

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Previsão dos consumos na RNT considerando
produção distribuída - Desenvolvimento de um
procedimento de apoio à decisão do gestor do
sistema**

João Pedro Guimarães Pinto

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Professor Doutor António Machado e Moura
Coorientador (REN): Eng.º Ricardo Vasco Fernandes

25 Junho 2013

A Dissertação intitulada

***“Previsão dos Consumos na RNT Considerando a Produção Distribuída -
Desenvolvimento de um Procedimento de Apoio à Decisão do Gestor do
Sistema”***

foi aprovada em provas realizadas em 17-07-2013

o júri



Presidente Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor João Paulo da Silva Catalão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade
da Beira Interior



Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica 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 - João Pedro Guimarães Pinto

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

O crescente número de Produtores em Regime Especial (PRE) presentes nas redes de distribuição nos últimos anos, em especial produtores eólicos, modificou profundamente os diagramas de carga das subestações da Rede Nacional de Transporte (RNT). Atualmente, a PRE totaliza valores muito significativos, por vezes até superiores aos do consumo de uma subestação, aumentando a incerteza na previsão das cargas.

No âmbito das atividades do Gestor do Sistema da RNT, está a programação de indisponibilidades de transformadores de potência (TR), associadas à manutenção programada. Para tal necessita de prever a carga nos transformadores de potência da subestação, que atualmente requer a recolha de uma grande quantidade de informação que se encontra dispersa no seio da organização, tornando o processo moroso e passível de falhas. Na análise de indisponibilidade de TR tem-se como objetivo garantir a alimentação dos consumos e margens de reserva adequadas, bem como permitir escoar a produção dispersa nas redes de distribuição.

Neste trabalho, estudou-se o histórico de indisponibilidades de TR na RNT, desde o início de 2009 até Abril de 2013, tendo-se verificado que os objetivos da indisponibilidade de TR têm sido atingidos, embora em casos pontuais tenham ocorrido sobrecargas inferiores a uma hora, fruto de elevada produção eólica.

O problema atual é o método de previsão utilizado ser baseado em factos empíricos e com a evolução da integração da PRE eólica, torna-se um processo desadequado. Deste modo, a solução foi alcançada através de um método integrado de previsão baseado em séries temporais de carga e de previsão de produção eólica disponível no Gestor do Sistema, que determina, num horizonte de 7 dias, o trânsito nos TR na subestação pretendida. Considera-se que os objetivos foram atingidos porque se conseguiu prever corretamente os valores extremos, permitindo prever os máximos/mínimos de carga com grande eficácia e baixo erro.

Associado ao desenvolvimento prático deste método de previsão, foi desenvolvida uma aplicação informática em VBA e Excel, de interação simples e objetiva, que permite uma melhor tomada de decisão ao Gestor do Sistema. A aplicação foi testada em situações reais, concluindo-se que os resultados obtidos neste trabalho foram os pretendidos.

Palavras-chave: Indisponibilidade de transformadores, Previsão de Consumos, Previsão Eólica, Produção Distribuída.

Abstract

The increased number of Renewable Energy Sources (RES) in distribution grid of the last years, specially the wind producers, has deeply changed the load diagrams of the substation of the National Transport Grid (NTG). Actually, the RES totalized very significant values that sometimes are higher than consumption of a substation, increasing the uncertainty of the prevision of loads.

Within the scope of the activities of the Transmission System Operator(TSO), is the programming of outages for the Power Transformer (PT), associated to the programmed maintenance. For such, it is necessary to predict the load of the power transformers of the substation, which currently requires the collection of a great amount of information which is scattered within the institution, rendering the process slower and more susceptible to failures. In the analysis on the outages of the PT there is the goal to maintain the feeding of the consumptions and suitable reserve margins, as well as to allow the flow of the distributed production over the distribution grids.

For this work, the PT unavailability by the NTG historic was studied, since the beginning of 2009 until April 2013, thus having been verified that the goals of the PT outages have been reached, despite the occurrence of overloads lower to one hour, as a result of a high wind power production, on punctual cases.

The current problem is the fact that the prediction method in use is based on empirical data and with the evolution of the integration of the wind power RSE which becomes a misadjusted process. This way, the solution was found by means of an integrated prediction method, based on load time series and prediction of wind power production available to the TSO, which determines, within a timeframe of 7 days, the loading in the PT for the substation intended. It is considered that the goals have been reached, because it was possible to correctly predict the extreme values, thus allowing the maximum/minimum load to be predicted with high efficiency and low error.

Associated to the practical development of this prediction method, there was also the development of a computer application in *VBA* and *Excel*, of simple and objective interaction, which allows for a better decision making process for the TSO. The application was tested in real situations, which allowed for the conclusion that the results obtained in this work were the intended ones.

Keywords: Distributed Production, Load Forecasting, Outages of the Transformers, Wind Power Forecasting.

Agradecimentos

Nesta etapa final, tenho gosto em partilhar o sentimento de prazer que me deu fazer este curso e a ultrapassagem de todo o tipo de obstáculos. Quero salientar a dificuldade que é ser trabalhador estudante mas que contribuiu bastante para o meu crescimento.

Quero agradecer à minha família que tanto lutaram para eu conseguir este meu objetivo na vida. À minha mãe e ao meu pai, dedico esta conquista e espero que seja sempre o vosso orgulho. Agradeço igualmente aos meus avós, tios e primos.

Ao Professor Doutor António Machado e Moura, meu orientador, agradeço toda a simpatia e disponibilidade, além de toda a sabedoria de vida e trabalho que me transmitiu e me fez crescer.

Quero também agradecer ao Engenheiro Vieira Couto, responsável pelo departamento de Operação da Rede da REN pela oportunidade de realizar este projeto e disponibilização de boas condições de trabalho. Agradeço também todo o conhecimento transmitido.

Ao engenheiro Ricardo Vasco Fernandes da REN, meu orientador na empresa, agradeço profundamente toda ajuda incansável, conselhos, orientação, transmissão de conhecimento e toda a disponibilidade que sempre manifestou ao longo da dissertação aqui apresentada.

Por último mas não menos importante, quero agradecer a todos os meus amigos o gosto de ter partilhado tantos bons momentos ao longo do curso, além de toda a inspiração e motivação que me deram.

Índice

Resumo	iv
Abstract	vi
Agradecimentos	viii
Índice	x
Lista de figuras	xii
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento e Motivação	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura da Dissertação	3
Capítulo 2	5
Gestor do Sistema - Operação da Rede	5
2.1. Estrutura Organizacional da Empresa	5
2.2. Centro de Operação da Rede	5
2.2.1 Monitorização Remota das Instalações	6
2.2.1.1 Sistemas de aquisição e tratamento de dados das instalações	7
2.2.2. Gestão de incidentes	7
2.2.1.2. Análise de Incidentes	8
2.2.3. Programação de trabalhos e coordenação de indisponibilidades	8
2.3. Conclusão de capítulo	11
Capítulo 3	13
Sistema Elétrico Nacional	13
3.1. Produção de Eletricidade	13
3.1.1. Produção Eólica	19
3.2. Transporte de Eletricidade	22
3.2.1. Cadeia de valor da rede de transporte	23
3.2.2. Elementos constituintes da RNT e suas características	23
3.3. Conclusão de capítulo	25
Capítulo 4	27
Previsão de Carga na RNT	27
4.1. Previsão de consumos	27
4.1.1. Fatores que influenciam a carga	27

4.1.2. Método utilizado para previsão de consumos na RNT	29
4.2. Previsão de Energia Eólica	30
4.2.1. Processo de Previsão de Eólica	31
4.3. Conclusão de capítulo	32
Capítulo 5	33
Indisponibilidades dos Transformadores de potência da RNT	33
5.1. Características dos Transformadores da RNT	33
5.1.1. População e Potência instalada	33
5.2. Análise de indisponibilidades de transformadores	35
5.2.1. Cargas máximas admissíveis nos transformadores	36
5.2.2. Regras de análise de indisponibilidades de transformadores	36
5.2.2.1. Regras Gerais	37
5.2.2.2. Regras em função do número de transformadores das instalações	37
5.3. Casos práticos	37
5.3.1. Procedimento	38
5.3.2. Análise de indisponibilidades dos transformadores	41
5.3.2.1. Indisponibilidade TR3 - Subestação de Pereiros (SPR) (GS0857)	41
5.3.2.2. Indisponibilidade TR2 - Subestação de Pereiros (SPR) (GS0858)	43
5.3.2.3. Indisponibilidade TR2 - Subestação de Pereiros (SPR) (GS1073)	46
5.3.2.4. Indisponibilidade TR3 - Subestação do Carregado (SCG) (GS1121)	48
5.3.2.5. Indisponibilidade TR3 - Subestação de Pereiros (SPR) (GS3435)	50
5.3.2.6. Indisponibilidade TR5 - Subestação de Vermoim (SVM) (GS4209)	53
5.3.2.7. Indisponibilidade TR1 - Subestação de Tunes (STN) (GS2041)	55
5.4. Conclusão de capítulo	57
Capítulo 6	59
Caso prático	59
6.1. Organização de dados	59
6.2. Estudo Prévio	61
6.2.1. Erros de previsão	61
6.2.2. Estimção da produção eólica - Coeficiente K	63
6.2.3. Procedimento de previsão	65
6.3. Apresentação de casos de estudo	67
6.4. Aplicação de apoio ao gestor do sistema	75
6.5. Conclusão do capítulo	78
Capítulo 7	81
Conclusões e Trabalho Futuro	81
7.1. Conclusões	81
7.2. Desenvolvimentos futuros	83
Anexo A	85
Anexo B	89
Anexo C	90
Anexo D	91
Referências	95

Lista de figuras

Figura 2.1 - Organigrama da REN.	5
Figura 2.2 - Aspeto geral da sala do Centro de Operação da Rede, Vermoim	6
Figura 2.3- Aplicação <i>GestInc</i>	8
Figura 2.4 - Entidades envolvidas na programação de trabalhos [5].	9
Figura 2.5 - Aplicação <i>GestSEN</i>	10
Figura 3.1 - Evolução da Potência Instalada e Ponta Máxima Anual do conjunto PRE e PRO de 2003 a 2012 [10].	14
Figura 3.2 - Energia emitida por tipo de central e Evolução do consumo anual [9].	16
Figura 3.3 - Divisão da origem da PRE [9].	17
Figura 3.4 - Evolução do Consumo - Variação Anual [10].	17
Figura 3.5 - Pontas na RNT e na Rede Pública em 2012 [9]-	17
Figura 3.6 - Diagrama de carga dos dias característicos [11].	18
Figura 3.7 - Diagramas de cargas diários em diferentes períodos do ano [10].	18
Figura 3.8- Evolução anual da potência eólica total ligada [11].	20
Figura 3.9- Evolução anual da contribuição da produção eólica [11].	20
Figura 3.10 - Índice de produtibilidade eólica mensal [11].	21
Figura 3.11 - Produção eólica diária no ano de 2012 [11].	21
Figura 3.12 - Comparação e evolução anual do índice de eolicidade [13].	22
Figura 3.13 - Evolução do número de subestações e postos de corte previsto de 2012 a 2017 [8].	24
Figura 3.14 - Previsão do comprimento de circuitos elétricos de linha em serviço de 2012 a 2017 [8].	24
Figura 4.1 - Ilustração dos fatores que influenciam um diagrama de carga típico [17].	28

Figura 4.2 - Aplicação de Previsão eólica da REN	30
Figura 5.1 - Evolução prevista da potência global instalada de transformação de 2012 a 2017, por níveis de tensão [8].	35
Figura 5.2 - Evolução da potência total instalada de transformação e autotransformação prevista de 2012 a 2017 [8].	35
Figura 5.3 - Exemplo do plano anual de indisponibilidades filtrado e organizado do ano 2012.....	39
Figura 5.4 - Análise da carga nos PdE SPR e SPI no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS0857.	42
Figura 5.5 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período da indisponibilidade GS0857.	42
Figura 5.6 - Análise da carga nos PdE SPR e SPI no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS0857.	44
Figura 5.7 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período da indisponibilidade GS0858.	44
Figura 5.8 - Análise da carga nos PdE SPR e SPI no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS1073.	46
Figura 5.9 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período da indisponibilidade GS1073.	47
Figura 5.10 - Análise da carga nos PdE do SCG no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS1121.	49
Figura 5.11 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período de indisponibilidade GS1121.	49
Figura 5.12 - Análise da carga nos PdE do SCG no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS3435.	51
Figura 5.13 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período de indisponibilidade GS3435.	51
Figura 5.14 - Análise da carga nos PdE do SVM e SRA no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS4209.	53
Figura 5.15 - Análise da carga no PdE de SCG durante o período de indisponibilidade GS4209.	54
Figura 5.16 - Análise da carga nos PdE do SCG no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS1121.	56
Figura 5.17 - Análise da carga no PdE de STN durante o período de indisponibilidade	56
Figura 6.1 - Ficheiro base em Excel para análise de cargas e previsões	61
Figura 6.2 - Curva do K médio e sua regressão polinomial de 6ª ordem	65
Figura 6.3 - Aspeto geral do Excel para cálculo dos coeficientes eólicos.	65
Figura 6.4 -Carga na Semana S no pior caso.	66

Figura 6.5 - Carga no pior caso e as duas semanas anteriores.....	66
Figura 6.6 - Série temporal referente ao período 1 do caso Subestação de Penela.	68
Figura 6.7 - Comparação entre carga real e prevista no período 1 do caso Subestação de Penela.	68
Figura 6.8 - Série temporal referente ao período 2 do caso Subestação de Penela.	68
Figura 6.9 - Comparação entre carga real e prevista no período 2 do caso Subestação de Penela.	68
Figura 6.10 - Série temporal referente ao período 1 do caso Subestação de Portimão.	70
Figura 6.11 - Comparação entre carga real e prevista no período 1 do caso Subestação de Portimão.	70
Figura 6.12 - Série temporal referente ao período 2 do caso Subestação de Portimão.	70
Figura 6.13 - Comparação entre carga real e prevista no período 2 do caso Subestação de Portimão.	70
Figura 6.14 - Série temporal referente ao período 1 do caso Subestação de Rio Maior.....	72
Figura 6.15 - Comparação entre carga real e prevista no período 1 do caso Subestação de Rio Maior.....	72
Figura 6.16 - Série temporal referente ao período 2 do caso Subestação de Rio Maior.....	72
Figura 6.17 - Comparação entre carga real e prevista no período 2 do caso Subestação de Rio Maior.....	72
Figura 6.18 - Série temporal referente ao período 1 do caso Subestação de Torrão.	74
Figura 6.19 - Comparação entre carga real e prevista no período 1 do caso Subestação de Torrão.	74
Figura 6.20 - Série temporal referente ao período 2 do caso Subestação de Torrão.	74
Figura 6.21 - Comparação entre carga real e prevista no período 2 do caso Subestação de Torrão.	74
Figura 6.22 - Aparência da Aplicação criada - Menu Principal.....	76

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Potência Instalada a 31-12-2012.	13
Tabela 3.2 - Cenário de Previsões de Evolução da PRE [8].	15
Tabela 3.3 - Abastecimento do Consumo a 31-12-2012	15
Tabela 3.4 - Evolução anual de 2010 a 2012 de potência eólica instalada e da potência total do SEN.	19
Tabela 3.5 - Evolução anual de 2010 a 2012 da produção eólica e do consumo do SEN.	20
Tabela 3.6 - Comparação do comprimento de linhas em serviço entre 2011 e 2012	24
Tabela 5.1 - Transformadores e Autotransformadores da RNT - Situação a 31-12-2012	34
Tabela 5.2 - Potências estipuladas de transformadores e autotransformadores instalados.	34
Tabela 5.3 - Carga Máxima Admissível	36
Tabela 5.4 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SPR no período de Indisponibilidade GS0857.	43
Tabela 5.5 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SPR no período de Indisponibilidade GS0858.	45
Tabela 5.6 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SPR no período de Indisponibilidade GS1073.	48
Tabela 5.7 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SCG no período de Indisponibilidade GS1121	50
Tabela 5.8 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SPR no período de Indisponibilidade GS3435.	52
Tabela 6.2 - Coeficientes da equação de regressão polinomial.	65
Tabela 6.1 - Resultados divididos em classes de potência.	65
Tabela 6.3 - Dados de entrada para análise do caso Subestação de Penela.	67
Tabela 6.4 - Resumos dos resultados da análise do caso Subestação de Penela no período 1 e 2.....	69
Tabela 6.5 - Dados de entrada para análise do caso Subestação de Portimão.	69

Tabela 6.6 - Resumos dos resultados da análise do caso Subestação de Portimão no período 1 e 2.....	70
Tabela 6.7 - Dados de entrada para análise do caso Subestação de Rio Maior.	71
Tabela 6.8 - Resumos dos resultados da análise do caso Subestação de Rio Maior no período 1 e 2.....	72
Tabela 6.9 - Dados de entrada para análise do caso Subestação de Torrão.	73
Tabela 6.10 - Resumos dos resultados da análise do caso Subestação de Torrão no período 1 e 2.	75

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AT	Alta Tensão
CD	Centro de despacho
COR	Centro de Operação da Rede
DGEG	Direção geral de energia e geologia
EDP D	Energias de Portugal - Distribuição
ENF	Energia não fornecida
ERSE	Entidade reguladora dos serviços energéticos
EX	Direção de Exploração
GestInc	Aplicação de Gestão de Incidentes
GestSEN	Aplicação de Gestão de indisponibilidades no SEN
GS	Direção do Gestor do Sistema
GSCC	Departamento Centro de Controlo da direção do Gestor do Sistema
GSOR	Departamento de Operação da Rede da direção do Gestor do Sistema
IE	Índice de Eolicidade
IN	Investimento
MAT	Muito Alta Tensão
MIEEC	Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computação.
PdE	Ponto de Entrega
PDIRT	Plano de desenvolvimento e investimento na rede de transporte
PNBEPH	Programa nacional de barragens com elevado potencial hidroelétrico
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção m Regime Ordinário
REE	Regimes especiais de Exploração
RIS	Regimes de Intervenção em Serviço
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition

SEN	Sistema elétrico nacional
TR	Transformador

Lista de símbolos

MW	Unidade de potência ativa
MVar	Unidade de potência reativa
MVA	Unidade de potência aparente
kV	Unidade de Tensão
TWh	Unidade de energia consumida

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito do Mestrado Integrado em Eletrotécnica e de Computadores da Universidade do Porto.

Neste trabalho de dissertação é apresentada uma metodologia com o objetivo de apoiar o Gestor do Sistema da Rede de Transporte (GS) na decisão da programação de indisponibilidades, sendo suportado principalmente pela previsão de consumos da Rede Nacional de Transporte (RNT) considerando a produção distribuída.

Neste capítulo é apresentado o enquadramento geral ao tema e define a motivação e os objetivos inerentes ao desenvolvimento da dissertação, assim como, toda a metodologia de trabalho adotada. Na parte final do capítulo, enuncia-se a estrutura escolhida desta dissertação.

1.1. Enquadramento e Motivação

A REN - Rede Elétrica Nacional, é a concessionária responsável pela atividade do transporte de eletricidade em Portugal e opera a RNT que liga, em muita alta tensão, os produtores aos centros de consumo assegurando o equilíbrio entre a procura e oferta de energia. O planeamento, investimento, exploração e gestão do sistema são atividades que estão compreendidas na responsabilidade do Operador da RNT, sendo as subestações Muito Alta Tensão/Alta Tensão (MAT/AT) e linhas de MAT os principais elementos constituintes.

Atualmente a eletricidade é produzida com recurso a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás natural, fuel, gasóleo, água, vento, sol, biomassa, resíduos sólidos urbanos). Em Portugal continental, o número de produtores tem aumentado significativamente, uma vez que além das convencionais centrais térmicas e hídricas de grande dimensão, têm surgido muitas outras de menor potência, no âmbito da cogeração ou da produção de origem renovável [1].

Ao longo dos últimos anos, o crescente número de Produtores em Regime Especial (PRE) presentes nas redes de distribuição, em especial produtores eólicos, que devido ao seu carácter volátil, modificaram profundamente os diagramas de cargas das subestações da RNT.

2 Introdução

A iniciativa de desenvolver o tema de previsão de consumos da RNT considerando a produção distribuída surgiu face às atividades da Divisão do Gestor do Sistema, que possui a função de assegurar o abastecimento dos consumos de forma ininterrupta, realizando os equilíbrios necessários ao adequado desempenho técnico do sistema elétrico a nível nacional. Esta tarefa implica o acompanhamento permanente de uma enorme quantidade de parâmetros de forma a assegurar a correta operação de todo o sistema, em condições de segurança e sempre com as convenientes margens de reserva.

O procedimento a desenvolver tem incidência na programação das indisponibilidades de transformadores de potência da rede de transporte que consiste em proceder a recolha de informação disponível, analisar e proceder a reconfiguração da rede, de forma a manter uma reserva n-1 nas instalações afetadas. Considera-se uma indisponibilidade, uma situação em que um determinado elemento da rede não se encontra apto à realização das suas funções. A realização de um método de previsão de consumos na RNT considerando a produção distribuída, em especial a energia eólica, é a grande motivação do trabalho, uma vez que na programação de indisponibilidades, é necessário que se consiga prever os valores máximos que poderão ocorrer de modo a não colocar em risco as instalações e não suceder uma situação de não fornecimento de energia à RNT.

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho de dissertação é dotar o GS de um procedimento que permita prever a curto prazo o consumo da RNT num Ponto de Entrega (PdE) à escolha, considerando a produção distribuída, suportado por um programa computacional que permita, ao utilizador, um conjunto de funcionalidades práticas e objetivas.

Com base no enquadramento e motivação apresentados, definiram-se os seguintes objetivos específicos para orientar o desenvolvimento deste trabalho:

- Caracterização da RNT e dos seus principais constituintes com a finalidade de cimentar uma melhor base de compreensão sobre o tema.
- Extração de dados relativos ao trânsito de potência ocorrido nos PdE da RNT e todos os PRE a eles associados.
- Tratamento e análise dos dados acima referidos.
- Estudo dos modelos de previsão utilizados na REN.
- Previsão de potência ativa nos PdE considerando a produção distribuída, com um horizonte temporal de 1h até 1 semana.
- Desenvolver um programa computacional que possibilite apoiar a decisão do GS através de um interface intuitivo e processamento rápido.
- Justificar e provar as várias etapas da metodologia.

1.3. Estrutura da Dissertação

A presente dissertação é composta por 7 capítulos. A estrutura adotada, tem uma lógica sequencial de modo a permitir uma fácil compreensão das metodologias e estudos efetuados para conseguir alcançar os objetivos propostos.

O capítulo 1 pretende salientar os fatores mais relevantes que condicionam a realização deste projeto, apresentando uma introdução ao tema, bem como, a motivação e os objetivos a alcançar através de metodologias devidamente adotadas.

O capítulo 2 apresenta a estrutura da empresa REN, o funcionamento do Gestor do Sistema - Operação de Rede e as suas funções e a descrição de as tarefas usuais.

O capítulo 3 foca-se na caracterização do Sistema Elétrico Nacional demonstrando as características atuais do sistema em relação à Produção e Transporte, visto serem as de maior relevância neste estudo. Detalha-se em especial a Produção de energia eólica.

O capítulo 4 refere-se à previsão de carga na RNT, demonstrando os modelos de previsão usados na REN. O capítulo é dividido em previsão de consumos na RNT e previsão de produção eólica. Salienta-se o facto de serem demonstrados, os fatores que mais influenciam as cargas.

O capítulo 5 aborda as indisponibilidades dos transformadores da RNT. Apresenta-se uma caracterização da população de transformadores de potência operacionais na REN e explica-se os procedimentos atuais na análise de indisponibilidades. Numa secção final do capítulo, procede-se à análise de indisponibilidades de transformadores ocorridas no passado.

O capítulo 6 é dedicado aos casos de estudo. Numa primeira fase, demonstra-se o método a utilizar e depois aplica-se os conhecimentos adquiridos de modo a desenvolver objetivamente o procedimento de apoio à decisão do GS relativamente às indisponibilidades da rede, suportado pela construção de uma interface computacional.

As conclusões e trabalhos futuros são expostos no capítulo 7, com a avaliação do trabalho desenvolvido e a descrição dos pontos fortes e dificuldades encontradas, assim como, as implicações que terá na decisão das atividades do departamento. Finalmente, apresentam-se os possíveis desenvolvimentos futuros.

Capítulo 2

Gestor do Sistema - Operação da Rede

O local da realização da presente dissertação em ambiente empresarial foi na REN, no departamento de Operação da Rede da Divisão do Gestor do Sistema, designado por GSOR, que está sediado em Vermoim, Maia.

2.1. Estrutura Organizacional da Empresa

A estrutura organizacional, que se representa na Figura 2.1, é dividida em 4 grandes divisões e a divisão da Gestão do Sistema é constituído por 3 departamentos: Despacho, Operação da Rede e Sistemas e Desenvolvimento.

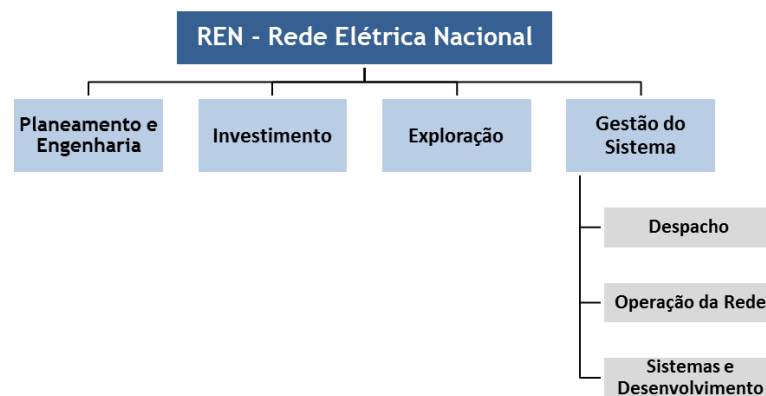


Figura 2.1 - Organograma da REN.

2.2. Centro de Operação da Rede

O Centro de Operação da Rede, que se insere na Direção do Gestor do Sistema, tem como principal missão garantir a continuidade do serviço e realizar a supervisão e operação remota da RNT com a qualidade de serviço exigível, em coordenação com as equipas de operação e manutenção local que prestam apoio às subestações e com as salas de comando das entidades

6 Gestor do Sistema - Operação da Rede

externas ligadas à RNT (Centrais de Produção, Consumidores MAT, EDP Distribuição e REE - Rede Elétrica de Espanha) e em colaboração com o Centro de Controlo, da mesma Direção(GSDS).

As principais funções são apresentadas de seguida:

- Monitorizar permanentemente a RNT e reagir às perturbações na sua topologia ou nas grandezas tensão, corrente, frequência e temperatura, realizando as manobras necessárias para reposição das condições de operação normal.
- Monitorizar permanentemente os equipamentos das instalações da REN, realizando diagnósticos de avarias, estabelecendo graus de gravidade e notificando os agentes necessários para as resolver.
- Em regime normal, executar por telecomando as manobras necessárias nas instalações da REN, efetuando as comunicações necessárias para assegurar a coordenação com as salas de comando das entidades externas e com equipas de operação local.
- Atuar como centro de comunicações, assegurando a troca de informações sobre as redes com os diversos interlocutores internos e externos; assegurar permanentemente o contato com a REN a pessoas ou instituições de fora do sector elétrico.
- Efetuar a análise dos incidentes na RNT, desencadeando de imediato ações corretivas quando necessário. Recolher e arquivar todas as informações disponíveis sobre os incidentes e registar na base de dados de incidentes (GestInc). Calcular os valores da Energia não fornecida (ENF).
- Participar na programação de trabalhos que impliquem Indisponibilidades e Regimes Especiais de Exploração em instalações da RNT. Participar na elaboração do plano anual de indisponibilidades [2].



Figura 2.2 - Aspeto geral da sala do Centro de Operação da Rede, Vermoim

2.2.1 Monitorização Remota das Instalações

A monitorização remota das instalações realizada pelo COR é a atividade por meio da qual se procura garantir que as anomalias que surgem nos elementos de rede são imediatamente detetadas e as ações de manutenção corretiva necessárias são tempestivamente desencadeadas de modo a minimizar as consequências negativas para os próprios

equipamentos e para a rede elétrica e, minimizando também o custo das intervenções corretivas [3].

A principal atividade considerada é a monitorização dos sistemas/equipamentos das subestações e dos postes de corte ou de seccionamento, por exemplo: transformadores de potência, baterias de condensadores, disjuntores, sistemas de comando e proteção, alimentações, entre outros.

2.2.1.1 Sistemas de aquisição e tratamento de dados das instalações

Os operadores do COR para cumprirem as funções exigidas, necessitam que vários sistemas estejam a funcionar corretamente garantindo portanto que qualquer tipo de anomalia seja devidamente sinalizada e que os sinais por ela ativados serão apresentados aos operadores.

A aquisição de dados das instalações e emissão de comandos é feita através do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) que, como o nome sugere, permite controlar a rede de transporte recorrendo a sistemas de telecomunicações fiáveis, assegurando em tempo real a comunicação com cada instalação e a recolha e processamento dos dados das unidades remotas (RTU). O SCADA ao receber as sinalizações de alarme das RTU, processa a informação da data/hora, armazena-as e cataloga-as de acordo com o tipo de evento ocorrido na rede e informa o operador através de alarmes.

Os alarmes são agrupados de modo a reduzir o volume e diversidade de sinalizações e a permitir uma melhor triagem. Estes são fundamentalmente divididos em Urgentes ou Não Urgentes, aos quais se associa o elemento em defeito, como por exemplo: defeito de alimentações, defeito de disjuntor, defeito de transformador, etc. São também apresentadas sinalizações aos operadores referentes a violações dos limites de medida, receção de disparo por proteções/religação rápida por proteções de um determinado elemento de rede, bem como mudança de estado inesperada de disjuntor, entre outras.

O sistema SCADA permite:

- Receber o estado dos órgãos de manobra.
- Receber medidas dos elementos de rede: potência, tensão, frequência.
- Monitorizar os alarmes dos elementos de rede.

2.2.2. Gestão de incidentes

Uma das funções do departamento de Operação da Rede é efetuar, no curto prazo, análise básica de incidentes na RNT, desencadeando de imediato ações corretivas quando necessário. Considera-se um incidente quando qualquer anomalia na rede de transporte requeira ou cause a atuação dos aparelhos de corte e proteção.

Ao longo dos últimos anos, o número de incidentes na RNT tem decrescido, principalmente devido ao investimento e reforço da rede de transporte mas alguns dos incidentes são causados por fatores externos à RNT. Como principais causas, encontram-se os acontecimentos de ação atmosférica (descargas atmosféricas, nevoeiro, poluição, vento), de ação ambiental (cegonhas e outras aves, árvores, incêndios), defeitos de equipamento MAT, defeitos nas linhas e defeitos de sistemas auxiliares (sistemas de proteção, comando e

controlo) não deixando de considerar a possibilidade de erro humano, assim como, problemas intrínsecos a outras redes.

2.2.1.2. Análise de Incidentes

Após uma situação de incidente, procede-se à análise básica do funcionamento do SCADA, das proteções e dos automatismos.

Como entradas para análise do acontecimento usam-se os registos do SCADA, os registos dos Registradores Cronológicos de Acontecimentos e os registos oscilográficos das instalações.

Através dos registos cronológicos pretende-se obter informação que identifique quais: as proteções que atuaram em cada extremo, as fases em defeito, qual o escalão de atuação (caso se aplique), qual o tipo de disparo e a confirmação das sinalizações obtidas através do SCADA (por exemplo, estado dos equipamentos envolvidos no incidente e "quem" efetuou as manobras).

Os oscilogramas das instalações permitem analisar as grandezas envolvidas no incidente (tensões e correntes) e quais as proteções envolvidas, através deste consegue-se saber qual o tempo de eliminação do defeito, qual a corrente de curto-circuito máxima e calcular (sempre que possível) a distância ao defeito nas linhas RNT [4].

Após a recolha de informação, os dados são registados numa aplicação informática, denominada de *GestInc*, que permite calcular diversos indicadores de sistema. Na Figura 2.3 apresenta-se o *layout* da aplicação *GestInc*.

The screenshot displays the 'Incidente -> Elementos -> Disparos' window in the GestInc application. The interface is divided into several sections:

- Top Section:** Contains fields for 'Cód. Incidente' (0 / 2012), '7290', and a list of buttons: 'List.', 'LC', 'LS', 'ENF', and 'Sair'.
- Form Fields:** Includes 'Data Incidente', 'Origem', 'Causa', 'Hora Incidente', 'Reperc', 'Obs', 'Autores', and 'GAI'.
- Buttons:** 'Dados do Incidente OK?' and 'OSC'.
- Section: Elementos da Rede relacionados com o incidente**
 - Fields: 'Elem Origem', 'Data/Hora de saída serviço', 'Data/Hora de reposição', 'Tipo Def', 'Causa', 'Elemento'.
 - Buttons: 'ELEM Info'.
- Section: Abertura/Fecho de disjuntores**
 - Fields: 'Data/Hora da abertura disj/TZ', 'Data/Hora do fecho disj', 'Instalação', 'Origem da Abertura', 'Tipo de Abertura', 'Agente', 'Repos.', 'Fases 0', '4', '8', 'TED', 'Distância', 'Icc [kA]', 'ms', 'km'.
 - Buttons: 'ByPass', 'RTU', 'OPA', 'SCC'.
- Section: Disparos**
 - Buttons: 'Reposição incompleta'.
- Bottom Section:** Includes 'Registo' and 'Procurar' buttons, and a status bar showing 'Registo: 1 de 1'.

Figura 2.3- Aplicação *GestInc*.

2.2.3. Programação de trabalhos e coordenação de indisponibilidades

A programação de trabalhos tem como objetivo minimizar o tempo em que os elementos de rede estão fora de serviço e garantir a correta coordenação de trabalhos entre as diversas entidades. O COR participa ativamente nos trabalhos das seguintes ocorrências:

- Indisponibilidades (INDISP);
- Regimes Especiais de Exploração (REE)
- Regimes de Intervenção em Serviço (RIS);

- Ensaios de colocação em tensão/serviço em instalações da RNT;
- Serviços condicionados;
- Transferências de carga entre instalações.

Considera-se como indisponibilidade, uma situação em que um determinado elemento, como uma linha, um transformador, um disjuntor ou um barramento, não se encontra apto a responder em exploração às solicitações de acordo com as suas características técnicas de projeto.

As indisponibilidades são classificadas como:

- PL (planeada) - indisponibilidade que faz parte do Plano anual de Indisponibilidades;
- PR (programa) - indisponibilidade que foi pedida com antecedência (pelo menos 24 horas);
- FT (fortuita) - indisponibilidade prevista com menos de 24 horas de antecedência;
- FC - indisponibilidade resultante de incidente;

Na programação de trabalho existem 2 tipos de tratamento: Plano Anual de Indisponibilidades (tratamento de trabalhos a médio/longo prazo) e tratamento de trabalhos a curto prazo (semana S+1).

Na Figura 2.4, apresenta-se para melhor compreensão da programação de trabalhos, as entidades envolvidas.

