a diferença mantém-se semelhante para as três unidades de tempo, com as diferenças no LOLP a serem sempre cerca de 0.006, enquanto as diferenças no LOEE são sempre da ordem dos 50 GWh.

Em termos relativos o mesmo não se verifica, com variações acentuadas entre os períodos semanais, diários e horários. A diferença do caso base para a linearização, no caso de picos semanais, situa-se entre os 50% e os 60%. No caso de picos diários essa diferença passa para mais de 120%. No caso de picos horários o valor salta para mais de 400% no LOEE e mais de 600% no caso do LOLP.

Esta situação ilustra bem a importância da escolha dos dados a utilizar, uma vez que poderiam estar a ser introduzidos, inadvertidamente, erros com uma elevada ordem de grandeza.

4.2.3 - Introdução de incerteza nas linearizações das cargas

Se por um lado a simplificação de modelos ajuda à velocidade das simulações, também é certo que por outro lado são introduzidos erros nas mesmas.

A introdução de incerteza nas linearizações visa avaliar as alterações a nível da fiabilidade na rede caso o cenário previsto não aconteça, mas ocorra antes um cenário melhor (menos carga) ou pior (mais carga). Assim, as linearizações foram agravadas +5% e +10%, e suavizadas -5% e -10%.

Nas figuras 4.12, 4.13 e 4.14, estão representados os diagramas de cargas classificados com picos semanais, diários e horários, onde se sobrepõem as diferentes linearizações. De baixo para cima temos 5 retas correspondentes às situações de -10%, -5%, linearização original, +5% e por fim +10%, respetivamente.

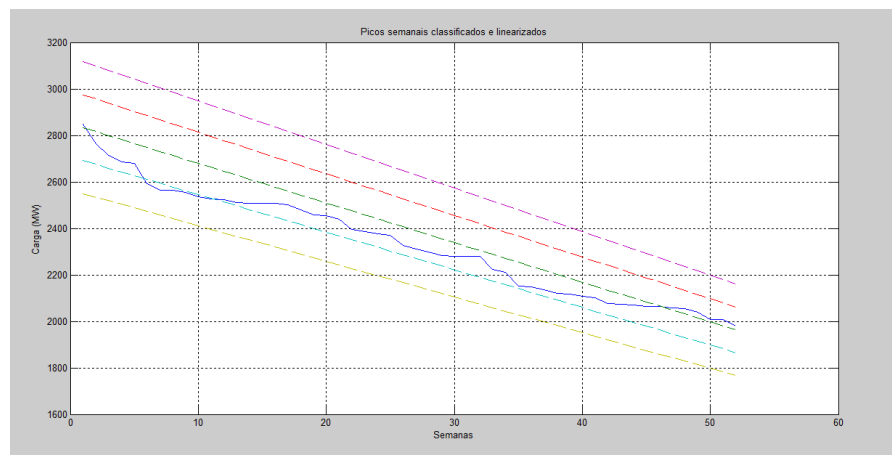


Figura 4.12 - Diagrama de carga classificado com picos semanais, com linearização e incertezas.

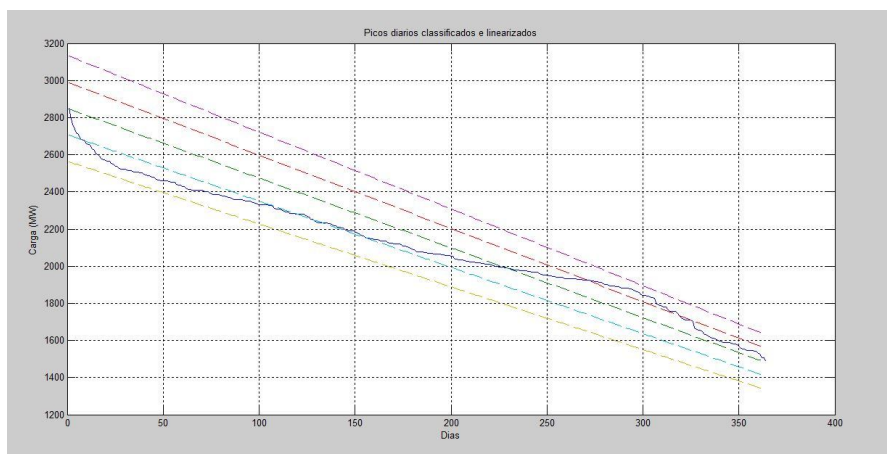


Figura 4.13 - Diagrama de carga classificado com picos diários, com linearização e incertezas.

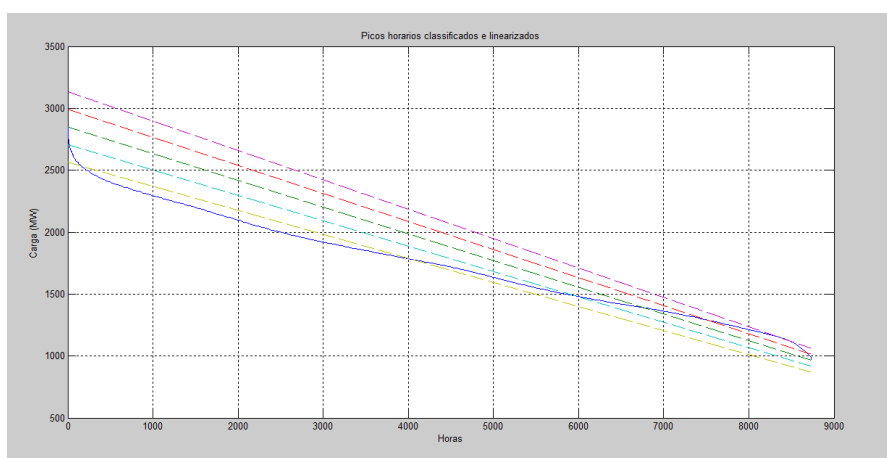


Figura 4.14 - Diagrama de carga classificado com picos horários, com linearização e incertezas.

Importa ainda referir que as diferentes retas não são paralelas entre si, como é habitual neste tipo de estudos. Em vez disso, cada reta foi calculada individualmente a partir do diagrama de cargas classificado. A primeira linearização traçou uma reta entre o primeiro e o último ponto do diagrama, e as retas que simulam as incertezas modificaram estes dois pontos para traçar novas retas.

As figuras 4.15 e 4.16 apresentam os valores do LOLP e LOLE calculados para o caso onde o diagrama de cargas foi linearizado, e existe uma incerteza de $\pm 5\%$ ou $\pm 10\%$ na carga. O LOLE é, normalmente, apresentado em dias/ano, no entanto, na figura 4.16 aparece em semanas/ano para melhor se compararem, visualmente, as suas variações.

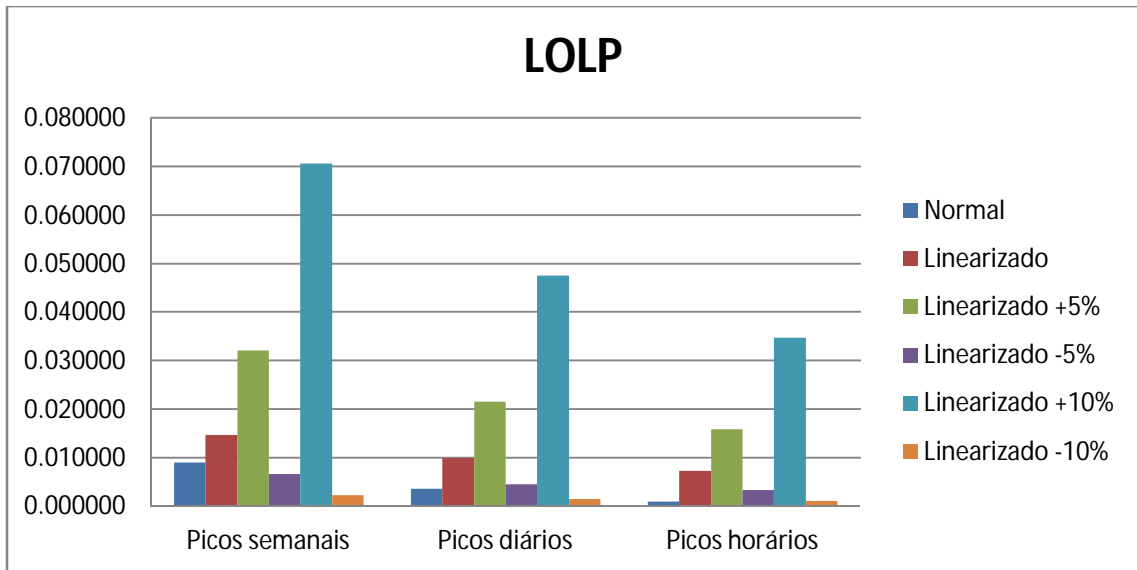


Figura 4.15 - Variação do LOLP no caso de incerteza na linearização.

Pela análise da figura 4.15 podemos verificar que, globalmente, os valores diminuem quando se passa de picos semanais para picos diários e, por sua vez, para picos horários.

O pior cenário é, nos três casos e como seria de esperar, o cenário do diagrama de cargas linearizado com +10% de incerteza. Este valor é sempre mais do dobro que o segundo pior cenário, que seria aquele em que temos o diagrama de cargas linearizado com +5% de incerteza.

O diagrama de cargas linearizado apresenta sempre valores de LOLP maiores do que o caso base ("Normal" na figura).

Como seria de esperar o caso de linearização com -10% de incerteza é o que apresenta melhores resultados, sendo que no caso da utilização de picos horários o seu valor é ligeiramente superior ao caso base. Isto deve-se a pequenos erros introduzidos pela linearização do diagrama de cargas.

O cenário de linearização com -5% de incerteza é o que apresenta menores variações, significando que é o caso que melhor representa o diagrama de cargas classificado. Utilizando-se picos semanais para o cálculo do LOLP este cenário é melhor que o caso base, caso de se usarem picos diários e horários o cenário de linearização com -5% de incerteza apresenta valores de LOLP um pouco superiores ao caso base.

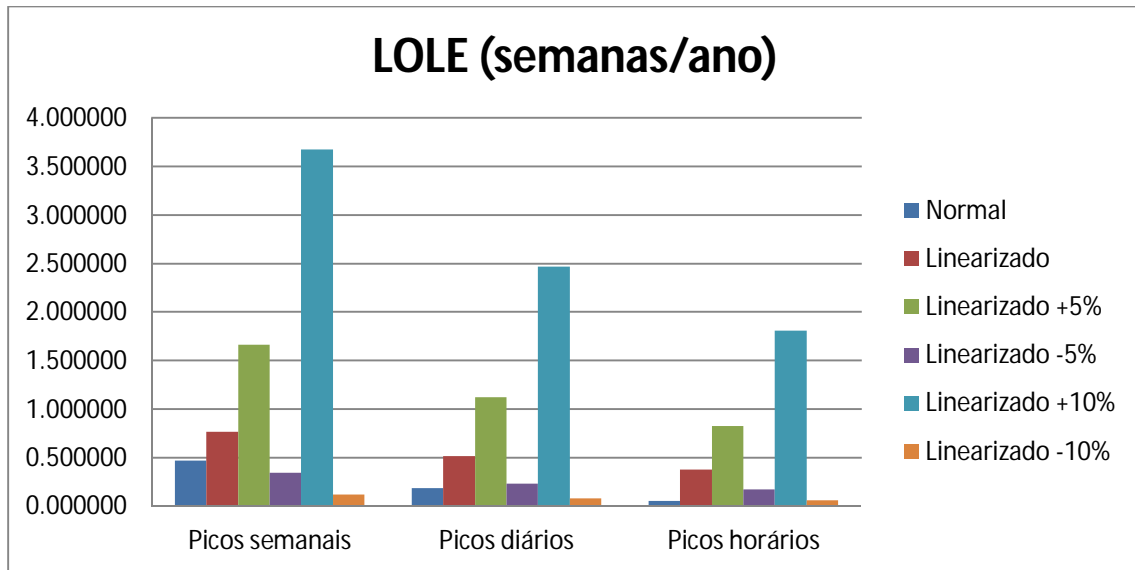


Figura 4.16 - Variação do LOLE no caso de incerteza na linearização.

A figura 4.16 é bastante semelhante à figura 4.15 podendo-se, por isso, retirar as mesmas conclusões. Serve apenas para demonstrar a consistência dos resultados obtidos.

As figuras 4.17 e 4.18, agrupam os dados por cenário, em vez estar organizados pelo tipo de picos de carga usados no seu diagrama de cargas. A principal conclusão que se pode retirar destes gráficos é que o tipo de diagrama de cargas usado tem uma grande influência no valor do índice. Para além disso, é mais fácil de verificar que o caso de linearização com -10% é o melhor, e que o cenário de linearização com -5% é o mais consistente e próximo do caso base.

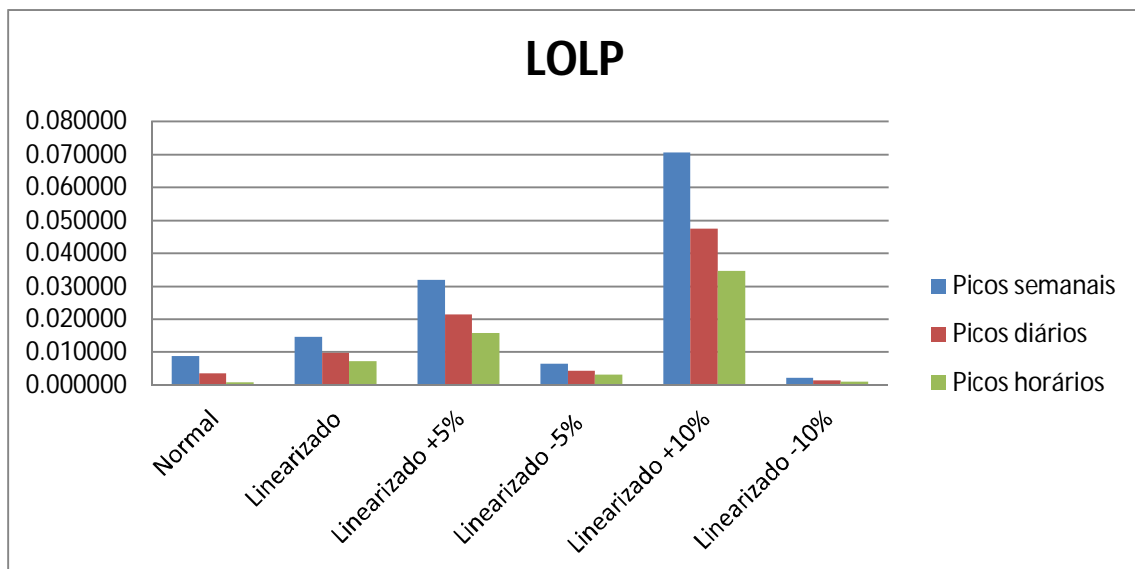


Figura 4.17 - Variação do LOLP no caso de incerteza na linearização.