O promotor do trabalho, planeia o trabalho cumprindo as regras internas e garantindo a segurança contra o risco elétrico e minimizando os riscos na RNT. Posteriormente, este requer ao Gestor do Sistema um trabalho numa instalação da RNT ou a esta ligada, detalhando as condições de segurança e identificando o elemento da rede (ou instalação) envolvido, bem como o estado em que pretenda que este seja colocado [5].

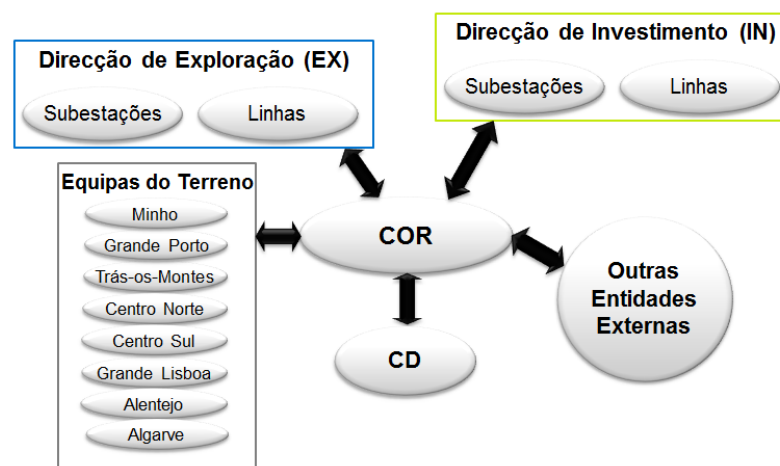


Figura 2.4 - Entidades envolvidas na programação de trabalhos [5].

Seguidamente, o pedido será encaminhado para a entidade responsável pela operação do elemento da rede (Centro de Despacho da REN - CD, Despachos AT da RND, entre outros) e será analisado.

Em caso afirmativo, será comunicado a programação dos trabalhos às equipas do terreno.

A indisponibilidade de um elemento da rede ao ser autorizada num determinado período de tempo, pode obrigar a adoção das seguintes medidas:

- Alteração da programação da geração;
- Caso necessário, realização de transferências de carga para manter a segurança da instalação e dos seus constituintes;
- Implementação de esquemas especiais (alteração da distribuição dos painéis pelas barras.

Na execução da atividade de programação de trabalhos, o COR dispõe de ferramentas de apoio, salientando-se o histórico de notas de indisponibilidade, documentos de suporte, registos de carga nos Pontos de Entrega, aplicação de consulta da previsão da produção eólica e o principal, a aplicação GestSEN (Gestão do Sistema Elétrico Nacional).

A aplicação GestSEN permite consultar todos os elementos da rede que não estão em serviço, e tem registado todas as indisponibilidades do passado, presente e futuro (planeado), com a possibilidade de execução de diferentes filtros. A cada entrada do GestSEN está associada uma ficha com todas as informações relevantes sobre os trabalhos a realizar. Na Figura 2.5, pode-se visualizar o aspeto da aplicação GestSEN com o plano anual de indisponibilidades e um exemplo de uma ficha.

As notas de indisponibilidades são utilizadas com o objetivo de enviar a todas as entidades envolvidas no processo, todos os dados relevantes para a correta operação da indisponibilidade.

Os registos de carga nos pontos de entrega permitem a realização de estimativas do consumo/geração em cada Ponto de Entrega e permite também a identificação de janelas de oportunidades na programação de trabalhos, uma vez que se podem identificar padrões.

A consulta da previsão de eólica é bastante importante devido ao carácter volátil e da participação da produção eólica na modelização do diagrama de carga. Esta aplicação permite a consulta, de uma forma expedita, da previsão de potência gerada por cada parque eólico ligado a um dado Ponto de Entrega.

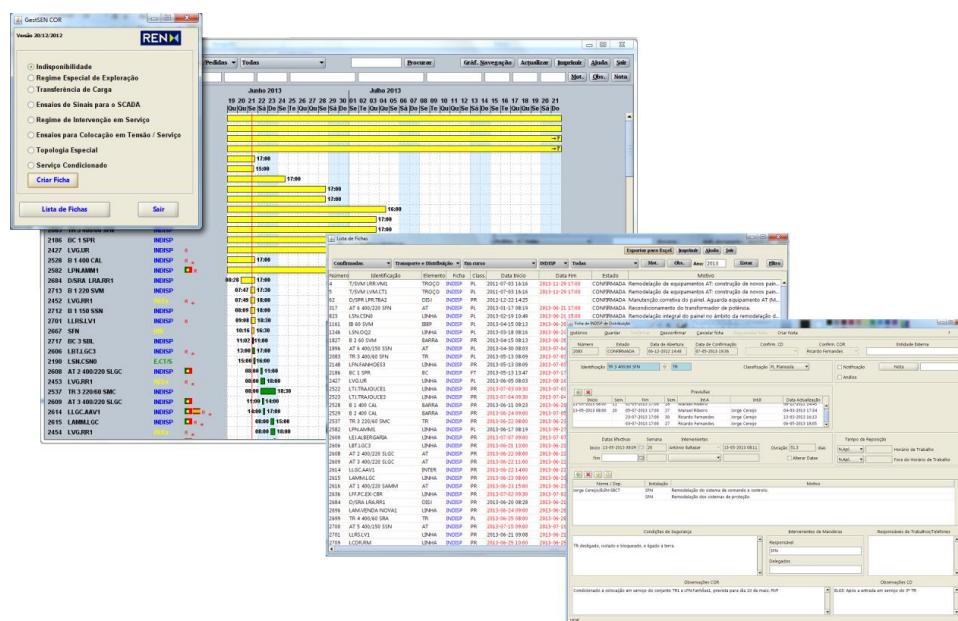


Figura 2.5 - Aplicação GestSEN

No âmbito do trabalho desenvolvido nesta dissertação assume especial relevância a análise das indisponibilidades dos transformadores da RNT. Este tema será abordado numa posterior secção.

2.3. Conclusão de capítulo

Visto que esta dissertação é efetuada em ambiente empresarial é necessário percorrer um período de adaptação imprescindível para a realização do trabalho, no qual se toma conhecimento de todos os regulamentos, normas e regras e principalmente os procedimentos adotados na realização das suas funções. Para uma melhor adaptação e eficiência dos objetivos desta dissertação é importante a abordagem efetuada no capítulo 1.

Capítulo 3

Sistema Elétrico Nacional

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) traduz o processo da eletricidade desde que é produzida até ser consumida, independente do nível de tensão. O SEN divide-se nas seguintes áreas: Produção, Transporte, Distribuição, Mercados, Comercialização e Consumo [6].

Constitui objetivo fundamental das atividades que integram o SEN, a disponibilização de energia elétrica em termos adequados às necessidades dos consumidores, quer qualitativa quer quantitativamente, a concretizar com base em princípios de racionalidade e eficiência dos meios a utilizar em todas as atividades que integram o setor elétrico desde a produção de eletricidade até ao seu fornecimento ao consumidor final [7].

Nas secções seguintes não serão abordadas as áreas da Distribuição e dos Mercados e Comercialização, visto que, os fatores mais relevantes que influenciam a operação da rede de transporte encontram-se a montante da mesma, ou seja, Produção e Transporte de eletricidade

3.1. Produção de Eletricidade

A produção de eletricidade desenvolve-se num contexto de concorrência e é dividida em dois regimes legais: Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). Considera-se PRO a produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos e considera-se PRE a produção relativa à cogeração e à produção a partir da utilização de fontes de energia renováveis [1].

Para se compreenderem muitos dos desafios e discussões mais recentes em torno do SEN é fundamental conhecer alguns números que o caracterizam e que ilustram a sua evolução de modo a ser possível formular juízos corretos e menos superficiais. Assim:

Tabela 3.1 - Potência Instalada a 31-12-2012.

<i>MW</i>	<i>2012</i>	<i>2011</i>	<i>Variação</i>
TOTAL	18 546	18 894	-348
RENOVÁVEL	10 689	10 323	457

Hídrica	5 656	5 392	264
Mini-hídrica	417	412	5
Eólica	4 194	4 080	114
Térmica	618	605	13
Cogeração	342	350	-8
Solar	220	155	66
NÃO RENOVÁVEL	7 857	8 662	-804
Carvão	1 756	1 756	0
Gás Natural	4 739	4 681	58
Cogeração	910	851	58
Outros	1 363	2 225	-863
Cogeração	251	404	-152
Produtores em Regime Ordinário	11 935	12 387	-451
Produtores em Regime Especial	6 611	6 507	103

Tabela 3.1A Tabela 3.1 apresenta a repartição da potência instalada do parque electroprodutor e uma comparação entre o ano 2011 e 2012. A Potência instalada total em 2012 foi de 18546 MW, o que representa uma variação negativa relativamente ao ano 2011, como se verifica na Figura 3.1, imposta claramente pela desmobilização de PRO, mais concretamente, a central de fuelóleo do Carregado. Verifica-se o natural crescimento da PRE, sendo a Hídrica e a Eólica que registam um maior crescimento.

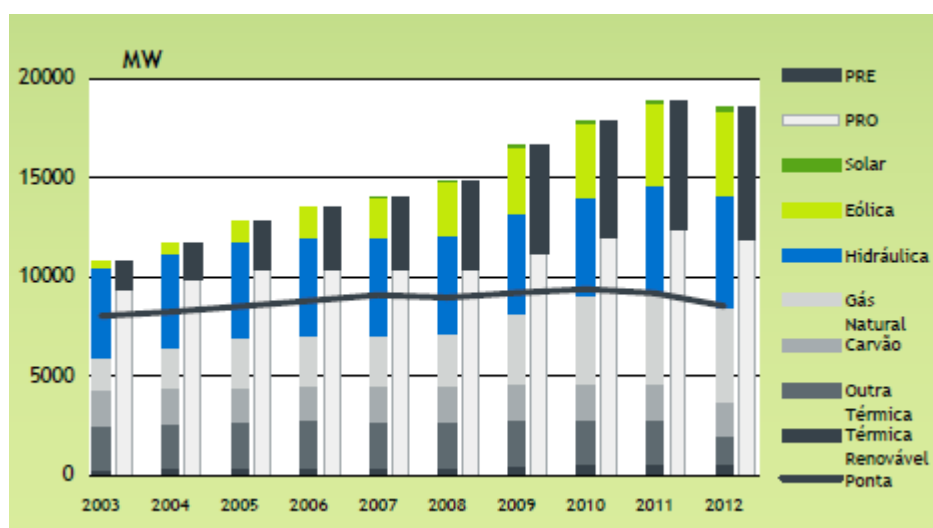


Figura 3.1 - Evolução da Potência Instalada e Ponta Máxima Anual do conjunto PRE e PRO de 2003 a 2012 [10].

O cenário de evolução do parque eletroprodutor com base na PRE, num horizonte temporal de 10 anos, pode ser consultado na Tabela 3.2, onde se apresenta uma comparação entre 2010 e a previsão para 2020. Verifica-se, a pretensão de uma forte aposta na Energia Eólica e na Energia de aproveitamento de perdas, a Cogeração.

Tabela 3.2 - Cenário de Previsões de Evolução da PRE [8].

Horizonte	<i>Potência instalada (MW)</i>							
	Cogeração	RSU& RI*	Biomassa	Ondas	Biogás	Solar	PCH	Eólica
								On-Shore Off-Shore
2010	1 555	85	117	0	30	122	414	3 854 0
2020	2 250	165	250	250	142	1 500	750	6 800 75

*Incluindo 15MW de resíduos industriais (incineração de óleos usados)

A nível das centrais térmicas da PRO, prevê-se até 2022 o funcionamento de uma nova central CCGT na zona de Sines, com potência instalada na ordem dos 800-900MW, e a desativação da central a gásóleo de Tunes, mantendo-se ativa até à conclusão da interligação com Espanha, na região do Algarve, entre Tavira e Puebla de Guzman.

No que respeita à nova PRO de origem hídrica, é de salientar a hipótese dos novos aproveitamentos hidroelétricos do Programa Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroelétrico (PNBEPH). Até ao horizonte de 2022, prevê-se a integração de um adicional de 4992MW de grande produção hídrica, sendo que, deste montante, 3936 MW têm características de reversibilidade [8].

Tabela 3.3 - Abastecimento do Consumo a 31-12-2012

<i>Consumo referido à produção líquida</i>			
GWh	2012	2011	Var.[%]
PRODUÇÃO TOTAL	41 553	48 424	-12
PRODUÇÃO RENOVÁVEL	18 401	23 104	-20
Hídrica	5 403	11 239	-52
Mini-hídrica	623	1 019	-39
Eólica	10 012	9 003	11
Térmica	2 630	2 600	1
Cogeração	1488	1 502	-1
Solar	357	262	36
PRODUÇÃO NÃO RENOVÁVEL	23 107	24 773	-7
Carvão	12 136	9 128	33
Gás Natural	10 214	14 345	-29
Cogeração	4 573	4 029	14
Outros	757	1 260	-40
Cogeração	560	1 026	-45
PRODUÇÃO POR BOMBAGEM	1 044	587	78
Bombagem Hidroelétrica	1 388	737	88
SALDO IMPORTADOR	7 895	2 813	181

Importação (valor comercial)	8 297	4 446	87
Exportação (valor comercial)	403	1 635	-75
CONSUMO TOTAL	49 060	50 499	-2.9
(c/correção de temperatura e dias úteis)			-3.6
PRODUTORES EM REGIME ORDINÁRIO	23 601	30 243	-22
PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL	18 952	18 181	4

Em 2012, o consumo total de energia elétrica foi de 49,1 TWh. Este valor traduz o agregado da produção líquida injetada na rede pública pelos centros produtores, de origem renovável e não renovável, e do saldo de trocas internacionais, subtraído do consumo para bombagem hidroelétrica características de reversibilidade [8].

Tabela 3.3 e a Figura 3.2, mostra a desagregação consumo total verificado em 2012, pelas diferentes naturezas de produção.

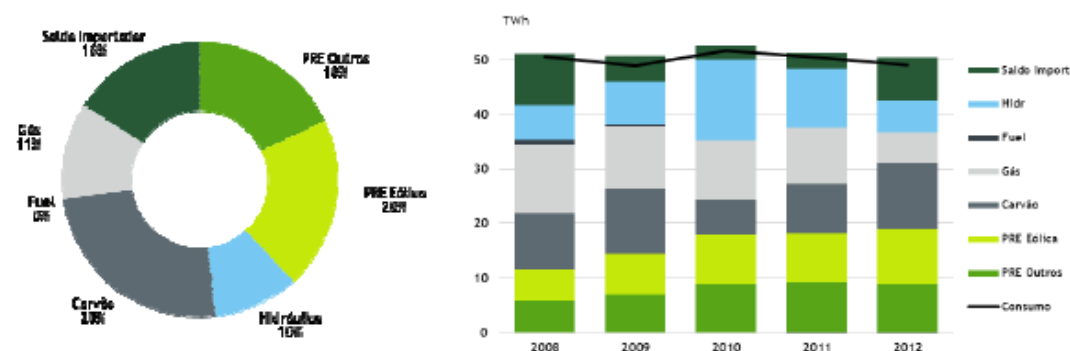


Figura 3.2 - Energia emitida por tipo de central e Evolução do consumo anual [9].

Em 2012, a produção hídrica em PRO entregue à rede pública foi de cerca de 5,8TWh, montante inferior ao verificado no ano anterior (-46%) e a que corresponde a um índice de hidraulicidade anual de apenas 0,48, verificando-se então que as condições hidrológicas foram bastante desfavoráveis ao longo de todo o ano. A produção térmica PRO diminuiu 9% relativamente a 2011, para 17,8TWh, contribuindo com uma participação de 36% na satisfação do consumo.

Em relação as interligações com a rede elétrica espanhola, o saldo foi importador com 7,9 MWh (16% do consumo total), correspondendo a um aumento para 2,8 vezes do valor registado em 2011. A energia de circulação atingiu os 2,5TWh.

A PRE, com 18,9TWh, teve um contributo de 38% para a satisfação do consumo. Deste montante, cerca de 53% provém da energia eólica, tendo sido atingido a maior quota de sempre e o restante de origem térmica (42%), hídrica (3%) e solar (2%) [9].

Na Figura 3.3, apresenta-se, de forma resumida, a divisão da contribuição da emissão de cada PRE em 2012.

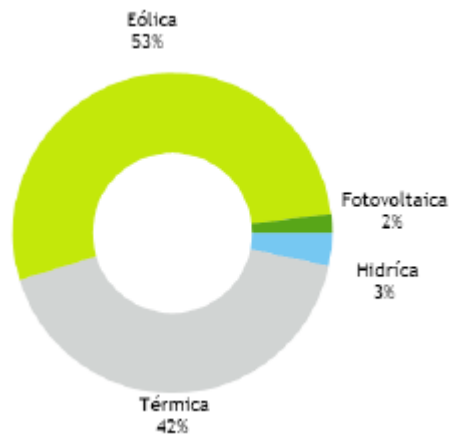


Figura 3.3 - Divisão da origem da PRE [9].

O consumo de energia elétrica em 2012 teve um decréscimo de 2,9% relativamente a 2011 e comparado com 2010 já ultrapassa os 6% de decréscimo, como se pode verificar nos gráficos da variação anual do consumo, Figura 3.4. A potência máxima verificada no SEN foi de 8554 MW no dia 13 de Fevereiro às 20:00h, o que representa uma redução de 638MW em relação ao máximo de 2011 que havia sido de 9192 MW. O valor máximo de consumo diário, que ocorreu no mesmo dia, foi de 167GWh [9].

Apresenta-se na Figura 3.5, o valor máximo de ponta ocorrido em cada mês ao longo do ano.

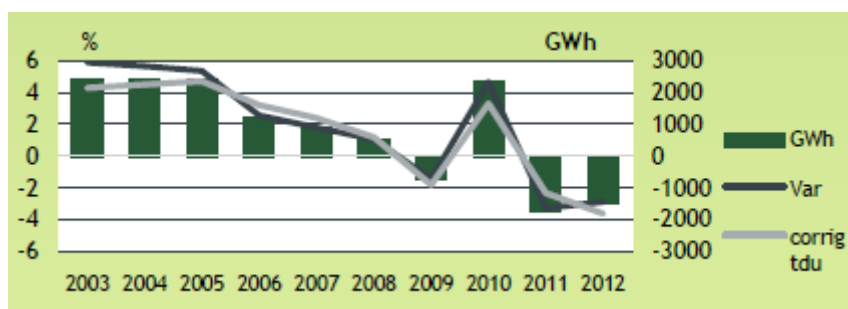


Figura 3.4 - Evolução do Consumo - Variação Anual [10].

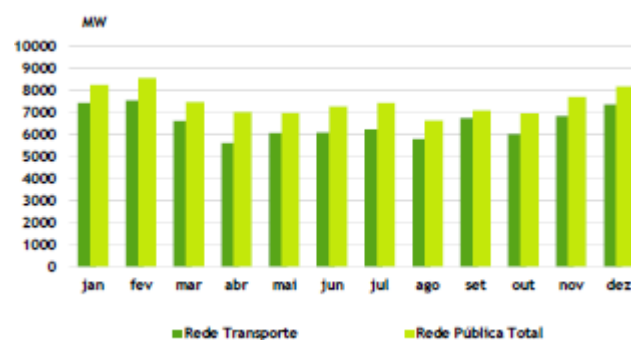


Figura 3.5 - Pontas na RNT e na Rede Pública em 2012 [9].

A Figura 3.6, apresenta quatro diagramas de carga representativos do consumo, referente ao dia da ponta anual (de Inverno) e apresenta, para comparação, três outros ilustrativos das épocas sazonais de Primavera, Verão e Outono de forma a compreender melhor o perfil das cargas.

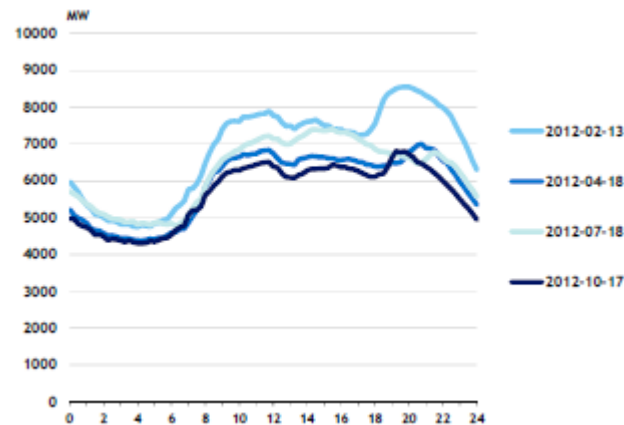


Figura 3.6 - Diagrama de carga dos dias característicos [11].

Nos dias representativos de Outono e Inverno, verifica-se a ocorrência de pontas máximas diárias por volta das 19-20h. Nos de Primavera, esse pico verificou-se perto das 21 horas resultante de haver luz solar durante um maior período de tempo. Nos de verão verifica-se pelas 14-15 horas, resultado geralmente associado ao período de maiores temperaturas [11].

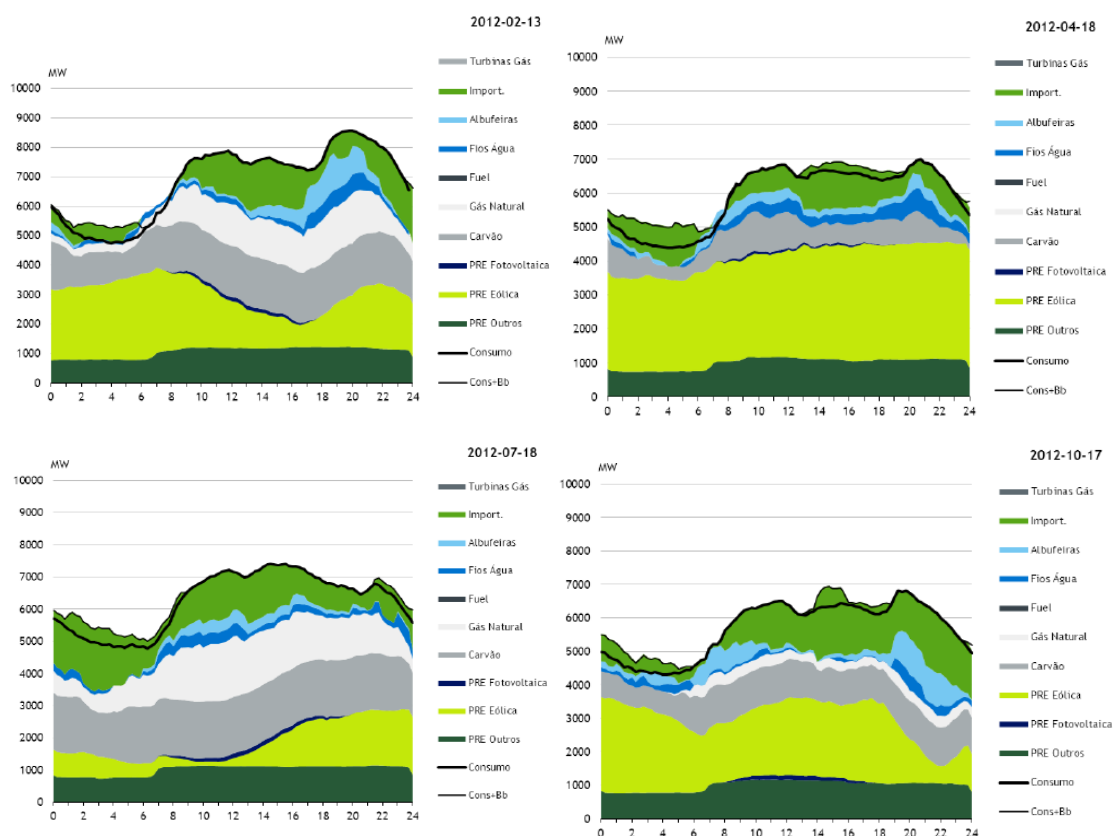


Figura 3.7 - Diagramas de cargas diários em diferentes períodos do ano [10].

O diagrama relativo ao dia de ponta anual, ocorrido no Inverno, evidencia uma contribuição relevante da PRE a que se juntam parcelas importantes relativas a gás natural e carvão. A importação foi de valor assinalável durante quase todo o dia. No período de

Primavera, evidencia-se uma elevada contribuição da PRE e muito em particular da Eólica, complementada com carvão e alguma hídrica. A importação manteve valores elevados ao longo de todo o dia. No diagrama relativo ao Verão, a PRE, carvão e gás natural tiveram, todas elas, um contributo bastante significativo, complementado com elevada importação. A componente hídrica esteve bastante reduzida. No período de outono, foi novamente a PRE, com grande destaque para eólica, que assumiu a maior quota de produção para a satisfação do consumo e a hídrica teve uma participação reduzida. A importação apresentou valores significativos [10].

3.1.1. Produção Eólica

A introdução de uma fonte de energia tão volátil, como a energia eólica, tem impactos na rede elétrica que não podem ser ignorados aos quais se dá bastante atenção no desenvolvimento do presente trabalho, uma vez que o carácter altamente variável no tempo e não controlável do vento, tem bastante peso na elaboração de uma previsão de consumo. O forte crescimento ao longo dos anos e a continuação na aposta desta energia no futuro, é mais um fator relevante em ter em consideração, apesar de um recente abrandamento estando fortemente associado a políticas de contenção de custos face à situação económica de Portugal.

No final de 2012 a potência instalada no conjunto dos cerca de 220 parques eólicos do continente totalizava 4461,7 MW. Este valor inclui sobreequipamento em vários parques, pelo que a potência efetivamente ligada à rede, considerando todas as limitações, se situava em 4194 MW com um incremento de 114 MW, comparando com o ano anterior.

Corresponde a 2315 geradores eólicos ligados à rede. Cerca de 1.000 MW estão ligados na rede de transporte, e o restante na rede de distribuição. À data de 31 de Dezembro de 2012 estavam em construção 50,6 MW (25 geradores eólicos), pelo que o total a curto prazo será de 4512,3 MW, perfazendo 2340 geradores eólicos [11].

Na Tabela 3.4, apresenta-se a evolução anual da potência eólica instalada.

Tabela 3.4 - Evolução anual de 2010 a 2012 de potência eólica instalada e da potência total do SEN.

	<i>Potência Eólica/ Potência SEN [MW]</i>		
	2012	2011	2010
SEN	18 546	18 894	17 895
Eólica	4 194	4 080	3 706
	23%	22%	21%

Em termos de repartição por distritos, Viseu é o distrito com mais capacidade instalada com um valor de 906,3 MW, seguido de Coimbra com 583,1 MW e Vila Real com 557,7 MW. Os distritos com menor capacidade ou até mesmo nula, são os distritos de Évora e Portalegre com capacidade nula e Setúbal e Beja, com respetivamente 18,7 MW e 28,3 MW [12]. No Anexo A, apresenta-se o mapa de Portugal com a distribuição por distritos da capacidade geradora e um mapa com a localização dos parques eólicos.

A potência eólica ligada atualmente à rede pública reparte-se por 48% na Rede de Transporte e 52% na Rede de Distribuição. A potência eólica representava 23% da potência total ligada ao Sistema Elétrico Nacional, no final de 2012, sendo que a soma de todas as

fontes de energia renovável constitui 58% da potência total. Na Figura 3.8, observa-se a comparação anual de instalação novos parques e uma evolução anual da potência total ligada.

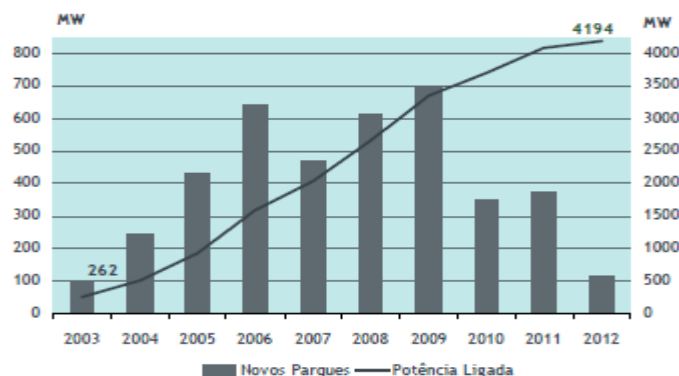


Figura 3.8- Evolução anual da potência eólica total ligada [11].

Na Tabela 3.5, verifica-se a evolução do contributo da potência eólica em relação ao consumo total anual do SEN. Em 2012 o consumo de energia elétrica totalizou 49.1 TWh, sendo que a produção eólica representou 20% do consumo, equivalente a 10 TWh, o contributo mais elevado de sempre, mas com as afluências aos aproveitamentos hidroelétricos a não ultrapassaram 48% dos valores normais, o conjunto da produção de origem renovável abasteceu apenas 37% do consumo, abaixo dos 46% registados no ano anterior, como se pode verificar na comparação gráfica da Figura 3.9.

Tabela 3.5 - Evolução anual de 2010 a 2012 da produção eólica e do consumo do SEN.

<i>Potência Eólica/ Consumo Total [MW]</i>			
	2012	2011	2010
Consumo SEN	49 060	50 499	52 198
Produção Eólica	10 011	9 003	9 024
	20%	18%	17%

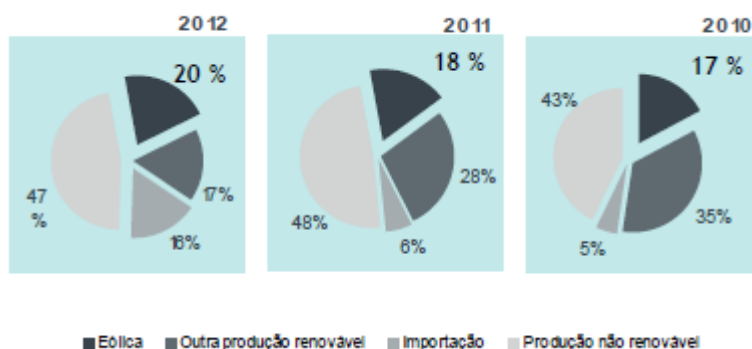


Figura 3.9- Evolução anual da contribuição da produção eólica [11].

A utilização da potência ligada nos parques eólicos situou-se este ano em 27.6%, correspondentes a um índice de produtividade de 1.03, estabelecido com base no regime médio observado no período 2001-2011. Na Figura 3.10, apresenta-se os valores mensais do índice de produtividade eólica do ano 2012.

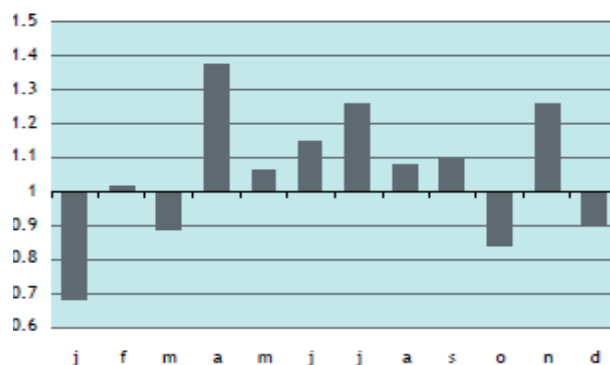


Figura 3.10 - Índice de produtibilidade eólica mensal [11].

Em novembro a produção eólica atingiu pela primeira vez o valor mensal de 1.2 TWh, o que correspondeu a uma utilização de 39.8% da potência ligada nesse mês e um índice de produtibilidade de 1.27. O mês com menor produção eólica foi janeiro, com 651 GWh, um valor anormalmente baixo para essa época do ano, o que correspondeu a uma utilização de 21.5% da potência ligada e um índice de produtibilidade de apenas 0.68 [11].

A Figura 3.11 mostra a produção eólica diária no ano de 2012, onde se pode observar claramente a flutuação característica inerente à energia eólica.

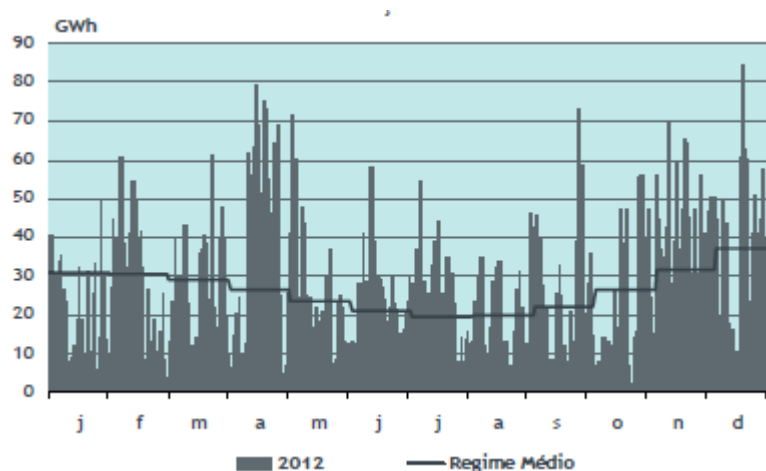


Figura 3.11 - Produção eólica diária no ano de 2012 [11].

A ponta máxima da potência eólica instantânea do ano 2012 fixou-se em 3754 MW, verificados no dia 14 de dezembro às 14h45m. Este valor correspondia a 90% da potência ligada nessa altura. O máximo anterior, 3702 MW, datava de 12 de novembro de 2011. No dia 28 de outubro às 5h30m, a potência eólica instantânea, 3271 MW, correspondeu a 86% do consumo, a participação mais elevada verificada em 2012.

A máxima produção eólica diária ocorreu também no dia 14 de dezembro, atingindo-se 84 GWh, o que correspondeu a 54% do consumo verificado nesse dia. A maior participação da produção eólica no consumo ocorreu no dia 14 de abril, com 65%.

Em termos de índices de qualidade, o índice a ter mais em atenção é o Índice de Eolicidade (IE) que visa quantificar as flutuações da produção de energia elétrica de um

parque eólico em torno do valor médio ou de longo termo. Tais flutuações são características do regime de ventos próprio de cada zona geográfica.

Neste trabalho, é importante ter em atenção este índice, porque nem todos os parques eólicos são dotados de previsão e assim permite ter uma orientação do regime de ventos da zona.

No caso de Portugal Continental, o IE é representado para 6 grandes Zonas de Eolicidade, definidas em função da similaridade dos seus regimes de ventos locais e da densidade de parques eólicos em operação. Essas 6 zonas estão divididas em 16 Subzonas para as quais a consistência do clima de ventos é superior. No Anexo A, apresenta-se um mapa com a definição das Grandes Zonas e Subzonas [13].

Na Figura 3.12, apresenta-se um gráfico anual do IE de 2009 a 2012, média de 2009 a 2012 e os resultados do 1º Trimestre de 2013. Juntamente apresenta-se os valores dos IE e das suas oscilações.

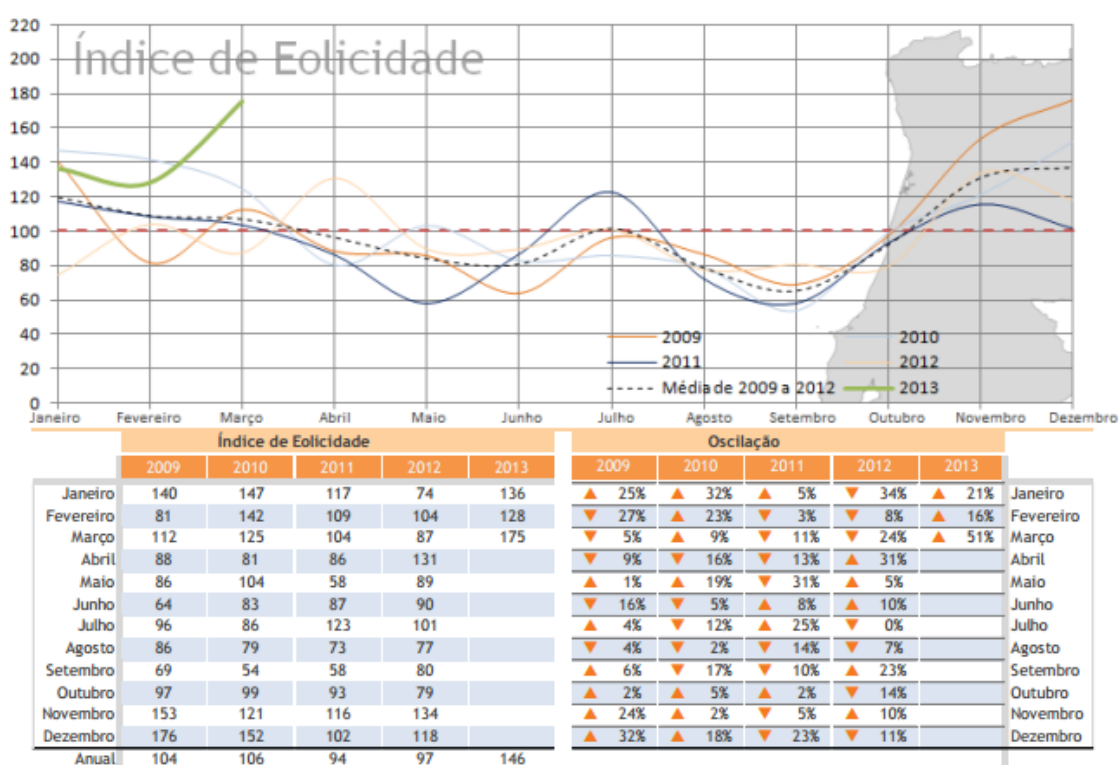


Figura 3.12 - Comparação e evolução anual do índice de eolicidade [13].

Como se pode constatar, os valores do IE no 1º Trimestre do ano 2013 são bastante elevados relativamente a média apresentada, o que resulta das condições meteorológicas agrestes do início do ano.

3.2. Transporte de Eletricidade

A RNT assegura o escoamento da energia eléctrica produzida nas centrais electroprodutoras até às redes de distribuição as quais conduzem essa energia até às instalações dos consumidores finais, existindo alguns casos em que estes consumidores (grandes consumidores) estão ligados diretamente à rede de transporte, por questões técnicas e económicas [14].

A RNT está igualmente interligada com a rede espanhola em vários pontos do território nacional, permitindo a realização de trocas de eletricidade com Espanha, úteis quer do ponto de vista da segurança dos sistemas elétricos, quer do ponto de vista do fornecimento aos consumidores de ambos os países. Estas ligações transfronteiriças permitem ainda otimizar o fornecimento de energia elétrica em termos económicos, promovendo a concorrência entre os agentes produtores de ambos os países.

3.2.1. Cadeia de valor da rede de transporte

A cadeia de valor da RNT representa o conjunto de atividades de relevância estratégica desempenhadas pela REN para alcançar o bom desempenho da rede de transporte e é dividida em quatro principais sectores: Planeamento, Investimento, Exploração e Gestão do Sistema.

Ao departamento de Planeamento compete a realização dos estudos de planeamento da evolução da rede de transporte, de modo a coordenar os planos de desenvolvimento da rede com as previsões da produção e do consumo nacionais.

Ao departamento de Investimento compete realizar os projetos de aumento e reforço da rede de transporte. Na sequência do aumento da integração de elevados níveis de nova geração renovável, principalmente energia eólica, e das interligações entre Portugal e Espanha, na atualidade, estes são os principais focos deste departamento.

O departamento de Exploração tem a tarefa de manter operacionais, de forma eficiente em segurança, todos os equipamentos e sistemas [6].

Relativamente ao Gestor do Sistema, tem a função de assegurar de forma ininterrupta os equilíbrios necessários ao adequado desempenho técnico do sistema elétrico a nível nacional. Esta tarefa implica o acompanhamento permanente de uma enorme quantidade de parâmetros (produções, consumos, estado dos equipamentos, indisponibilidades da rede, etc.) de forma a assegurar a correta operação de todo o sistema, em condições de segurança e sempre com as convenientes margens de reserva.

3.2.2. Elementos constituintes da RNT e suas características

A RNT é dividida em três níveis de tensão, 400kV, 220kV e 150kV e a interligação a Espanha efetua-se em oito pontos, sendo que cinco interligações são a 400kV e três a 220kV.

Atualmente, a RNT tem em serviço 65 subestações, 10 postos de corte, 2 de seccionamento, 1 de transição e um conjunto de linhas de transporte. Relativamente a compensação do fator de potência, a RNT possui baterias de condensadores e reatâncias *shunt*, a que no final de 2012, correspondiam respetivamente a 2370 MVar e 140MVar, distribuídos por diversas subestações. Para limitação das correntes de defeito, encontram-se ao serviço na RNT diversas reatâncias de fase e de neutro [9].

A Figura 3.13, apresenta a previsão da evolução entre 2012 e 2017 do número de subestações e postos de corte. A subida é significativa nos 400kV, mais reduzida nos 220kV e verifica-se uma redução nos 150kV correspondendo à redução da extensão na RNT neste nível de tensão.



Figura 3.13 - Evolução do número de subestações e postos de corte previsto de 2012 a 2017 [8].

Os comprimentos totais das linhas nos diferentes níveis de tensão e as potências instaladas totais de transformação e de autotransformação, encontram-se resumidos na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Comparação do comprimento de linhas em serviço entre 2011 e 2012

	Ano	2012	2011
Comprimento de linhas em serviço (km)		8 534	8 371
400 kV		2 333	2 236
220 kV		3 521	3 492
150 kV		2 680	2 643

A previsão do comprimento de circuitos elétricos de linha em serviço de 2012 a 2017 é indicada na Figura 3.14.

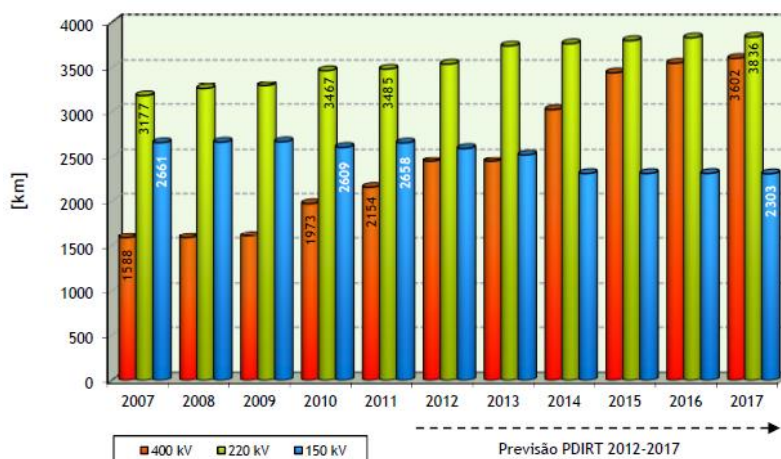


Figura 3.14 - Previsão do comprimento de circuitos elétricos de linha em serviço de 2012 a 2017 [8].

Em termos totais de circuitos elétricos prevê-se um crescimento de 1444km, correspondendo a um acréscimo de cerca de 17% relativamente ao comprimento total no final

de 2012. Por níveis de tensão, o crescimento percentual é de 67% nos 400kV e de 10% nos 220kV, verificando-se uma redução de 13% nos 150kV.

A rede de MAT desenvolve-se, no que respeita às linhas de 400 kV, no sentido Norte-Sul junto à costa, do centro electroprodutor de Alto Lindoso a Norte, até à subestação de Portimão, a Sul, e também no sentido oeste- leste, estabelecendo as interligações com a rede espanhola. As linhas de 220 kV desenvolvem-se fundamentalmente entre Lisboa e Porto, e, na diagonal, entre Coimbra e Miranda do Douro e ao longo do rio Douro e na Beira Interior. A rede MAT é ainda complementada por um conjunto de linhas de 150 kV, o primeiro nível histórico de tensão da RNT.

A RNT, liga a 118 centros electroprodutores (28 hídricos, 6 térmicos e 84 em regime especial) e a instalações (pontos injetores). Dos 84 em regime especial, 34 correspondem a eólica, 11 a mini-hídricas, 9 a cogeração e 2 a fotovoltaica. No Anexo A, pode-se consultar o Mapa da RNT.

Os pontos injetores definem, de certa forma, uma fronteira no SEN entre a RNT e a Rede nacional de distribuição (RND). Essa fronteira é constatada fisicamente sob a forma de subestações de MAT/AT.

Esta transformação de nível de tensão representa uma passagem de concessão da REN para a EDP, sendo que os pontos injetores estão sob alçada do primeiro. O ponto injetor é também denominado por PdE, visto que é a partir deste que é entregue toda a energia elétrica proveniente de montante. A partir desta transição e como o abaixamento do nível de tensão para AT a 60kV, a energia passa a integrar a rede de distribuição que é concessionada pela EDP [15].

Os transformadores de potência e suas características são alvo de análise neste trabalho, numa secção posterior devido a abordagem sobre as indisponibilidades e também porque nas subestações da RNT, são os equipamentos mais importantes, devido à sua função, ao seu valor económico e pelos aspetos de segurança, dado tratar-se de equipamentos potencialmente perigosos, em caso de falha.

3.3. Conclusão de capítulo

O sistema elétrico nacional está constantemente em crescimento e em remodelação e é relevante saber filtrar as informações úteis para o desenvolvimento deste trabalho. A apresentação dos dados mais atuais é imprescindível para podermos elaborar uma análise correta de indisponibilidades de transformadores na RNT.

Conclui-se que a integração e o crescimento das PRE influenciam bastante o SEN e que o carácter volátil da produção eólica é preponderante, dada a sua expressividade no total da PRE ligada ao SEN e uma vez que é uma produção de difícil previsibilidade devido à dependência de fatores meteorológicos e à dispersão geográfica.

Verifica-se também que as previsões indicam o crescimento da potência de transformação e da complexidade da rede de transporte.

Capítulo 4

Previsão de Carga na RNT

O desenvolvimento da RNT cada vez é mais complexo devido ao tipo de dinâmica que a rede tem vindo a tomar, constituindo problemas que no passado não existiam. Deste modo, os sistemas de previsão de carga ganham cada vez mais importância.

A alteração no paradigma de produção da RNT tem-se alicerçado na produção com um perfil de produção de energia elétrica descentralizada e distribuída pelos diferentes níveis de tensão - os PRE. A constante integração de PRE na rede sido estimulada através da criação de incentivos económicos, proporcionados pelo estado Português, e de objetivos de caráter ambiental, do que resulta numa bonificação das tarifas dos produtores, dependendo do tipo de fonte energética utilizada, potência instalada, impacto ambiental, entre outros.

Atualmente a REN, dispõe de dois serviços de previsão: previsão de consumos no SEN para o dia D+1 e D+2 e previsão de energia eólica.

4.1. Previsão de consumos

Um sistema de previsão de consumo assume-se com uma ferramenta imprescindível para o gestor do sistema. Os sistemas de previsão de consumos são úteis na programação de indisponibilidades de transformadores de potência porque permite identificar os perfis de consumo da instalação onde se vão realizar os trabalhos, reconhecer o melhor período para a realização dos trabalhos, além de permitir quantificar a necessidade de uma eventual transferência de carga. A melhoria dos índices de qualidade de serviço é um objetivo constante da REN e por isso, a aposta no desenvolvimento de estudos na área das previsões como ferramenta para a minimização da exposição a situações de risco. Na RNT interessa principalmente a previsão a curto prazo, uma vez que a programação de indisponibilidades, mesmo que prevista a longo prazo, é reajustada tipicamente no horizonte de uma semana [16].

4.1.1. Fatores que influenciam a carga

O consumo elétrico é representado através de uma modulação da energia consumida no tempo através de uma função, o denominado diagrama de carga. O gestor do sistema dispõe através dos diagramas de carga de informação que permite o conhecimento da evolução dos

consumos ao longo de uma base temporal previamente definida, ou seja, através da observação destes gráficos permite saber o tipo de consumo, sazonalidade e frequência [20]. Os diagramas de carga diários, semanais e anuais são os mais habituais.

Na Figura 4.1, apresenta-se um diagrama de carga diário, num meio predominantemente urbano, no qual se verifica que existem hábitos intrínsecos no quotidiano das populações que determinam a variação de carga e a sua deslocação para certos períodos horários.

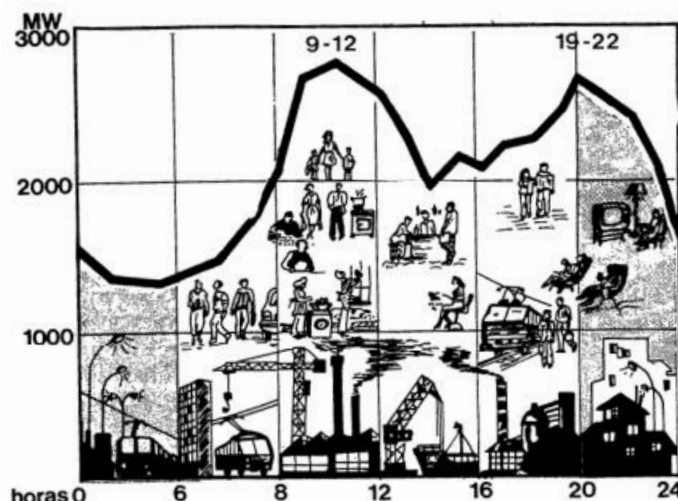


Figura 4.1 - Ilustração dos fatores que influenciam um diagrama de carga típico [20].

Os diagramas de carga, normalmente são divididos em três partes distintas: vazio, cheias e ponta. Considera-se ainda por vezes o super-vazio.

As horas de vazio são, fundamentalmente, as horas do período noturno. Na Figura 4.1, as horas de vazio são caracterizadas pelo consumo oriundo da iluminação noturna e uma percentagem mínima do sector dos transportes. Algumas indústrias operam predominantemente em períodos noturnos e que podem ser aqui consideradas [17]. O restante diagrama é composto pelos períodos fora de vazio que se dividem em cheias e ponta.

Tipicamente o período de cheias começa por volta das 8h da manhã, associando-se ao início das rotinas diárias de trabalho. Sectores como indústria, comércio e transportes são os que mais contribuem para o crescendo da carga verificada. Durante o período referente ao horário de almoço (11h-14h) e acrescentado, ao consumo anteriormente descrito, o consumo doméstico e do sector da restauração, faz elevar a carga significativamente [18].

O período de ponta, é geralmente associado ao período noturno, das 19h - 22h, onde é possível constatar que o valor de carga e, na sua essência, afetado pelo consumo doméstico, visto ser um período onde já não se constata todas as rotinas laborais que o período diário estimula [19].

Na perspetiva de gestão de rede, uma das preocupações que se apresenta é a de melhorar a forma do diagrama de carga. A rede de transporte tem o interesse de que o gradiente de potência consumida não seja demasiado elevado, ou seja, que a diferença entre o mínimo de carga, verificado, durante o período de vazio, e o máximo, verificado durante o período de ponta, seja minimizada [20]. Existem diversas razões de índole técnica que levam a que esse gradiente deva ser minimizado como, por exemplo, minimizar as perdas existentes na rede de transporte ou pelo simples facto de que quanto maior for a ponta de carga, mais sobredimensionada terá que ser a rede de transporte e até mesmo a rede de distribuição. Mas um dos fatores bastante determinantes é crescimento massivo da integração de PRE na rede.

A estes tipos de produtores estão associadas a produção eólica ou pequenos aproveitamentos hídricos. Devido a natureza da génese da produção destes pontos de injeção, é impossível controlar o horário a que produzem energia, sendo que grande parte dela é, naturalmente, gerada durante períodos noturnos, o que pode tornar a energia não rentável, visto não existir carga suficiente que a consuma. Torna-se importante, para isso, incentivar a deslocação de determinados consumos, que anteriormente eram verificados durante o período de ponta, para o período de vazio [19].

É então possível distinguir os fatores que condicionam diretamente o nível de consumo. São apresentados e descritos de seguida, quanto ao seu âmbito e horizonte temporal:

- Fatores económicos (âmbito global; previsões a médio prazo)
 - Índices macroeconómicos (PIB, inflação, índices de produtividade industrial, taxas de desemprego, índices de investimento);
 - Preço da energia.
- Fatores cronológicos (âmbito global; conhecido das séries temporais)
 - Sazonalidade (anual, semanal e diária), fins de semana, feriados, período de férias, mudança de hora.
- Fatores meteorológicos (âmbito global e regional; previsão a curto prazo)
 - Temperatura, humidade, índices de conforto, velocidade do vento, nebulosidade.
- Fatores demográficos (âmbito global e regional; previsão a longo prazo)
 - Número de consumidores (por classe de consumo), população (por faixa etária), índices de mobilidade.
- Comportamentos sociais (âmbito global; calendarizado)
 - Share de televisão, acontecimentos desportivos, acontecimentos festivos;
 - Comportamentos típicos de classes de consumo.
- Tecnologias de consumo (âmbito global, previsão a longo prazo)
 - Novos processos industriais, novos produtos, novos eletrodomésticos, eficiência das tecnologias.
- Fatores geográficos (âmbito local; conhecido a médio/longo prazo)
 - Planos diretores municipais;
 - Restrições ambientais e técnicas;
 - Densidade populacional (por classe de consumo e por classe económica), antiguidade dos consumidores;
 - Distância a serviços de comércio e indústria [21].

4.1.2. Método utilizado para previsão de consumos na RNT

A previsão de consumos da RNT baseia-se essencialmente em séries temporais, informação obtida internamente e em algumas variáveis externas.

As séries temporais é a metodologia clássica mais popular para a previsão de consumos a curto prazo.

Um modelo de séries temporais faz a previsão dos futuros valores da série com base nos valores passados da própria variável e dos seus erros.

Atualmente o processo de previsão não assenta em nenhum método científico, é um processo empírico, ou seja baseia-se na experiência e sensibilidade de quem está a efetuar a previsão de consumo. Os dados utilizados são os registos de carga da instalação presentes no SCADA dos últimos 5 a 7 dias.

Em relação, a programação de indisponibilidades a longo prazo, fundamenta-se na tendência das pontas máximas diárias do ano anterior, para identificar um período em que a carga seja reduzida.

A previsão eólica disponível é também considerada, embora com algumas limitações dado que a potência prevista não corresponde ao total da potência eólica ligada a uma determinada subestação porque nem todos os parques eólicos dispõem de capacidade de previsão.

São também considerados valores históricos de produções hídricas e de cogeração, assim como índices de hidraulicidade para tentar prever períodos típicos de produção hídrica.

4.2. Previsão de Energia Eólica

Uma das maiores preocupações do GS provém da dificuldade de gestão da produção eólica, uma vez que esta fonte de energia tem um carácter extremamente volátil devido a dependência de fatores meteorológicos.

Face a esta necessidade, o GS da REN está dotado de uma aplicação de previsão de energia eólica de forma a permitir a integração deste tipo de geração mantendo a segurança e equilíbrio da rede de transporte. A REN recorre a instituições externas para obter os dados de previsão eólica, sob a forma de velocidade de vento, para uma determinada altitude.

Está disponível uma aplicação que permite consultar a previsão de potência por subestação para cada dia da previsão. O horizonte de previsão é dependente do fornecedor, compreendendo desde uma até duas semanas.

Na Figura 4.2, apresenta-se o aspeto da aplicação disponível para a Previsão Eólica.

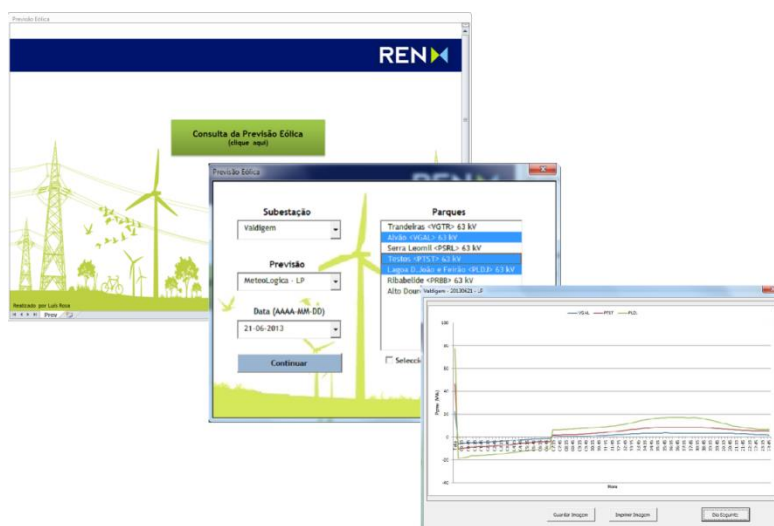


Figura 4.2 - Aplicação de Previsão eólica da REN

A previsão eólica, para além do referido, de um modo geral é necessária para estarmos informados sobre a produção futura e a própria gestão de produção dos parques eólicos,

garantir a segurança do abastecimento, planejar a manutenção dos parques eólicos, otimizar a gestão do SEN, planejar a gestão do armazenamento de energia, minorar o risco de congestionamento e operar nos mercados energéticos [22].

A armazenagem deste tipo de energia é economicamente impraticável, o que torna importante o consumo imediato desta produção.

Como se pode imaginar despachar uma rede sem conhecer atempadamente qual será a produção eólica poderá implicar um desperdício de energia, uma vez que, é necessário planejar e cumprir o despacho das centrais convencionais.

Atualmente o Gestor do Sistema apenas efetua a previsão de potência eólica para parques com telemidas para o SCADA, por forma a aplicar medidas de correção à previsão em tempo real. Ou seja, dos 4194 MW de potência eólica ligada apenas cerca de 2680 MW têm telemida para a REN.

No Anexo B apresenta-se um quadro resumo da ligação dos parques eólicos com telemida com a REN.

4.2.1. Processo de Previsão de Eólica

Para que seja possível efetuar a previsão eólica são necessárias algumas características dos parques eólicos, as quais deverão ser fornecidas pelo promotor de cada parque.

Estas características subdividem-se em três grupos, elétricas, geográficas e operacionais. As primeiras estão ligadas às características funcionais dos aerogeradores propriamente ditos (N.º de aerogeradores, potência nominal, velocidades, entre outros) enquanto que as características geográficas permitem estabelecer o ponto de medida da intensidade do vento para cada parque (coordenadas de cada gerador, mapa de localização, carta militar). Por fim, as características operacionais dizem sobretudo respeito ao limite de potência a injetar na rede (datas de previsão de entrada em serviço de cada aerogerador e limite de potência a injetar na rede).

O processo de previsão de potência eólica produzida consiste na conversão dos valores previstos de intensidade do vento em valores de potência. Esta conversão é feita através de uma aproximação por um polinómio de 5ª ordem à curva mecânica do aerogerador em questão. Este polinómio atribui a cada valor de velocidade do vento, v , um valor de potência gerada, P .

Repare-se que estamos perante dois processos capazes de cometer erros. O primeiro, como o nome indica, a previsão da intensidade do vento e o segundo a conversão por aproximação de vento em potência. Para avaliar a qualidade da previsão eólica devem então avaliar-se estes dois processos.

Para esta análise é necessário ter em atenção que os dados utilizados, intensidade do vento e potência produzida, se dividem em três categorias: dados medidos, dados calculados e dados previstos.

Os dados medidos resumem-se à potência produzida por cada parque, valores obtidos através dos contadores instalados e dos registos do SCADA. Para a avaliação da previsão de potência são os registos do SCADA que se constituem como valores de referência.

Referente aos dados calculados, com base nos valores de potência medidos e nas características dos diversos parques, calcula-se a respetiva intensidade do vento para cada parque através de um polinómio de 3ª ordem obtido a partir da curva de potência do aerogerador. Este polinómio atribui a cada valor de potência gerada, P , um valor de velocidade do vento, v . Para a avaliação da previsão de intensidade do vento são estes os

valores de referência, tendo presente que estes valores não são medidos e que o processo de conversão de potência para intensidade do vento introduz necessariamente erros.

Os dados previstos dividem-se em intensidade do vento e potência produzida, prevista pelo GS. No que respeita às previsões de intensidade do vento, a informação é disponibilizada para os locais referidos, com um horizonte de previsão de uma semana, atualizado a cada 6 horas, com discriminação horária [23].

4.3. Conclusão de capítulo

As previsões possuem sempre um carácter de incerteza sendo por isso relevante conseguir o máximo de dados e informações que nos permitam uma maior eficiência nesse processo.

A previsão a curto prazo é a principal preocupação na programação de trabalhos, na qual os fatores que condicionam mais os consumos da RNT são realmente os fatores meteorológicos e cronológicos.

Atualmente o COR apenas dispõe da previsão de cargas sem a integração da produção distribuída e em relação a previsão de produção em regime especial, é possível a previsão de produção eólica em alguns parques eólicos.

Capítulo 5

Indisponibilidades dos Transformadores de potência da RNT

O presente capítulo visa apresentar um conjunto de regras e informações que permitem ao operador do COR o desenvolvimento de uma correta análise das indisponibilidades dos transformadores de potência que estão localizados nas subestações da rede de transporte. O conteúdo apresentado tem aplicação na elaboração do plano anual de indisponibilidades dos transformadores, na análise de indisponibilidades que não estão no plano e vão sendo pedidas ao longo do ano e na determinação das medidas a tomar na sequência de incidentes que envolvam a saída de serviço de transformadores.

5.1. Características dos Transformadores da RNT

Devido à função dos transformadores, ao seu valor económico e aos aspetos de segurança, dado tratar-se de equipamentos potencialmente perigosos, em caso de falha, são classificados naturalmente como os equipamentos mais importantes nas subestações da RNT.

5.1.1. População e Potência instalada

A síntese dos transformadores de potência da RNT operacionais a data de 31-12-2012 apresenta-se na Tabela 5.1, com a identificação do número total de máquinas, potencia aparente total por nível de tensão, tipo (transformador, autotransformador) e variante construtiva (trifásico, monofásico).

Os transformadores de potência estão distribuídos por 64 subestações da RNT, das quais 45 possuem apenas transformadores, 3 possuem apenas autotransformadores (interligação de níveis MAT da RNT), sendo as restantes 16 subestações equipadas com ambos os tipos. No Anexo A apresenta-se o mapa da RNT com a distribuição geográfica dos vários elementos de rede.

A população analisada totaliza 187 transformadores de potência. Para além dos transformadores em serviço a data considerada, não se incluiu 9 unidades com uma potência total de 990 MVA que estão fora de serviço, por se encontrarem em reserva ou em processo de transferência entre diferentes instalações [9].

Tabela 5.1 - Transformadores e Autotransformadores da RNT - Situação a 31-12-2012

<i>Transformadores de Potência</i>	<i>Trifásicos</i>		<i>Monofásicos</i>		<i>Total</i>	
Níveis de Tensão (kV)	Quant.	MVA	Quant.	MVA	Quant	MVA
150/60	48	5492	2	340	50	5830
220/60*	75	10495	8	948	83	11443
400/60	17	2890	2	340	19	3230
Total de transformadores	140	18877	12	1628	152	20505
220/150	3	650	3	320	6	970
400/150**	11	4190	4	1800	15	5990
400/220	7	3150	7	3150	14	6300
Total Autotransformadores	21	7990	14	5270	35	13260
Total	161	26867	26	6898	187	33765

*No grupo “150/60kV - Trifásicos” inclui uma unidade de 150/130kV

**No grupo “400/150kV - Trifásicos” incluem-se 4 autotransformadores desfasadores.

Os valores de potência estipulada instalada por elemento de rede, para transformadores e autotransformadores, e respetivas quantidades indicam-se na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Potências estipuladas de transformadores e autotransformadores instalados.

<i>Potência (MVA)</i>	<i>Transformadores</i>	<i>Autotransformadores</i>
50, 60, 63, 80, 90	22	1
120, 126, 140, 150, 170	130	3
250, 360	-	7
450	-	23

Relativamente a evolução da potência de transformação, prevê-se, no nível dos 60kV instalada nas subestações, um aumento líquido total de 6475MVA entre 2012 e 2017, resultante, quer da necessidade de manter os níveis adequados de segurança na alimentação dos consumos, quer de continuar a criar condições para a receção de PRE [8].

Por níveis de tensão, a evolução prevista para a potência global instalada de transformação é apresentada na Figura 5.1. A Figura 5.2, mostra a evolução da potência total instalada de transformação e autotransformação.

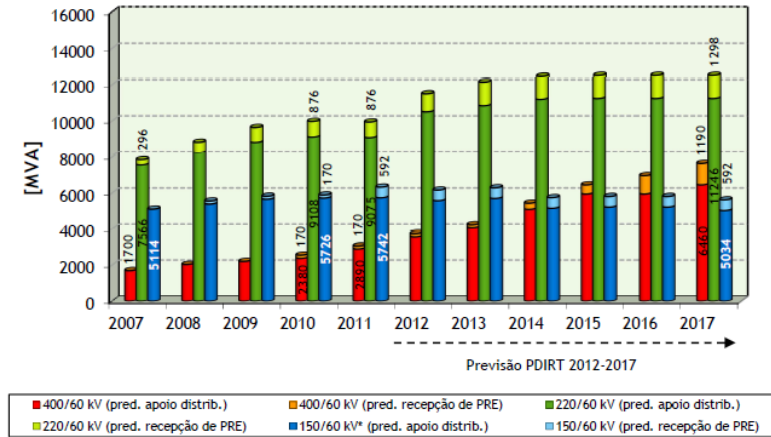


Figura 5.1 - Evolução prevista da potência global instalada de transformação de 2012 a 2017, por níveis de tensão [8].

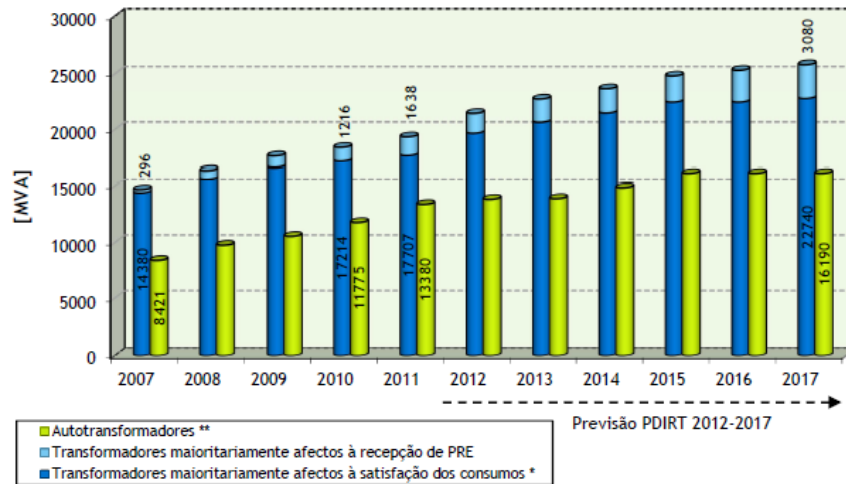


Figura 5.2 - Evolução da potência total instalada de transformação e autotransformação prevista de 2012 a 2017 [8].

Nesta secção foi considerado os autotransformadores de forma a dar uma visão global da rede mas no presente trabalho apenas serão considerados os transformadores, excluindo do estudo os autotransformadores e por conseguinte, as subestações que apenas incluam autotransformadores. O motivo desta seleção deve-se ao facto de os autotransformadores não entrarem para efeitos de análise de indisponibilidades.

5.2. Análise de indisponibilidades de transformadores

Na análise de indisponibilidade de transformadores o fator a ter mais em atenção é a segurança e continuidade de serviço, evitando a interrupção da rede de transporte. Neste âmbito é necessário, caso possível, ter uma reserva de transformação para casos de incidentes. De modo a manter sempre o valor da reserva, pode-se reconfigurar a rede e recorrer a transferências de cargas entre pontos de entrega para manter a potência de transformação dentro dos limites.

O COR baseia-se no conceito Reserva N-1 para o tratamento de análises de indisponibilidades dos transformadores. Face a um dado valor de carga numa instalação, considera-se que esta dispõe de reserva n-1 de transformadores se, após a perda do transformador de maior potência, cada um dos restantes transformadores ficar com um valor de carga menor ou igual à sua carga máxima admissível [24].

O desenvolvimento deste trabalho tem como objetivo procurar a melhor programação de indisponibilidades de modo a obter, sempre que possível, a Reserva N-1 e não ser necessário que os transformadores estejam submetidos a sobrecargas.

5.2.1. Cargas máximas admissíveis nos transformadores

Se num determinado PdE a reserva N-1 for ultrapassada e os transformadores encontrarem-se numa situação de sobrecarga, é possível viabilizar uma indisponibilidade desde que estes não ultrapassem limites máximos admissíveis.

Os valores de carga máxima a que correspondem sobrecargas devem ser considerados como tendo um limite temporal de uma hora, correspondendo ao tempo necessário para realizar as transferências de carga que anulam a sobrecarga.

Estabelecem-se os seguintes valores de carga máxima em função do período do ano e da classificação dos transformadores:

Tabela 5.3 - Carga Máxima Admissível

Classificação dos Transformadores	Inverno	Verão
Antigos	$1,10 \times P_n$	P_n
Recentes $P_n = P_{ArrMáx}$	$1,20 \times P_n$	$1,05 \times P_n$
Recentes $P_n < P_{ArrMáx}$	$P_{ArrMáx}$	$P_{ArrMáx}$

Considera-se que a temperatura média diurna de Inverno é menor ou igual a 20 °C; e que a temperatura média diurna de Verão é maior que 20 °C.

Convenciona-se como de Inverno o período de 1 de Outubro a 30 de Março; de Verão convencionam-se o período de 1 de Abril a 30 de Setembro.

Face a previsões de temperatura consideradas fiáveis inferiores a 20 °C no Verão, poder-se-ão adotar os valores de carga máxima do período de Inverno; de igual modo, face a previsões de temperatura consideradas fiáveis superiores a 20 °C no Inverno, poder-se-ão adotar os valores de carga máxima do período de Verão.

Salienta-se que se considera “utilizável” a potência dos transformadores correspondente ao regime de arrefecimento mais eficaz ($P_{ArrMáx}$).

5.2.2. Regras de análise de indisponibilidades de transformadores

O GSOR possui um manual de procedimento relativo as regras impostas na análise de indisponibilidades nas quais foram baseadas o estudo desta dissertação, sendo nas secções seguintes mencionadas. São consideradas regras gerais e regras consoante o número de transformadores presentes em cada instalação [24].