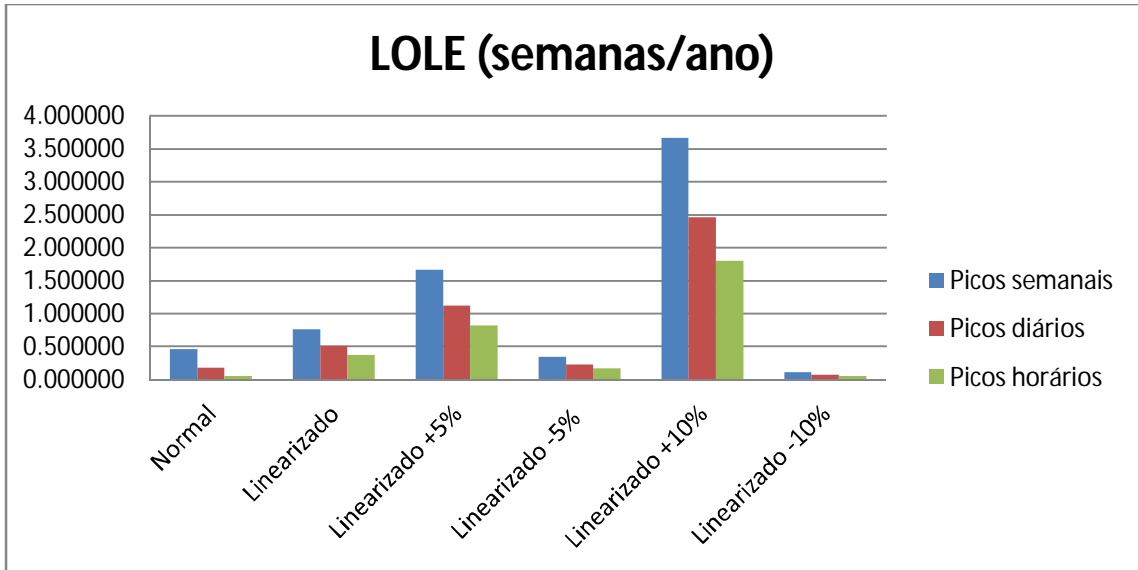


Figura 4.18 - Variação do LOLE no caso de incerteza na linearização.

Nas figuras 4.19 e 4.20 são apresentados os valores do EENS e LOEE para as simulações realizadas. Ao contrário do LOLP e do LOLE que são índices de carga, o EENS e o LOEE são índices de energia o que permite obter uma ideia mais concreta de quais poderão ser as perdas decorrentes do não fornecimento da energia.

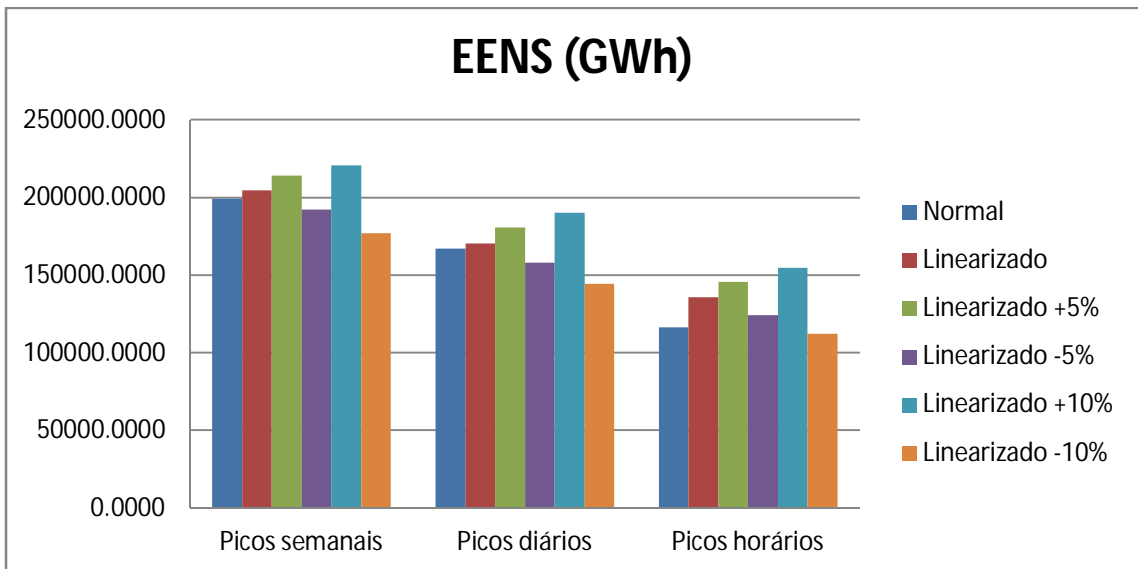


Figura 4.19 - Variação do EENS no caso de incerteza na linearização.

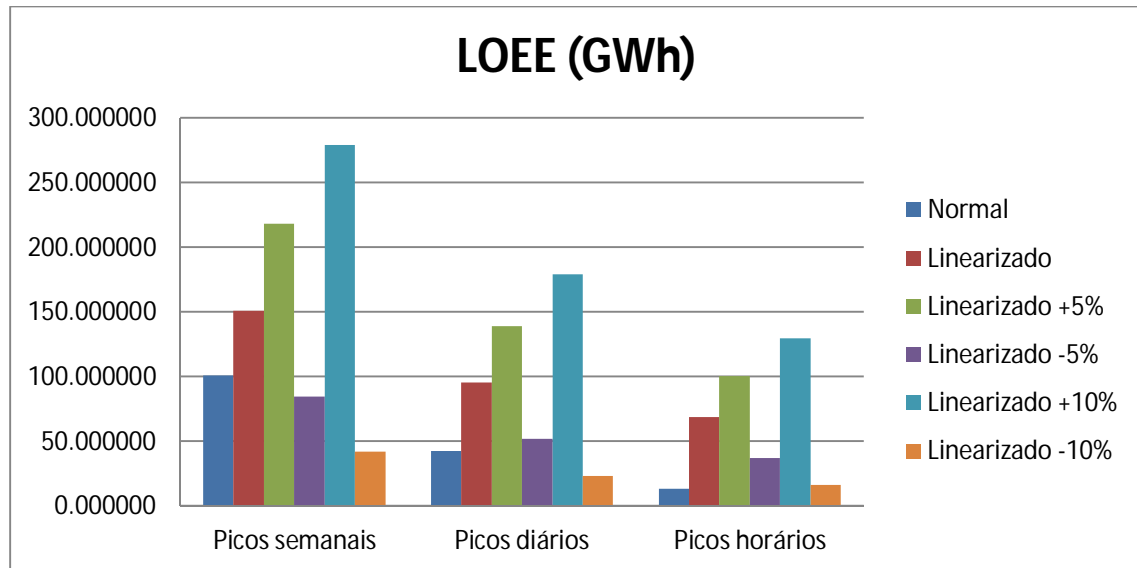


Figura 4.20 - Variação do LOEE no caso de incerteza na linearização.

É possível ver, novamente, que a utilização de diagramas de carga com picos horários produz os melhores resultados, como se verifica pela descida generalizada dos resultados obtidos.

O primeiro aspeto que podemos observar é a grande disparidade entre os valores do LOEE quando comparados com os do EENS, que são mais consistentes. Este facto tem como explicação a utilização de probabilidades no cálculo do LOEE o que faz com que os seus resultados apresentem maiores diferenças. Por outro lado, o EENS não inclui no seu cálculo probabilidades e, por isso, os seus valores são mais próximos.

Da análise das duas figuras anteriores é possível confirmar que os piores cenários são os de linearização com +5% e +10% de incerteza, respetivamente. Contrariamente, o melhor cenário é sempre o de linearização com -10% de incerteza na carga.

O caso de linearização com -5% incerteza é um cenário interessante pois anda sempre próximo do caso base. O EENS do caso base é superior ao do caso de linearização com -5% de incerteza, para o caso de diagramas de carga semanais e diários, no entanto, para diagramas de cargas horários, o EENS do caso base é inferior. De forma semelhante, o LOEE do caso base é superior ao do caso de linearização com -5% de incerteza, para o caso de diagramas de carga semanais, mas para diagramas de cargas diários e horários o valor do LOEE do caso base é inferior. Este aspeto deve-se aos pequenos erros introduzidos pela linearização e que de certo modo são “corrigidos” pela redução em 5% no valor das cargas.

4.2.4 - Inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método do crédito de capacidade

A expansão das redes elétricas e o conseqüente reforço da capacidade instalada é hoje em dia feito investindo, maioritariamente, em fontes de energia renováveis, intermitentes por natureza. O aumento da produção intermitente, em detrimento da produção térmica convencional, diminui a previsibilidade do sistema e, caso estes investimentos não sejam bem planeados, podem conduzir à diminuição da fiabilidade de um SEE produtor. Assim, num trabalho sobre fiabilidade, torna-se indispensável realizar uma análise sobre o impacto, sob o aspeto da fiabilidade, da inclusão de produção intermitente numa rede elétrica.

Para a avaliação da fiabilidade após a inclusão de produção intermitente foi construído um programa que acrescenta, sequencialmente, vários valores de capacidade intermitente ao sistema. A capacidade total fixa instalada inicialmente é 3405 MW e os níveis simulados foram +5%, +10%, +15% e +20% da capacidade total instalada, isto é, 170.25 MW, 340.50 MW, 510.75 MW e 681.00 MW, respetivamente. Depois, para cada um dos níveis simulados foi atribuído um valor de crédito de capacidade a variar entre os 0% (caso base) e os 100%, com incrementos de 5%.

Para cada um dos níveis simulados foram calculados o LOLP e o LOLE estando os resultados obtidos resumidos nas figuras 4.21 e 4.22 para o caso da utilização do diagrama de cargas de picos semanais.

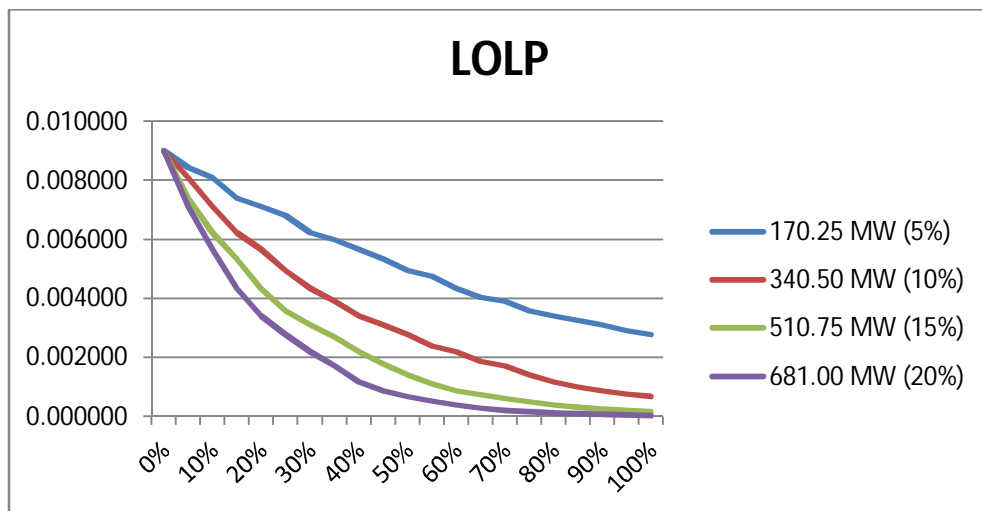


Figura 4.21 - Evolução do LOLP para o caso de diagrama de cargas com picos semanais.

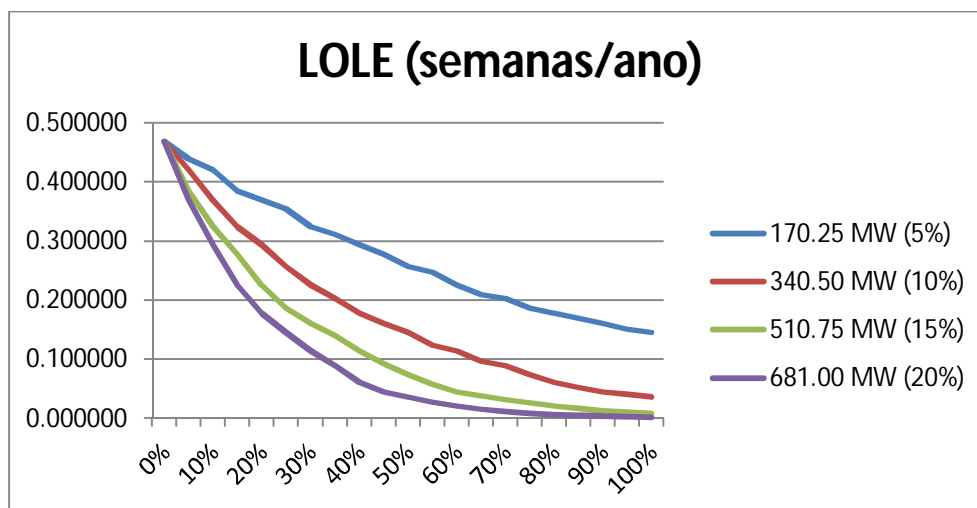


Figura 4.22 - Evolução do LOLE para o caso de diagrama de cargas com picos semanais.