5.2.2.1. Regras Gerais

De seguida, são apresentadas as regras gerais a considerar:

- Não será programada a indisponibilidade de um transformador que implique sobrecarga(s) noutra(s) transformador(es).
- As transferências de cargas programadas para viabilizar a indisponibilidade de um transformador de uma dada instalação não deverão levar à perda de reserva na instalação ou instalações que recebem essas cargas.
- Não deverão ser programadas indisponibilidades simultâneas de transformadores de instalações que se socorrem mutuamente em caso de incidente com perda de transformador dessas instalações.
- A operadora da rede de distribuição deverá ser sempre informada das indisponibilidades que impliquem perda de reserva n-1 de transformadores.
- Na elaboração dos planos anuais de indisponibilidades, não havendo razões fortes em contrário, as indisponibilidades de transformadores serão colocadas nos períodos anuais considerados favoráveis - períodos que designaremos por janelas de oportunidade.

5.2.2.2. Regras em função do número de transformadores das instalações

Nas instalações com 5 ou 4 transformadores, durante períodos longos do ano, é possível indisponibilizar 1 transformador em dia útil sem que se perca a reserva n-1 de transformação.

Em situação de reposição de emergência, solicita-se transferências de carga a operadora da rede de distribuição.

As instalações com 3 transformadores têm no geral uma utilização da potência de transformação instalada muito elevada, sendo que a indisponibilidade de um transformador poderá ser autorizada em períodos de carga reduzida, num período curto de tempo. Caso a manutenção da reserva n-1 seja beneficiada, deve-se proceder aos trabalhos unicamente com reposição diária.

Nas instalações com 2 transformadores, a indisponibilidade de um transformador implica naturalmente a perda de reserva n-1 e a carga alimentada pela instalação é cortada caso ocorra uma perda do transformador que fica em serviço. A programação de indisponibilidade terá de ser fora de períodos de carga anual elevada e deve-se recorrer ao regime de reposição diária.

Nas instalações com apenas 1 transformador, a programação de indisponibilidades terá de ser efetuada fora do período anual de carga elevada e de acordo com a operadora da rede de distribuição de modo a reconfigurar a rede de transporte.

5.3. Casos práticos

Nesta secção, vão ser abordados vários casos de indisponibilidades de transformadores na RNT com o objetivo de estruturar uma base de estudo para servir de apoio na aplicação da previsão de consumos da RNT com a integração da produção distribuída. Procura-se encontrar quais os fatores mais relevantes na análise de indisponibilidades e qual o procedimento a tomar em caso de ultrapassagem da reserva n-1 exigida. Além disso, pretendeu-se verificar,

no histórico de indisponibilidades de TR em instalações com 3 máquinas, se a reserva de transformação em N-1 foi mantida durante o período de indisponibilidade e verificar o grau de precisão da previsão de carga máxima de trânsito nos transformadores, efetuada pelo COR no período de análise prévia.

Efetuuou-se um estudo relativamente aos anos 2009, 2010, 2011 e 2012 porque para além destes anos, na topologia dos constituintes da RNT já se verifica grandes alterações, nomeadamente, desativação e ativação de pontos de entrega e modificações nos transformadores referentes a cada ponto de entrega. Outro dos motivos, para se observar estes anos, para além de não estender em demasia no tratamento complexo dos dados, é as alterações da RNT relativas a integração de PRE.

5.3.1. Procedimento

De seguida, serão apresentados as informações recolhidas e o seu tratamento de dados e a demonstração das etapas ocorridas no estudo de indisponibilidades de transformadores.

As informações e base de dados recolhidas para posterior tratamento de dados são os seguintes:

- Plano anual de indisponibilidades referente ao ano em questão (retirados do GestSEN);
- Dados históricos das cargas nos pontos de entrega;
- Diagramas de carga anuais, semanais e diários;
- Histórico de transferências de carga (retirados do GestSEN);
- Características dos transformadores da RNT;
- Histórico de ocorrências relativas a entradas em serviço, modificações e saídas de serviço de componentes da RNT;
- Dados da PRE e PRO ligada em AT referente ao ano em questão;
- Histórico de previsões eólicas;
- Configurações das subestações da RNT;
- Histórico de emails referentes aos pedidos de indisponibilidades, sua análise, resultado final e Notas de indisponibilidade;
- Relatórios diários do COR;
- Documentos normativos e de procedimentos internos na análise de indisponibilidades dos transformadores;
- Protocolo de Exploração entre a REN e a operadora da rede de distribuição;
- Histórico da calendarização de feriados nacionais e locais.

As etapas do procedimento de estudo foram as seguintes:

Numa primeira etapa recorre-se ao plano anual de indisponibilidades onde estão presente as informações relevantes que funcionam como base no tratamento de uma indisponibilidade de um transformador.

De início é necessário filtrar esta base de dados ao que nos interessa, ou seja, indisponibilidades com transformadores e indisponibilidades motivadas por limitações na RNT.

De seguida, pretende-se filtrar indisponibilidades nas quais foram necessárias transferências de carga, de forma a obter casos mais críticos e faz-se uma seleção das indisponibilidades que ocorreram em instalações com três transformadores, visto serem as que poderão efetivamente ter uma abordagem mais criteriosa em relação as margens de reserva N-1 e organiza-se o ficheiro de forma objetiva, ocultando as informações não relevantes.

Na Figura 5.3, apresenta-se o plano de indisponibilidades filtrado e organizado de forma objetiva.

Núm	Identificação	Ficha	Clas	Pc	Data Inicio Efect	Data Fim Efectiv	Nº GS	Subestação	Nº TR	Observações	Motivos
886	STJ SAM	T.Carga	PR	33	23-02-2012 07:00	23-02-2012 08:56	892	STJ - TR2	3	SEs LBÃO (25MM), RANHOLA	STJ / Limitações na RNT: indisponibilidade do TR 2.
887	STJ SZBJ	T.Carga	PR	30	23-02-2012 07:04	23-02-2012 08:56	892	STJ - TR2	3	SE ZAMBUJAL	STJ / Limitações na RNT: permitir a indisponibilidade do TR 2.
855	SPR SPI	T.Carga	PR	34	23-02-2012 07:50	23-02-2012 19:16	857	SPR - TR3	3	SE Relvinha	SPR / Limitações na RNT: indisp. TR3.
856	SPR SPI	T.Carga	PR	34	27-02-2012 07:14	28-02-2012 18:19	858	SPR - TR2	3	SE Relvinha	SPR / Limitações na RNT: indisp. TR2.
1072	SPR SPI	T.Carga	PR	34	02-03-2012 08:05	02-03-2012 10:56	1073	SPR - TR2	3	SE Relvinha	SPR / Limitações na RNT: permitir a indisponibilidade do TR 2.
1120	SCG SRM	T.Carga	PR	20	05-03-2012 07:16	05-03-2012 17:51	1121	SCG - TR3	3	Esta transferência é correspon	SCG / Limitações na RNT: permitir indisponibilidade do TR 3.
1124	SCG SCVR	T.Carga	PR	20	06-03-2012 08:44	06-03-2012 17:11	1121	SCG - TR3	3	Esta transferência é correspon	SCG / Limitações na RNT: permitir indisponibilidade do TR 3.
1125	SCG SRM	T.Carga	PR	20	07-03-2012 06:51	07-03-2012 16:49	1121	SCG - TR3	3	Esta transferência é correspon	SCG / Limitações na RNT: permitir indisponibilidade do TR 3.
751	STJ SZBJ	T.Carga	PR	50	12-03-2012 06:44	05-04-2012 00:40	-	STJ - TRs	3	SEs Central do Tejo (B1), Boav	STJ / Limitações na Rede de Distribuição.
1143	SPR SPI	T.Carga	PR	44	12-03-2012 16:01	13-03-2012 23:37	1151	SPR - TR2	3	A EDIS irá transferir para a mal	SPR / Limitações na RNT: permitir a indisponibilidade do TR 2.
1159	STJ SAM	T.Carga	PR	32	19-03-2012 07:08	25-04-2012 01:51	970	STJ - TRs	3	SEs LBÃO(24MM) e RANHOLA	STJ / Limitações na RNT: indisp. TRs.
1689	STJ SZBJ	T.Carga	PR	50	10-04-2012 00:18	25-04-2012 01:51	-	STJ - TRs	3	SEs Central do Tejo (B1), Boav	STJ / Limitações na Rede de Distribuição.
2497	STJ SZBJ	T.Carga	PR	50	28-06-2012 05:05	10-08-2012 22:50	-	STJ - TR1	3	SEs Central do Tejo (B1), Boav	STJ / Limitações na RNT: indisp. TR1.
2945	STJ SAM	T.Carga	PR	32	02-07-2012 07:50	10-08-2012 23:06	2706	STJ - TR1	3	SEs LBÃO(24MM) e RANHOLA	STJ / Limitações na RNT: indisp. TR1.
3220	SPR SPI	T.Carga	PR	20	09-07-2012 08:18	13-07-2012 17:48	3221	SPR - TR3	3		SPR / Limitações na RNT: associado à indisp. do TR 3 220/60 KV.
3430	SPR SPI	T.Carga	PR	20	16-07-2012 08:56	18-07-2012 00:00	3435	SPR - TR3	3		SPR / Limitações na RNT: associado à indisp. do TR 3 220/60 KV.
4326	SZR SBL	T.Carga	FT	20	13-09-2012 15:28	13-09-2012 16:19	4270	SZR - TR2	3		SZR / Limitações na RNT: indisponibilidade do TR 2 220/60 KV.
4365	SPR SPI	T.Carga	PR	34	20-09-2012 07:39	20-09-2012 09:00	4368	SPR - TR2	3		SPR / Limitações na RNT: trabalhos no TR 2 SPR.
4490	SVM SRA	T.Carga	PR	25	22-09-2012 11:03	22-09-2012 15:01	4209	SVM - TR5	3		SVM / Limitações na RNT: permitir a indisponibilidade do TR 5.

Figura 5.3 - Exemplo do plano anual de indisponibilidades filtrado e organizado do ano 2012.

Após o processo de filtragem, recorre-se às notas de indisponibilidade, ao histórico de emails e à base dados do *GestSEN* para verificar e recolher informação sobre a data de início e fim efetivas, se houve reposição diária da indisponibilidade, se se admitiu sobrecarga nos transformadores e qual a reserva N-1 considerada, os procedimentos tomados, a carga prevista e a transferência de carga pedida e verificada.

Numa segunda etapa, construiu-se um ficheiro *Excel*, denominado “Análise de indisponibilidades_Ano”, para cada ano em análise e agregaram-se as indisponibilidades a serem estudadas. Em cada folha de *Excel*, denominada pela referência da indisponibilidade escolhida pelo COR (por exemplo, GS0123), é apresentado uma indisponibilidade de transformador onde constam as informações relevantes em forma de síntese e de rápida consulta, como referência da indisponibilidade, subestação onde ocorre a indisponibilidade, potência instalada, transformador indisponível, classificação da subestação quanto a predominância da origem da produção, as datas de início e fim efetivas, a potência prevista na programação, as transferências de carga ocorridas e sua origem e destino, localização geográfica da subestação.

De seguida construiu-se uma tabela com a data apresentada em intervalos de 15 minutos, o dia da semana correspondente e as cargas dos pontos de entrega envolvidos da semana da indisponibilidade e o prolongamento do período de indisponibilidade e das duas semanas anteriores a semana em que se inicia a indisponibilidade. Com isto, projeta-se o período de indisponibilidade com base nos máximos das duas semanas anteriores, ou seja, utiliza-se o máximo dos valores da semana anterior (Semana S-1) e de duas semanas antes (Semana S-2), procurando-se obter o pior caso das semanas anteriores. Esta projeção é feita para o início da

semana onde se inicia a indisponibilidade e ao longo de todo o período de indisponibilidade. Denomina-se então nesta secção, todo este período, como período de previsão.

Após este processo, constrói-se um gráfico com toda a série de dados de carga e outro gráfico com detalhe sobre o período de indisponibilidade.

Nestes gráficos apresentam-se as cargas dos pontos de entrega envolvidos (o da indisponibilidade do TR e, caso aplicável, o(s) que recebe(m) os consumos transferidos), o período de indisponibilidade do transformador, os períodos semelhantes à indisponibilidade na Semana S-1 e S-2, nos dois dias anteriores ao início da indisponibilidade, denominados dia D-2 e D-1 e a reserva n-1.

Relativamente à classificação dos pontos de entrega quanto à predominância da origem da produção foi necessário atualizar um ficheiro de consulta que consta de um anexo ao Protocolo de Exploração entre a REN e a EDP D.

Este ficheiro *Excel*, possui informações relativas à PRO e PRE, nomeadamente a sua designação, a localização (subestação a que liga na RND e ponto de entrega da RNT), o nível de tensão de ligação à rede, a potência instalada e ligada por cada produtor, além do total por ponto de entrega.

Para efetuar uma classificação foi necessário determinar a percentagem de contribuição de cada produtor em relação a potência total ligada no ponto de entrega. Com base nisso, uma subestação pode ser classificada como Solar, Eólica, Cogeração, Hídrica ou Mix. Para ser classificada com uma destas designações, tem que possuir no mínimo 75% de contribuição da respetiva origem de produção. Caso não haja predominância de 75% de uma origem de produção, considera-se a instalação como Mix.

Esta classificação é importante para seleção de casos e principalmente, procurar construir perfis de carga referindo-se a respetiva predominância de uma fonte de produção.

A informação relativa às contribuições de cada produtor nas subestações da RNT e respetiva classificação, encontra-se no Anexo C.

Numa terceira etapa, procede-se a recolha de resultados e construção de informação relevante para a análise concreta da indisponibilidade. Os dados são: máximo no período de indisponibilidade, máximo da semana projetada com base no pior caso das semanas anteriores, que podemos denominar, nesta fase, como semana prevista, máximo na semana de início da indisponibilidade, máximo no período semelhante ao da indisponibilidade na semana S-1 e S-2, máximos do período semelhante ao da indisponibilidade no dia D-1 e D-2 e caso haja ultrapassagem da reserva n-1, a duração da ultrapassagem em percentagem relativo ao tempo total de indisponibilidade e o valor da ultrapassagem em valor absoluto e em percentagem relativamente ao valor máximo da indisponibilidade.

Nesta fase, caso o ponto de entrega da indisponibilidade seja predominantemente de origem de produção eólica, recolhe-se os máximos de produção eólica no período de indisponibilidade de cada parque com telemedida ligado ao ponto de entrega e caso a instalação em causa não possua ligados parques com telemedida, recolhe-se os máximos dos parques localizados nas proximidades. Para a execução da recolha dos máximos históricos da previsão eólica no período de indisponibilidade, recorreu-se ao *Excel* e à programação em *VBA* para agilizar o processo, uma vez que os dados da previsão eólica estão em ficheiros diários, o que tornaria um processo extremamente moroso e possível de falha na extração de dados para análise. Construiu-se então um código em que de forma automática, permite obter os valores das cargas de previsão eólica da subestação à escolha no período de indisponibilidade

e calcula os máximos procurados. O ficheiro denomina-se como “Importar_FicheirosHistóricos_PrevEólica”.

Numa quarta etapa e final, efetua-se a análise da indisponibilidade do transformador e retira-se as conclusões desse processo, podendo estar nas mínimas condições para concluir se a programação da indisponibilidade previu adequadamente a carga para o período de indisponibilidade, se garantiu a reserva N-1 exigida e se as transferências de carga foram as adequadas.

5.3.2. Análise de indisponibilidades dos transformadores

Nesta secção, serão apresentados algumas das análise de indisponibilidades efetuadas, sendo inicialmente apresentado o cenário de programação histórico efetuado e a análise posterior. O critério de indisponibilidades selecionadas para apresentar, consiste na diversificação quanto à predominância de origem de produção do ponto de entrega e de situações que se analisaram mais críticas.

As siglas dos parques eólicos utilizadas na programação de indisponibilidades do COR e seu correspondente significado podem ser consultados no Anexo B.

5.3.2.1. Indisponibilidade TR3 - Subestação de Pereiros (SPR) (GS0857)

Programação:

- **Elemento da Rede Indisponível:** TR 3 220/60 kV- 126MW (TR Recente)
- **Data Início Efetiva:** 23 de Fevereiro de 2012 07:54
- **Data Fim Efetiva:** 23 de Fevereiro de 2012 17:30
- **Reposição Diária:** Não
- **Transferência de Carga:** 34MVA (SE Relvinha) em ponta do PdE Pereiros para a malha Paraimo (SPI)/Mogofores
- **Admite sobrecarga:** Sim
- **N.º Transformadores na subestação:** 3
- **Potência instalada:** 372MVA
- **Reserva N-1:** 120MVA
- **Carga Prevista:** 160MVA

Análise:

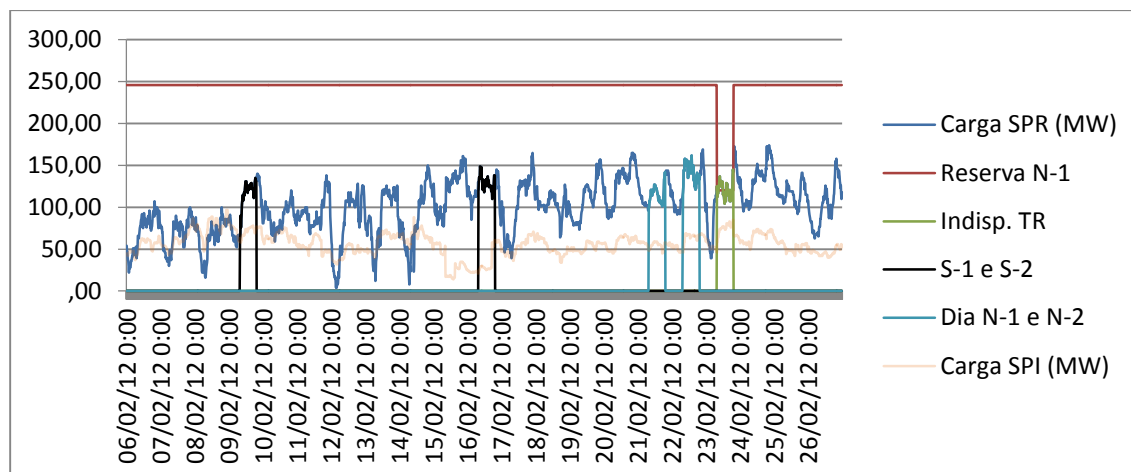


Figura 5.4 - Análise da carga nos PdE SPR e SPI no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS0857.

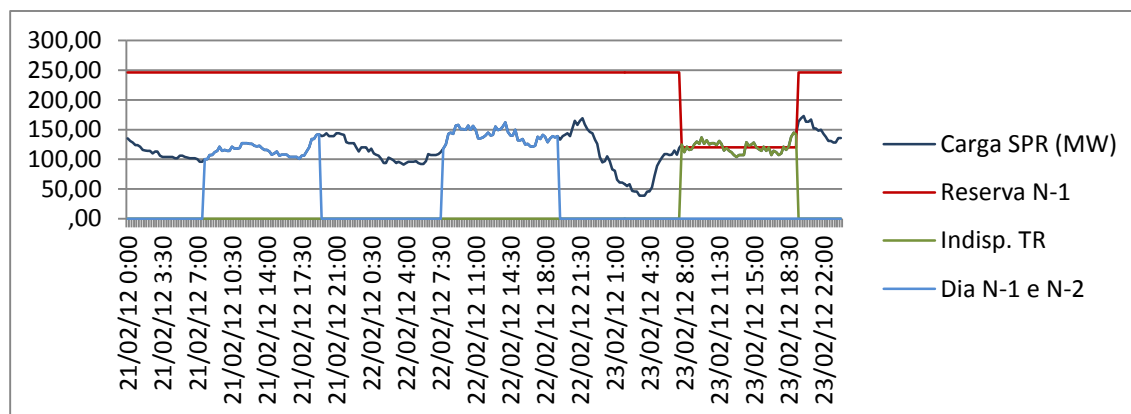


Figura 5.5 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período da indisponibilidade GS0857.

Após análise deste caso de indisponibilidade, considerou-se os valores mínimos de reserva em N-1, no qual se considera, 120 MW.

Reserva N-1: 120 MW

Máximo da Série de Carga SPR pré-indisponibilidade: 169 MW

Relativamente ao processo de previsão da potência consumida, para um período horário equivalente ao da indisponibilidade, previu-se os máximos atingidos considerando as 2 semanas anteriores à indisponibilidade (S-2 e S-1), assim como, os dois dias anteriores (D-1 e D-2).

Máximo em S-2: 135 MW

Máximo em S-1: 149 MW

Máximo em D-2: 142 MW

Máximo em D-1: 162 MW

Máximo no período de indisponibilidade: 145 MW

Após análise dos dados recolhidos do processo de previsão verificou-se a ultrapassagem da reserva N-1.

Duração da Ultrapassagem: 51,06% (relativo ao tempo total da indisponibilidade)
 Ultrapassagem da reserva N-1: 20,83% (relativo ao valor máximo da indisponibilidade)
 Ultrapassagem da reserva N-1: 25MW (em valor absoluto)

A nível de produção embebida, apresentam-se os seguintes dados:

Classificação da subestação: Mix

Potência Ligada em SPR: 167,9 MVA

Peso da Produção Eólica: 66% (110,8 MVA) No Total: 2,16%

Peso da Produção Hídrica: 21% (35,85 MVA) No Total: 0.7%

Peso da Produção Cogeração: 13% (21.3 MVA) No Total: 0.4%

Peso da Produção Cogeração: 0% No Total: 0%

Peso da SPR no total ligado à rede: 3,3%

Produção eólica nas proximidades de SPR no período de indisponibilidade:

Tabela 5.4 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SPR no período de Indisponibilidade GS0857.

	CPP (STB)	PSJA (SPNL)	PLSA (SPNL)	PTTC (STB)	PAAN (STB)	PBRs (STB)
Máximo	-43	-20,7	-57,4	-25,1	-29,1	-11,6
% Utilizada	41%	60%	56%	60%	36%	14%

Como se pode verificar, a SPR é um PdE em que a produção embebida é predominantemente de origem eólica, que possui um carácter mais volátil, o que naturalmente poderá aumentar a margem de erro na previsão dos consumos.

Neste caso, há uma ultrapassagem da reserva N-1 considerável durante um período alargado de tempo.

Mas se for admitido sobrecarga, como foi considerado na programação, a instalação fica com reserva N-1 de transformação de 132 MVA e com uma transferência de carga no valor de 34 MVA, continua em valor máximo a ultrapassar cerca de 10%, o que equivale em valor absoluto, 13MW. A duração no total, foi aproximadamente 1h.

Apesar da ultrapassagem, pode-se considerar que esta situação não oferece perigo, visto que estes valores de ultrapassagem ocorrem seguidos apenas durante aproximadamente 45 minutos e caso se considere o valor máximo de sobrecarga admissível, a reserva N-1 fica com um valor de 144MVA e nesta situação, apenas durante um intervalo de 15 minutos, ultrapassa 1MW.

Uma programação mais rigorosa deveria considerar, no mínimo, uma transferência de carga de 47MW, caso fosse possível.

A carga ocorrida durante a indisponibilidade foi superior ao previsto.

5.3.2.2. Indisponibilidade TR2 - Subestação de Pereiros (SPR) (GS0858)

Programação:

- **Elemento da Rede:** TR 2 220/60 kV- 120MW (Antigo)
- **Data Início Efetiva:** 27-02-2012 08:09
- **Data Fim Efetiva:** 28-02-2012 17:25
- **Reposição diária:** Sim
- **Transferência de Carga:** 34MVA (SE Relvinha) em ponta do PdE Pereiros para o PdE Paraimo (SPI)
- **Admite sobrecarga:** Sim
- **N.º Transformadores na subestação:** 3
- **Potência instalada:** 372MVA
- **Reserva N-1:** 126MVA
- **Carga Prevista:** 160MVA

Análise:

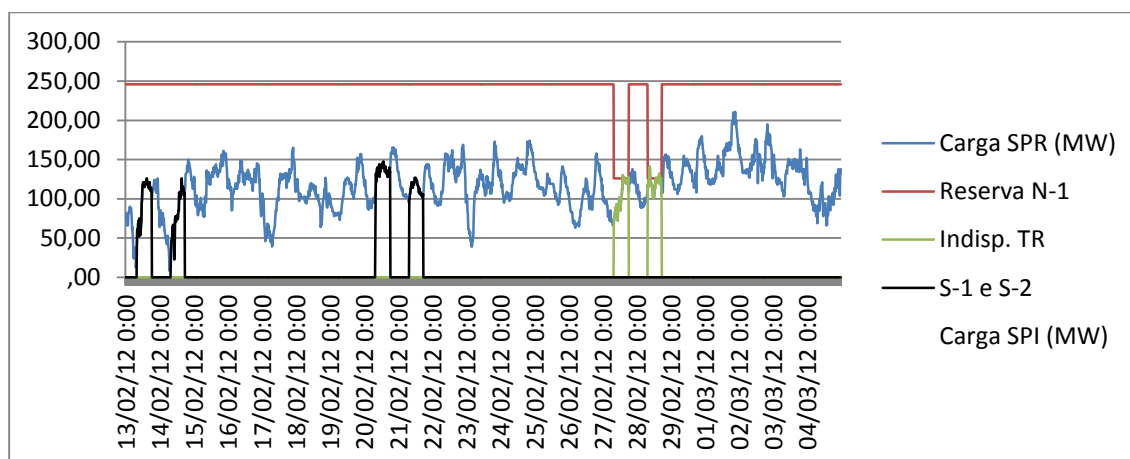


Figura 5.6 - Análise da carga nos PdE SPR e SPI no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS0857.

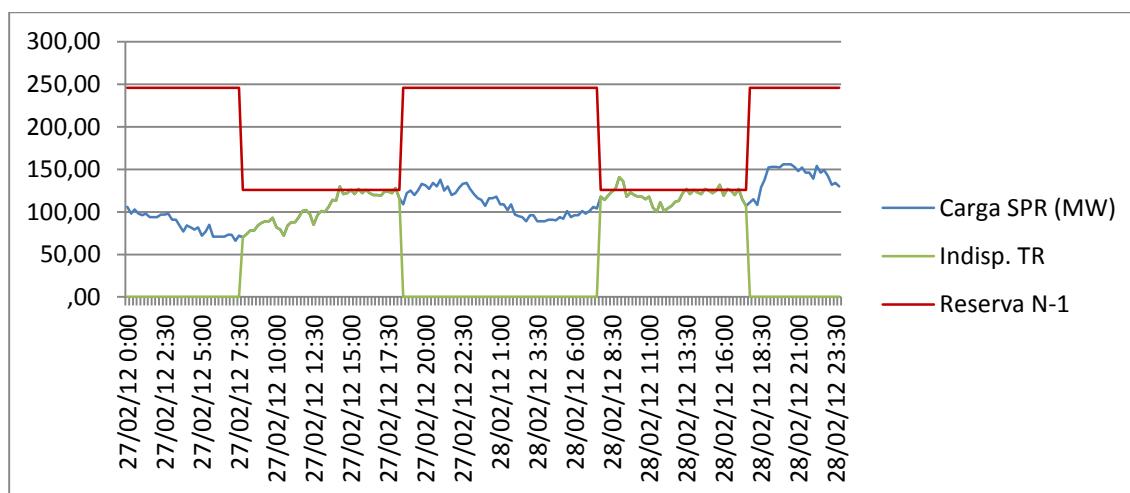


Figura 5.7 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período da indisponibilidade GS0858.

Após análise deste caso de indisponibilidade, considerou-se os valores mínimos de reserva em N-1, no qual se considera, 126 MW.

Reserva N-1: 126 MW

Máximo da Série de Carga SPR pré-indisponibilidade: 174 MW

Relativamente ao processo de previsão da potência consumida, para um período horário equivalente ao da indisponibilidade, previu-se os máximos atingidos considerando apenas as 2 semanas anteriores à indisponibilidade (S-2 e S-1). Os dias anteriores não foram considerados na previsão porque tem um perfil típico de carga diferente, visto serem fim de semana.

Máximo em S-2: 126 MW

Máximo em S-1: 147 MW

Máximo no período de indisponibilidade: 141 MW

Após análise dos dados recolhidos do processo de previsão verificou-se a ultrapassagem da reserva N-1.

Duração da Ultrapassagem: 13,25%	(relativo ao tempo total da indisponibilidade)
Duração da Ultrapassagem: 2h45	(em valor absoluto)
Ultrapassagem da reserva N-1: 11,90%	(relativo ao valor máximo da indisponibilidade)
Ultrapassagem da reserva N-1: 15MW	(em valor absoluto)

A nível de produção embebida, apresentam-se os seguintes dados:

Classificação da subestação: Mix

Potência Ligada em SPR: 167,9 MVA

Peso da Produção Eólica: 66% (110,8 MVA) No Total: 2,16%

Peso da Produção Hídrica: 21% (35,85 MVA) No Total: 0.7%

Peso da Produção Cogeração: 13% (21.3 MVA) No Total: 0.4%

Peso da Produção Cogeração: 0% No Total: 0%

Peso da SPR no total ligado à rede: 3,3%

Produção eólica nas proximidades de SPR no período de indisponibilidade:

Tabela 5.5 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SPR no período de Indisponibilidade GS0858.

	CPP (STB)	PSJA (SPNL)	PLSA (SPNL)	PTTC (STB)	PAAN (STB)	PBRS (STB)
Máximo	-23,3	-26,1	-57,2	-35,4	-64,5	-36
% Utilizada	22%	75%	56%	84%	81%	43%

Como se pode verificar, a SPR é um PdE em que a produção embebida é predominantemente de origem eólica, que possui um carácter mais volátil, o que naturalmente poderá aumentar a margem de erro na previsão dos consumos.

Neste caso, há uma ultrapassagem da reserva N-1 considerável, chegando a um máximo de 15MW.

Mas se for admitido a sobrecarga máxima admissível, a instalação fica com reserva N-1 de transformação de 138,6 MVA e não com 151 MVA como foi considerado na programação, visto

que o TR2 de SPR é um transformador classificado de antigo. Nesta situação, ultrapassa a reserva n-1 em apenas 2 intervalos de 15 minutos, atingindo um máximo de ultrapassagem, em valor absoluto, de 2,4MW. Não provoca qualquer problema na instalação.

Neste caso, na pior das situações, dever-se-ia considerar como valor máximo previsto, os 174 MW, ocorridos no período de 2 semanas anteriores, apesar de não se ter atingido este valor em período igual ao da indisponibilidade. Visto que a indisponibilidade teve um máximo de 141 MW, a transferência de carga seria a correta.

Considerando, nas 2 semanas anteriores, períodos iguais ao da indisponibilidade, o máximo atingido foi de 147MW, o que indica que para dias idênticos, a carga ocorrida teve valor máximo superior, o que pode ser devido à produção eólica, visto que os parques eólicos nas proximidades de SPR registaram valores máximos de potência produzida, superiores aos das semanas anteriores.

5.3.2.3. Indisponibilidade TR2 - Subestação de Pereiros (SPR) (GS1073)

Programação:

- **Elemento da Rede:** TR 2 220/60 kV- 120MW (Antigo)
- **Data Início Efetiva:** 02-03-2012 08:05
- **Data Fim Efetiva:** 02-03-2012 10:56
- **Reposição diária:** Sim
- **Transferência de Carga:** 34MVA (SE Relvinha) em ponta do PdE Pereiros para o PdE Paraimo (SPI).
- **Admite sobrecarga:** Sim
- **N.º Transformadores na subestação:** 3
- **Potência instalada:** 372MVA
- **Reserva N-1:** 126MVA
- **Carga Prevista:** 150/160MVA

Análise:

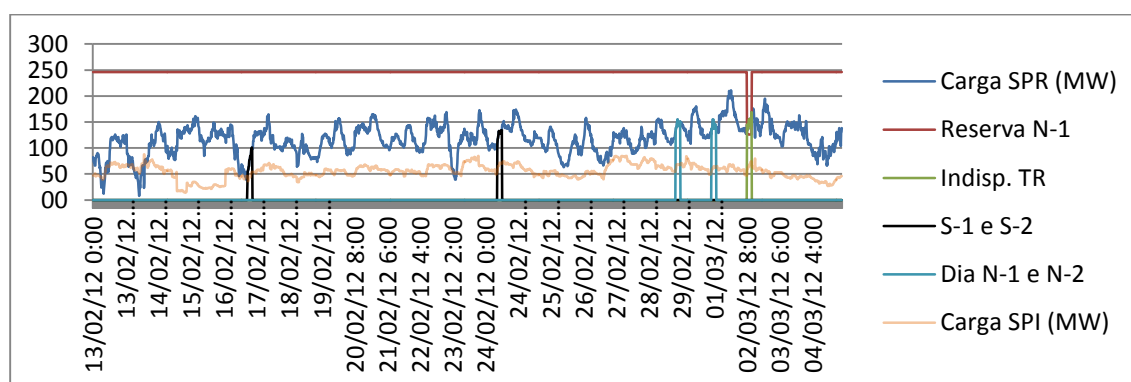


Figura 5.8 - Análise da carga nos PdE SPR e SPI no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS1073.

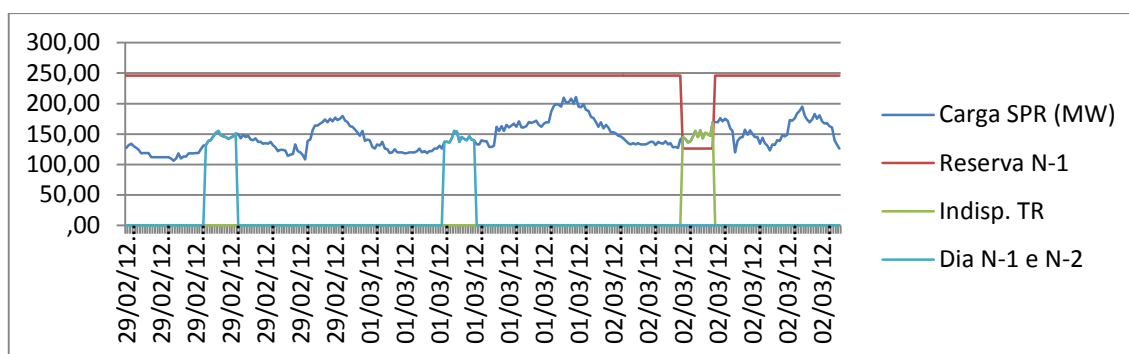


Figura 5.9 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período da indisponibilidade GS1073.

Após análise deste caso de indisponibilidade, considerou-se os valores mínimos de reserva em N-1, no qual se considera, 126 MW.

Reserva N-1: 126 MW

Máximo da Série de Carga SPR pré-indisponibilidade: 211 MW

Relativamente ao processo de previsão da potência consumida, para um período horário equivalente ao da indisponibilidade, previu-se os máximos atingidos considerando as 2 semanas anteriores à indisponibilidade (S-2 e S-1), assim como, os dois dias anteriores (D-1 e D-2).

Máximo em S-2: 101 MW

Máximo em S-1: 134 MW

Máximo em D-2: 155 MW

Máximo em D-1: 155 MW

Máximo no período de indisponibilidade: 141 MW

Após análise dos dados recolhidos do processo de previsão verificou-se a ultrapassagem da reserva N-1.

Duração da Ultrapassagem: 100%	(relativo ao tempo total da indisponibilidade)
Duração da Ultrapassagem: 3h15	(em valor absoluto)
Ultrapassagem da reserva N-1: 34.13%	(relativo ao valor máximo da indisponibilidade)
Ultrapassagem da reserva N-1: 43MW	(em valor absoluto)

A nível de produção embebida, apresentam-se os seguintes dados:

Classificação da subestação: Mix

Potência Ligada em SPR: 167,9 MVA

Peso da Produção Eólica: 66% (110,8 MVA)

No Total: 2,16%

Peso da Produção Hídrica: 21% (35,85 MVA)

No Total: 0.7%

Peso da Produção Cogeração: 13% (21.3 MVA)

No Total: 0.4%

Peso da Produção Cogeração: 0%

No Total: 0%

Peso da SPR no total ligado à rede: 3,3%

Produção eólica nas proximidades de SPR no período de indisponibilidade:

Tabela 5.6 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SPR no período de Indisponibilidade GS1073.

	CPP (STB)	PSJA (SPNL)	PLSA (SPNL)	PTTC (STB)	PAAN (STB)	PBRs (STB)
Máximo	0	-1,3	-3,7	-8,2	-16,2	-19,8
% Utilizada	0%	4%	4%	20%	20%	24%

Como se pode verificar, a SPR é um PdE em que a produção embebida é predominantemente de origem eólica, que possui um carácter mais volátil, o que naturalmente poderá aumentar a margem de erro na previsão dos consumos.

Neste caso, há uma ultrapassagem da reserva N-1 durante todo o período de indisponibilidade e com valores elevados, atingido um máximo de ultrapassagem de 43MW.

No processo de programação admitiu-se sobrecarga com uma reserva de n-1 no valor de 151MW, mas o TR 2 de SPR é classificado como antigo, o que no máximo, considerando a sobrecarga máxima admissível, poderia ter uma reserva n-1 de 138,6MW. Mesmo assim, continua a ser ultrapassada a reserva n-1, atingido o valor máximo de 30,4MW.

Apesar de a indisponibilidade ser de apenas 3h no total, é um caso claro, que dever-se-ia ter pedido uma transferência de carga superior ou agendada para outra data.

Deve-se ter em conta também que nos 2 dias anteriores e nas duas semanas anteriores, para períodos horários iguais ao da indisponibilidade, observou-se um máximo de 155MW, mas exatamente no dia anterior, em período horário diferente, atingiu-se um máximo valor de carga bastante superior ao habitual atingindo os 211MW.

Neste caso a produção embebida proveniente da energia eólica influencia muito pouco as cargas nestes PdE's, visto que a produção dos parques eólicos foi bastante reduzida.

5.3.2.4. Indisponibilidade TR3 - Subestação do Carregado (SCG) (GS1121)**Programação:**

- **Elemento da Rede:** TR 3 220/60 kV- 120MW (Recente)
- **Data Início Efetiva:** 05-03-2012 08:27
- **Data Fim Efetiva:** 07-03-2012 16:48
- **Reposição diária:** Sim
- **Transferência de Carga:** 20MVA, em ponta, da SCG para a Subestação de Rio Maior (SRM).
- **Admite sobrecarga:** Sim
- **N.º Transformadores na subestação:** 3
- **Potência instalada:** 372MVA
- **Reserva N-1:** 120MVA
- **Carga Prevista:** 155MVA

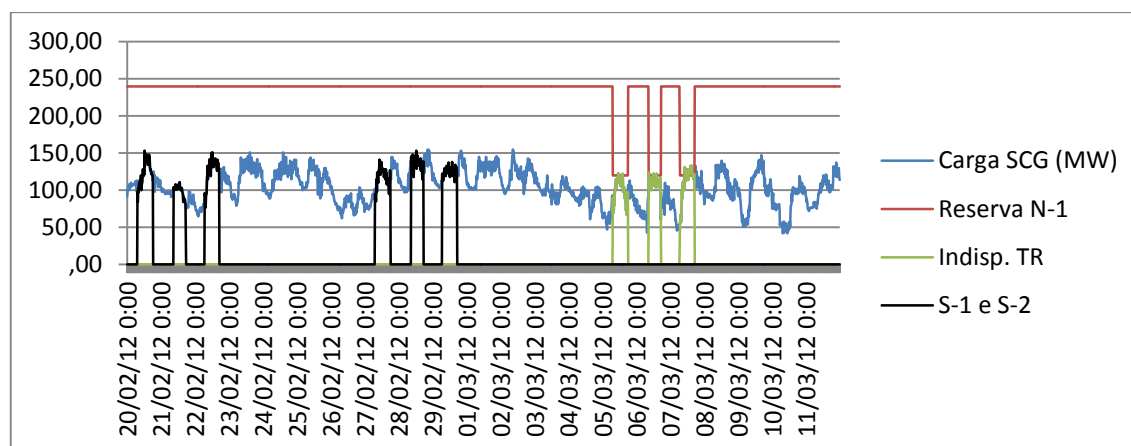
Análise:

Figura 5.10 - Análise da carga nos PdE do SCG no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS1121.

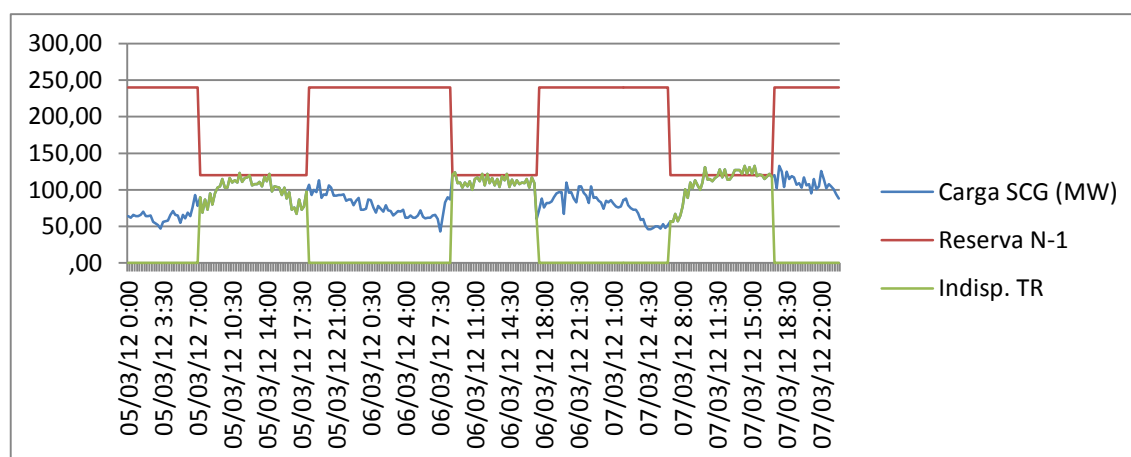


Figura 5.11 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período de indisponibilidade GS1121.

Após análise deste caso de indisponibilidade, considerou-se os valores mínimos de reserva em N-1, no qual se considera, 120 MW.

Reserva N-1: 120 MW

Máximo da Série de Carga SCG: 155 MW

Relativamente ao processo de previsão da potência consumida, para um período horário equivalente ao da indisponibilidade, previu-se os máximos atingidos considerando as 2 semanas anteriores à indisponibilidade (S-2 e S-1), assim como, os dois dias anteriores (D-1 e D-2).

Máximo em S-2: 153 MW

Máximo em S-1: 153 MW

Máximo no período de indisponibilidade: 133 MW

Não se previram os consumos no dia D-1 e dia D-2, uma vez que a indisponibilidade começa a uma segunda-feira e os dias anteriores correspondem ao fim de semana, o que resultaria num gráfico de consumo diferente de uma segunda-feira típica, acabando por ser irrelevante esse consumo para esta previsão.

Após análise dos dados recolhidos do processo de previsão verificou-se a ultrapassagem da reserva N-1.

Duração da Ultrapassagem: 17,36%	(relativo ao tempo total da indisponibilidade)
Duração da Ultrapassagem: 5h15	(em valor absoluto)
Ultrapassagem da reserva N-1: 10,83%	(relativo ao valor máximo da indisponibilidade)
Ultrapassagem da reserva N-1: 13MW	(em valor absoluto)

A nível de produção embebida, apresentam-se os seguintes dados:

Classificação da subestação: Eólica

Potência Ligada em SCG: 87 MVA

Peso da Produção Eólica: 80% (69,74 MVA)

No Total: 1,36%

Peso da Produção Hídrica: 0%

No Total: 0%

Peso da Produção Cogeração: 20% (17,24 MVA)

No Total: 0.34%

Peso da Produção Cogeração: 0%

No Total: 0%

Peso da SPR no total ligado à rede: 1.69%

Produção eólica nas proximidades de SCG no período de indisponibilidade:

Tabela 5.7 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SCG no período de Indisponibilidade GS1121

	CFL (SBL)	CCE (SRM)
Máximo	-32,6	-45,1
Potência Instalada [MW]	96,6	150
% Utilizada	34%	30%

Como se pode verificar, a SPR é um PdE em que a produção embebida é predominantemente de origem eólica, que possui um carácter mais volátil, o que naturalmente poderá aumentar a margem de erro na previsão dos consumos.

Neste caso, há uma ultrapassagem da reserva N-1 considerável durante um período alargado de tempo.

Mas se for admitido sobrecarga, a instalação fica com reserva N-1 de transformação de 144 MVA, como foi considerado na programação, e com uma transferência de carga no valor de 20MVA poderá ser aceite esta indisponibilidade sem qualquer problema.

5.3.2.5. Indisponibilidade TR3 - Subestação de Pereiros (SPR) (GS3435)

Programação:

- **Elemento da Rede:** TR 3 220/60 kV- 126MW (Recente)

- **Data Início Efetiva:** 16-07-2012 08:56
- **Data Fim Efetiva:** 18-07-2012 00:00
- **Reposição diária:** Não
- **Transferência de Carga:** 20MVA (correspondente à SE Relvinha e ao cliente Fapricela) em ponta do PdE Pereiros para o PdE Paraímo
- **Admite sobrecarga:** Sim
- **N.º Transformadores na subestação:** 3
- **Potência instalada:** 372MVA
- **Reserva N-1:** 120MVA
- **Carga Prevista:** 135MVA

Análise:

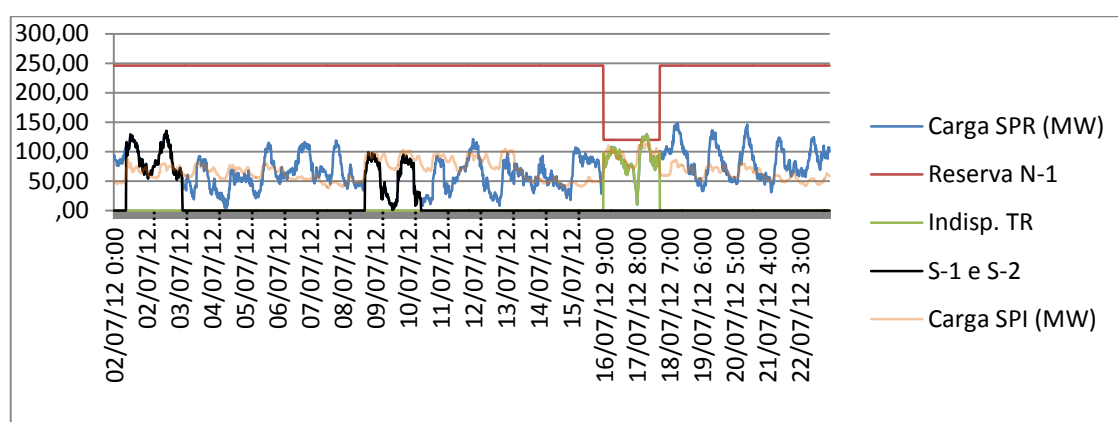


Figura 5.12 - Análise da carga nos PdE do SCG no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS3435.

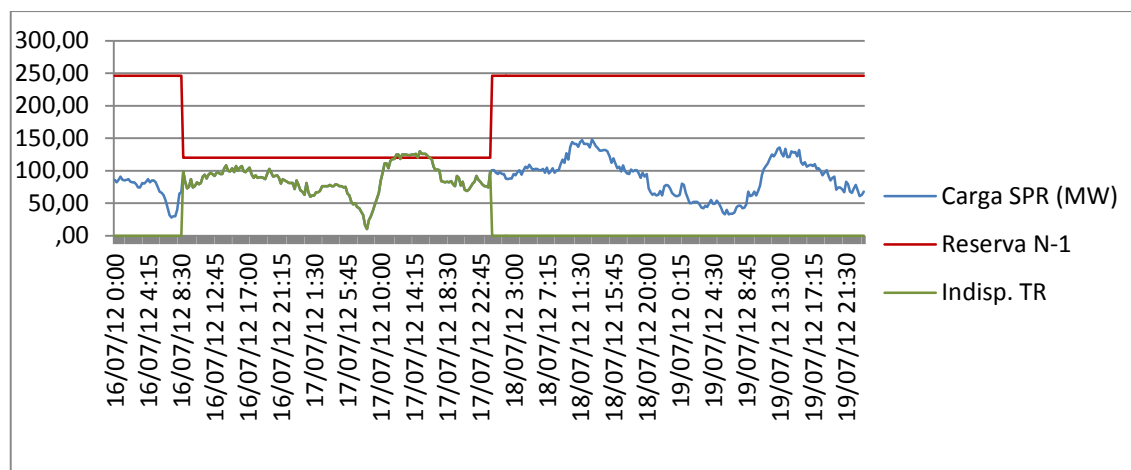


Figura 5.13 - Análise da carga no PdE de SPR durante o período de indisponibilidade GS3435.

Após análise deste caso de indisponibilidade, considerou-se os valores mínimos de reserva em N-1 de 120 MW.

Reserva N-1: 120 MW

Máximo da Série de Carga SPR pré-indisponibilidade: 135 MW

Relativamente ao processo de previsão da potência consumida, para um período horário equivalente ao da indisponibilidade, previu-se os máximos atingidos considerando as 2 semanas anteriores à indisponibilidade (S-2 e S-1), assim como, os dois dias anteriores (D-1 e D-2).

Máximo previsto em S-2: 135 MW

Máximo previsto em S-1: 99 MW

Máximo no período de indisponibilidade: 130 MW

Após análise dos dados recolhidos do processo de previsão verificou-se a ultrapassagem da reserva N-1.

Duração da Ultrapassagem: 9,49%	(relativo ao tempo total da indisponibilidade)
Duração da Ultrapassagem: 3h45	(em valor absoluto)
Ultrapassagem da reserva N-1: 8,33%	(relativo ao valor máximo da indisponibilidade)
Ultrapassagem da reserva N-1: 10MW	(em valor absoluto)

A nível de produção embebida, apresentam-se os seguintes dados:

Classificação da subestação: Mix

Potência Ligada em SPR: 167,9 MVA

Peso da Produção Eólica: 66% (110,8 MVA) No Total: 2,16%

Peso da Produção Hídrica: 21% (35,85 MVA) No Total: 0.7%

Peso da Produção Cogeração: 13% (21.3 MVA) No Total: 0.4%

Peso da Produção Cogeração: 0% No Total: 0%

Peso da SPR no total ligado à rede: 3,3%

Produção eólica nas proximidades de SPR no período de indisponibilidade:

Tabela 5.8 - Máximo da Potência Eólica e percentagem de potência utilizada no PdE SPR no período de Indisponibilidade GS3435.

	CPP (STB)	PSJA (SPNL)	PLSA (SPNL)	PTTC (STB)	PAAN (STB)	PBRs (STB)
Máximo	-65,5	-18,3	-51,3	-36	-74,8	-46,4
% Utilizada	63%	53%	50%	86%	94%	55%

Como se pode verificar, a SPR é um PdE em que a produção embebida é predominantemente de origem eólica, que possui um carácter mais volátil, o que naturalmente poderá aumentar a margem de erro na previsão dos consumos.

Neste caso a produção embebida proveniente da energia eólica influencia as cargas nestes PdE's, visto que a utilização máxima dos parques eólicos foi elevada.

Não considerando a produção embebida, este era um dos casos em que olhando para os valores obtidos para as duas semanas anteriores e para dias com perfis de carga idênticos, nem se quer seria necessário uma transferência de carga. Mas como se pode verificar, foi um

período de fortes ventos que influenciaram a carga em que foi tido em atenção a previsão eólica e devidamente programado.

Existe uma ultrapassagem da reserva N-1 durante um pequeno período de indisponibilidade. Mas se for admitido sobrecarga, a instalação fica com reserva N-1 de transformação de 132 MVA e com uma transferência de carga no valor de 20 MVA, poderá ser aceite esta indisponibilidade sem qualquer problema.

5.3.2.6. Indisponibilidade TR5 - Subestação de Vermoim (SVM) (GS4209)

Programação:

- **Elemento da Rede:** TR 5 220/60 kV- 170MW (Recente)
- **Data Início Efetiva:** 22-09-2012 11:03
- **Data Fim Efetiva:** 22-09-2012 15:01
- **Reposição diária:** Não
- **Transferência de Carga:** 25MVA, em ponta, da SVM para a Subestação de Riba d'Ave (SRA).
- **Admite sobrecarga:** Sim
- **N.º Transformadores na subestação:** 3
- **Potência instalada:** 460MVA
- **Reserva N-1:** 120MVA
- **Carga Prevista:** -

Análise:

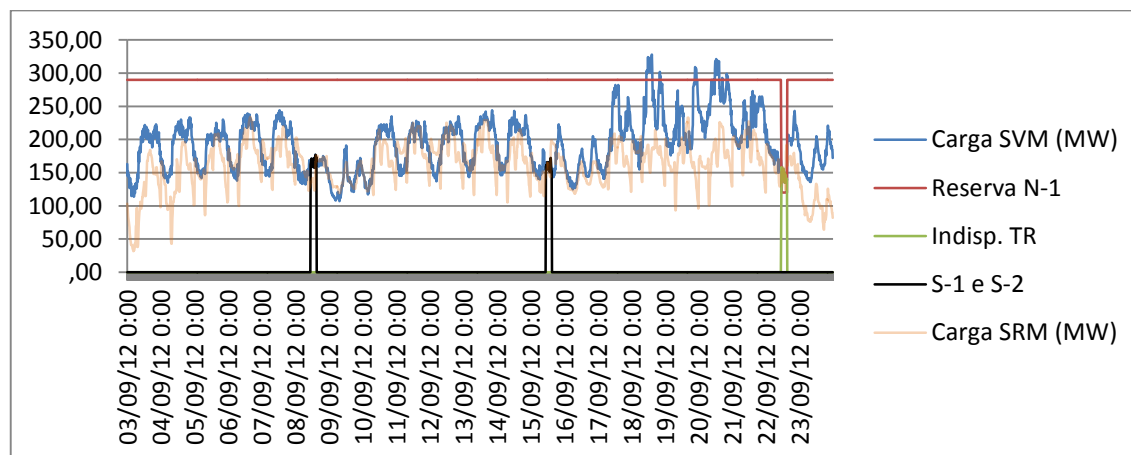


Figura 5.14 - Análise da carga nos PdE do SVM e SRA no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS4209.

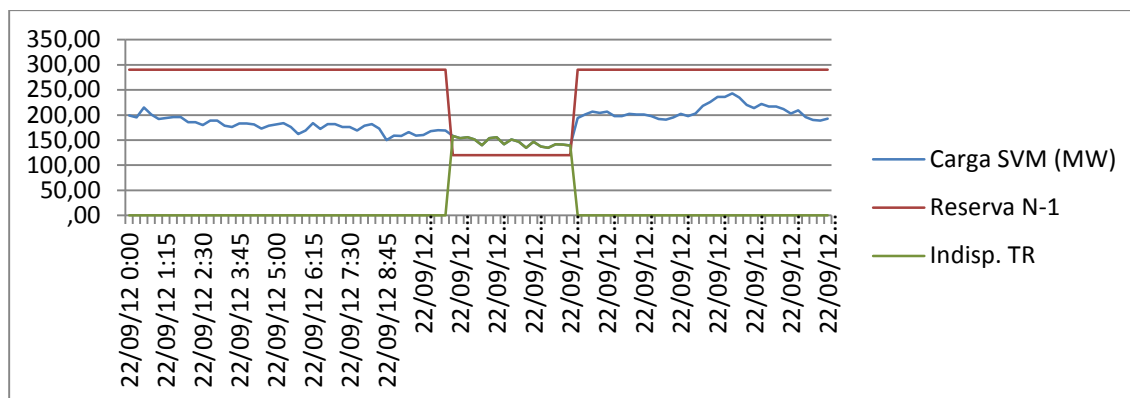


Figura 5.15 - Análise da carga no PdE de SCG durante o período de indisponibilidade GS4209.

Após análise deste caso de indisponibilidade, considerou-se os valores mínimos de reserva em N-1, no qual se considera, 120 MW.

Reserva N-1: 120 MW

Máximo da Série de Carga SVM pré-indisponibilidade: 328 MW

Relativamente ao processo de previsão da potência consumida, para um período horário equivalente ao da indisponibilidade, previu-se os máximos atingidos considerando as 2 semanas anteriores à indisponibilidade (S-2 e S-1), assim como, os dois dias anteriores (D-1 e D-2).

Máximo em S-2: 172 MW

Máximo em S-1: 172 MW

Máximo no período de indisponibilidade: 158 MW

Não se previu os consumos no dia-1 e dia-2, uma vez que a indisponibilidade começa a um domingo e os dias anteriores correspondem ao fim de semana, o que indica um gráfico de consumo diferente de um domingo típico, acabando por ser irrelevante esse consumo para esta previsão.

Após análise dos dados recolhidos do processo de previsão verificou-se a ultrapassagem da reserva N-1.

Duração da Ultrapassagem: 17,36%	(relativo ao tempo total da indisponibilidade)
Duração da Ultrapassagem: 4h	(em valor absoluto)
Ultrapassagem da reserva N-1: 32%	(relativo ao valor máximo da indisponibilidade)
Ultrapassagem da reserva N-1: 38MW	(em valor absoluto)

A nível de produção embebida, apresenta-se os seguintes dados:

Classificação da subestação: Mix

Potência Ligada em SVM: 73 MVA

Peso da Produção Eólica: 0%

No Total: 0%

Peso da Produção Hídrica: 1,7% (1,22MVA)

No Total: 0,02%

Peso da Produção Cogeração: 98,3% (71,75MVA)

No Total: 1,4%

Peso da Produção Solar: 0%

No Total: 0%

Peso da SPR no total ligado à rede: 1.42%

Como se pode verificar, a SVM é um PdE em que a produção embebida é predominantemente da Cogeração, que possui um carácter mais constante, o que naturalmente poderá reduzir a margem de erro da previsão do consumo.

Neste caso, há uma ultrapassagem da reserva N-1 elevada durante todo o período da indisponibilidade.

Mas se for admitido sobrecarga, a instalação fica com reserva N-1 de transformação de 144 MVA, com sobrecarga máxima admissível e com uma transferência de carga no valor de 25 MVA, continuaria a ultrapassar o valor da reserva, atingindo um valor máximo de 14MW, o que é um valor a ter em consideração.

Para períodos idênticos ao da indisponibilidade verifica-se nas duas semanas anteriores, valores máximos de 172MW, mas dias antes, atingiu-se cargas bastantes elevadas, chegando a um valor máximo de 328MW.

A transferência de carga deveria ser superior, sendo o recomendado no mínimo para esta situação, uma transferência de 39MVA.

Observa-se, num período anterior à indisponibilidade, a carga a atingir valores que ultrapassam a reserva n-1 em condições normais de funcionamento, o que deveu-se claramente a transferências de carga, envolvendo o PdE de Vermoim.

5.3.2.7. Indisponibilidade TR1 - Subestação de Tunes (STN) (GS2041)

Programação:

- **Elemento da Rede:** TR 1 220/60 kV- 63MW (Recente)
- **Data Início Efetiva:** 18-04-2011 06:39
- **Data Fim Efetiva:** 26-04-2011 15:38
- **Reposição diária:** Sim
- **Transferência de Carga:** 30MVA (25MVA da STN para a Subestação de Estói (SET), correspondente à SE Vilamoura e 5MVA da STN para Subestação de Portimão (SPO), correspondente às SE's P.Lagos/Silves)
- **Admite sobrecarga:** Sim
- **N.º Transformadores na subestação:** 3
- **Potência instalada:** 315MVA
- **Reserva N-1:** 63MVA
- **Carga Prevista:** Falta de informação

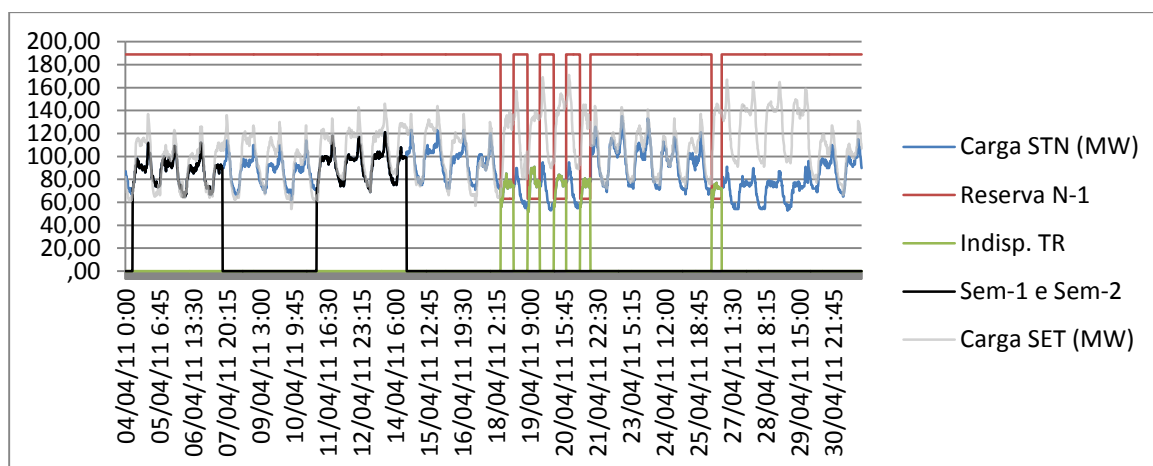
Análise:

Figura 5.16 - Análise da carga nos PdE do SCG no total da série temporal em análise na indisponibilidade GS1121.

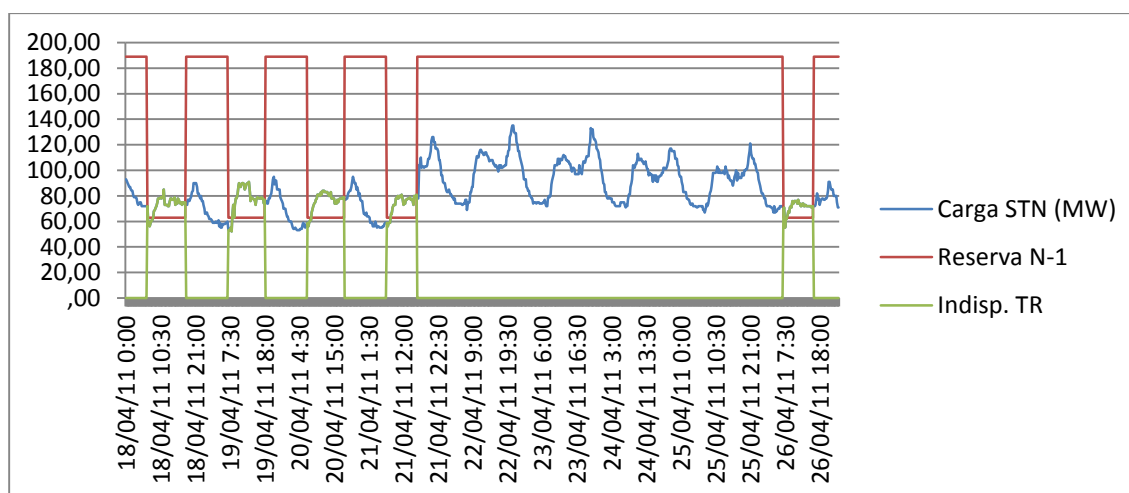


Figura 5.17 - Análise da carga no PdE de STN durante o período de indisponibilidade

Após análise deste caso de indisponibilidade, considerou-se os valores mínimos de reserva em N-1, no qual se considera, 63 MW.

Reserva N-1: 63 MW

Máximo da Série de Carga STN: 91 MW

Relativamente ao processo de previsão da potência consumida, para um período horário equivalente ao da indisponibilidade, previu-se os máximos atingidos considerando as 2 semanas anteriores à indisponibilidade (S-2 e S-1).

Máximo previsto em S-2: 112 MW

Máximo previsto em S-1: 121 MW

Máximo no período de indisponibilidade: 91 MW

Após análise dos dados recolhidos do processo de previsão verificou-se a ultrapassagem da reserva N-1.

Duração da Ultrapassagem: 87,68%	(relativo ao tempo total da indisponibilidade)
Duração da Ultrapassagem: 22h15	(em valor absoluto)
Ultrapassagem da reserva N-1: 44,44%	(relativo ao valor máximo da indisponibilidade)
Ultrapassagem da reserva N-1: 28MW	(em valor absoluto)

A nível de produção embebida, apresentam-se os seguintes dados:

Classificação da subestação: Eólica

Potência Ligada em STN: 6,6 MVA

Peso da Produção Eólica: 91% (6 MVA)	No Total: 0,13%
---	------------------------

Peso da Produção Hídrica: 21% (0,6 MVA)	No Total: 0.01%
--	------------------------

Peso da Produção Cogeração: 0%	No Total: 0%
---------------------------------------	---------------------

Peso da Produção Cogeração: 0%	No Total: 0%
---------------------------------------	---------------------

Peso da STN no total ligado à rede: 0,14%

Como se pode verificar, a STN é um PdE em que a produção embebida é predominantemente de origem eólica mas a potência ligada é tão reduzida que o procedimento normal é não considerá-la, visto que não terá influência relevante.

Neste caso, há uma ultrapassagem da reserva N-1 considerável durante quase a totalidade do período de indisponibilidade.

Se for admitido a sobrecarga máxima admissível, a instalação fica com reserva N-1 de transformação de 75,6MVA, o que continua a ultrapassar a margem de reserva em grande proporção.

Os valores máximos da indisponibilidade, considerando a transferência de carga de 30MVA, foram idênticos aos obtidos nos mesmos períodos nas duas semanas anteriores.

Apesar da correta previsão, a transferência de carga deveria ter sido superior, no mínimo, com um valor de 45MVA para um funcionamento rigoroso.

5.4. Conclusão de capítulo

Através dos resultados obtidos das análises de indisponibilidade de transformadores consegue-se concluir que a programação de indisponibilidades tem sido efetuada de um modo geral corretamente, uma vez que em vários casos foi conseguido cumprir os valores da reserva N-1 e nos casos de ultrapassagem, considerando sobrecarga de transformadores, os valores mantiveram-se inferiores ao das cargas máximas admissíveis estipuladas nos transformadores, salvo raras exceções, em que ultrapassaram durante um período curto de tempo não representando perigo ao não fornecimento de energia. É necessário salientar, que os casos em que ocorre ultrapassagem da reserva N-1 são maioritariamente em pontos de entrega em que a integração da produção eólica é predominante.

De um modo geral, confirma-se a necessidade da previsão de consumos da RNT considerando a produção distribuída, principalmente em instalações que disponham de um número de transformadores igual ou inferior a 3, ou em situações de grande contribuição de

produção eólica, hídrica ou ambas. Nos casos de maior contribuição de cogeração, como possui um carácter, de forma geral, constante e não apresenta um histórico de problemas, não é prioritário o desenvolvimento de um método de previsão, assim como, as subestações com maior contribuição de energia solar, uma vez que também ainda se encontram em número muito reduzido na contribuição à rede de transporte.

Capítulo 6

Caso prático

Neste capítulo procede-se a aplicação de todo o estudo e conhecimento adquirido para efetuar um método de previsão que permita visualizar a real potência que transita nos transformadores, agregando a previsão de consumo com a previsão de produção eólica. As restantes produções apenas são incluídas nos estudos prévios.

6.1. Organização de dados

Devido a enorme variedade e quantidade de dados é necessário ter especial atenção à organização destes, visto que servirão de entradas para o processo de previsão.

A ferramenta utilizada neste processo foi o *Excel* com programação associada, na linguagem *VBA*.

Em relação aos dados históricos das cargas nos pontos de entrega, eles encontram-se organizados em ficheiros *Excel*, no qual se apresentam os valores de carga a cada 15 minutos para cada ponto de entrega da RNT e ainda o total da carga de todos os pontos de entrega a cada período de 15 minutos. Os dados adquiridos são baseados em registos históricos do SCADA.

Estes ficheiros são semanais e encontram-se divididos em pastas correspondentes ao ano. São denominados por “PQ [Data de Início]-[Data de Fim] s[nº semana]”.

O processo de organização de dados da previsão eólica é um processo mais complexo, pois os dados históricos estão organizados em ficheiros diários, o que torna o processo mais moroso.

Para cada dia, existe um ficheiro por cada fonte de previsão, sendo denominados por “PREVISAO.PRT[##]”. Os símbolos ‘##’ identificam o fornecedor da previsão dos valores de vento.

Os dados apresentados encontram-se com sinal negativo, indicando que são dados previstos históricos, isto é, cuja data/hora de previsão já ocorreu efetivamente. Para este estudo é importante convertê-los para sinal positivo.

Uma vez que analisamos períodos alargados de tempo, usualmente 3 semanas em estudo, a importação individual de ficheiros diários da previsão eólica seria um entrave na realização de estudos de todos os pontos de entrega. Utilizando a aplicação criada para importação de

dados e mencionada na seção 5.3, após a seleção do ponto de entrega, a aplicação procura numa base de dados de parques eólicos os parques correspondentes ligados. A base de dados de parques eólicos com telemedida é denominada por “Checklist_PE”.

Posteriormente apresenta-se numa folha de cálculo, em períodos de 15 minutos, a data e a correspondente potência em cada parque eólico.

Dados históricos referentes a PRO e PRE são disponibilizados pelo departamento da REN de Informação de Mercados.

Na análise em cada ponto entrega é necessário consultar os produtores que se encontram ligados e depois requerer individualmente por cada produtor, as potências ocorridas no período de tempo desejado, para posterior exportação de dados.

O procedimento é o mesmo para recolher os dados referentes a carga natural em cada ponto de entrega.

Após a organização dos dados anteriores, constrói-se uma folha de cálculo base com o objetivo de se proceder ao processo de previsão e visualização gráfica das cargas.

Nesta base, os dados encontram-se organizados por colunas da seguinte maneira: Dia da Semana, Data (dividida em intervalos de 15 minutos), Carga ocorrida no ponto de entrega no período total de análise, valores de carga correspondentes a Semana S-2, valores de carga correspondentes a Semana S-1, valores de carga correspondentes a Semana S (semana na qual se pretende a previsão), valores de carga correspondente a cada produtor PRE ou PRO, e por fim, apresenta-se a coluna na qual serão apresentados os valores de previsão.

Nas colunas em que estejam presentes parques eólicos com previsão, no período correspondente as semanas S-2 e S-1 apresentam-se valores reais ocorridos e no período correspondente a semana S, apresenta-se valores históricos da previsão eólica.