A partir da análise efetuada aos gráficos das figuras 4.21 e 4.22 é possível confirmar que o nível de fiabilidade do IEE-RTS cresce com o aumento da capacidade intermitente adicionada, sendo que todos os cenários simulados (+5%, +10%, +15% e +20%) revelam melhorias significativas ao nível do LOLP e do LOLE.

Nenhum dos cenários apresenta resultados negativos, isto é, nenhum diminui a fiabilidade do sistema, porém, a introdução de 170.25 MW (+5%) de geração intermitente na rede é o cenário que apresenta a menor evolução. Este facto não representa uma surpresa uma vez que é apenas lógico que menor capacidade equivale a menor fiabilidade, contudo, este cenário apresenta ainda assim resultados bastantes satisfatórios, uma vez que diminui os índices de fiabilidade (LOLP e LOLE) para menos de metade.

Todos os restantes cenários apresentam resultados sucessivamente melhores, sendo que o melhor é o caso do aumento de 681.00 MW (+20%) de capacidade, precedido pelos casos dos aumentos de 510.75 MW (+15%) e de 340.50 MW (+10%), respetivamente.

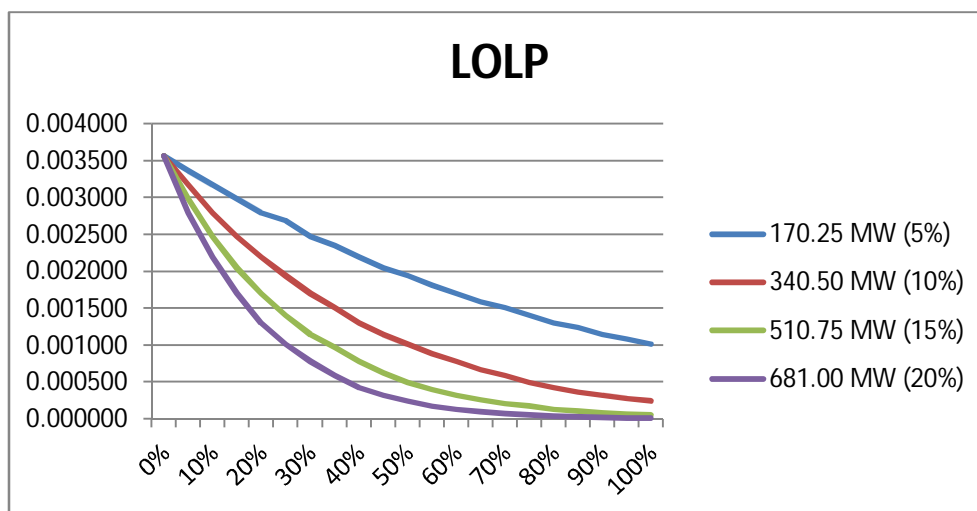
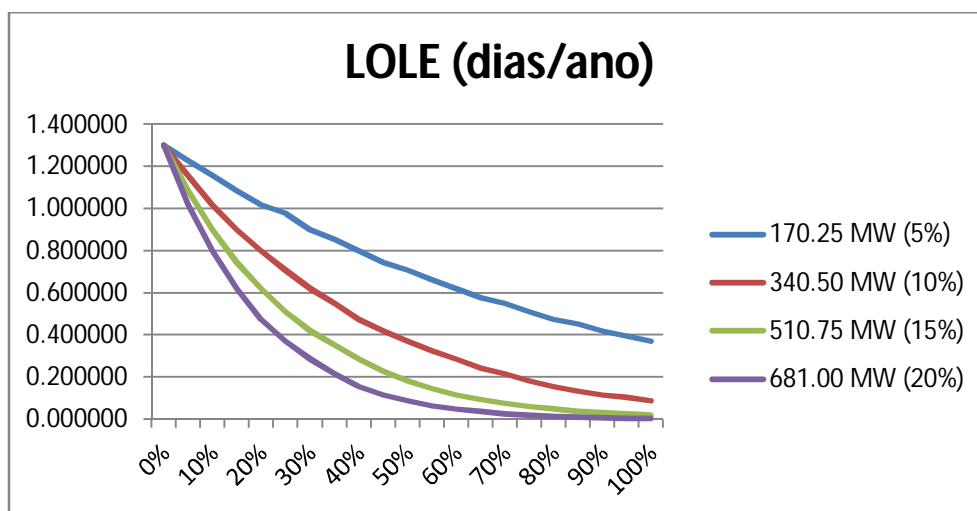
A tabela 4.3 ilustra as diferenças de valor entre os diferentes cenários, sendo que os dois primeiros acréscimos de 5% são os que apresentam as melhorias mais significativas, e o terceiro e quarto incremento de 5% produzem diferenças bastante menores. Com base na tabela 4.3, na estratégia, objetivos e orçamento da empresa, o agente de decisão de uma empresa produtora de energia elétrica poderia escolher qual a melhor decisão tomar. Por exemplo, se a empresa tivesse pouco capital disponível poderia decidir instalar apenas 170.25 MW (5%) e garantir desta forma uma boa redução nos índices de fiabilidade com o menor custo. Por outro lado, o decisor poderia optar por instalar 681.00 MW (20%) apesar da melhoria introduzida pelos 15% adicionais não ser tão significativa como os primeiros 5%.

Tabela 4.3 – Diferenças entre os cenários.

	LOLP	LOLE (semanas/ano)
0% - 5%	0.006224	0.323656
5% - 10%	0.002106	0.109499
10% - 15%	0.000536	0.027895
15% - 20%	0.000119	0.006167

Nas figuras 4.23 e 4.24 encontram-se os resultados para o caso do diagrama de cargas com picos de carga diário, e nas figuras 4.25 e 4.26 para o caso do diagrama de cargas com picos horários.

As tabelas contendo todos os resultados obtidos nos três cenários simulados podem ser consultadas no Anexo B.

**Figura 4.23** - Evolução do LOLP para o caso de diagrama de cargas com picos diários.**Figura 4.24** - Evolução do LOLE para o caso de diagrama de cargas com picos diários.

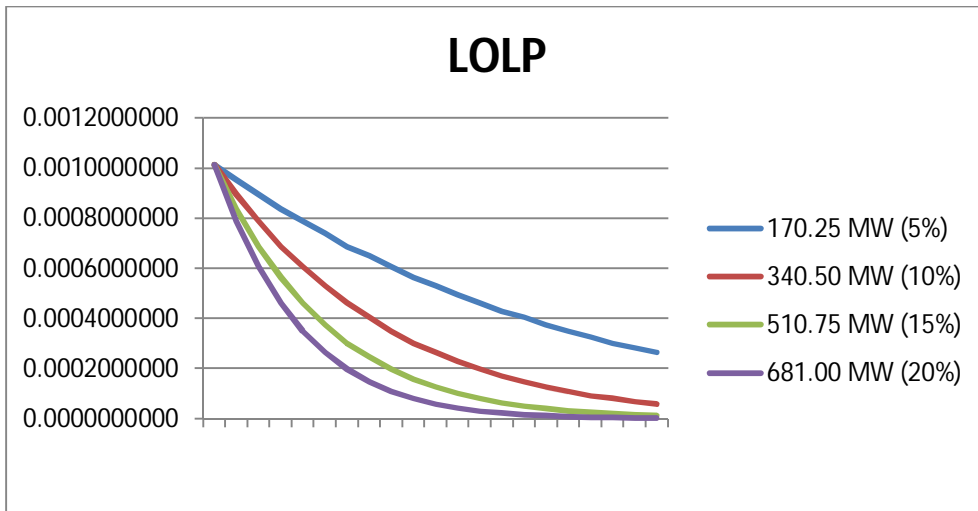


Figura 4.25 - Evolução do LOLP para o caso de diagrama de cargas com picos horários.

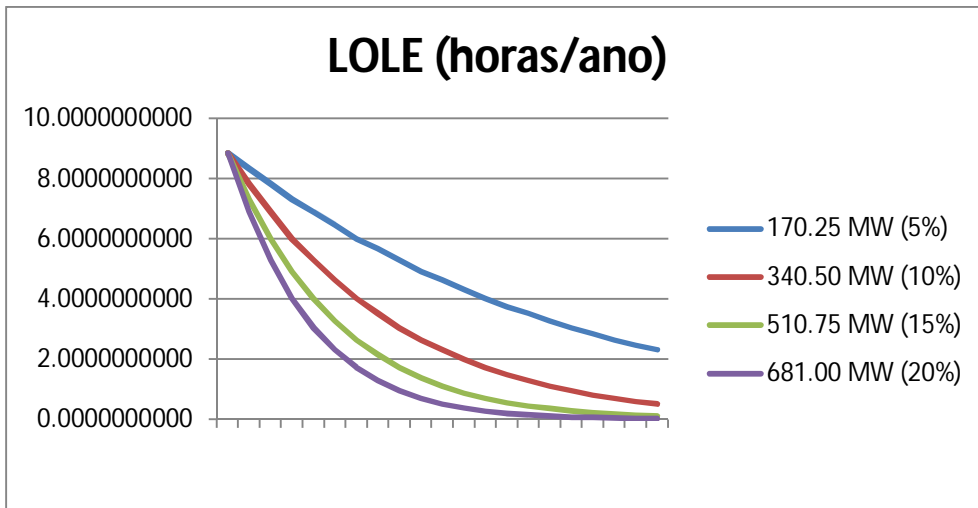


Figura 4.26 - Evolução do LOLE para o caso de diagrama de cargas com picos horários.

Os resultados obtidos utilizando diagramas de carga com picos diários e horários, apresentados nas figuras 4.23 a 4.26, são semelhantes aos resultados obtidos com o diagrama de cargas de picos semanais, podendo-se retirar sem dificuldade as mesmas conclusões.

De referir ainda a suavização das curvas com alteração do tipo de diagrama de cargas que se utiliza, isto é, as curvas dos índices de fiabilidade obtidas com o diagrama de cargas de picos horários é muito semelhante à obtida com o diagrama de cargas de picos semanais, no entanto, está melhor definida contendo variações menores.

Por fim, e como seria de esperar, os valores dos índices obtidos a partir do diagrama de cargas de picos horários são menores que os valores obtidos utilizando o diagrama de cargas de picos diários. Estes, por sua vez, são menores que os resultados obtidos a partir do diagrama de cargas de picos semanais. Estas diferenças, para o caso do LOLP, estão ilustradas na figura 4.27.

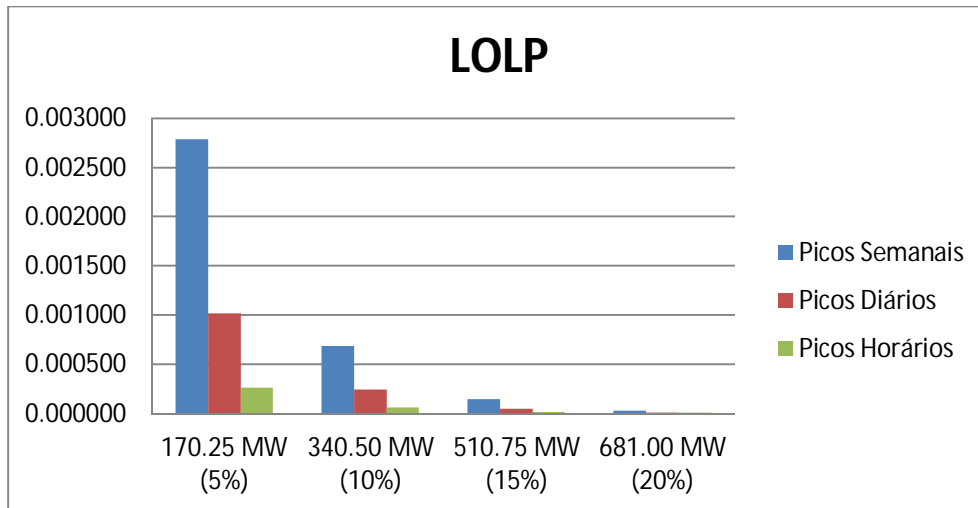


Figura 4.27 - Variação do LOLP devida ao tipo de diagrama de cargas.

4.2.5 - Inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método da distribuição normal

A produção de energia eólica e solar são dois exemplos de fontes de energia elétrica intermitentes. Estes tipos de geradores são, hoje em dia, muito utilizados no reforço e expansão dos sistemas elétricos produtores, tornando essencial a sua inclusão em qualquer estudo fiabilidade.

Na secção 4.2.4 foi apresentado um método para avaliação da fiabilidade de uma rede com a inclusão de fontes de energia intermitentes, esse método tinha como base o Crédito de Capacidade. Nesta secção é apresentada uma outra forma de realizar a mesma avaliação, desta vez tendo por base a distribuição normal com o objetivo de simular a natureza aleatória da produção intermitente.

Esta simulação constitui o terceiro programa desenvolvido. O programa começa por recolher as informações do sistema criando assim o modelo de carga. Depois são gerados valores aleatórios com base na distribuição normal.

```

E=[1, zeros];
for i=1:1:iteracoes,
    E(1,i)=norminv(rand(),0,1);
end;

```

Figura 4.28 - Porção de código para gerar números aleatórios.

Inicialmente, a distribuição está centrada em zero e desvio padrão igual a um ($\sigma=1$), o que significa que existe a mesma probabilidade de sair um número negativo ou um número positivo (cenário "50/50"). Caso o número seja negativo são calculados os índices de

fiabilidade para a capacidade instalada (3405 MW) sem geração intermitente, se o número for positivo são calculados os mesmo índices mas com uma percentagem de geração intermitente incluída. Tal como na secção anterior, esta simulação foi comparada com o caso base e repetida para a inclusão de quatro níveis de produção intermitente: +5% (170.25 MW); +10% (340.50 MW); +15% (510.75 MW); e +20% (681.00 MW).