Nesta base, após aplicação do método de análise ou de previsão, são apresentados os gráficos correspondentes às cargas ocorridas e previstas durante todo o período de análise (3 semanas), o gráfico correspondente à semana prevista, e o da carga real ocorrida. São apresentados também os erros, máximos de carga ocorridos e fator de correlação entre os valores previstos e os valores reais (semana S).

Na Figura 6.1, visualiza-se a aparência e organização do ficheiro base em *Excel*.

Coeficiente de Correlação

Medida padrão da relação entre duas séries temporais, dada por:

$$r_{xy} = \sqrt{\frac{1}{\sigma_x \cdot \sigma_y} \cdot \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N [(x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})]} \quad (6.3)$$

Medidas de Erro:

As medidas de erro descrevem o comportamento médio dos desvios entre os valores previstos e os valores medidos. A série temporal a analisar é composta pelos erros em cada instante de tempo i , enquanto diferença entre o valor previsto, x_p , e o valor medido, x_m , isto é:

$$\varepsilon_i = x_{p,i} - x_{m,i} \quad (6.4)$$

Raiz do Erro Quadrático Médio

Medida padrão do quadrado da diferença entre valores previstos e medidos, dada por:

$$rmse = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_p - x_m)^2} = \sqrt{\varepsilon^2} \quad (6.5)$$

Erro Sistemático

Diferença entre os valores médios de x_p e x_m , dada por:

$$bias = \overline{x_p} - \overline{x_m} = \bar{\varepsilon} \quad (6.6)$$

Desvio Padrão do Erro

O desvio padrão do erro é dado por:

$$sde = \sigma(\varepsilon) = \sqrt{\varepsilon^2 - \bar{\varepsilon}^2} \quad (6.7)$$

$$sde^2 = \underbrace{(\sigma(x_p) - \sigma(x_m))^2}_{sdbias^2} + 2 \cdot \underbrace{\sigma(x_p) \cdot \sigma(x_m) \cdot (1 - r(x_p, x_m))}_{disp^2} \quad (6.8)$$

Usando as expressões 6.15, 6.16, 6.17 e 6.18, o $rmse$ pode ser escrito:

$$rmse = \sqrt{bias^2 + sde^2} = \sqrt{bias^2 + sdbias^2 + disp^2} \quad (6.9)$$

Nas equações anteriores $r(x_p, x_m)$ é designado o coeficiente de correlação entre as duas séries temporais e $\sigma(x_p)$ e $\sigma(x_m)$ os respectivos desvios padrões.

As grandezas estatísticas mais importantes das duas séries temporais, exibindo três termos que contribuem para o erro quadrático médio:

- *bias* - considera a diferença entre os valores médios das séries de previsão e de medida;
- *sde* - considera as flutuações do erro em torno do seu valor médio
- *sdbias* - considera os erros de previsão de variabilidade;
- *disp* - considera o coeficiente de correlação e os desvios padrões das duas séries [23].

O *bias* e o *sdbias* constituem um indicador para o erro de amplitude e o *disp* contribui para o erro de fase.

.

6.2.2. Estimação da produção eólica - Coeficiente K

Atualmente, 52% da potência eólica ligada à rede de distribuição está dotada de previsão de produção eólica, o que indica que existem subestações que têm produção eólica ligada mas que não possuem previsão ou então, que não é prevista a produção eólica na sua totalidade. Para ultrapassar esta limitação, que muito influencia o resultado final da previsão, recorreu-se a um processo para a estimacão da produção eólica ligada a um PdE, utilizando um coeficiente eólico médio que traduz a relação entre a potência eólica dos parques com previsão e os parques sem previsão. Seguidamente apresenta-se o procedimento para a obtenção do coeficiente eólico médio.

Numa primeira fase, é necessário recorrer a um período de tempo no qual se calculará a média do coeficiente eólico, K médio. O período mínimo considerado foi de 4 meses, desde Janeiro a Abril de 2013.

Considerando que a cada registo quarto-horário o total de potência eólica produzida corresponde a $PETotal = PEMedida * (1 + K)$, determina-se o coeficiente K intermédio como

$$K = \frac{PE_{Medida}}{PE_{Total}} - 1 \quad (6.10)$$

Em que:

- ***PE_{Total}***: Valores históricos da Potência eólica total produzida
- ***PE_{Medida}***: Valores históricos da Potência eólica produzida pelos parques que possuem previsão
- ***K***: Coeficiente eólico

Como cada K intermédio calculado respeita a uma potência produzida pelo parque medido, procedeu-se à divisão da Potência Medida em classes de potência, escolhendo o passo mais adequado. O passo é o quociente entre a potência eólica instalada, ligada ao PdE, e o intervalo de potência eólica medida. Após este processo, para cada classe calcula-se a média dos K intermédios.

Como o objetivo final é saber, num determinado ponto de entrega qual a potência eólica total (variável dependente) em função da previsão de potência eólica do subconjunto de

parques com previsão (variável independente), foi necessário obter uma equação que relaciona estas variáveis. Esta foi obtida através de um modelo de regressão dos K médios.

Para tal, foi utilizada a função embutida no Excel que determina os parâmetros da equação de regressão através do gráfico dos K médios em função da classe de potência eólica medida. Como as variáveis observadas não apresentam uma característica linear, optou-se por utilizar uma curva polinomial de 6ª ordem, tendo apresentado o melhor valor de coeficiente de determinação R^2 , muito próximo da unidade.

Uma vez determinada a equação de regressão, esta poder-se-á utilizar para determinar a potência eólica total ligada ao PdE. Os coeficientes da equação devem ser encontrados periodicamente.

De seguida, apresenta-se as fórmulas no qual se baseia o processo:

$$\Sigma PE_{Medida_norm} = \frac{|\Sigma PE_{Medida}|}{Passo} \quad (6.11)$$

$$K = c^0 + \Sigma PE_{Medida_norm} \times c^1 + \Sigma PE_{Medida_norm} \times c^2 + \Sigma PE_{Medida_norm} \times c^3 + \Sigma PE_{Medida_norm} \times c^4 + \Sigma PE_{Medida_norm} \times c^5 + \Sigma PE_{Medida_norm} \times c^6 \quad (6.12)$$

$$PE_{Estimada} = \Sigma PE_{Medida} \times (1 + K) \quad (6.13)$$

Em que:

- **PE_{Medida}** : Potência eólica com capacidade de previsão –
- **PE_{Medida_norm}** : Potência eólica com capacidade de previsão normalizada.
- **$Passo$** : Intervalo de divisão em classes de potência.
- **c^x** : Coeficiente de ordem X extraído da equação polinomial do K médio.
- **K** : Coeficiente eólico
- **Potência $TR_{Prevista}$** : Potência de transformação prevista em S.
- **$PE_{Estimada}$** : Potência eólica estimada.

De seguida, mostra-se para melhor compreensão, um exemplo do processo de cálculo do K.

Cálculo dos coeficientes da equação de regressão para a subestação de Penela.

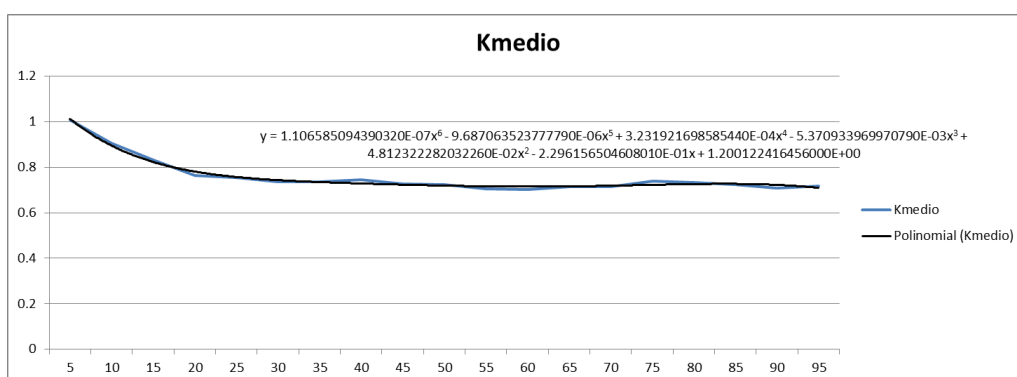


Figura 6.2 - Curva do K médio e sua regressão polinomial de 6ª ordem

Tabela 6.1 - Resultados divididos em classes de potência.

Frequência	1442	988	815	688	570	593	533	515	524	464	442	459	456	451	440	522	461	443	169
Kmedio	1.007605	0.905552	0.832531	0.76495	0.754821	0.736418	0.735812	0.746634	0.726299	0.724894	0.704326	0.70351	0.7151	0.714604	0.739555	0.731934	0.724884	0.708313	0.716175
E_Medio	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95
E_Total	10.03803	19.05552	27.48797	35.299	43.87053	52.09254	60.75341	69.86537	77.68344	86.24472	93.7379	102.2106	111.4815	120.0223	130.4667	138.5547	146.6152	153.7482	163.0366

Tabela 6.2 - Coeficientes da equação de regressão polinomial.

c0	c1	c2	c3	c4	c5	c6
1.20E+00	-2.30E-01	4.81E-02	-5.37E-03	3.23E-04	-9.69E-06	1.11E-07

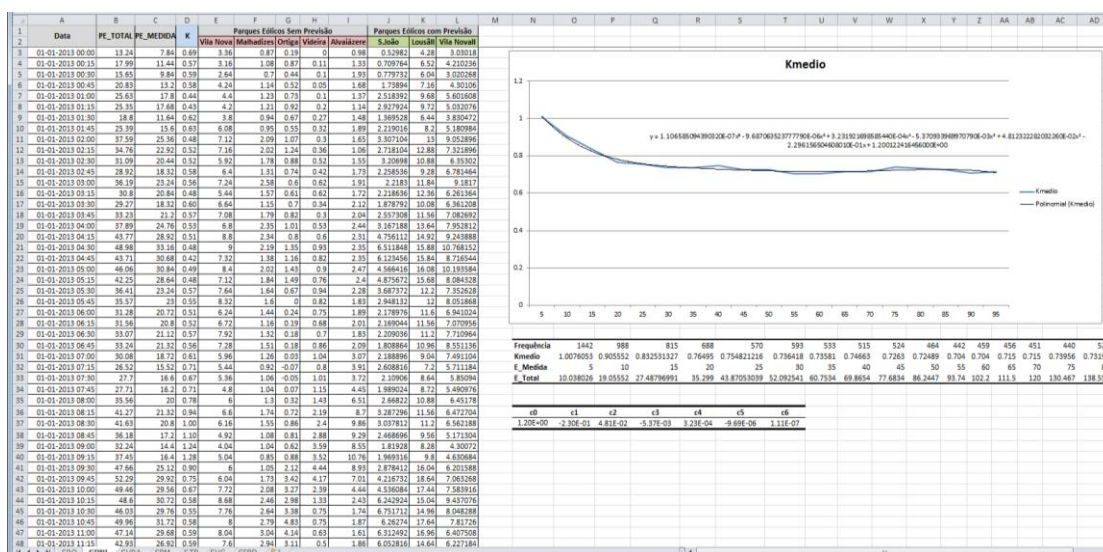


Figura 6.3 - Aspeto geral do Excel para cálculo dos coeficientes eólicos.

6.2.3. Procedimento de previsão

São efetuados estudos de todos os PdE que tenham ligados parques eólicos com previsão de produção eólica.

O processo de previsão do trânsito no PdE para a semana pretendida, denominada Semana S, consiste na extrapolação do pior valor de carga natural diário das duas semanas anteriores,

subtraído do valor da potência eólica estimada, cujo processo de cálculo se explicou em 6.2.2.

A carga natural é a carga que a transformação MAT/AT da RNT deverá suprir em caso de falha da produção existente nas redes a jusante.

Assim, os valores de carga indicados em cada ponto de entrega são satisfeitos quer pela RNT, via transformação MAT/AT, quer pela produção ligada diretamente ao nível 60 kV das subestações da RNT, quer ainda pela produção embebida de distribuição.

Na Figura 6.5 e na Figura 6.4, apresenta-se uns gráficos exemplificativos da carga construída na semana S, com os piores valores (os máximos), de cada dia das duas semanas anteriores.

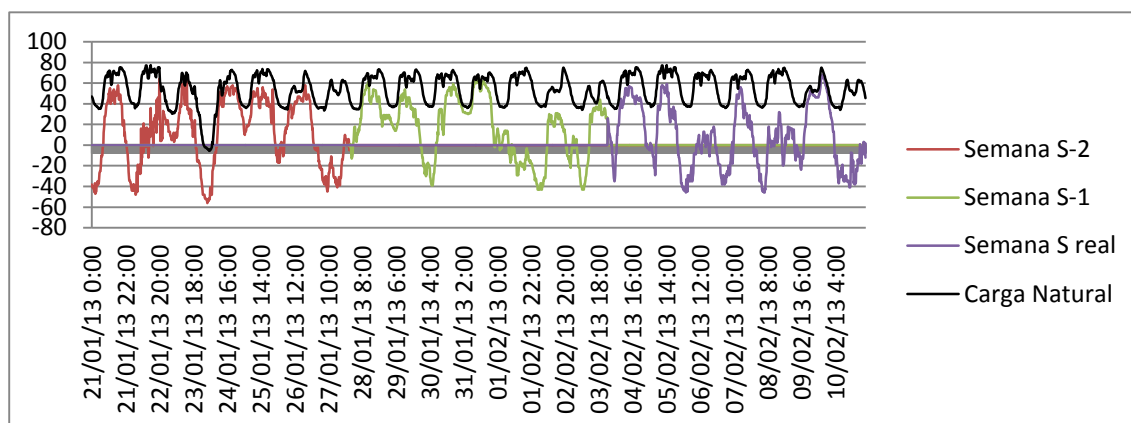


Figura 6.5 - Carga no pior caso e as duas semanas anteriores.

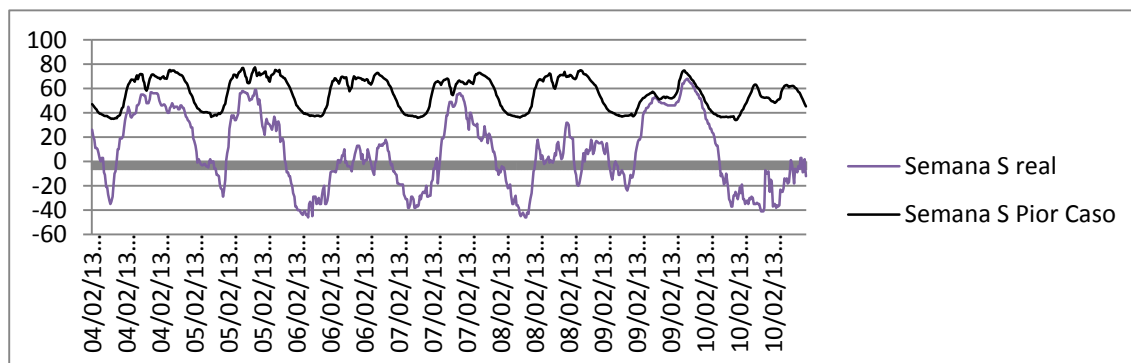


Figura 6.4 -Carga na Semana S no pior caso.

De seguida explica-se o procedimento mais detalhadamente.

Numa primeira fase, os valores da potência de transformação de cada dia das semanas S-2 e S-1 adquirem os valores por dia da carga natural nessas respetivas semanas.

$$Carga\ Natural_{S-2} = Potência\ TR_{S-2} \quad (6.14)$$

$$Carga\ Natural_{S-1} = Potência\ TR_{S-1} \quad (6.15)$$

O valor da potência de transformação na semana em que se pretende a previsão, é calculado da seguinte forma:

$$Potência\ TR_{Prevista\ S_PiorCaso} = Máx (Potência\ TR_{S-2}, Potência\ TR_{S-1})$$

$$PE_{Estimada} = \Sigma PE_{Medida} \times (1 + K) \quad (6.16)$$

$$Potência\ TR_{Prevista\ S} = Potência\ TR_{Prevista\ S_PiorCaso} - PE_{Estimada} \quad (6.17)$$

Em que:

- **Carga Natural_{S-2}**: Valor da Carga Natural em $S - 2$.
- **Carga Natural_{S-1}**: Valor da Carga Natural em $S - 1$.
- **Potência TR_{Prevista S_{PiorCaso}}**: Potência de transformação na semana S no pior caso.
- **Potência TR_{S-2}**: Potência de transformação em $S - 2$.
- **Potência TR_{S-1}**: Potência de transformação em $S - 1$.
- **PE_{Medida}**: Potência eólica com capacidade de previsão.
- **K**: Coeficiente eólico
- **Potência TR_{Prevista S}**: Potência de transformação prevista em S .

6.3. Apresentação de casos de estudo

Nesta secção apresenta-se a análise de casos de previsão considerando os procedimentos que se demonstraram nas secções anteriores deste capítulo.

Efetuuou-se a aplicação do método de previsão em todas as subestações com possibilidade de previsão eólica. Mas no geral, todas as subestações da RNT foram alvo de estudo.

Procedeu-se ao estudo de cada subestação em dois períodos de tempo de análise.

De seguida procede-se a apresentação de dados e resultados de cada caso.

Tabela 6.3 - Dados de entrada para análise do caso Subestação de Penela.

Análise da subestação de Penela - Localização: Centro Sul	
Período de tempo em análise	
Período 1	Início: 21-01-13 0:00 Fim: 10-02-13 23:45
Período 2	Início: 04-03-13 0:00 Fim: 24-03-13 23:45
Produção ligada à subestação	
Eólica	169.8 MW
Hídrica	100% (169.8 MW)
Cogeração	0% (0 MW)
Solar	0% (0 MW)
Produção Eólica ligada à rede com previsão	56.2% (95.5 MW)

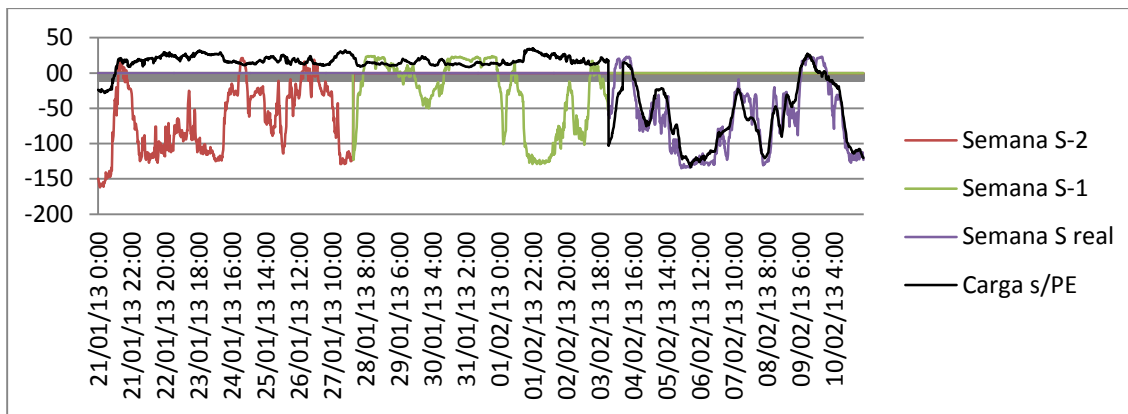


Figura 6.6 - Série temporal referente ao período 1 do caso Subestação de Penela.

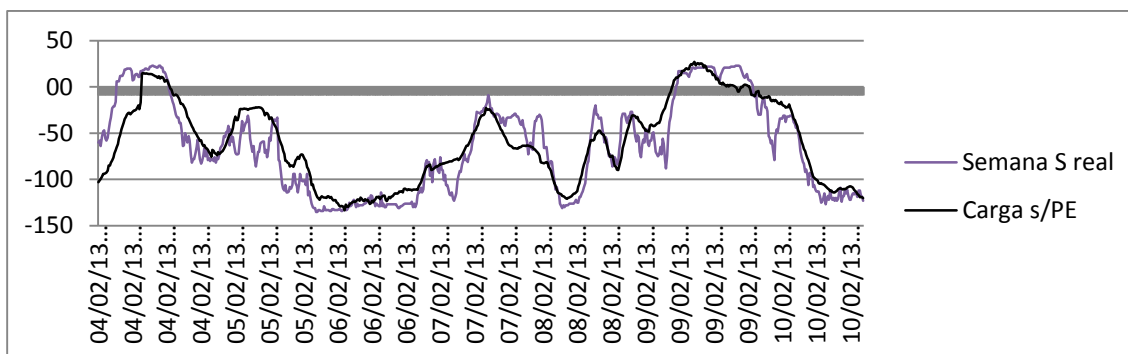


Figura 6.7 - Comparação entre carga real e prevista no período 1 do caso Subestação de Penela.

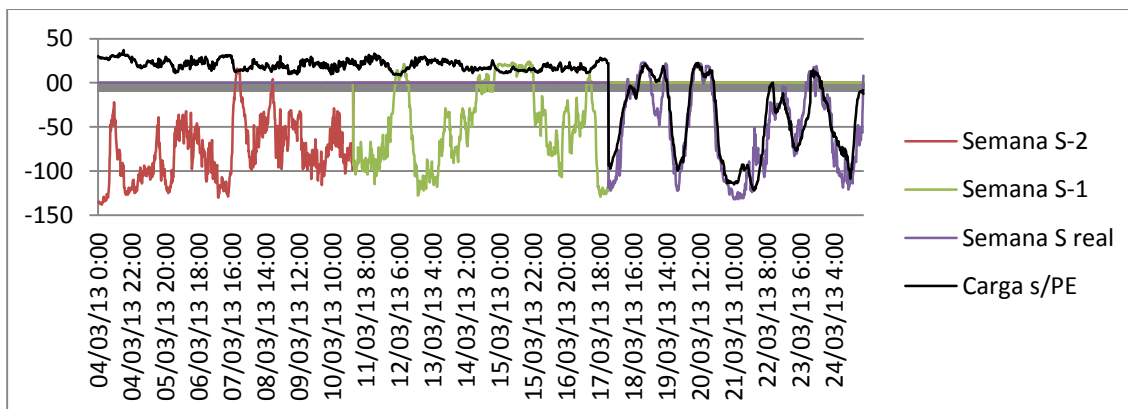


Figura 6.8 - Série temporal referente ao período 2 do caso Subestação de Penela.

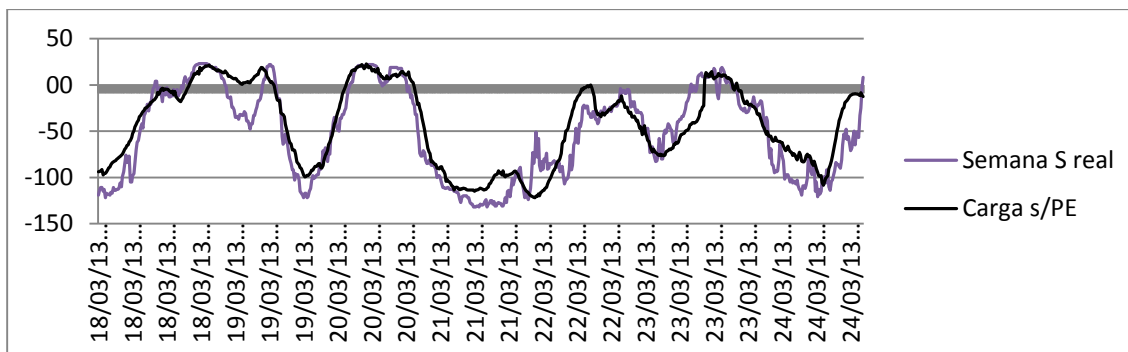


Figura 6.9 - Comparação entre carga real e prevista no período 2 do caso Subestação de Penela.

Tabela 6.4 - Resumos dos resultados da análise do caso Subestação de Penela no período 1 e 2.

Resultados	Período 1	Período 2
Máximo da Carga Real em S-2	-162 MW	-138 MW
Máximo da Carga Real em S-1	-129 MW	-129 MW
Máximo da Carga Real em S	-135 MW	-132 MW
Máximo Previsto em S	-133.51 MW	-122.10 MW
Diferença entre Máximo Real e Máximo Previsto	1.49 MW	9.90 MW
Fator de Correlação	0.901	0.906
RMSE	-0.35	-0.43
BIAS	-0.06	-0.17
SDBIAS	0.09	0.09
DISP	-0.33	-0.39
SDE	-0.35	-0.40

Análise de resultados:

Analizando o período de tempo 1, obtiveram-se resultados bons visto que a curva de previsão visualizada na Figura 6.7, acompanha os máximos da curva real praticamente na totalidade da sua extensão. A diferença entre os valores máximos da série real na semana S e o máximo da série prevista na semana S é de apenas de 1.49 MW. No caso de tratamento de uma indisponibilidade de um transformador, esta previsão conseguiria ser bastante eficiente, visto que na condição de ultrapassagem da reserva mínima de transformação, conseguia-se fazer um pedido de transferência de carga ótimo.

Analizando o período de tempo 2, mantém-se uma boa tendência da curva como se apresenta na Figura 6.9, excetuando no dia 12-03-2012, onde existe uma diferença máxima, que resulta de uma oscilação abrupta da carga na semana S-1 referente à falta de produção eólica nos parques previstos, como se pode verificar na Figura 6.8.

Verifica-se quem em ambos os períodos, os valores máximos previstos aproximam-se mais dos valores obtidos na semana S-1.

A subestação de Penela apenas dispõe de 56,2% de previsão em relação a potência eólica total ligada, o que influencia o resultado final da previsão mas apesar deste facto conseguiram-se obter resultados e indicadores de qualidade de previsão bastante satisfatórios.

Tabela 6.5 - Dados de entrada para análise do caso Subestação de Portimão.

Análise da subestação de Portimão - Localização: Sul	
Período de tempo em análise	
Período 1	Início: 21-01-13 0:00 Fim: 10-02-13 23:45
Período 2	Início: 04-03-13 0:00 Fim: 24-03-13 23:45
Produção ligada à subestação	143.2 MW
Eólica	94.5% (169.8 MW)
Hídrica	1.6% (2.3 MW)
Cogeração	3.8% (5.4 MW)
Outros	0% (0 MW)
Produção Eólica ligada à rede com previsão	34.2% (49 MW)

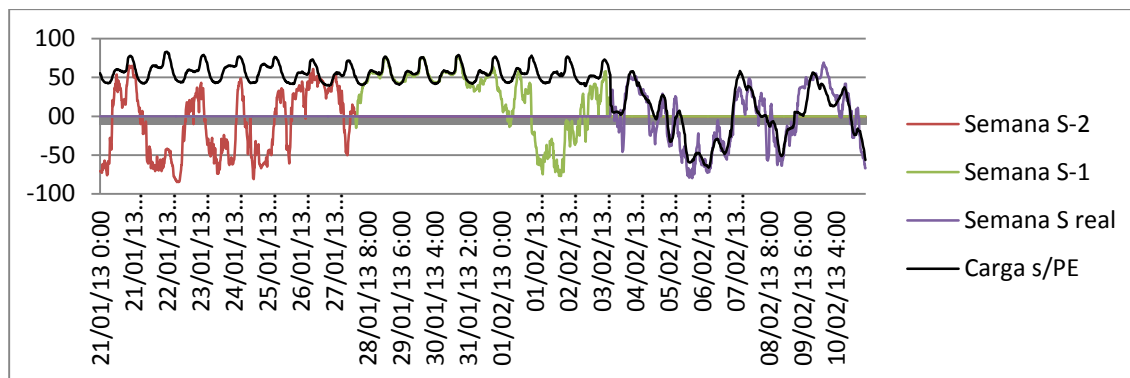


Figura 6.10 - Série temporal referente ao período 1 do caso Subestação de Portimão.

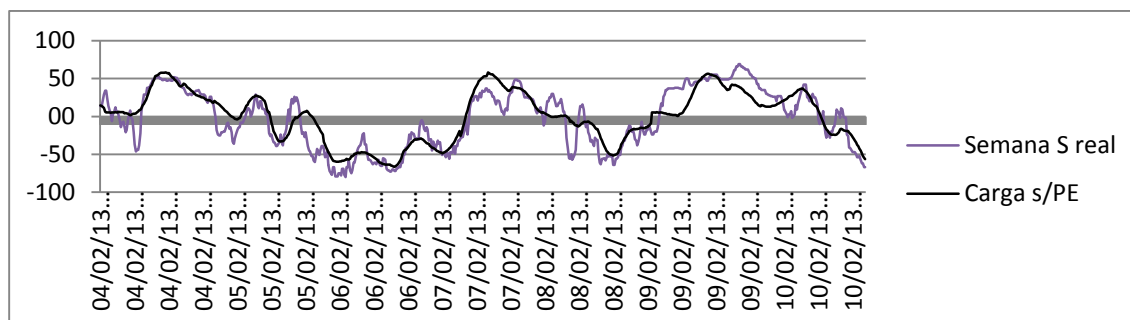


Figura 6.11 - Comparação entre carga real e prevista no período 1 do caso Subestação de Portimão.

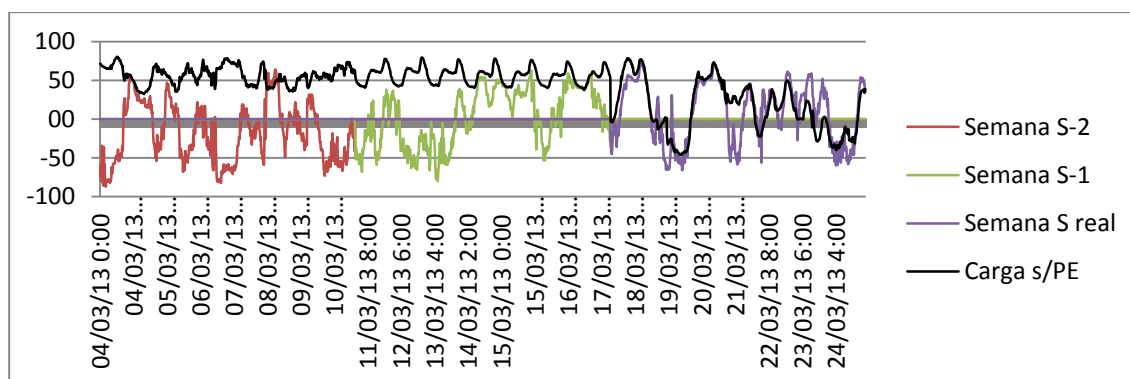


Figura 6.12 - Série temporal referente ao período 2 do caso Subestação de Portimão.

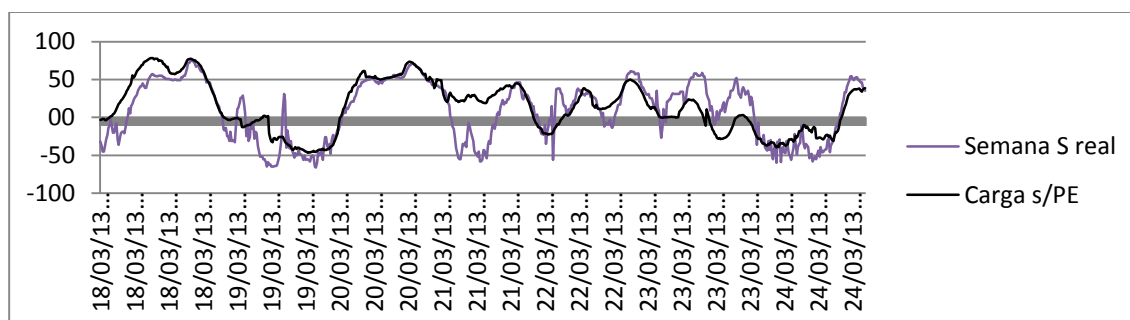


Figura 6.13 - Comparação entre carga real e prevista no período 2 do caso Subestação de Portimão.

Tabela 6.6 - Resumos dos resultados da análise do caso Subestação de Portimão no período 1 e 2.

Resultados	Período 1	Período 2
Máximo da Carga Real em S-2	-85 MW	-87 MW

Máximo da Carga Real em S-1	-77 MW	-80 MW
Máximo da Carga Real em S	-80.00 MW	75.00 MW
Máximo Previsto Semana S	-66.29 MW	78.45 MW
Diferença entre Máximo Real e Máximo Previsto	13.71 MW	3.45 MW
Fator de Correlação	0.879	0.773
RMSE	-7.64	2.78
BIAS	-1.23	0.60
SDBIAS	2.11	-0.50
DISP	-7.24	2.67
SDE	-7.54	2.72

Análise de resultados:

Analizando o período de tempo 1, não se obtêm os melhores resultados, verificando-se diferenças de fase e amplitude consideráveis, apesar de existir uma correlação minimamente aceitável, visto acompanhar a tendência da carga real ocorrida mas não acompanhando os máximos ocorridos.

No período de tempo 2, obtém-se indicadores de qualidade de previsão melhores mas continuam a não ser aceitáveis, tendo uma correlação fraca, resultado da falta de correlação da semana S-1 e S-2. Apesar de tudo, a diferença entre o máximo da previsão e da carga real foi de apenas 3.45MW. Pode-se também verificar na Figura 6.12 que a carga natural da Semana S-2 apresenta muitas oscilações, tornando-se uma semana com dias bastante atípicos, o que provoca naturalmente erros de previsão.

Em ambos os períodos, consegue-se verificar que em subestações com apenas a capacidade de previsão de um parque eólico, que neste caso corresponde apenas a uma capacidade reduzida de 34,2% (49MW) da potência eólica total ligada, este método não apresenta os resultados desejados.

Tabela 6.7 - Dados de entrada para análise do caso Subestação de Rio Maior.

Análise da subestação de Rio Maior - Localização: Centro Norte	
Período de tempo em análise	
Período 1	Início: 21-01-13 0:00 Fim: 10-02-13 23:45
Período 2	Início: 04-03-13 0:00 Fim: 24-03-13 23:45
Produção ligada à subestação	
Eólica	174.3 MW
Hídrica	99.7% (173.8 MW)
Cogeração	0.2% (0.3 MW)
Solar	0.1% (0.1 MW)
	0% (0 MW)
Produção Eólica ligada à rede com previsão	59.3% (95.5 MW)

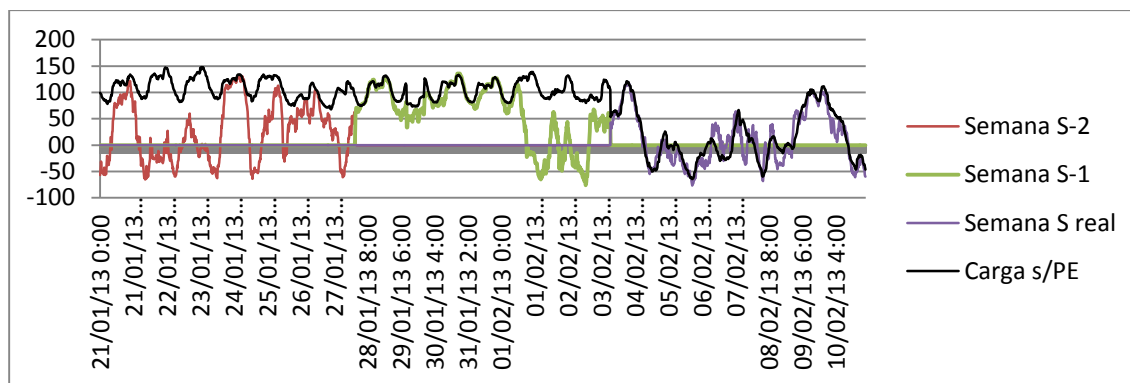


Figura 6.14 - Série temporal referente ao período 1 do caso Subestação de Rio Maior.