Em segundo lugar, a distribuição normal foi deslocada “um desvio padrão” no sentido positivo, isto é, mantém $\sigma=1$ mas o centro passa a ser em 1 (cenário “84.1/15.9”). Isto reduz a probabilidade de saírem números negativos e, por conseguinte, a probabilidade de a capacidade intermitente se encontrar fora de serviço. A probabilidade de saírem números negativos passou assim a ser 15.9%. A distribuição normal foi depois deslocada, novamente, no sentido positivo reduzindo ainda mais a probabilidade de saírem números negativos e de a produção intermitente estar fora de serviço, ficando desta forma centrada em 2, $\sigma=1$ e a probabilidade de saírem números negativos passou a ser 2.3% (cenário “97.7/2.3”). Para estas três possibilidades da distribuição normal foram sempre calculados os quatro cenários de aumento de capacidade, +5%, +10%, +15% e +20%, tendo por base o caso base, 0%.

Com o intuito de aumentar a probabilidade da capacidade intermitente funcionar a distribuição normal foi deslocada no sentido positivo, esta ação tem por base ideia de que mesmo com imprevisibilidade dos combustíveis renováveis este tipo de geração acaba por funcionar mais tempo do que o que está parado. Para além disso, não interessaria estar a reforçar uma rede se isso fosse diminuir a sua fiabilidade, daí ter sido escolhida esta abordagem.

Todas as possibilidades já referidas foram simuladas com 1,000 iterações e 10,000 iterações para avaliar o possível impacto desta alteração nos resultados.

Ao contrário de todas as outras simulações referidas ao longo deste capítulo, para as simulações referentes a esta secção foi usado apenas o diagrama de carga com picos semanais. Esta decisão deveu-se ao facto de as simulações com 10,000 iterações com picos horários tornarem o programa demasiado lento ($10,000 \times 8736 = 87,360,000$ simulações). Ao longo do capítulo, os resultados obtidos através dos diagramas de cargas de picos semanais são os que revelam resultados menos precisos, no entanto, tomando como exemplo o caso base em que a diferença entre o LOLP com picos semanais e picos horários é igual a 0.007, achou-se razoável aceitar os valores obtidos nesta simulação. Os resultados obtidos devem ser vistos como uma solução pior do que a real, mas se os resultados forem ainda assim tidos como bons será seguro dizer que a rede de teste é fiável pois todos os outros resultados possíveis de obter serão melhores.

A evolução do LOLP para os três cenários, 50/50, 84.1/15.9 e 97.7/2.3, e para os diferentes níveis de capacidade intermitente adicionada, 170.25 MW, 340.50 MW, 510.75 MW, e 681.00 MW, para uma simulação de 1,000 iterações está representada na figura 4.29. Na figura 4.30 estão apresentados os resultados relativos aos diferentes casos simulados, 50/50,

84.1/15.9 e 97.7/2.3, bem como para os diferentes níveis de produção acrescentada ao sistema, 170.25 MW, 340.50 MW, 510.75 MW. A simulação teve 1,000 iterações.

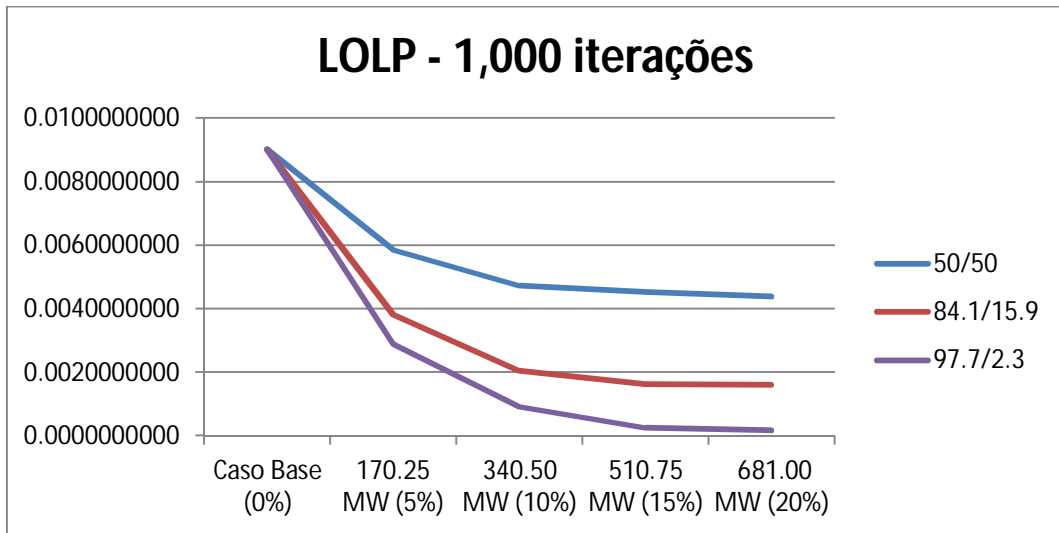


Figura 4.29 - Evolução do LOLP para 1,000 iterações.

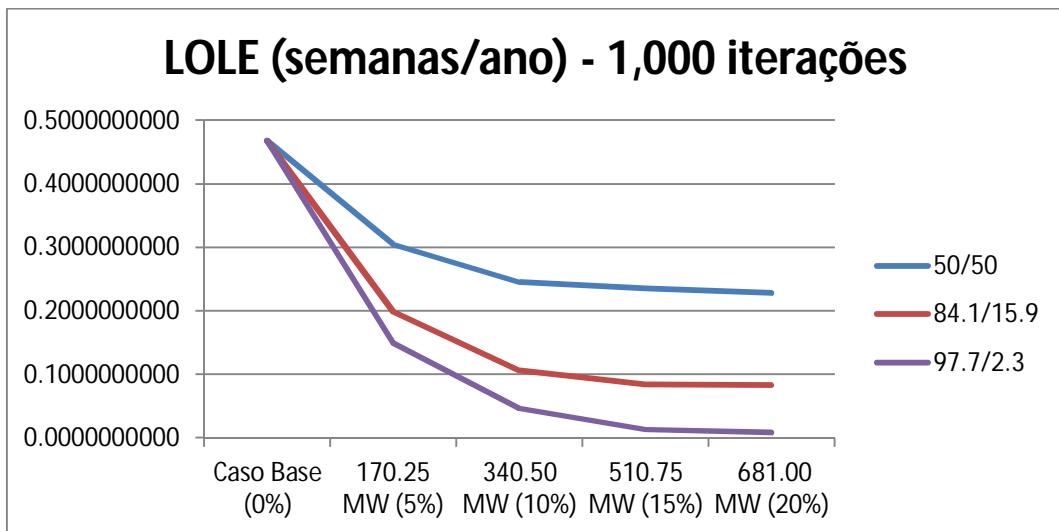


Figura 4.30 - Evolução do LOLE para 1,000 iterações.

Nas figuras 4.31 e 4.32 estão os gráficos representativos dos resultados obtidos para os valores do LOLP e do LOLE para todos os cenários já descritos. Foi apenas alterado o número de iterações, tendo passado de 1,000 para 10,000 iterações.

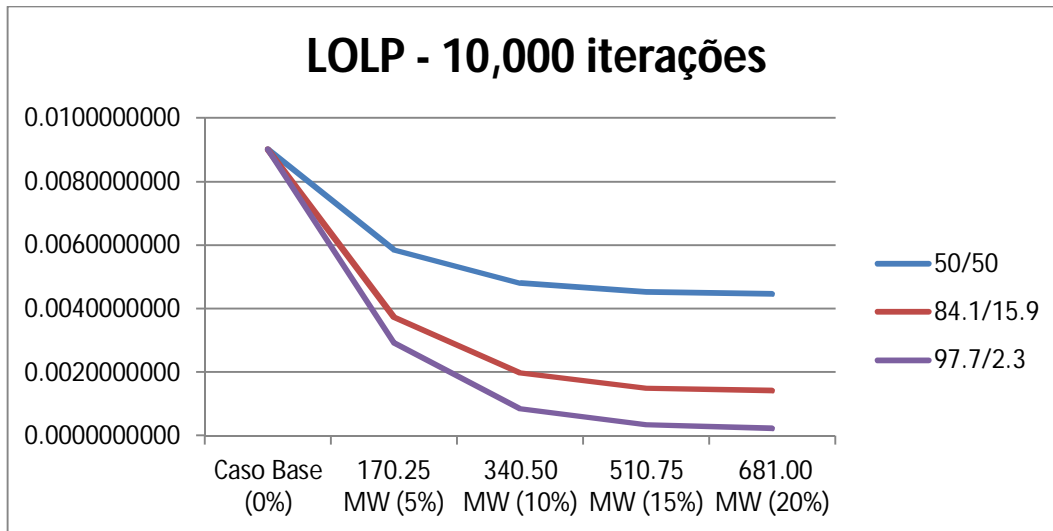


Figura 4.31 - Evolução do LOLP para 10,000 iterações.

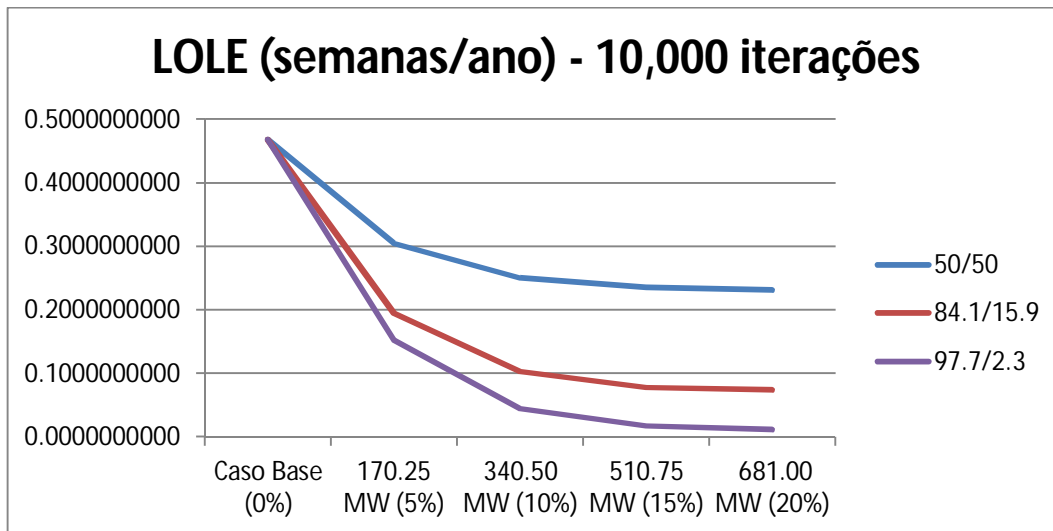


Figura 4.32 - Evolução do LOLE para 10,000 iterações.

Como seria de esperar, em todos os casos simulados, os cenários que melhores resultados apresentam são aqueles que incluem 20% da capacidade total instalada como geração intermitente, criando assim uma rede com 3405+681=4086 MW de potência instalada. Os melhores resultados estão sempre associados ao cenário “97.7/2.3” em que a probabilidade da produção intermitente se encontrar fora de serviço é de apenas 2.3%.

A maior redução nos índices surge com os primeiros 5% de geração incluída onde a diferença relativamente ao cenário anterior é maior. Com a adição sequencial dos restantes 15% a fiabilidade da rede desce, no entanto, a sua contribuição é menor do que os primeiros 170.25 MW introduzidos.

Os valores obtidos para as simulações de 1,000 e 10,000 iterações são bastante semelhantes, não sendo possível discernir diferenças significativas. Para tentar perceber a existência, ou não, de diferenças importantes devidas ao número de iterações, as figuras 4.33 e 4.34 apresentam os valores sobrepostos de 1,000 e 10,000 iterações para o melhor caso, o

cenário "97.7/2.3", para o LOLP e LOLE, respectivamente. A tabela 4.4 contém os resultados usados para construir as figuras 4.33 e 4.34.

Tabela 4.4 - Índices de fiabilidade do cenário "97.7/2.3".

1,000 Iterações		
	LOLP	LOLE (semanas/ano)
Caso Base (0%)	0.0090110192	0.4685730000
170.25 MW (5%)	0.0028864518	0.1500954960
340.50 MW (10%)	0.0009060212	0.0471131042
510.75 MW (15%)	0.0002599409	0.0135169266
681.00 MW (20%)	0.0001698313	0.0088312260
10,000 Iterações		
	LOLP	LOLE (semanas/ano)
Caso Base (0%)	0.0090110192	0.4685730000
170.25 MW (5%)	0.0029300209	0.1523610880
340.50 MW (10%)	0.0008543758	0.0444275427
510.75 MW (15%)	0.0003450578	0.0179430039
681.00 MW (20%)	0.0002300304	0.0119615815

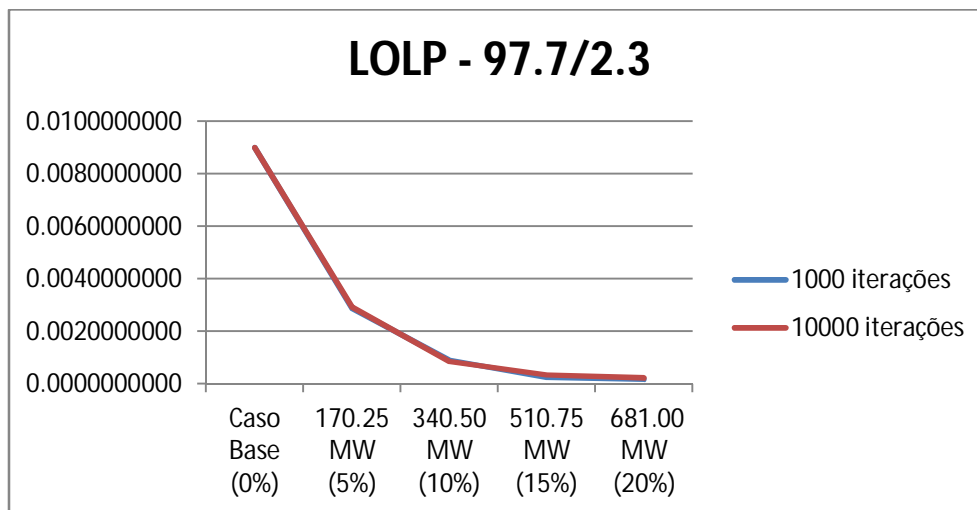


Figura 4.33 - 1,000 vs 10,000 iterações para o LOLP no caso "97.7/2.3".

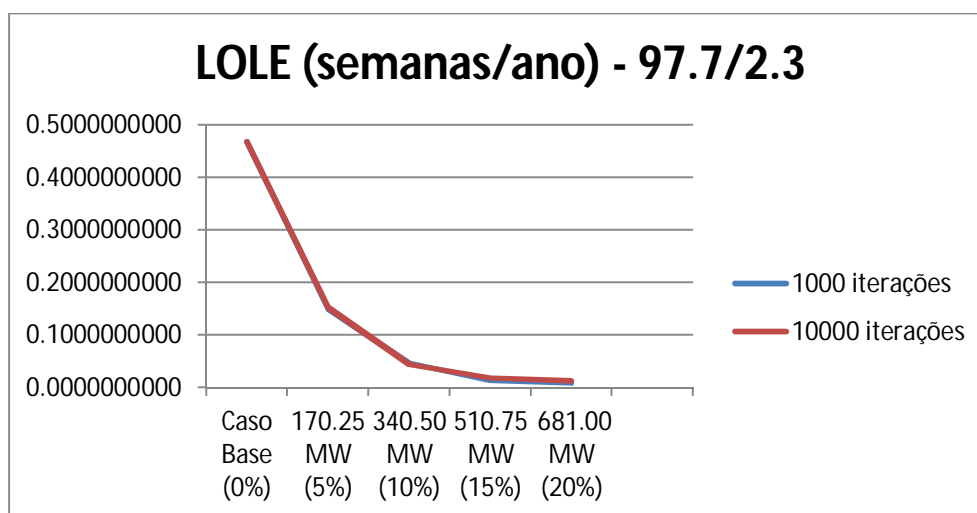


Figura 4.34 - 1,000 vs 10,000 iterações para o LOLP no caso "97.7/2.3".

Foram efetuadas comparações quanto ao número de iterações para todos os casos, estando os resultados completos disponíveis no Anexo B.

Pela análise das figuras 4.33 e 4.34 comprova-se que o número de iterações não influencia, significativamente, os resultados obtidos. Existem pequenas variações que podem ser devidas à natureza aleatória da distribuição normal que faz com que todas as simulações tenham valores ligeiramente diferentes, todas as vezes. Apesar disso a componente aleatória poderia ser maior de modo a que o número de iterações utilizado fizesse diferença.

4.3 - Conclusões

Neste capítulo foi analisada a metodologia utilizada para calcular a fiabilidade do sistema produtor, considerando a existência de geradores com produção intermitente. Foram expostos e discutidos os resultados obtidos nas diversas simulações realizadas de forma a melhor compreender o comportamento e a importância de vários índices de fiabilidade.

Para cada caso de estudo, simultaneamente com a apresentação dos resultados, foram sendo discutidos os resultados.

Existem conclusões transversais a vários dos cenários simulados e que merecem ser reforçadas.

O primeiro ponto que deve ser realçado é a conclusão mais básica e que se reflete em todos os cenários, é o facto de os diagramas de carga de picos diários gerarem melhores resultados do que os diagramas de carga com picos semanais, devido à sua maior precisão. Isto significa que quanto menor for a unidade de tempo do nosso diagrama de carga melhores serão os resultados obtidos.

Em segundo lugar importa referir que, embora as linearizações simplifiquem os cálculos e as simulações, também introduzem erros que não podem ser ignorados, pois afetam severamente a fiabilidade da rede, como comprovam os dados da tabela 4.2 que compara os valores do LOLP e do LOEE para o caso base e para a sua linearização.

A introdução de incerteza nas linearizações confirmou o cuidado que se deve ter quando se trabalha com valores aproximados. Os quatro índices utilizados nesta secção (LOLP, LOLE, EENS e LOEE) traduzem de forma clara que uma pequena alteração nas cargas pode resultar em grandes variações na fiabilidade da rede. O caso que apresenta maior disparidade é o da inclusão de +10% de incerteza na linearização, que ilustra um cenário bastante negativo. Contudo, se a rede se verificar fiável para esta situação, poder-se-á afirmar que a rede é sem dúvida fiável. Tal não se verifica na IEEE-RTS uma vez que para este caso a rede precisaria, urgentemente, de um reforço.

Se a introdução de incerteza nas cargas revela debilidades da rede de teste, a inclusão de capacidade intermitente torna a rede muito fiável. Qualquer um dos métodos apresentados permite concluir que o reforço do sistema com apenas 5% da capacidade total instalada (170.25 MW) de geração intermitente, trás os índices de fiabilidade para valores muito bons. Pelos resultados observados, as opções de incluir 5% ou 10% de produção intermitente (170.25 MW ou 340.50 MW) parecem ser as mais atrativas pois são as mais económicas e são as que afetam a rede, positivamente, de forma mais acentuada.

Por fim, importa referir que a alteração do número de iterações utilizadas na secção 4.2.5 não afetou os resultados obtidos. No entanto, para simulações com métodos avançados como o Método de Monte Carlo, este ponto não pode ser ignorado, pois pode introduzir variações significativas nos resultados e nos tempos de computação.

Capítulo 5

Conclusões e Perspetiva de Trabalhos Futuros

5.1 - Conclusões

Ao longo desta dissertação foram apresentados e discutidos os temas da fiabilidade de um sistema elétrico produtor, a importância que o cálculo de índices de fiabilidade representa e, ainda, a influência que diversos fatores, como a linearização dos diagramas de cargas e a inclusão de geração intermitente, representam no valor desses mesmos índices.

Foram escolhidos para análise o LOLP, o LOLE, o EENS e o LOEE e, através da análise destes quatro índices, foi possível retirar informações e perceber o nível de fiabilidade da rede de teste, e a influência que cada alteração introduzida no sistema representava a nível da fiabilidade.

Importa referir a importância que o *software MATLAB*[®] desempenhou na construção dos programas utilizados nas simulações. É sem dúvida uma ferramenta poderosa e que deve, sempre que possível, ser utilizada. Foi essencial na obtenção dos resultados.

A produção de energia elétrica com recurso a fontes intermitentes é hoje um aspeto incontornável dos sistemas elétricos e da sociedade em geral. Essa produção tem vindo aumentar significativamente nos últimos anos.

Tendo a produção intermitente atingido este nível de importância, é importante a abordagem e estudo deste tema. Nesta dissertação simulou-se a inclusão de capacidade intermitente de duas formas distintas, que embora produzissem resultados diferentes, levaram a conclusões semelhantes. Talvez a mais importante seja o facto de a introdução de 5% e 10% de geração intermitente levar a reduções bem maiores e importantes, do que quando se acrescentam 15% ou 20%. Este facto leva-nos a olhar para as diferentes estratégias de reforço e expansão das redes e pensar que a introdução "*ad libitum*" de capacidade intermitente não seja a resposta para todos os problemas.

A rede de teste utilizada, o *IEEE Reliability Test System*, foi bem escolhida pois apesar de simples, quando comparada com um sistema real, conseguiu ainda assim transparecer todas as modificações efetuadas no sistema. À partida, esta rede não era má, no entanto, os seus índices de fiabilidade apresentavam valores mais elevados do que o ideal. Com as hipóteses testadas ficou comprovado que, com poucas modificações, é possível transformar o IEEE-RTS numa rede com uma fiabilidade muito boa.

5.2 - Perspetiva de Trabalhos Futuros

A questão da fiabilidade em sistemas elétricos de energia não é um assunto estático nem simples. Este tópico é debatido há muito tempo e continuará a sê-lo, certamente, por muitos mais anos, pois não é possível chegar a uma solução que englobe todos os casos. Para além disso, os SEE estão em constante evolução com o aparecimento de novas tecnologias e formas de operação, o que faz com que os estudos de fiabilidade tenham que continuar em permanente atualização.

Como forma de complementar e continuar o trabalho aqui realizado, seria de todo o interesse experimentar os métodos descritos neste documento numa rede de dimensão real, como por exemplo, uma área de controlo. Seria também interessante verificar qual a importância que as interligações poderiam desempenhar na variação da fiabilidade de um sistema elétrico produtor. Para ambos os casos, o recurso a informação precisa sobre o modelo de carga e sobre o modelo de geração seria essencial.

Devido à crescente utilização de energias renováveis, o estudo sobre o impacto da produção intermitente na fiabilidade de um sistema produtor é imprescindível. As técnicas avançadas de simulação com base no Método de Monte Carlo Cronológico são aquelas que permitem alcançar os melhores resultados. O desenvolvimento de um programa deste tipo seria um trabalho desafiante, de extrema utilidade e importância.

Referências

- [1] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability evaluation of power systems*, 2nd ed.: Plenum press New York, 1996.
- [2] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Elétrica: uma análise sistêmica*, 3rd ed.: IST Press, 2011.
- [3] EDP. (28/10/2014). *Pilhas de combustível*. Available: <http://www.eco.edp.pt/pt/particulares/gerar/gerar-a-sua-propria-energia/pilhas-de-combustivel>
- [4] MIBEL. (28/10/2014). *Mercado Ibérico de Electricidade*. Available: <http://www.mibel.com/index.php?lang=pt>
- [5] R. Billinton and W. Li, *Reliability assessment of electrical power systems using Monte Carlo methods*: Plenum Press, 1994.
- [6] F. P. M. Barbosa, "Fiabilidade do Sistema de Produção/Transporte," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2005.
- [7] V. Miranda, "Fiabilidade em Sistemas De Potência-Uma Introdução," *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, 2009.
- [8] A. Melo, M. Pereira, and A. M. Leite da Silva, "Frequency and duration calculations in composite generation and transmission reliability evaluation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 469-476, 1992.
- [9] C. S. Prasad, S. Raikar, and M. Prakash, "To Study the Adequacy Assessment of Generation System," *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, vol. 3, pp. 6869-6880, 2014.
- [10] L. Wang, "Integration of renewable energy sources: reliability-constrained power system planning and operations using computational intelligence," PhD Thesis, Texas A&M University, 2008.
- [11] A. Keane, M. Milligan, C. J. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, *et al.*, "Capacity value of wind power," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 564-572, 2011.
- [12] E. Kuznetsova, Y. Li, K. Culver, and E. Zio, "A simulation model for adequacy assessment of distributed generation," in *Proceedings of the 2nd International Conference on Complex Systems Design & Management*, 2011, pp. 1-12.
- [13] A. B. Kanase-Patil, R. P. Saini, and M. P. Sharma, "Integrated renewable energy systems for off grid rural electrification of remote area," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1342-1349, 6// 2010.
- [14] L. Schmidt, "Políticas Ambientais em Portugal - processos e insucessos entre o "global" e o "nacional"," in *VI Congresso Português de Sociologia*, Faculdade de Ciências Sociais e Humanas da Universidade Nova de Lisboa, 2008.
- [15] REN. (22/01/2015). *Hidroelectricidade em Portugal - Memória e desafio*. Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Hidroelectricidade%20em%20Portugal%20-%20Mem%C3%B3ria%20e%20desafio.pdf>
- [16] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind energy handbook*: John Wiley & Sons, Ltd, 2001.
- [17] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained - theory, design and application*: John Wiley & Sons, Ltd, 2002.

- [18] GWEC. (2014, 22/01/2015). *Global Wind Statistics*. Available: www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/02/GWEC-PRstats-2013_EN.pdf
- [19] REN21. (2014, 22/01/2015). *Renewables 2014 - Global Status Report*. Available: http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full%20report_low%20res.pdf
- [20] P. Hee Yau, "Generation System Reliability Evaluations with Intermittent Renewables," Master's Thesis, University of Strathclyde, Scotland, 2006.
- [21] M. Amelin, "Comparison of capacity credit calculation methods for conventional power plants and wind power," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 685-691, 2009.
- [22] R. M. Castro and L. Ferreira, "A comparison between chronological and probabilistic methods to estimate wind power capacity credit," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 16, pp. 904-909, 2001.
- [23] K. R. Voorspools and W. D. D'Haeseleer, "An analytical formula for the capacity credit of wind power," *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 45-54, 1// 2006.
- [24] J. C. Smith, M. R. Milligan, E. A. DeMeo, and B. Parsons, "Utility wind integration and operating impact state of the art," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 900-908, 2007.
- [25] M. R. Milligan, "Modelling utility-scale wind power plants. Part 2: Capacity credit," NREL, National Renewable Energy Laboratory 2002.
- [26] M. Milligan and K. Porter, "Determining the capacity value of wind: an updated survey of methods and implementation," presented at the Wind Power, Houston, Texas, 2008, NREL/CP-500-43433.
- [27] M. R. Milligan and B. K. Parsons, *A comparison and case study of capacity credit algorithms for intermittent generators*: National Renewable Energy Laboratory, 1997.
- [28] M. R. Milligan, "A sliding window technique for calculating system LOLP contributions of wind power plants," presented at the AWEA's WINDPOWER 2001 Conference, Washington, D.C., 2001.
- [29] P. Subcommittee, "IEEE reliability test system," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, pp. 2047-2054, 1979.
- [30] MATLAB®. (15/01/2015). Available: <http://www.mathworks.com/products/matlab/>
- [31] W. Wangdee, R. Billinton, and W. Li, "Wind integrated power system well-being analysis," in 2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES 2013, Vancouver, BC, 2013.
- [32] T. C. Justino, C. L. T. Borges, and A. C. G. de Melo, "Multi-area reliability evaluation including frequency and duration indices with multiple time varying load curves," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 42, pp. 276-284, 2012.
- [33] J. Wen, Y. Zheng, and F. Donghan, "A review on reliability assessment for wind power," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2485-2494, 2009.
- [34] R. Billinton and G. Yi, "Multistate Wind Energy Conversion System Models for Adequacy Assessment of Generating Systems Incorporating Wind Energy," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 163-170, 2008.
- [35] B. M. Weedy, B. J. Cory, N. Jenkins, J. Ekanayake, and G. Strbac, *Electric power systems*: John Wiley & Sons, 2012.
- [36] U. F. d. S. Catarina. (2014, 27-10-2014). Available: <http://ppgeel.posgrad.ufsc.br/areas-de-conhecimento/processamento-de-energia/sistemas-de-energia-eletrica/>
- [37] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability assessment of large electric power systems*: Springer, 1988.
- [38] R. Billinton and J. Billinton, "Delivery point reliability indices of a bulk electric system using sequential Monte Carlo simulation," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 4, 1989.
- [39] C. Power Systems Engineering, "Reliability indices for use in bulk power supply adequacy evaluation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, 1978.
- [40] D. P. Chassin and C. Posse, "Evaluating North American electric grid reliability using the Barabási-Albert network model," *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, vol. 355, pp. 667-677, 9/15/ 2005.