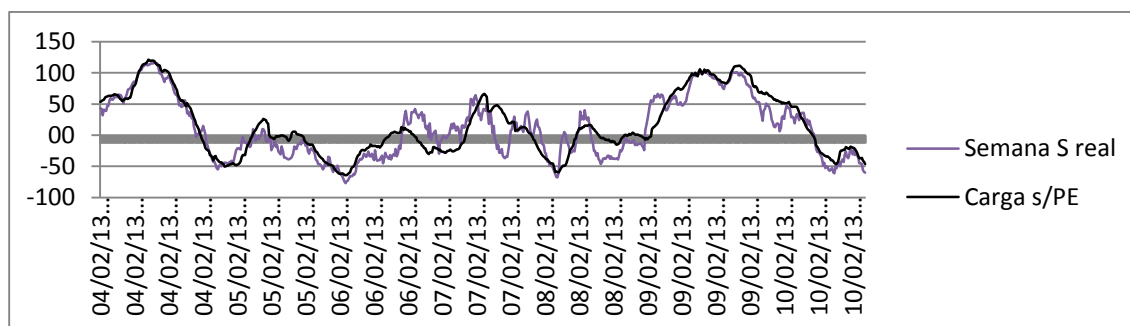


Figura 6.15 - Comparação entre carga real e prevista no período 1 do caso Subestação de Rio Maior.

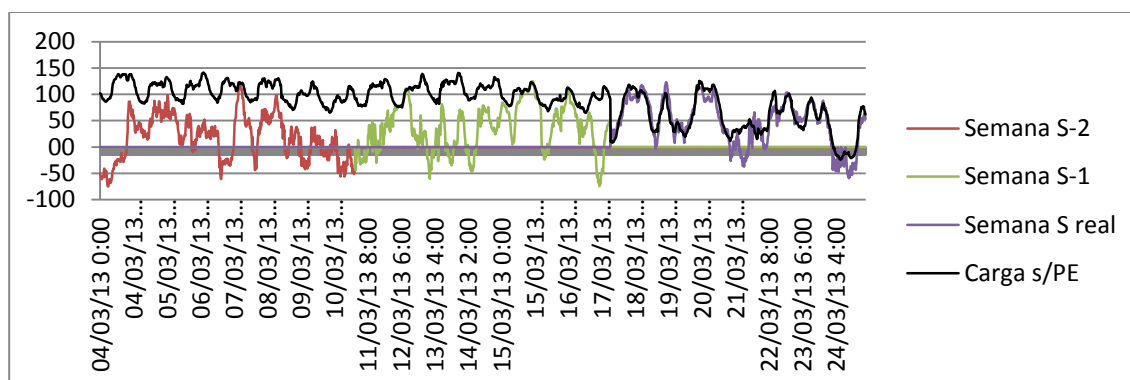


Figura 6.16 - Série temporal referente ao período 2 do caso Subestação de Rio Maior.

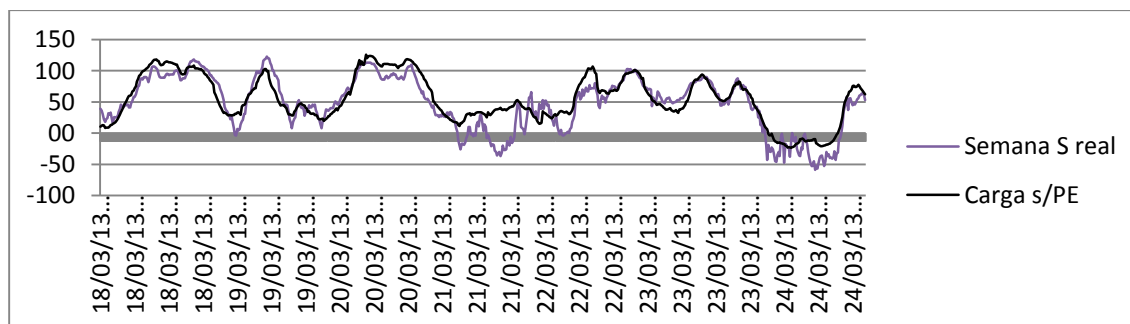


Figura 6.17 - Comparação entre carga real e prevista no período 2 do caso Subestação de Rio Maior.

Tabela 6.8 - Resumos dos resultados da análise do caso Subestação de Rio Maior no período 1 e 2.

Resultados	Período 1	Período 2
Máximo da Carga em S-2	131 MW	119 MW
Máximo da Carga em S-1	136 MW	125 MW

Máximo da Carga em S	117 MW	123 MW
Máximo Previsto Semana S	121.16 MW	125.73 MW
Diferença entre Máximo Real e Máximo Previsto	4.16 MW	2.73 MW
Fator de Correlação	0.904	0.897
RMSE	1.96	0.43
BIAS	0.45	0.16
SDBIAS	0.01	-0.11
DISP	1.91	0.38
SDE	1.91	0.40

Análise de resultados:

No período de tempo 1, verifica-se uma boa correlação entre a curva real e a prevista mas os valores de amplitude e desfasamento não são os mais indicados. Pode-se verificar na Figura 6.15, que a curva prevista indica a tendência da curva real e que em parte da sua extensão, acompanha os máximos de forma muito correta. Não se verifica grandes diferenças de valores entre as duas curvas e a diferença entre o máximo da carga real e o máximo da prevista é de apenas 4.15 MW.

No período de tempo 2, apresentado na Figura 6.16, o valor da correlação não é tão elevado mas verifica-se bons resultados nos restantes indicadores de qualidade de previsão e a diferença entre os máximos da carga real na semana S e da previsão é bastante reduzido, com um valor de 2.73 MW.

Apesar dos resultados serem minimamente aceitáveis para a programação de indisponibilidades nesta subestação, pode-se concluir, que este método tem alguma dificuldade quando só é possível verificar os valores de um parque eólico, como já tinha ocorrido no caso estudado da subestação de Portimão. Para obter melhores resultados, era necessário claramente haver uma maior capacidade de previsão de produção eólica.

Tabela 6.9 - Dados de entrada para análise do caso Subestação de Torrão.

Análise da subestação de Torrão - Localização: Norte	
Período de tempo em análise	
Período 1	Início: 21-01-13 0:00 Fim: 10-02-13 23:45
Período 2	Início: 04-03-13 0:00 Fim: 24-03-13 23:45
Produção ligada à subestação	102 MW
Eólica	99% (101 MW)
Hídrica	0% (0 MW)
Cogeração	1% (1 MW)
Solar	0% (0 MW)
Produção Eólica ligada à rede com previsão	69.5% (70.2 MW)

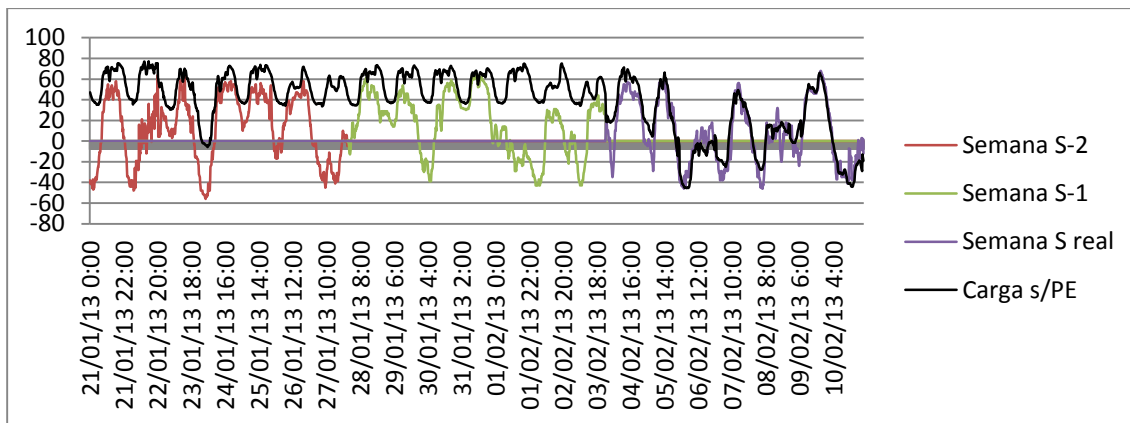


Figura 6.18 - Série temporal referente ao período 1 do caso Subestação de Torrão.

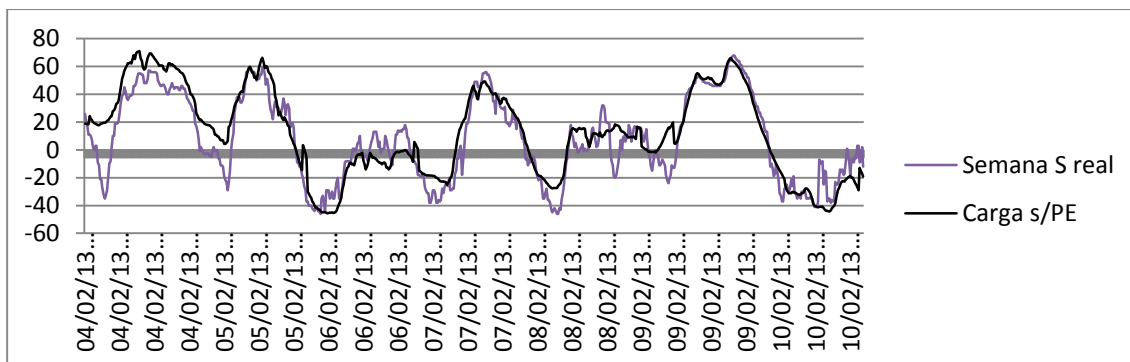


Figura 6.19 - Comparação entre carga real e prevista no período 1 do caso Subestação de Torrão.

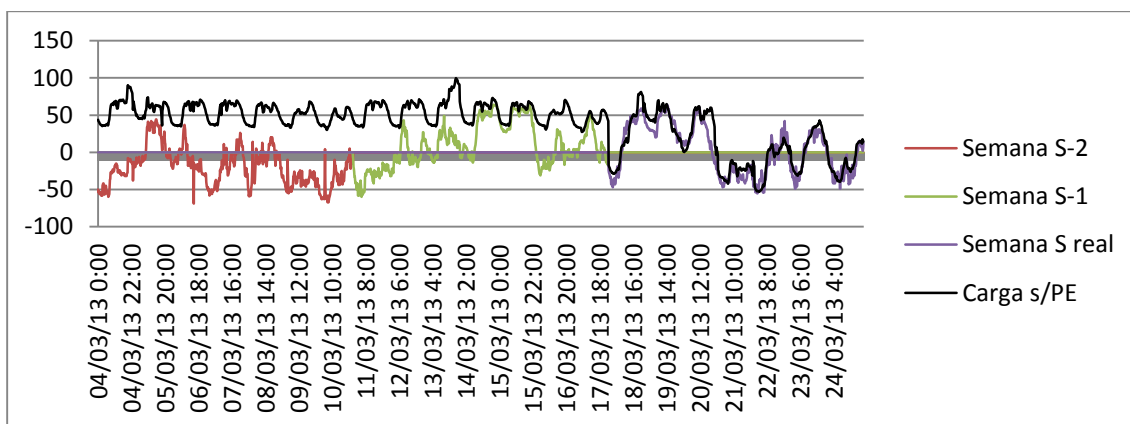


Figura 6.20 - Série temporal referente ao período 2 do caso Subestação de Torrão.

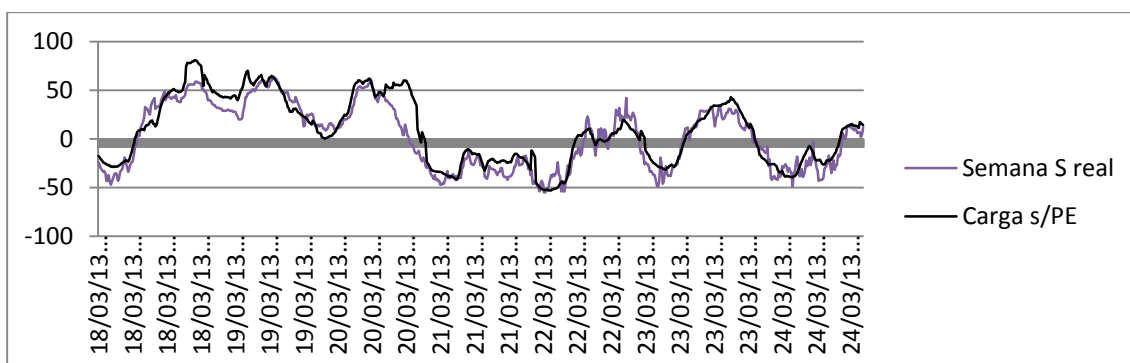


Figura 6.21 - Comparação entre carga real e prevista no período 2 do caso Subestação de Torrão.

Tabela 6.10 - Resumos dos resultados da análise do caso Subestação de Torrão no período 1 e 2.

Resultados	Período 1	Período 2
Máximo da Carga em S-2	64 MW	-69 MW
Máximo da Carga em S-1	65 MW	64 MW
Máximo da Carga em S	68 MW	64 MW
Máximo Previsto Semana S	71.21 MW	81.07 MW
Máximo de diferença entre Real e Previsto	3.21 MW	17.07 MW
Fator de Correlação	0.910	0.930
RMSE	1.75	6.36
BIAS	0.54	2.70
SDBIAS	0.15	0.59
DISP	1.66	5.73
SDE	1.67	5.76

Análise de resultados:

No período de tempo 1, verifica-se na Figura 6.18, entre o dia 23 e 24 de Janeiro que a carga natural teve uma quebra em relação aos restantes dias, no qual a produção eólica teve forte influência. Relativamente à previsão, pode-se consultar a Figura 6.19 e verificar uma boa correlação, apesar de nos primeiros dias apresentar valores um bocado distanciados, fruto naturalmente da produção resultante dos restantes parques eólicos que não prevemos. A diferença entre os máximos das duas curvas, é de apenas 3.21 MW.

No período de tempo 2, verifica-se na Figura 6.20, uma alteração da carga natural no dia 13 de Março, resultado da indisponibilidade de um transformador na subestação do Torrão, visto que foi necessário uma maior potência para entregar a rede de distribuição na qual se obteve limitando os consumos do Torrão e limitando a potência eólica no parque de Cabril, ligado a subestação do Torrão. No dia 4 de Fevereiro também se verifica uma situação semelhante mas em menor escala. Estas oscilações na carga natural provocam as maiores diferenças ocorridas na previsão, mais propriamente do dia 18 e 20 de Fevereiro.

Apesar destas interferências, regista-se a existência de bons resultados de correlação.

No caso da subestação de Torrão, cerca de 30% de produção eólica não se possui previsão, o que justifica, as maiores diferenças obtidas.

6.4. Aplicação de apoio ao gestor do sistema

O objetivo deste projeto culmina no desenvolvimento de um procedimento (software) para apoiar o Gestor do Sistema na tomada de decisão, relativamente às solicitações de indisponibilidades programadas de transformadores de potência, sem colocar em risco os consumos e garantir margens de reserva adequadas.

Desenvolveu-se uma aplicação em *Excel*, recorrendo à programação *Visual Basic for Applications (VBA)*, de modo a que através da introdução de dados em formulários e caixas de diálogo, nos permita obter de forma rápida e intuitiva, todos os dados, informações, cálculos

e gráficos de carga históricos e de previsão necessários para uma adequada programação de indisponibilidades de transformadores.

A aplicação criada denomina-se por “Análise de Indisponibilidade de Transformadores da RNT”.

De seguida apresenta-se toda a constituição da aplicação, variáveis de entrada, as saídas de dados, assim como o procedimento de operação da aplicação e suas condicionantes.

Na Figura 6.22, apresenta-se o *layout* da aplicação:

Figura 6.22 - Aparência da Aplicação criada - Menu Principal

A aplicação está estruturada de forma a que seja intuitivo o seguimento do processo de inserção de dados na programação de indisponibilidades, sendo que o seguimento de leitura segue uma ordem vertical de cima para baixo e na horizontal, da esquerda para a direita.

São também apresentados números nos formulários de escolha para uma melhor compreensão.

Escolha n.º1:

- Apresenta-nos a possibilidade de escolha do Ponto de Entrega e o transformador que pretendemos que esteja indisponível.
- O processo de escolha do Ponto de Entrega executa uma filtragem na base de dados e apresenta apenas as subestações com transformadores, excluindo desde logo, subestações que tenham apenas Autotransformadores.
- Após escolher o Ponto de entrega, indica-nos de imediato na *CheckList* Produção Distribuída, os parques eólicos com previsão disponíveis e no formulário TR Indisponível, aparece apenas os transformadores correspondentes, excluindo novamente os autotransformadores, como desejado.

Escolha n.º2:

- Na caixa Produção Distribuída, é indicada a produção distribuída no Ponto de Entrega escolhido e permite escolher os parques eólicos que se pretendem que sejam incluídos na análise da indisponibilidade e na seguida previsão, ou optar de forma simples, seleccionar todos. Dessa forma, caso haja alguma transferência de um parque eólico para outro PdE ou caso esteja indisponível, poder-se-á excluir do restante processo.
- Na caixa Previsão, possibilita também ao utilizador a escolha do fornecedor de previsão da produção eólica.

Escolha n.º3:

- Apresenta-nos o formulário referente à Data da indisponibilidade e se haverá Reposição Diária do transformador a indisponibilizar.
- O formulário da Data de Início possibilita-nos a escolha de previsão no horizonte de 7 dias.
- Após escolher a Data de Início, apresenta-nos o número da semana e indica-nos em que Período do Ano em que nos encontramos. Informação relevante no caso de possibilidade de sobrecarga.
- A *CheckBox* Reposição Diária encontra-se automaticamente não seleccionada e a possibilidade de escolha de horário, apenas é apresentada se esta opção for seleccionada.

Escolha n.º4:

- Apresenta-nos o formulário de escolha se Aceita Sobrecarga e encontra-se automaticamente não seleccionado.
- Ao seleccionarmos, damos a ordem ao programa que se aceita sobrecarga e apresenta de seguida, a possibilidade de inserção da Temperatura Ambiente Média de Referência e o Fator de Sobrecarga.

Resultados:

- Após a conclusão de inserção de dados nas escolhas apresentadas anteriormente, nos Resultados apresenta-nos automaticamente a Reserva N-1, o valor da Potência Máxima

Prevista e a Transferência de Carga Recomendada caso seja necessária, caso contrário, apresenta o valor 0.

Notas:

Na *TextBox* Notas apresenta-nos as informações relevantes que ocorrem no período de tempo em análise, nomeadamente, apresenta alertas sobre a possibilidade de transferências de carga no período de tempo anterior ou durante, no qual ocorre a previsão. Informa também se estamos perante casos de dias excecionais, como ser feriado local ou nacional, ou fim de semana, no horizonte das semanas anteriores e na da previsão.

Restantes Dados:

Nesta aplicação existem também os seguintes Botões de seleção: Sair, Ajuda (?), Reiniciar, Gráfico da Carga Prevista, Nota de Indisponibilidade e Características dos Transformadores.

- Ao selecionar o botão **Gráfico da Carga Prevista**, abre-nos uma janela na qual é apresentado um gráfico que tem agregado o gráfico da carga prevista, o gráfico da carga real nas duas semanas anteriores, o gráfico da Reserva N-1 e apresenta todos os indicadores de qualidade de previsão estudados nesta dissertação, assim como, os máximos ocorridos.
- O botão **Característica dos Transformadores**, abre o ficheiro *Excel* com todas as características dos transformadores.
- O botão **Nota de Indisponibilidade**, cria um documento *Word* no qual se guarda toda a informação disponibilizada.
- O botão **Ajuda (?)** abre uma janela na qual se explicam todos os procedimentos e funcionalidades possíveis.
- O botão **Reiniciar** permite apagar todos os dados presentes no menu principal para se proceder a nova programação de indisponibilidade sem ter que sair da aplicação.
- O botão **Sair**, ao ser selecionado, permite sair em definitivo da aplicação.

Para uma melhor compreensão das funcionalidades e procedimentos efetuados na construção da aplicação é necessário a leitura da dissertação na íntegra e para ajudar recorreu-se a construção de fluxogramas, presentes no Anexo D.

6.5. Conclusão do capítulo

Através do método utilizado obtém-se previsões bastante aceitáveis, mas que principalmente apresentam uma tendência de curva bastante útil, visto que para a análise de indisponibilidades de transformadores a grande preocupação é a previsão dos máximos atingidos podendo dessa maneira proceder aos procedimentos de programação de indisponibilidades, podendo desta forma conseguir melhores cumprir a reserva N-1 e caso não seja possível, proceder a um pedido de transferência de carga adequado.

Verificou-se, como era de esperar, que a volatilidade da produção eólica é bastante preponderante e que consequentemente, se ocorre erros de previsão no consumo ou na previsão eólica, naturalmente ocorre erros e incertezas maiores na aplicação do método de previsão estudado.

A aplicação criada para apoiar o gestor do sistema na programação de indisponibilidade de transformadores demonstrou ser uma solução bastante intuitiva e eficaz.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalho Futuro

7.1. Conclusões

O principal motivo do presente trabalho foca-se na construção de um procedimento dotado da capacidade de realização de previsão de consumos na Rede Nacional de Transporte (RNT) considerando a produção distribuída, possibilitando ao gestor do sistema da Rede Elétrica Nacional (REN) uma ferramenta simples e eficaz que permite usufruir deste procedimento com o objetivo de apoiar na tomada de decisão relativamente à programação de indisponibilidades de transformadores de potência, sem colocar em risco os consumos e garantindo margens de reserva adequadas.

O início do presente trabalho começou numa adaptação ao departamento Centro de Operação da Rede (COR) da REN (Vermóim), através do conhecimento dos procedimentos de trabalho, normas regulamentares adotadas e técnicas utilizadas na programação de trabalho, de forma a proceder a um trabalho objetivo.

Foi realizado um estudo de índole teórico acerca do estado atual do sistema elétrico de energia, focando na Rede de Transporte e seus constituintes e na Produção de eletricidade, porque é a atividade que se encontra a montante da rede de transporte e que mais influencia o seu controle e gestão.

Neste estudo, confirma-se que a crescente integração de Produtores em Regime Especial (PRE), principalmente da Produção Eólica, modifica bastante os diagramas de carga das subestações da RNT devido ao seu caráter volátil, o que provoca dificuldades na previsão da potência de transformação nos Pontos de Entrega (PdE) à rede de distribuição. Verifica-se que ao longo do ano 2012 a contribuição de produção eólica para o diagrama de carga diário ultrapassa várias vezes os 50%.

Atualmente a produção PRE instalada contribui em cerca de 38% mas está definido como objetivo até 2020 uma parcela de contribuição da PRE de, pelo menos, 60% no total da eletricidade produzida, sendo fundamentalmente de origem eólica e hídrica.

Considerando o objetivo do presente trabalho, procedeu-se a elaboração de uma análise histórica de indisponibilidades de transformadores de 2009 a 2012.

Através dos resultados obtidos das análises de indisponibilidade de transformadores consegue-se concluir que a programação de indisponibilidades tem sido efetuada, corretamente uma vez que em vários casos foi conseguido cumprir os valores da reserva N-1 e

nos casos de ultrapassagem, considerando sobrecarga nos transformadores, os valores mantiveram-se inferiores as cargas máximas admissíveis estipuladas nos transformadores, salvo raras exceções, em que ultrapassaram durante um período curto de tempo não expondo perigo ao não fornecimento de energia. É necessário salientar, que os casos em que ocorre ultrapassagem da reserva N-1 são maioritariamente em pontos de entrega em que a integração da produção eólica é predominante.

De um modo geral, confirma-se a necessidade da previsão de consumos da RNT considerando a produção distribuída, principalmente em instalações que disponham de um número de transformadores inferior a 3, ou em situações de grande contribuição de produção eólica, hídrica ou ambas. Nos casos de maior contribuição de cogeração, como este possui um carácter, de forma geral, constante e não apresenta um histórico de problemas, não é prioritário o desenvolvimento de um método de previsão, assim como, as subestações com maior contribuição de energia solar, uma vez que também ainda se encontram em número muito reduzido na contribuição à rede de transporte.

No processo de desenvolvimento do método de previsão, procedeu-se a uma análise minuciosa sobre os fatores que influenciam os consumos da RNT a curto-prazo, verificando-se que os fatores cronológicos e fatores meteorológicos são os mais relevantes. Os fatores de sazonalidade são os mais abordados, uma vez que os fatores meteorológicos estão já considerados na previsão eólica existente que foi agregada ao método de previsão.

O método consiste em considerar como entradas os piores casos de carga natural na subestação em causa nas duas semanas anteriores à semana desejada para prever, subtraída uma produção eólica total estimada, baseada na produção eólica com possibilidade de previsão. Este coeficiente eólico foi criado com o objetivo de ultrapassar os problemas de algumas subestações na qual a potência total ligada à rede não é detentora de previsão. Atualmente, apenas 52% da potência total ligada é prevista.

Os resultados obtidos são aceitáveis e, embora não sigam com exatidão a curva de trânsito real, mostram corretamente a tendência ao nível de máximos e mínimos. Este aspeto é muito importante, visto que para a análise de indisponibilidades de transformadores considera-se principalmente a previsão dos máximos/mínimos de carga, permitindo dessa maneira acautelar a reserva N-1 e caso não seja possível, proceder a um pedido de transferência de carga adequado ou reprogramar a indisponibilidade.

Os valores de correlação na totalidade dos casos estudados, encontram-se entre cerca de 0.8 e 0.95. Apesar de os indicadores de qualidade de previsão não serem os mais desejados, constatou-se, como era expectável, que a volatilidade da produção eólica é preponderante. Consequentemente, se ocorre erros de previsão no consumo ou na previsão eólica, naturalmente ocorre erros e incertezas maiores na aplicação do método de previsão estudado.

Quanto à ferramenta criada, denominada por “Análise de Indisponibilidades dos Transformadores da RNT”, foi realizada tendo em conta uma posterior integração nos métodos de programação de trabalhos da empresa de modo a que não seja necessário ter conhecimento alargado sobre análise de previsões, análise estatística de erros e principalmente foi construída agregando toda a informação necessária e cálculos recorrentes.

O interface foi construído através da construção de código programado em *Visual Basic for Applications (VBA)* e integrado no *Excel*. Foi necessário aprender esta nova linguagem num espaço curto de tempo, visto nunca ter sido objeto de estudo ao longo do Mestrado Integrado, constituindo um desafio adicional bem superado.

Demonstrou-se uma solução bastante intuitiva e eficaz, com boa perspectiva de ser integrada futuramente como ferramenta de trabalho da direção do Gestor do Sistema.

7.2. Desenvolvimentos futuros

De modo a se obter resultados cada vez melhores e de forma a simplificar determinados processos, em trabalhos futuros, existem pontos que poderão ser alvo de um aprofundamento.

Relativamente aos processos de previsão, obter valores exatos é impraticável. Considerando este facto, o objetivo será sempre reduzir ao máximo os erros de previsão. Para tal, sugere-se a previsão através de novos métodos de programação evolucionária ou através de redes neuronais, que apresentam índices de qualidade de previsão mais elevados, no qual neste trabalho não foi possível devido ao processo de moroso que é o tratamento de dados e análise de casos históricos de indisponibilidades e também a falta de disponibilidade de ferramentas para proceder a esses métodos.

Outro dos fatores a ter em consideração em desenvolvimentos futuros, será a integração de um maior número de variáveis de entrada no estudo e no processo de previsão, nomeadamente mais fatores que influenciem a carga e a integração da produção hídrica, cogeração e solar, assim como as suas previsões, o que atualmente estão um pouco limitadas. O aumento da quantidade de dados previstos da produção eólica é também um fator preponderante, tendo sido um dos principais problemas. Esta necessidade apenas é atingida com um aumento de parques eólicos ligados à rede dotados de previsão.

Relativamente a aplicação de apoio ao gestor do sistema criada poderá ser melhorada a nível de automatização de processos,

Anexo A

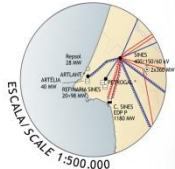
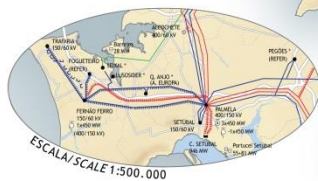
Mapa da RNT[1]

Rede Nacional de Transporte de Electricidade 2013 Portugal

A localização das subestações e o traçado das linhas são indicativos, não estando generalizados.
The location of infrastructures and the layout of the lines are indicative, not being generalised.



Oceano Atlântico
Atlantic Ocean



REN
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
Av. E. U. A., 55
1749-061 Lisboa
Tel. 21 001 3500
Fax 21 001 3100
www.ren.pt

norvia
CONSULTORES DE ENGENHARIA, S.A.
www.norvia.pt

Base Cartográfica cedida por ESRI Portugal.
Cartographic Base by courtesy of ESRI Portugal.



Legenda / Map key

Informação actualizada ao serviço em 11 de Dezembro de 2012 e
principais alterações em comparação com a versão anterior.
Information last updated and approved on December 11, 2012 and other
modifications compared to the previous version.

Consultar www.ren.pt / For further information, please refer to www.ren.pt

Correção (título de propriedade) / Colors (design intellectual property)

Estado de manutenção da rede e de subestações em funcionamento em 31 de Dezembro de 2012.
Network status and substations in operation on December 31, 2012.

Símbolos / Map symbols

Linhas / Transmission lines

Material	Designação	Estado	Capacidade	Voltagem	Comprimento	Subestação
1	220 kV	1	1500 MW	220 kV	100 km	1
2	400 kV	2	3000 MW	400 kV	100 km	2

Subestações, Postos de Corte, de Interconexão e de Transferência / Substations, Switching and Transfer Stations

Subestação	Posto de Corte	Interconexão	Transferência
1	1	1	1
2	2	2	2

Centros Produzidores / Power Plants

Material	Designação	Estado	Capacidade	Voltagem	Comprimento	Subestação
1	220 kV	1	1500 MW	220 kV	100 km	1
2	400 kV	2	3000 MW	400 kV	100 km	2

NOTAS / COMMENTS

1. A rede elétrica nacional é constituída por linhas de transporte de energia elétrica e por subestações de transformação e de distribuição.
The national electricity grid is composed of power transmission lines and substations for transformation and distribution.

2. A rede elétrica nacional é constituída por linhas de transporte de energia elétrica e por subestações de transformação e de distribuição.
The national electricity grid is composed of power transmission lines and substations for transformation and distribution.

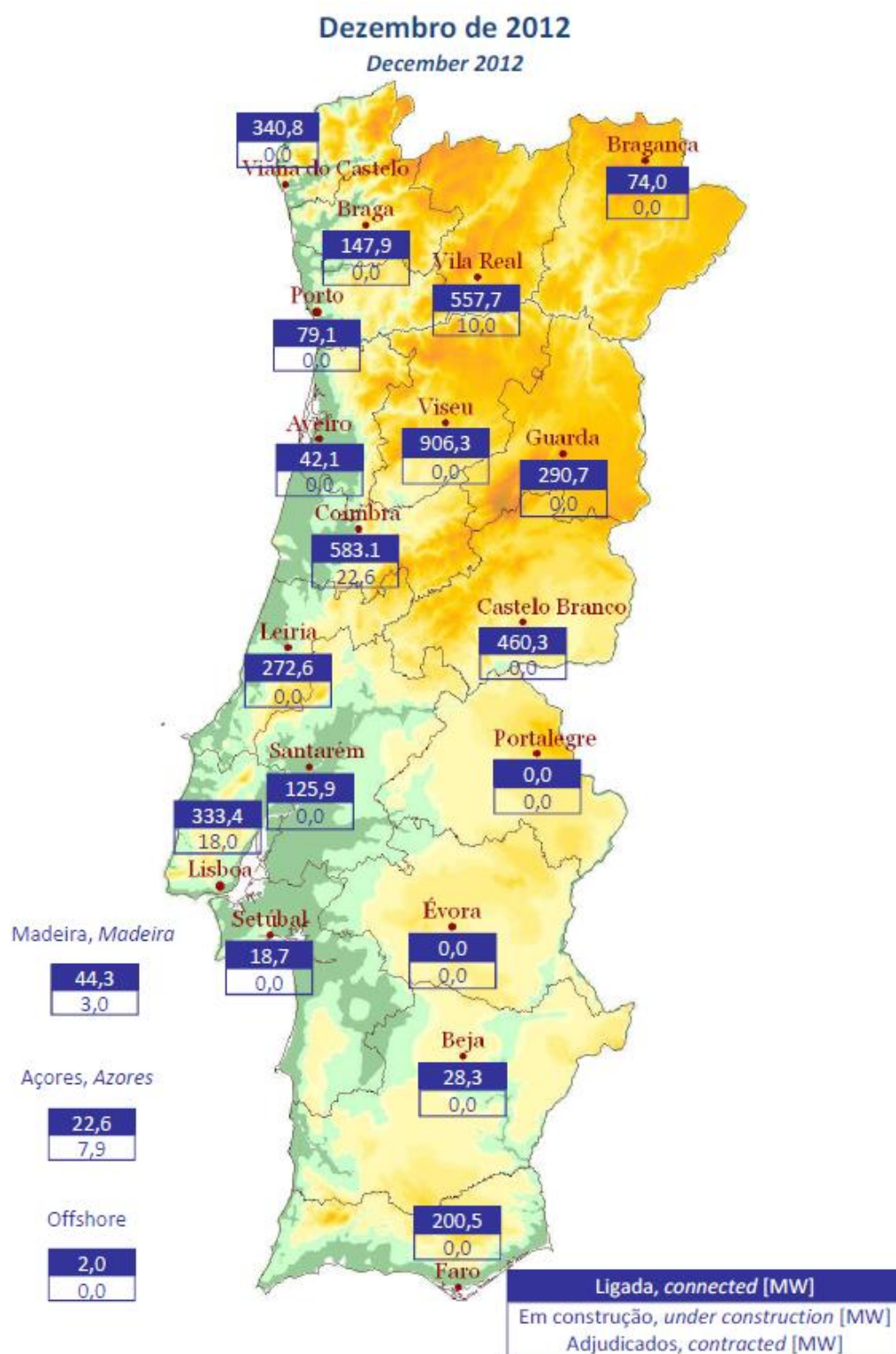
3. A rede elétrica nacional é constituída por linhas de transporte de energia elétrica e por subestações de transformação e de distribuição.
The national electricity grid is composed of power transmission lines and substations for transformation and distribution.

4. A rede elétrica nacional é constituída por linhas de transporte de energia elétrica e por subestações de transformação e de distribuição.
The national electricity grid is composed of power transmission lines and substations for transformation and distribution.