- [41] P. Hu, R. Karki, and R. Billinton, "Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 3, p. 783, 2009.
- [42] R. Billinton, S. Ali, and G. Wacker, "Rural distribution system reliability worth evaluation using individual customer outage cost characteristics," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 26, pp. 235-240, 5// 2004.
- [43] H. A. Kazem and T. Khatib, "A novel numerical algorithm for optimal sizing of a photovoltaic/wind/diesel generator/battery microgrid using loss of load probability index," *International Journal of Photoenergy*, vol. 2013, 2013.
- [44] S. Farhadkhani, M. Rostami, and A. N. Gogdare, "Application of Monte Carlo Simulation for Evaluation of LOEE in Power Systems Including Hydraulic and Thermal Units," in *Proceedings of 2010 The 3rd International Conference on Power Electronics and Intelligent Transportation System (Volume 4)*, 2010.
- [45] G. J. Anders, *Probability concepts in electrical power systems*: John Wiley & Sons, Inc., 1990.
- [46] J. Lopes, N. Hatziaargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 1189-1203, 2007.
- [47] K. De Vos and J. Driesen, "Balancing management mechanisms for intermittent power sources—A case study for wind power in Belgium," in *Energy Market, 2009. EEM 2009. 6th International Conference on the European*, 2009, pp. 1-6.
- [48] A. A. d. C. Araújo, "Análise da fiabilidade de um parque eólico," Master's Thesis, Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, 2008.
- [49] J. Duarte, "Impacto da produção eólica na fiabilidade do sistema de produção," Master's Thesis, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [50] ENEOP. (18/11/2014). Available: http://www.eneop.pt/subcanais_n1.asp?id_subcanal_n1=189&id_canal=110

Anexo A

IEEE Reliability Test System

Neste anexo apresenta-se a rede de teste de fiabilidade do IEEE, "*IEEE Reliability Test System*" (IEEE-RTS) [29].

Apenas a informação essencial foi incluída no IEEE-RTS, deixando ao critério de cada utilizador a inclusão dos restantes dados para que melhor se adequem ao seu trabalho. Dois exemplos são a configuração da rede de distribuição, e as interligações com outros sistemas.

O pico de carga anual do sistema de teste é 2850 MW. Na tabela A.1 podemos ver os picos de carga semanais como percentagem do pico de carga anual. O sistema apresenta uma curva de carga típica com dois picos sazonais, no inverno e no verão, respetivamente. Na informação contida na tabela A.1 considera-se que a semana 1 é a primeira semana de Janeiro, o que significa que o pico anual de carga acontece no inverno. Caso existisse interesse, ou necessidade, a semana 1 poderia ser considerada num mês de verão para que o pico de carga anual ocorresse no verão.

Na tabela A.2 é dado o ciclo para os picos diários em relação aos picos semanais. Assume-se que o ciclo de picos diários é igual durante todo o ano. A tabela A.2, em conjunto com a tabela A.1, define um modelo de carga diário para $52 \times 7 = 364$ dias, com o primeiro dia do ano a ser uma segunda-feira.

A tabela A.3 descreve os picos de carga horários por dia de semana e fim de semana (FdS) para cada uma das três estações do ano. Combinando as tabelas A.1, A.2, A.3, e o pico de carga anual, é então possível construir um modelo de carga horário com $364 \times 24 = 8736$ horas.

A tabela A.4 enumera as diferentes unidades geradoras do sistema produtor, e fornece dados sobre a sua fiabilidade, nomeadamente, a FOR, o MTTF e o MTTR. Refere ainda a duração dos períodos de manutenção programada.

A capacidade total instalada no sistema é de 3405 MW.

Tabela A.1 — Picos de carga semanais como percentagem do pico de carga anual.

Semana	Pico de carga	Semana	Pico de carga	Semana	Pico de carga	Semana	Pico de carga
1	86.2	14	75.0	27	75.5	40	72.4
2	90.0	15	72.1	28	81.6	41	74.3
3	87.8	16	80.0	29	80.1	42	74.4
4	83.4	17	75.4	30	88.0	43	80.0
5	88.0	18	83.7	31	72.2	44	88.1
6	84.1	19	87.0	32	77.6	45	88.5
7	83.2	20	88.0	33	80.0	46	90.9
8	80.6	21	85.6	34	72.9	47	94.0
9	74.0	22	81.1	35	72.6	48	89.0
10	73.7	23	90.0	36	70.5	49	94.2
11	71.5	24	88.7	37	78.0	50	97.0
12	72.7	25	89.6	38	69.5	51	100.0
13	70.4	26	86.1	39	72.4	52	95.2

Tabela A. 2 — Ciclo de picos de carga diários como percentagem dos picos de carga semanais.

Dia	Pico de carga
Segunda-feira	93
Terça-feira	100
Quarta-feira	98
Quinta-feira	96
Sexta-feira	94
Sábado	77
Domingo	75

Tabela A.3 - Picos de carga horários como porcentagem dos picos de carga diários.

Hora	Inverno		Verão		Primavera/Outono	
	Semanas 1 -8 & 44 - 52		Semanas 18 -30		Semanas 9-17 & 31 - 43	
	Semana	FdS	Semana	FdS	Semana	FdS
00h-1h	67	78	64	74	63	75
1h-2h	63	72	60	70	62	73
2h-3h	60	68	58	66	60	69
3h-4h	59	66	56	65	58	66
4h-5h	59	64	56	64	59	65
5h-6h	60	65	58	62	65	65
6h-7h	74	66	64	62	72	68
7h-8h	86	70	76	66	85	74
8h-9h	95	80	87	81	95	83
9h-10h	96	88	95	86	99	89
10h-11h	96	90	99	91	100	92
11h-12h	95	91	100	93	99	94
12h-13h	95	90	99	93	93	91
13h-14h	95	88	100	92	92	90
14h-15h	93	87	100	91	90	90
15h-16h	94	87	97	91	88	86
16h-17h	99	91	96	92	90	85
17h-18h	100	100	96	94	92	88
18h-19h	100	99	93	95	96	92
19h-20h	96	97	92	95	98	100
20h-21h	91	94	92	100	96	97
21h-22h	83	92	93	93	90	95
22h-23h	73	87	87	88	80	90
23h-00h	63	81	72	80	70	85

Tabela A.4 – Informação sobre os geradores e a sua fiabilidade.

Capacidade (MW)	Número de geradores	FOR	MTTF (horas)	MTTR (horas)	Manutenção (semanas/ano)
12	5	0.02	2940	60	2
20	4	0.10	450	50	2
50	6	0.01	1980	20	2
76	4	0.02	1960	40	3
100	3	0.04	1200	50	3
155	4	0.04	960	40	4
197	3	0.05	950	50	4
350	1	0.08	1150	100	5
400	2	0.12	1100	150	6

A tabela 4.5 foi retirada do *IEEE Reliability Test System*. No documento original não estava incluída a COPT do sistema, no entanto, após sugestão do Dr. L. L. Garver em 21 de Fevereiro de 1979, ela foi adicionada ao artigo em 16 de Abril de 1979.

Os valores da tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço foram calculados de forma exata, sem arredondamentos. Na tabela 4.5, x é a capacidade em MW fora de serviço e $P(x)$ é a probabilidade de x ou mais MW estarem fora de serviço.

Para o intervalo de 0 a 60 MW estão definidas todas as combinações possíveis entre geradores. A partir de 60 MW e até 1600 MW foi definido um passo de 20 MW para o valor de x . Dos 1600 MW até aos 2450 MW os incrementos de x passa a ser de 50 MW.

Tabela A.5 – Tabela das probabilidades das capacidades fora de serviço acumuladas do *IEEE Reliability Test System* [29].

x	P(x)	x	P(x)	x	P(x)	x	P(x)
0	1.000000	360	0.283619	900	0.011608	1440	0.000071
12	0.763604	380	0.267902	920	0.009621	1460	0.000056
20	0.739482	400	0.261873	940	0.008655	1480	0.000046
24	0.634418	420	0.186964	960	0.006495	1500	0.000040
32	0.633433	440	0.151403	980	0.005433	1520	0.000027
36	0.622712	460	0.137219	1000	0.004341	1540	0.000020
40	0.622692	480	0.126819	1020	0.003624	1560	0.000013
44	0.605182	500	0.122516	1040	0.003257	1580	0.000010
48	0.604744	520	0.108057	1060	0.002857	1600	0.000008
50	0.604744	540	0.101214	1080	0.002564	1650	4.076E-06
52	0.590417	560	0.084166	1100	0.002353	1700	1.583E-06
56	0.588630	580	0.075038	1120	0.002042	1750	7.216E-07
60	0.588621	600	0.062113	1140	0.001889	1800	2.912E-07
80	0.559930	620	0.054317	1160	0.001274	1850	1.529E-07
100	0.547601	640	0.050955	1180	0.000925	1900	4.692E-08
120	0.512059	660	0.047384	1200	0.000791	1950	2.151E-08
140	0.495694	680	0.044769	1220	0.000690	2000	7.246E-09
160	0.450812	700	0.042461	1240	0.000603	2050	2.951E-09
180	0.425072	720	0.040081	1260	0.000490	2100	8.431E-10
200	0.381328	740	0.038942	1280	0.000430	2150	3.057E-10
220	0.355990	760	0.030935	1300	0.000401	2200	9.270E-11
240	0.346093	780	0.026443	1320	0.000305	2250	2.323E-11
260	0.335747	800	0.024719	1340	0.000257	2300	7.971E-12
280	0.328185	820	0.018716	1360	0.000164	2350	1.664E-12
300	0.320654	840	0.015467	1380	0.000122	2400	4.697E-13
320	0.314581	860	0.013416	1400	0.000102	2450	1.045E-13
340	0.311752	880	0.012136	1420	0.000084		

Anexo B

Resultados

B.1 - Caso Base

Tabela B.1 – Índices de fiabilidade do caso base.

	5%		10%		15%		20%	
	LOLP	LOEE (GWh)	LOLP	LOEE (GWh)	LOLP	LOEE (GWh)	LOLP	LOLE
0%	0.009011	0.468573	0.009011	0.468573	0.009011	0.468573	0.009011	0.468573
5%	0.008450	0.439410	0.008096	0.420973	0.007411	0.385372	0.007113	0.369869
10%	0.008096	0.420973	0.007113	0.369869	0.006236	0.324283	0.005658	0.294208
15%	0.007411	0.385372	0.006236	0.324283	0.005337	0.277508	0.004335	0.225413
20%	0.007113	0.369869	0.005658	0.294208	0.004335	0.225413	0.003415	0.177561
25%	0.006826	0.354973	0.004950	0.257386	0.003582	0.186279	0.002787	0.144917
30%	0.006236	0.324283	0.004335	0.225413	0.003093	0.160857	0.002190	0.113864
35%	0.005999	0.311944	0.003902	0.202886	0.002696	0.140171	0.001716	0.089232
40%	0.005658	0.294208	0.003415	0.177561	0.002190	0.113864	0.001174	0.061033
45%	0.005337	0.277508	0.003093	0.160857	0.001778	0.092449	0.000863	0.044868
50%	0.004950	0.257386	0.002787	0.144917	0.001417	0.073666	0.000681	0.035418
55%	0.004759	0.247459	0.002384	0.123989	0.001104	0.05739	0.000528	0.027430
60%	0.004335	0.225413	0.002190	0.113864	0.000863	0.044868	0.000387	0.020129
65%	0.004030	0.209547	0.001865	0.096955	0.000727	0.037829	0.000287	0.014899
70%	0.003902	0.202886	0.001716	0.089232	0.000599	0.031141	0.000203	0.010550
75%	0.003582	0.186279	0.001417	0.073666	0.000503	0.026163	0.000145	0.007523
80%	0.003415	0.177561	0.001174	0.061033	0.000386	0.020069	0.000112	0.005813
85%	0.003258	0.169430	0.001004	0.052231	0.000303	0.015747	0.000088	0.004551
90%	0.003093	0.160857	0.000863	0.044868	0.000236	0.012249	0.000054	0.002791
95%	0.002900	0.150795	0.000768	0.03992	0.000185	0.009616	0.000037	0.001930
100%	0.002787	0.144917	0.000681	0.035418	0.000145	0.007523	0.000026	0.001356

B.2 - Linearização do caso base

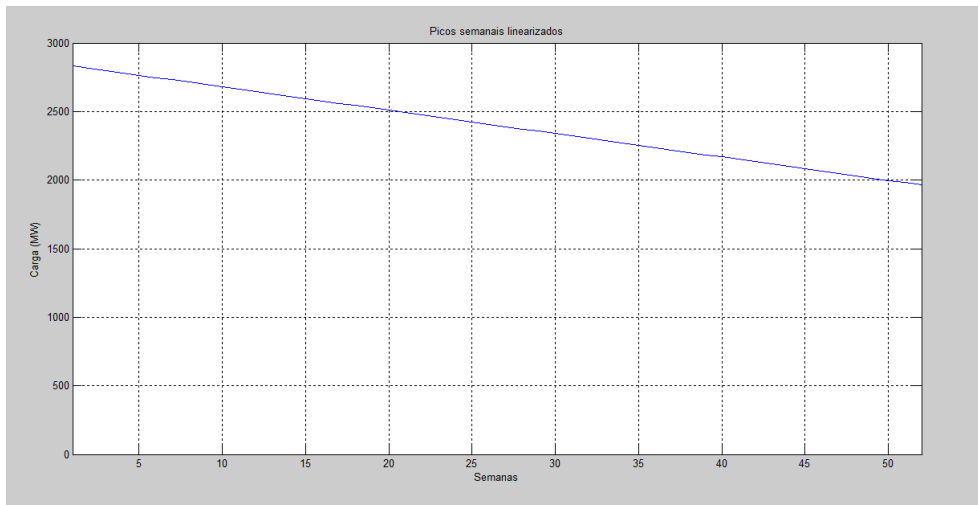


Figura B.1 - Picos semanais linearizados.

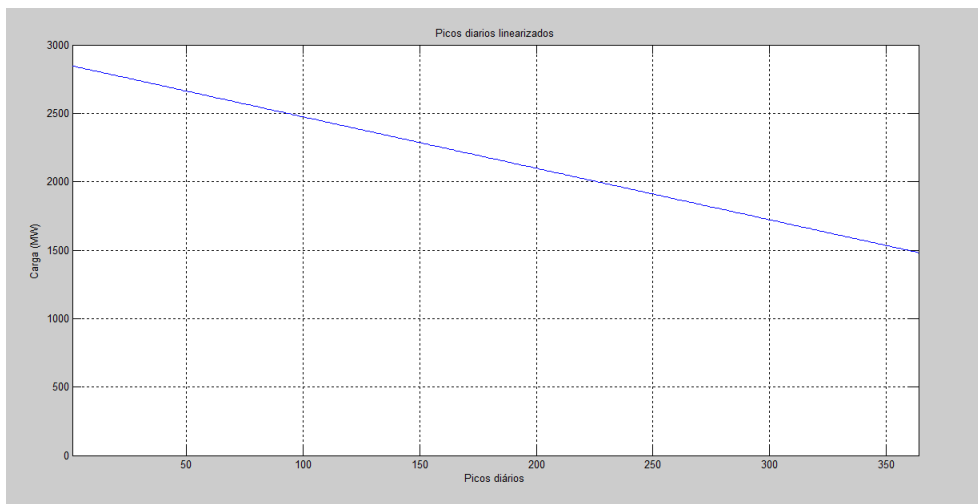


Figura B.2 - Picos diários linearizados.

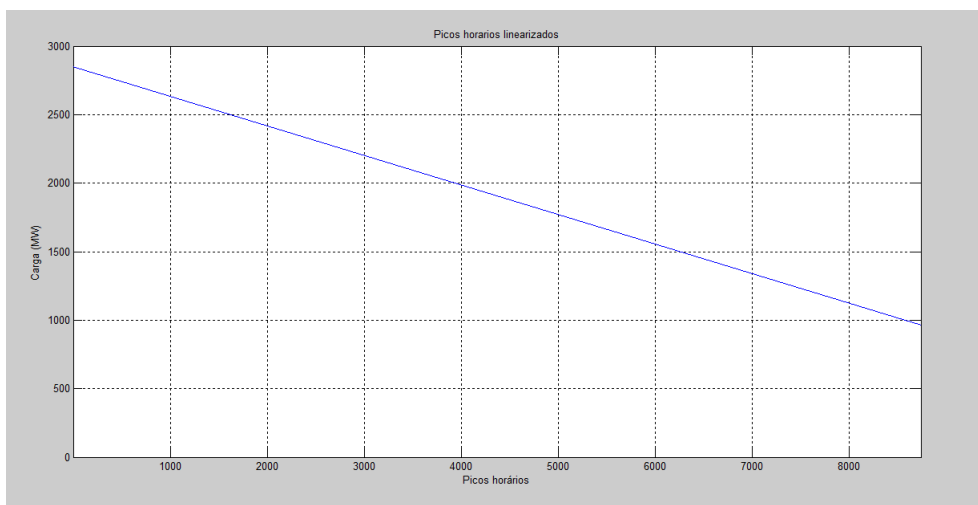


Figura B.3 - Picos horários linearizados.

B.3 - Introdução de incerteza nas linearizações das cargas

Tabela B.2 – LOLP e LOLE para os diferentes casos de linearização com picos semanais.

	LOLP	LOLE (Semanas/ano)
Caso Base	0.009011	0.468573
Linearização	0.014753	0.767181
Linearizado +5%	0.032083	1.668337
Linearizado -5%	0.006645	0.345535
Linearizado +10%	0.070708	3.676812
Linearizado -10%	0.002301	0.119661

Tabela B.3 – LOLP e LOLE para os diferentes casos de linearização com picos diários.

	LOLP	LOLE (Dias/ano)	LOLE (Semanas/ano)
Caso Base	0.003571	1.299760	0.185680
Linearização	0.009975	3.630823	0.518689
Linearizado +5%	0.021602	7.863090	1.123299
Linearizado -5%	0.004510	1.641711	0.234530
Linearizado +10%	0.047543	17.305768	2.472253
Linearizado -10%	0.001558	0.567022	0.081003

Tabela B.4 – LOLP e LOLE para os diferentes casos de linearização com picos horários.

	LOLP	LOLE (Horas/ano)	LOLE (Semanas/ano)
Caso Base	0.001015	8.863386	0.052758
Linearização	0.007324	63.983780	0.380856
Linearizado +5%	0.015869	138.634633	0.825206
Linearizado -5%	0.003325	29.047012	0.172899
Linearizado +10%	0.034830	304.275262	1.811162
Linearizado -10%	0.001146	10.015437	0.059616

Tabela B.5 – EENS e LOEE para os diferentes casos de linearização com picos semanais.

	EENS (GWh)	LOEE (GWh)
Caso Base	199300.5000	101.060155
Linearização	204784.0200	151.094709
Linearizado +5%	214084.9200	218.565174
Linearizado -5%	192429.7200	84.798976
Linearizado +10%	220821.7200	279.405466
Linearizado -10%	177055.2000	42.053907

Tabela B.6 – EENS e LOEE para os diferentes casos de linearização com picos diários.

	EENS (GWh)	LOEE (GWh)
Caso Base	167248.2000	42.628945
Linearização	170374.6200	95.545864
Linearizado +5%	181023.7800	139.257437
Linearizado -5%	158175.1800	51.924763
Linearizado +10%	190249.5600	179.047311
Linearizado -10%	144597.3000	23.346720

Tabela B.7 – EENS e LOEE para os diferentes casos de linearização com picos diários.

	EENS (GWh)	LOEE (GWh)
Caso Base	116550.6800	13.148004
Linearização	135750.1875	68.933695
Linearizado +5%	145795.4575	100.681734
Linearizado -5%	124492.9375	37.164530
Linearizado +10%	154747.5600	129.541794
Linearizado -10%	112307.7225	16.239469

B.4 - Inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método do crédito de capacidade

170.25 MW (5%)	340.50 MW (10%)	510.75 MW (15%)	681.00 MW (20%)	LOLE (semanas/ano)	LOLP	LOLE (semanas/ano)	LOLP	LOLE (semanas/ano)	LOLP	LOLE (semanas/ano)
0%	0%	0%	0%	0.468573	0.009011	0.468573	0.009011	0.468573	0.009011	0.468573
5%	5%	5%	5%	0.439410	0.008096	0.420973	0.007411	0.385372	0.007113	0.369869
10%	10%	10%	10%	0.420973	0.007113	0.369869	0.006236	0.324283	0.005658	0.294208
15%	15%	15%	15%	0.385372	0.006236	0.324283	0.005337	0.277508	0.004335	0.225413
20%	20%	20%	20%	0.369869	0.005658	0.294208	0.004335	0.225413	0.003415	0.177561
25%	25%	25%	25%	0.354973	0.004950	0.257386	0.003582	0.186279	0.002787	0.144917
30%	30%	30%	30%	0.324283	0.004335	0.225413	0.003093	0.160857	0.002190	0.113864
35%	35%	35%	35%	0.311944	0.003902	0.202886	0.002696	0.140171	0.001716	0.089232
40%	40%	40%	40%	0.294208	0.003415	0.177561	0.002190	0.113864	0.001174	0.061033
45%	45%	45%	45%	0.277508	0.003093	0.160857	0.001778	0.092449	0.000863	0.044868
50%	50%	50%	50%	0.257386	0.002787	0.144917	0.001417	0.073666	0.000681	0.035418
55%	55%	55%	55%	0.247459	0.002384	0.123989	0.001104	0.05739	0.000528	0.027430
60%	60%	60%	60%	0.225413	0.002190	0.113864	0.000863	0.044868	0.000387	0.020129
65%	65%	65%	65%	0.209547	0.001865	0.096955	0.000727	0.037829	0.000287	0.014899
70%	70%	70%	70%	0.202886	0.001716	0.089232	0.000599	0.031141	0.000203	0.010550
75%	75%	75%	75%	0.186279	0.001417	0.073666	0.000503	0.026163	0.000145	0.007523
80%	80%	80%	80%	0.177561	0.001174	0.061033	0.000386	0.020069	0.000112	0.003813
85%	85%	85%	85%	0.169430	0.001004	0.052231	0.000303	0.015747	0.000088	0.004551
90%	90%	90%	90%	0.160857	0.000863	0.044868	0.000236	0.012249	0.000054	0.002791
95%	95%	95%	95%	0.150795	0.000768	0.03992	0.000185	0.009616	0.000037	0.001930
100%	100%	100%	100%	0.144917	0.000681	0.035418	0.000145	0.007523	0.000026	0.001356

Figura B.4 - LOLP e LOLE para todos os cenários com diagrama de carga com picos semanais.

170.25 MW (5%)	LOLP	LOLE (dias/ano)	340.50 MW (10%)	LOLP	LOLE (dias/ano)	510.75 MW (15%)	LOLP	LOLE (dias/ano)	681.00 MW (20%)	LOLP	LOLE (dias/ano)
0%	0.003571	1.299760	0%	0.003571	1.299760	0%	0.003571	1.299760	0%	0.003571	1.299760
5%	0.003370	1.226555	5%	0.003182	1.158105	5%	0.002983	1.085972	5%	0.002795	1.017469
10%	0.003182	1.158105	10%	0.002795	1.017469	10%	0.002470	0.899116	10%	0.002199	0.800512
15%	0.002983	1.085972	15%	0.002470	0.899116	15%	0.002048	0.745455	15%	0.001702	0.619427
20%	0.002795	1.017469	20%	0.002199	0.800512	20%	0.001702	0.619427	20%	0.001306	0.475245
25%	0.002688	0.978521	25%	0.001945	0.707810	25%	0.001406	0.511763	25%	0.001017	0.370142
30%	0.002470	0.899116	30%	0.001702	0.619427	30%	0.001149	0.418268	30%	0.000781	0.284417
35%	0.002350	0.855272	35%	0.001511	0.550106	35%	0.000970	0.353008	35%	0.000590	0.214641
40%	0.002199	0.800512	40%	0.001306	0.475245	40%	0.000781	0.284417	40%	0.000424	0.154397
45%	0.002048	0.745455	45%	0.001149	0.418268	45%	0.000625	0.227371	45%	0.000317	0.115414
50%	0.001945	0.707810	50%	0.001017	0.370142	50%	0.000496	0.180604	50%	0.000239	0.087083
55%	0.001816	0.661125	55%	0.000889	0.323510	55%	0.000399	0.145140	55%	0.000177	0.064586
60%	0.001702	0.619427	60%	0.000781	0.284417	60%	0.000317	0.115414	60%	0.000130	0.047304
65%	0.001586	0.577131	65%	0.000668	0.243183	65%	0.000256	0.093202	65%	0.000096	0.034777
70%	0.001511	0.550106	70%	0.000590	0.214641	70%	0.000207	0.075475	70%	0.000067	0.024298
75%	0.001406	0.511763	75%	0.000496	0.180604	75%	0.000170	0.061902	75%	0.000048	0.017574
80%	0.001306	0.475245	80%	0.000424	0.154397	80%	0.000130	0.047244	80%	0.000035	0.012909
85%	0.001242	0.452091	85%	0.000365	0.132749	85%	0.000100	0.036376	85%	0.000025	0.009226
90%	0.001149	0.418268	90%	0.000317	0.115414	90%	0.000080	0.028957	90%	0.000016	0.005959
95%	0.001084	0.394557	95%	0.000280	0.101743	95%	0.000063	0.022801	95%	0.000011	0.004073
100%	0.001017	0.370142	100%	0.000239	0.087033	100%	0.000048	0.017574	100%	0.000008	0.002811

Figura B.5 - LOLP e LOLE para todos os cenários com diagrama de carga com picos diários.

170.25 MW (5%)		340.50 MW (10%)		510.75 MW (15%)		681.00 MW (20%)	
LOLP	LOLE (horas/ano)	LOLP	LOLE (horas/ano)	LOLP	LOLE (horas/ano)	LOLP	LOLE (horas/ano)
0%	8.8633856725	0.0010145817	8.8633856725	0%	8.8633856725	0.0010145817	8.8633856725
5%	8.3449495944	0.0008971056	7.8371145635	5%	7.8371145635	0.0008373678	7.3152447270
10%	7.8371145635	0.0007898941	6.9005149500	10%	6.9005149500	0.0006872272	6.0036171148
15%	7.3152447270	0.0006872272	6.0036171148	15%	6.0036171148	0.0005627957	4.9165835046
20%	6.9005149500	0.0006074120	5.3063510450	20%	5.3063510450	0.0004607574	4.0251767925
25%	6.4650833169	0.0005297795	4.6281536408	25%	4.6281536408	0.0003742293	3.2892675906
30%	6.0036171148	0.0004607574	4.0251767925	30%	4.0251767925	0.0003016566	2.6352723058
35%	5.6885168367	0.0004044006	3.5328433823	35%	3.5328433823	0.0002466767	2.1549679749
40%	5.3063510450	0.0003481720	3.0416309942	40%	3.0416309942	0.0001974885	1.7252593695
45%	4.9165835046	0.0003016566	2.6352723058	45%	2.6352723058	0.0001581562	1.3816527134
50%	4.6281536408	0.0002636478	2.3032268427	50%	2.3032268427	0.0001263567	1.1038522077
55%	4.3144733179	0.0002289398	2.0000178501	55%	2.0000178501	0.0001001034	0.8745028722
60%	4.0251767925	0.0001974885	1.7252593695	60%	1.7252593695	0.0000794398	0.6939861563
65%	3.7512655715	0.0001706604	1.4908892169	65%	1.4908892169	0.0000628101	0.5487094464
70%	3.5328433823	0.0001475471	1.2889718563	70%	1.2889718563	0.0000495887	0.4332068389
75%	3.2692675906	0.0001263567	1.1038522077	75%	1.1038522077	0.0000392842	0.3431868312
80%	3.0416309942	0.0001080364	0.9438059994	80%	0.9438059994	0.0000302579	0.2643329972
85%	2.8520018926	0.0000917763	0.8017573665	85%	0.8017573665	0.0000234292	0.2046775281
90%	2.6352723058	0.0000794398	0.6939861563	90%	0.6939861563	0.0000182087	0.1590712622
95%	2.4614012188	0.0000678001	0.5923015616	95%	0.5923015616	0.0000138445	0.1209457172
100%	2.3032268427	0.0000576458	0.5035935472	100%	0.5035935472	0.0000104906	0.0916461652

Figura B.6 - LOLP e LOLE para todos os cenários com diagrama de carga com picos horários.

B.5 - Inclusão de capacidade intermitente, no caso base, utilizando o método da distribuição normal

B.5.1 - Cenário "50/50"

Tabela B.8 – Índices de fiabilidade do cenário "50/50".

1,000 Iterações		
	LOLP	LOLE (semanas/ano)
Caso Base (0%)	0.0090110192	0.4685730000
170.25 MW (5%)	0.0058615974	0.3048030640
340.50 MW (10%)	0.0047211179	0.2454981323
510.75 MW (15%)	0.0045335171	0.2357428915
681.00 MW (20%)	0.0043837715	0.2279561162
10,000 Iterações		
	LOLP	LOLE (semanas/ano)
Caso Base (0%)	0.0090110192	0.4685730000
170.25 MW (5%)	0.0058547508	0.3044470424
340.50 MW (10%)	0.0048127469	0.2502628382
510.75 MW (15%)	0.0045308572	0.2356045766
681.00 MW (20%)	0.0044547525	0.2316471325

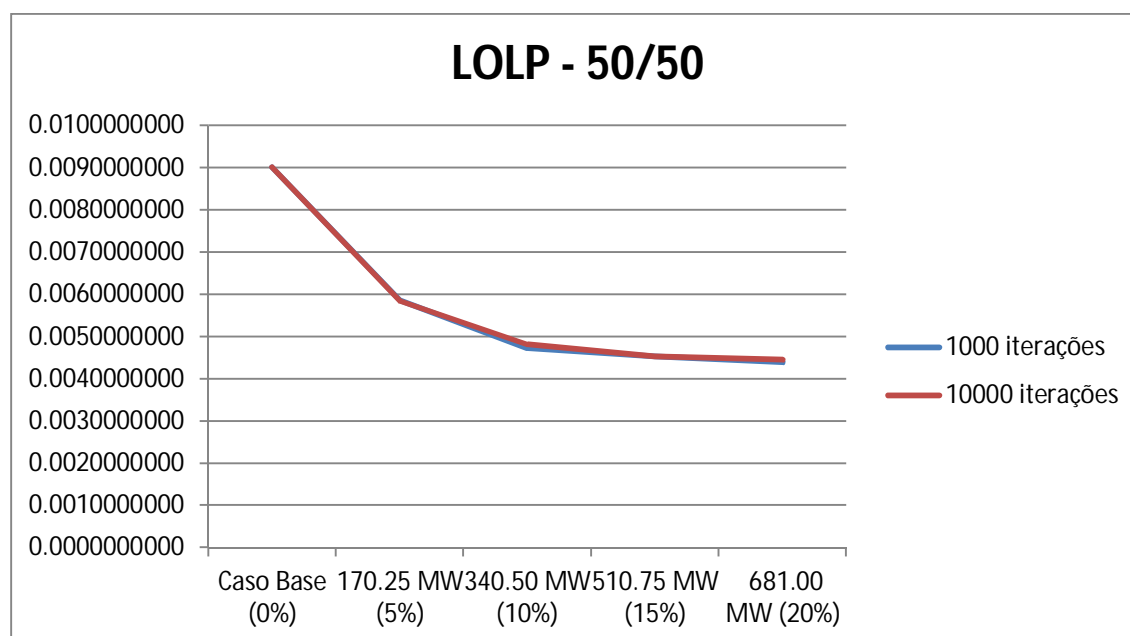


Figura B.7 - Variação do LOLP no cenário "50/50", 1,000 vs 10,000 iterações.

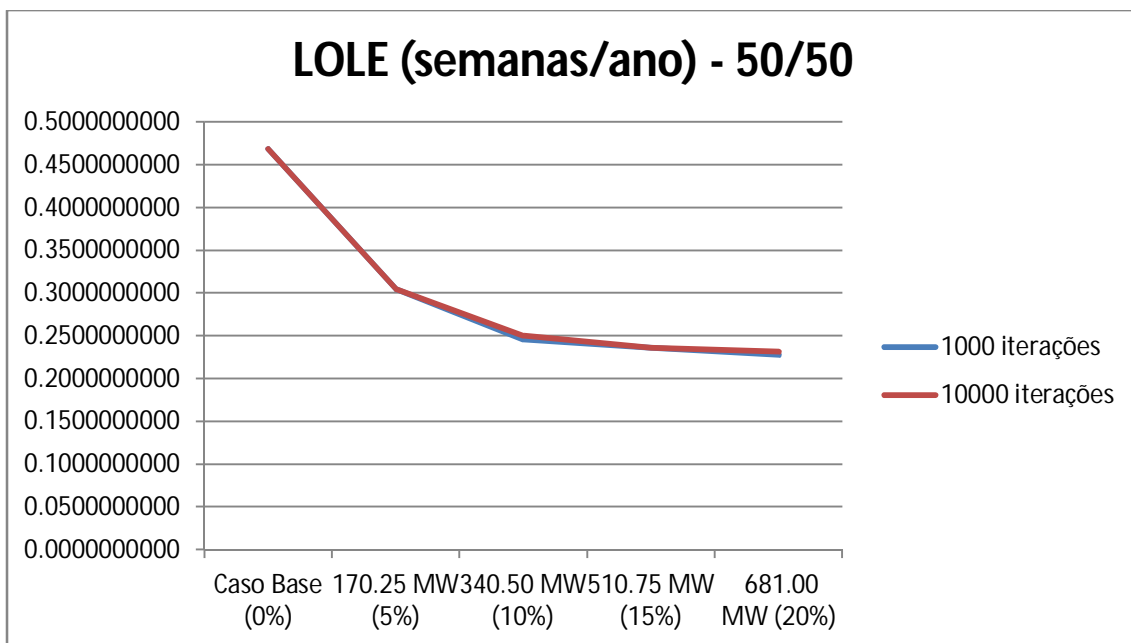


Figura B.8 - Variação do LOLE no cenário "50/50", 1,000 vs 10,000 iterações.

B.5.2 - Cenário "84.1/15.9"

Tabela B.9 – Índices de fiabilidade do cenário "84.1/15.9".

1,000 Iterações		
	LOLP	LOLE (semanas/ano)
Caso Base (0%)	0.0090110192	0.4685730000
170.25 MW (5%)	0.0038200749	0.1986438960
340.50 MW (10%)	0.0020472183	0.1064553506
510.75 MW (15%)	0.0016164910	0.0840575337
681.00 MW (20%)	0.0015984379	0.0831187687
10,000 Iterações		
	LOLP	LOLE (semanas/ano)
Caso Base (0%)	0.0090110192	0.4685730000
170.25 MW (5%)	0.0037472523	0.1948571208
340.50 MW (10%)	0.0019914079	0.1035532116
510.75 MW (15%)	0.0015047751	0.0782483072
681.00 MW (20%)	0.0014169419	0.0736809803

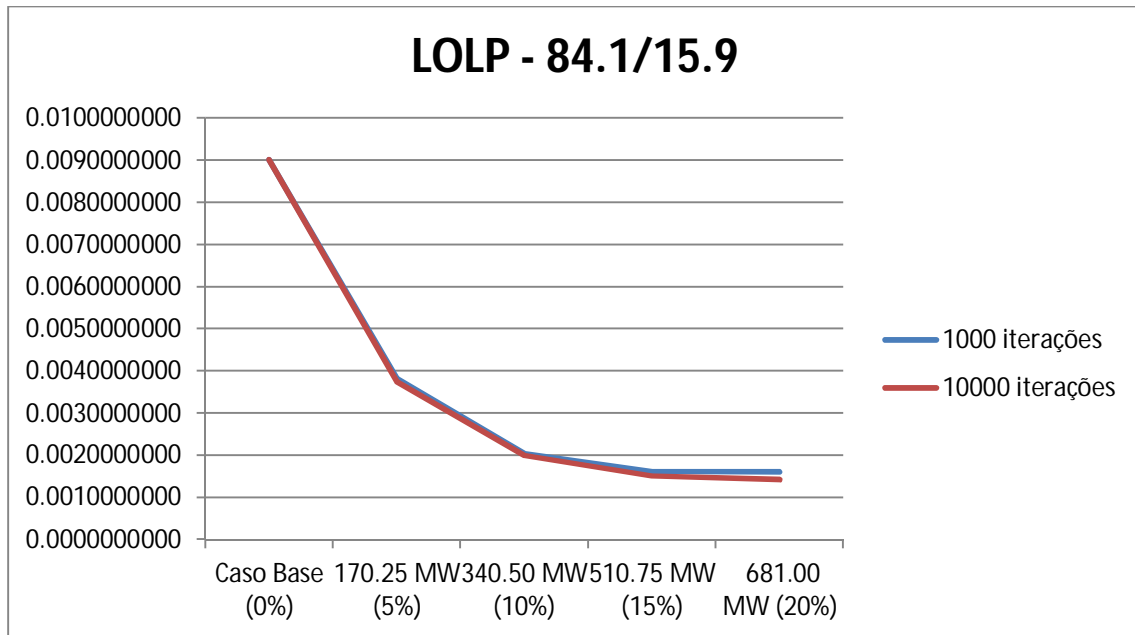


Figura B.9 - Variação do LOLP no cenário "84.1/15.9", 1,000 vs 10,000 iterações.

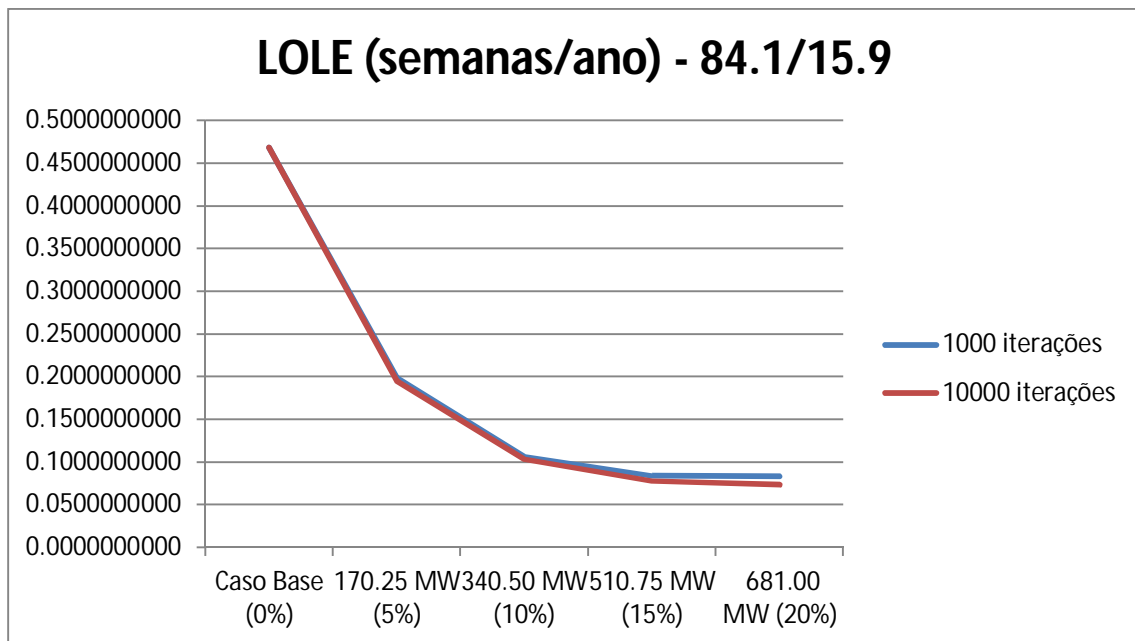


Figura B.10 - Variação do LOLE no cenário "84.1/15.9", 1,000 vs 10,000 iterações.

B.5.3 - Cenário "97.7/2.3"

Os resultados relativos ao cenário "97.7/2.3" foram já apresentados e discutidos na secção 4.2.5.