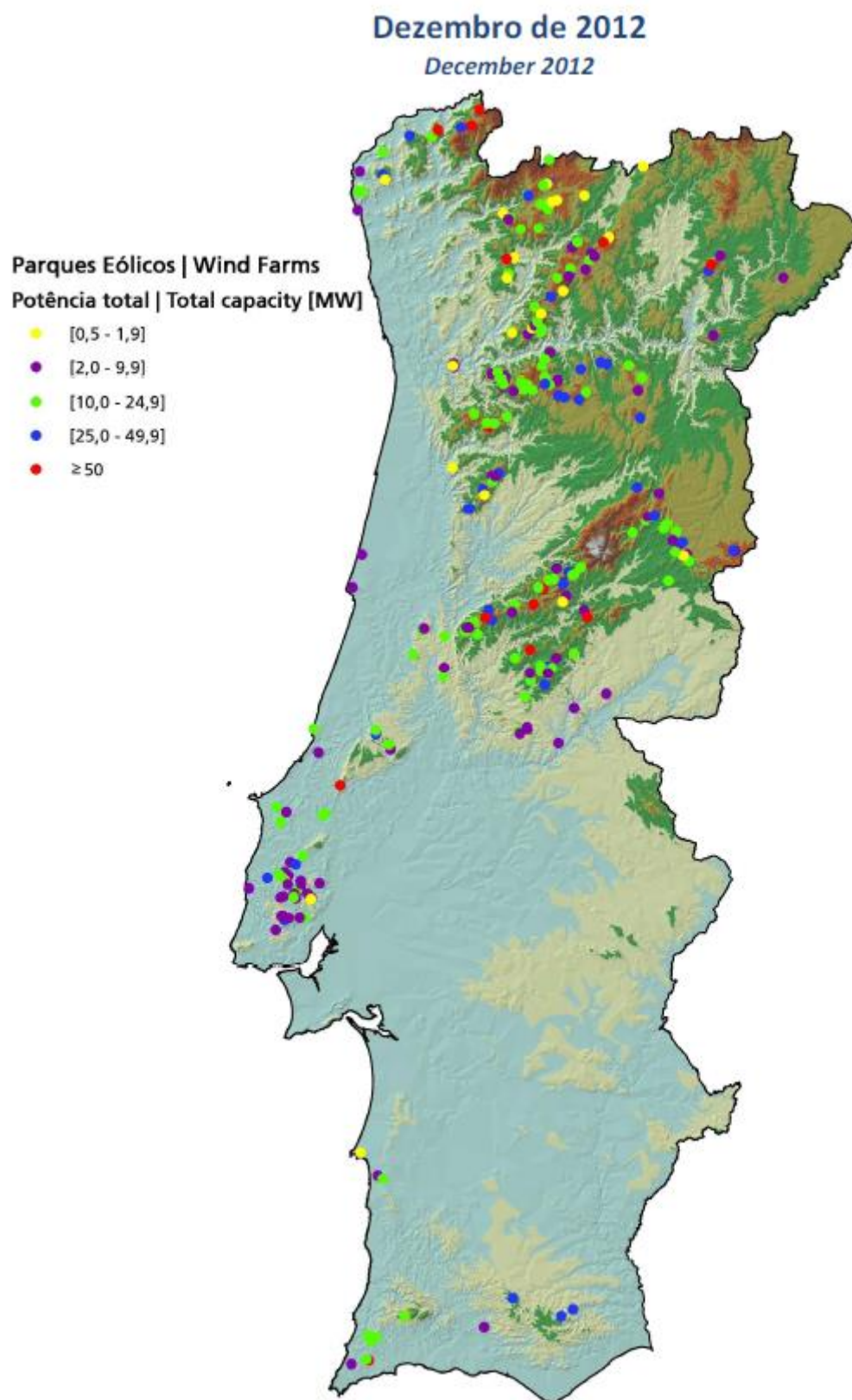
5. A rede elétrica nacional é constituída por linhas de transporte de energia elétrica e por subestações de transformação e de distribuição.
The national electricity grid is composed of power transmission lines and substations for transformation and distribution.

ESCALA / SCALE: 1:1,000,000
0 10 20 30 40 50 km

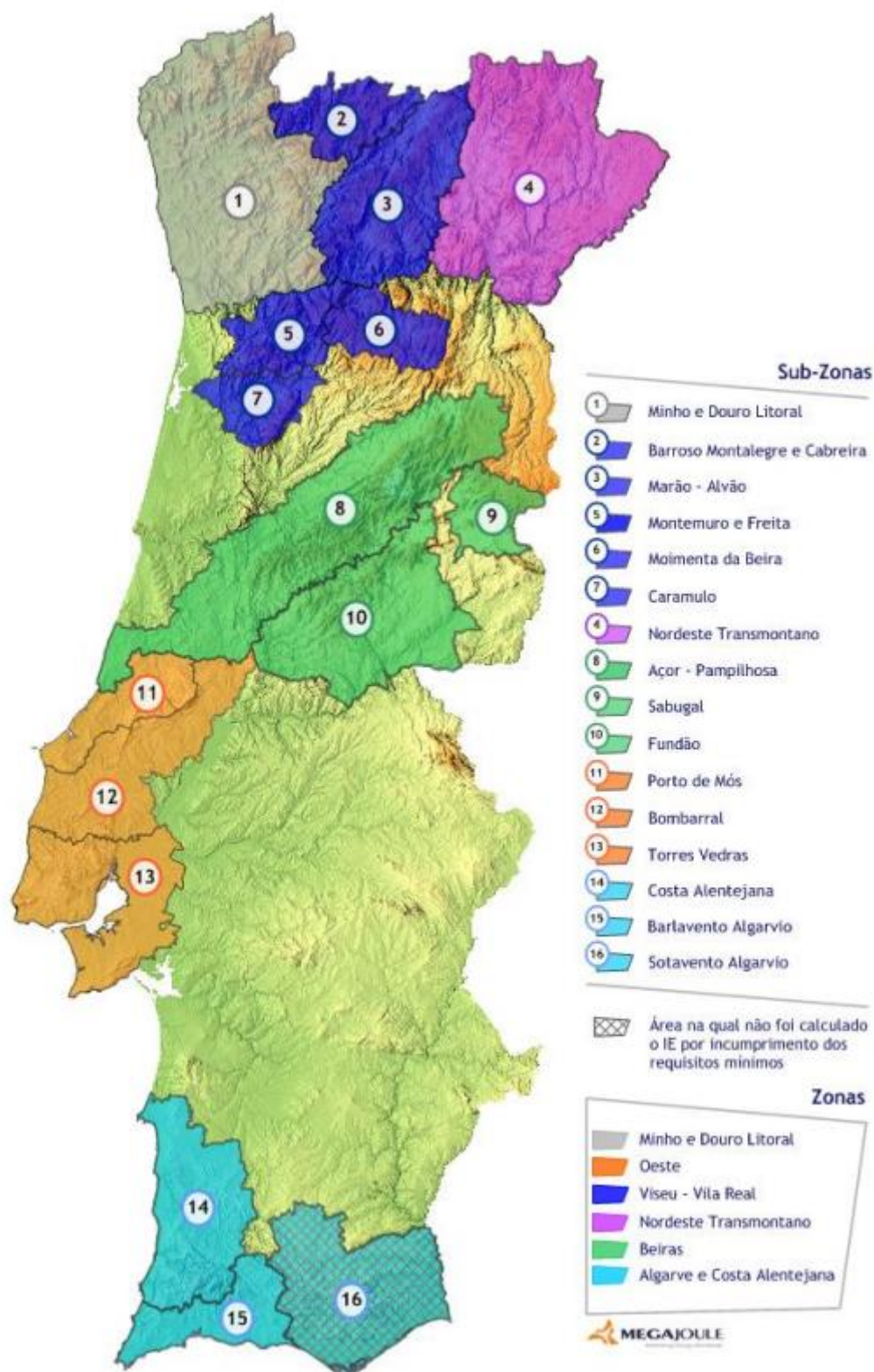
Mapa com a distribuição da potência eólica gerada por distritos [12].



Mapa da localização dos parques eólicos diferenciados por classes de potência instalada [12].



Mapa da da Eolicidade dividido em Zonas de Eolicidade e Sub-zonas [13].



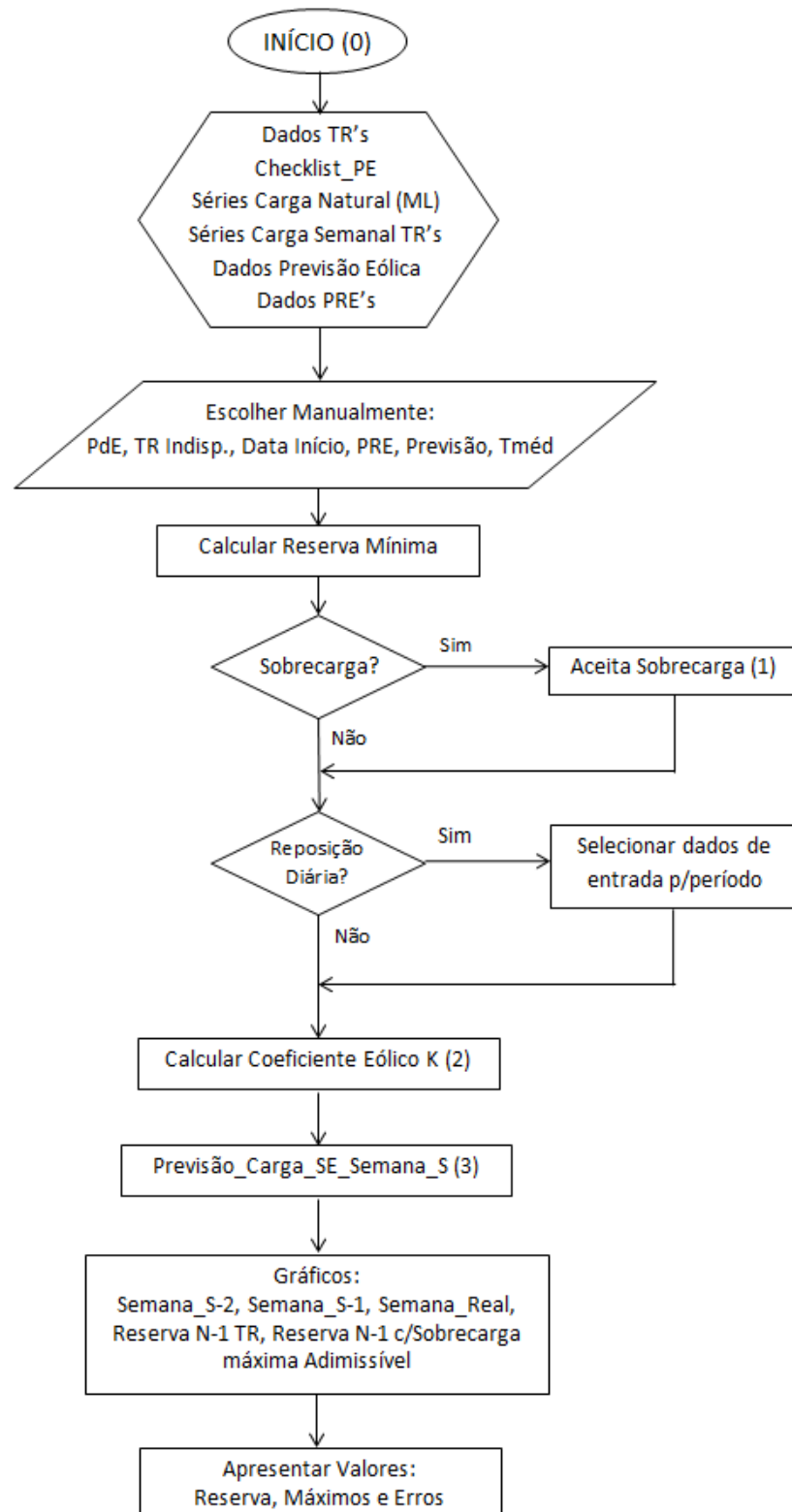
Anexo B

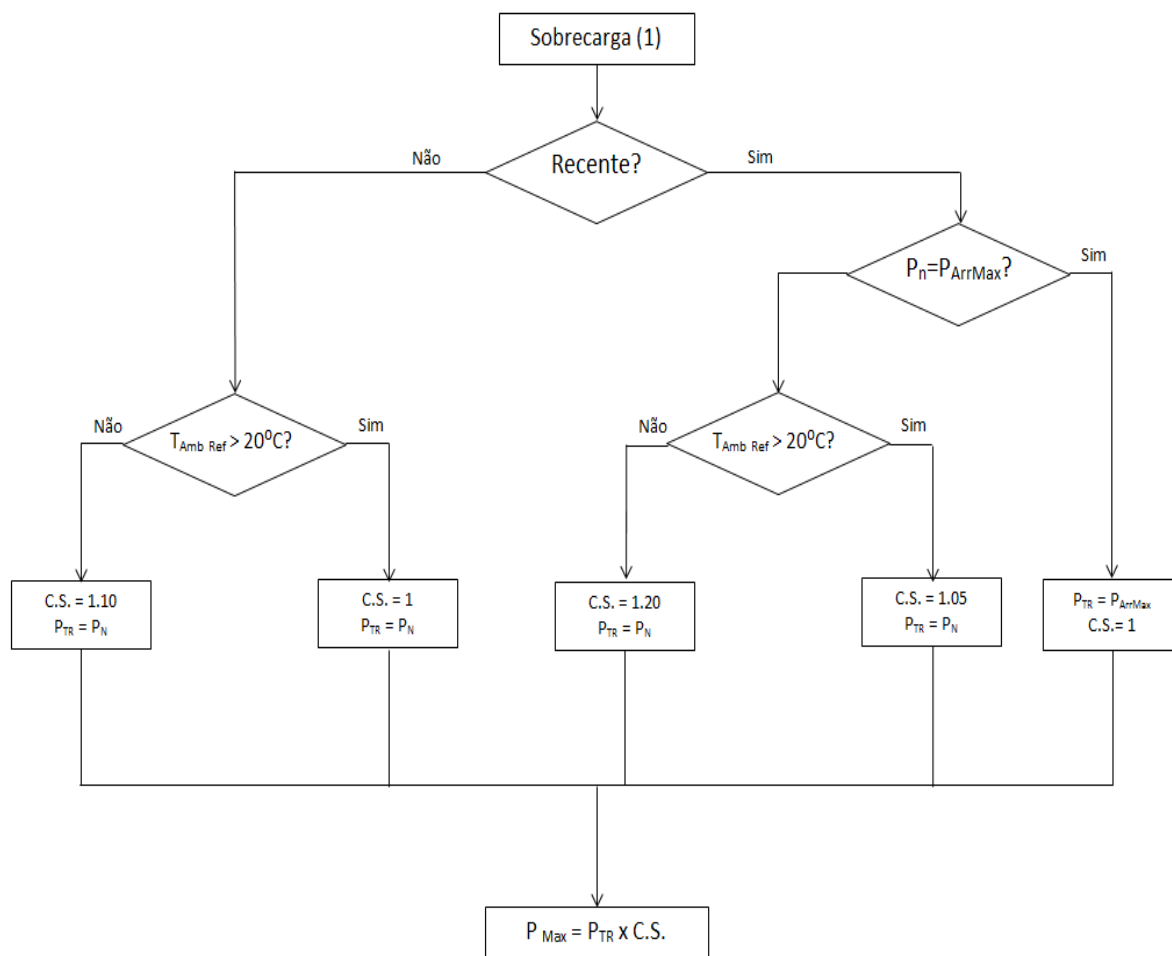
Subestação REN	Nível de Tensão	Potência [MW]	Parque	Potência Instalada [MW]	Limite de Potência [MVA] ¹	Sigla 1	Sigla 2
Torão	63 kV	69.8	Cabril	20.2		TRCL	TRCabril
			Pinheiro	21.6		TRPR	TRCabril
			Lameira	10.4	10	TRLR	TRCabril
			São Pedro	10		TRSP	TRCabril
			Sobrado	8		TRSD	TRCabril
Carrapatelo	63 kV	67.7	Fonte da Quelha	13.5	11.351	CLFQ	CLCabril
			Alto do Talefe	13.5	11.351	CLAT	CLCabril
			Bustelo	18.5	15	CLBL	CLCabril
			Cinfães	8	7	CLCF	CLCabril
			São Macário II	23		CLSM	CLCabril
			Trandeiras	18.2		VGTR	Soutelo
Valdigem	63 kV	40.3	Alvão	22.8	22.122	VGAL	Soutelo
Riba d'Ave	150 kV	106	Terras Altas de Fafe	106		CAF	CAF
Batalha	63 kV	77.9	Chão Falcão	80.5	77.927	CFL	CFL
Rio Maior	63 kV	103.3	Candeeiros	111	103.274	CCE	CCE
Tábua	220 kV	96.6	Pampilhosa da Serra	114	96.614	CPP	CPP
Falagueira	150 kV	150.0	Pinhal Interior	144.7	130	COS	COS
			Mougueiras	8.2	7		COS
			Bravo	16.4	13		COS
Chafariz	63 kV	32	Videmonte	32		CVD	Videmonte
Ferro	220 kV	212.8	Penamacor	119.8		CNC	CNC
			Raia	114.8	93	PSPV	PSPV
Bodiosa	63 kV	38	Nave	38		PNVE	Nave
Bodiosa	63 kV	38	Mourisca	38		PMRC	Mourisca
Bodiosa	63 kV	49.2	Caramulo (Bodiosa)	49.2		BACL	BACL
Castelo Branco	150 kV	117	Gardunha	116.9		PEGU	PEGU
Penela	63 kV	41.7	São João	21.7		PSJA	PSJA
			Vila Nova II	24.6	20	PVN2	PSJA
Ferro	63 kV	34.7	Serra Alvoaça	36.1	34.699	CPL	CPL
Valdigem	63 kV	16.1	Serra Leonil	16.1	16.094	PSRL	PSRL
Pedralva	150 kV	246.0	Alto do Minho I	246		PEAM	PEAM
Valdigem	63 kV	24.6	Testos	24.6		PTST	Ribabelide
Carrapatelo	63 kV	114.8	Arada-Montemuro	114.8		PARM	PARM
Castelo Branco	63 kV	29.0	Cabeço da Rainha II	31.75	28.959	PCR2	Oleiros
Valdigem	63 kV	31.0	Lagoa D.João e Feirão	34.85	31	PLDJ	Ribabelide
		12.6	Ribabelide	14.35	12.55	PRBB	Ribabelide
Penela	63 kV	50.0	Lousa II	50		PLSA	LousaII
Tábua	220 kV	114.3	Toutiço	102		PTTC	PTTC
			Vale Grande	12.3			PTTC
Vila Pouca de Aguiar	63 kV	42.0	Serra do Alvão	42		PSAL	SerraAlvao
Vila Pouca de Aguiar	63 kV	29.4	Negrelo Guilhado	20.5	19.444	PNGL	Guilhado
			Salgueiros Guilhado	12.3	10	PSGR	Guilhado
Vila Pouca de Aguiar	220 kV	120.0	Alto da Coutada	147.6	120	PMTL	PMTL
Frades	63 kV	24.3	Serra do Barroso II	10.25		PSB2	Barroso
			Serra do Barroso III	16.4	14		Barroso
Macedo Cavaleiros	63 kV	60.0	Bornes	60		PBRN	Bornes
Portimão	63 kV	49.0	Barão São João	50	49	PBSJ	PBSJ
Tábua	63 kV	36.9	Alto do Arganil	36.9		PAAN	PAAN
Frades	63 kV	86.5	Terra Fria	106.6	86.5	PTFA	PTFA
Frades	63 kV	21.1	Lomba do Vale	21.1		PLVL	PLVL
Valdigem	220 kV	175.5	Alto Douro	217.3	175.5	PADR	PADR
Tábua	220 kV	74.0	Beiras	91.9	74	PBRs	PBRs
Tavira	63 kV	48.0	Malhanito	58.0	48	PMLT	PMLT
Potência Total Telemetida ->			2679.9	em tempo real			

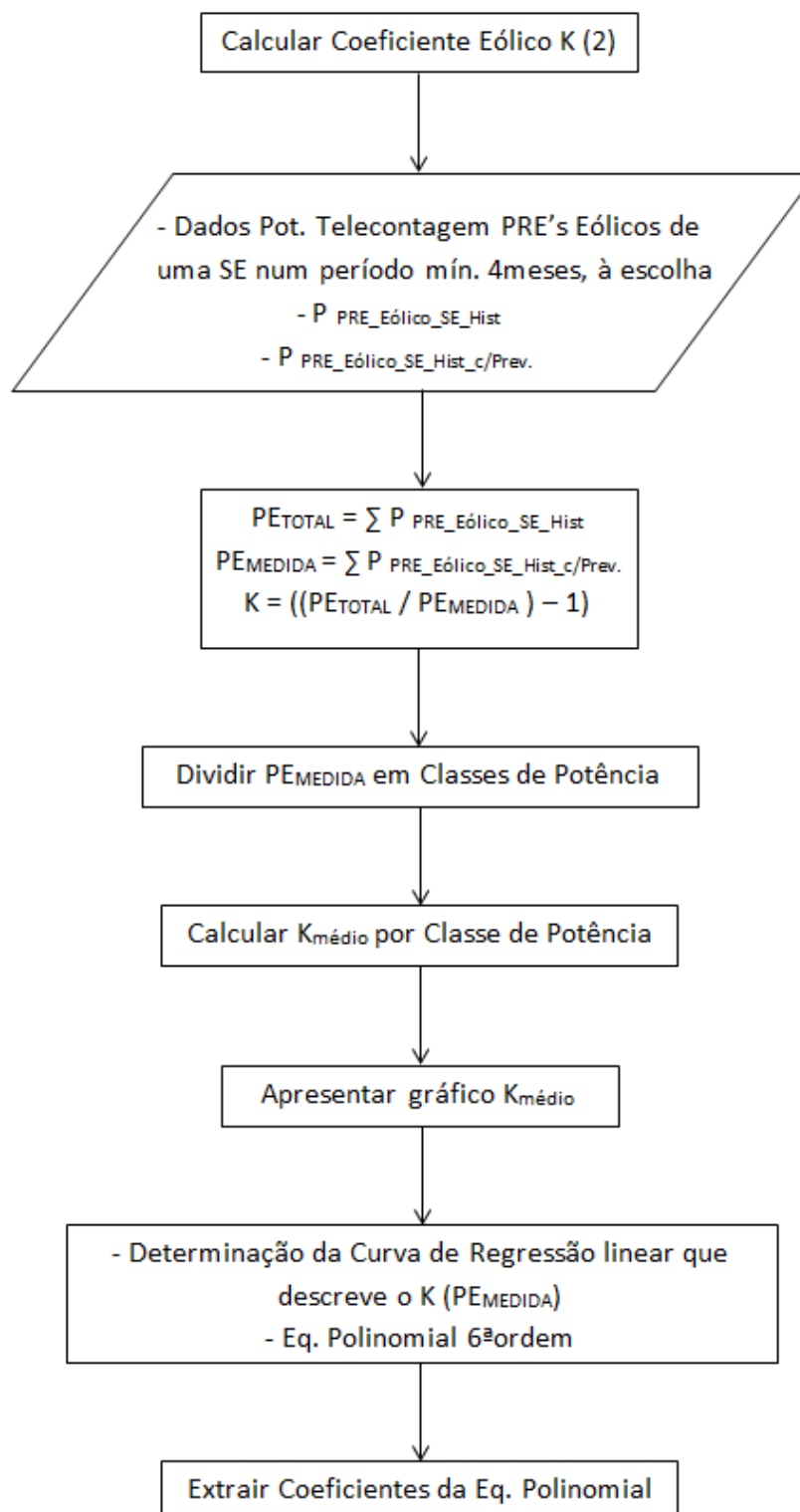
Anexo C

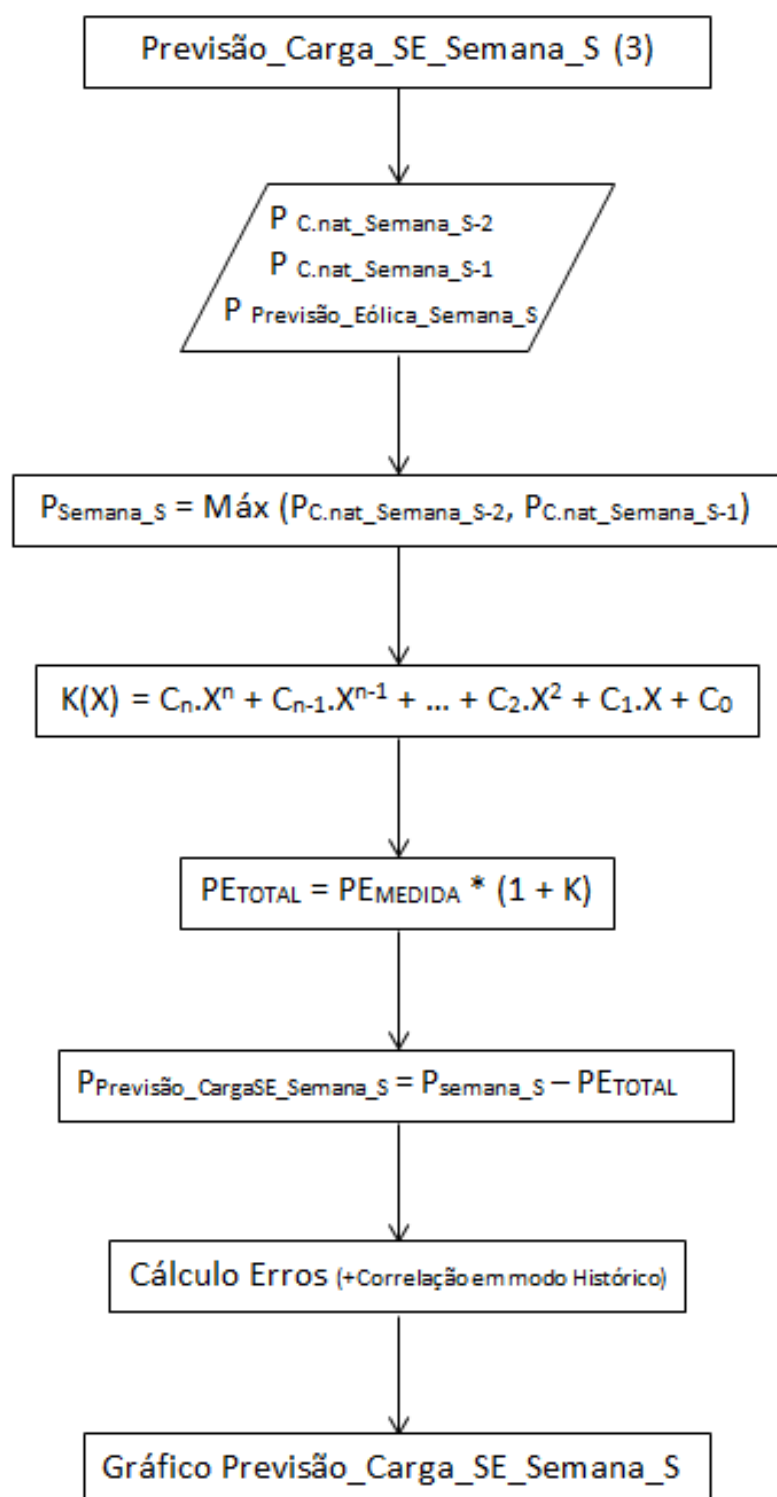
				Eólica		Hídrica		Cogeração		Solar			
Entidade	P(MVA) Instala	P(MVA) Ligaç	Classificação	E		H		C		S			TOTAL
Alqueva	46.3	45.9	S	0%	0%	24%	0%	0%	0%	76%	1%		0.89%
Alto de Mira	41.5	41.2	E	88%	1%	0%	0%	12%	0%	0%	0%		0.80%
Batalha	125.9	113.5	E	88%	2%	0%	0%	12%	0%	0%	0%		2.21%
Bodiosa	235.3	226.3	E	81%	4%	17%	1%	2%	0%	0%	0%		4.41%
Canelas	130.7	130.3	H	3%	0%	93%	2%	3%	0%	0%	0%		2.54%
Carrapatelo	215.4	202.6	E	95%	4%	5%	0%	0%	0%	0%	0%		3.94%
Carregado	93.8	87.0	E	80%	1.36%	0%	0%	20%	0.34%	0%	0%		1.69%
Carriche	6.9	2.1	C	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%		0.04%
Carvoeira	109.6	99.2	E	94%	2%	0%	0%	6%	0%	0%	0%		1.93%
Castelo Branco	37.1	33.6	E	86%	1%	0%	0%	14%	0%	0%	0%		0.65%
Chafariz	142.6	141.7	Mix	54%	1%	46%	1%	0%	0%	0%	0%		2.76%
Chaves	80.3	71.1	Mix	48%	1%	52%	1%	0%	0%	0%	0%		1.38%
Custóias	215.7	142.1	C	0%	0%	0%	0%	100%	3%	0%	0%		2.77%
Ermesinde	18.3	16.8	Mix	0%	0%	27%	0%	73%	0%	0%	0%		0.33%
Estarreja	158.0	149.3	Mix	53%	2%	7%	0%	40%	1%	0%	0%		2.91%
Estoi	31.4	28.9	E	96%	1%	0%	0%	4%	0%	0%	0%		0.56%
Estremoz	0.02	0.02	S	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%		0.00%
Évora	0.035	0.035	S	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%		0.00%
Falagueira	220.6	201.1	Mix	23%	1%	65%	3%	12%	0%	0%	0%		3.91%
Fanhões	246.9	211.7	Mix	49%	2%	0%	0%	48%	2%	3%	0%		4.12%
Fernão Ferro	40.7	40.7	C	0%	0%	0%	0%	100%	1%	0%	0%		0.79%
Ferreira	65.6	63.3	S	0%	0%	23%	0%	0%	0%	77%	1%		1.23%
Ferro	95.7	91.3	Mix	43%	1%	55%	1%	2%	0%	0%	0%		1.78%
Frades	174.2	147.2	E	100%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		2.87%
Guimarães	26.1	25.0	C	0%	0%	9%	0%	91%	0%	0%	0%		0.49%
Lavos	360.5	176.4	C	4%	0%	0%	0%	96%	3%	0%	0%		3.43%
Macedo de Cavaleiros	94.7	94.4	Mix	68%	1%	31%	1%	0%	0%	0%	0%		1.84%
Mogadouro	4.4	4.4	E	98%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%		0.09%
Mogofores	4.2	3.2	C	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%		0.06%
Mourisca	127.8	125.3	Mix	27%	1%	14%	0%	58%	1%	0%	0%		2.44%
Oleiros	38.3	34.9	Mix	0%	0%	31%	0%	69%	0%	0%	0%		0.68%
Pedralva	14.5	14.5	E	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		0.28%
Penela	180.7	164.5	E	100%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		3.20%
Pereiros	183.8	167.9	Mix	66%	2%	21%	1%	13%	0%	0%	0%		3.27%
Pocinho	19.1	18.2	Mix	44%	0%	52%	0%	4%	0%	0%	0%		0.35%
Pombal	52.8	43.7	Mix	49%	0%	0%	0%	51%	0%	0%	0%		0.85%
Portimão	149.2	136.3	E	99%	3%	1%	0%	1%	0%	0%	0%		2.65%
Porto Alto	13.8	2.5	C	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%		0.05%
Recarei	6.6	6.1	Mix	0%	0%	28%	0%	72%	0%	0%	0%		0.12%
Riba d'Ave	306.8	270.8	Mix	23%	1%	22%	1%	55%	3%	0%	0%		5.27%
Rio Maior	190.9	173.6	E	100%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%		3.38%
Ruivães	40.7	40.7	H	0%	0%	75%	1%	25%	0%	0%	0%		0.79%
Sacavém	21.8	20.5	C	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%		0.40%
Santarém	8.4	7.4	C	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%		0.14%
Sete Rios	1.8	1.8	C	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%		0.04%
Setúbal	221.2	107.4	C	0%	0%	0%	0%	99%	2%	1%	0%		2.09%
Sines	99.9	33.0	Mix	54%	0%	5%	0%	41%	0%	0%	0%		0.64%
Tábua	67.6	65.5	E	93%	1%	5%	0%	2%	0%	0%	0%		1.27%
Torrão	110.6	102.1	E	99%	2%	0%	0%	1%	0%	0%	0%		1.99%
Trafaria	12.3	11.3	C	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%		0.22%
Trajouce	9.6	5.4	C	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%		0.10%
Tunes	7.1	6.6	E	91%	0%	9%	0%	0%	0%	0%	0%		0.13%
V. P. Aguiar	157.1	148.5	E	88%	3%	12%	0%	0%	0%	0%	0%		2.89%
Valdigem	343.4	317.2	E	77%	5%	21%	1%	2%	0%	0%	0%		6.17%
Vermoid	85.2	73.0	C	0%	0%	2%	0%	98%	1%	0%	0%		1.42%
Vila Chã	180.2	167.3	Mix	24%	1%	55%	2%	21%	1%	0%	0%		3.26%
Vila Fria	272.1	183.6	Mix	46%	2%	20%	1%	34%	1%	0%	0%		3.57%
Zêzere	134.7	97.9	Mix	33%	1%	13%	0%	53%	1%	0%	0%		1.90%
TOTAIS	6080.7	5138.1	TOTAL		54%		18%		26%		2%		

Anexo D









Referências

- [1] REN - Rede Elétrica Nacional, “O Setor Elétrico”. Disponível em: http://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico/#5 Acedido em 13 de Março de 2013.
- [2] REN - Rede Elétrica Nacional, “Missão e Funções”, Gestão do Sistema - Operação de Rede, 2012.
- [3] REN - Rede Elétrica Nacional, “Monitorização remota das instalações”, Gestão do Sistema - Operação de Rede, 2005.
- [4] Rui Garcia, “Operação Remota da Rede Nacional de Transporte”, PSTFC, FEUP, Julho 2004.
- [5] REN - Rede Elétrica Nacional, “Programação dos trabalhos nas instalações da Rede Nacional de Transporte”, Gestão do Sistema - Operação de Rede, 2012.
- [6] REN Rede Elétrica Nacional, “Cadeia de valor da rede de transporte”. Disponível em: http://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/cadeia_de_valor_da_rede_de_transporte/#1 Acedido em 8 de Abril de 2013.
- [7] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Eletricidade”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/Paginas/default.aspx> Acedido em 9 de abril de 2013.
- [8] REN - Rede elétrica Nacional, “PDIRT - Plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte de eletricidade 2012-2017(2022)”, Julho 2011.
- [9] REN, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeito de acesso à rede”, Março 2013.
- [10] REN - Rede elétrica Nacional, “Dados técnicos de eletricidade 2012”, Fevereiro 2013.
- [11] REN - Rede elétrica Nacional, “A energia eólica em Portugal 2012”, Fevereiro 2013.
- [12] E2P - Energias Endógenas de Portugal, “Parques Eólicos em Portugal”, Dezembro 2012.
- [13] APREN - Associação de Energias Renováveis, & Megajoule, “Índice de eolicidade de Portugal continental - 1º trimestre de 2013”, Maio 2013.
- [14] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Rede de Transporte de Eletricidade”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/eletricidade/atividadesdosector/transporte/Paginas/RedeNacionaldeTransporteRNT.aspx> Acedido em 9 de Abril de 2013.
- [15] Rui Castro, “Breve caracterização do sistema elétrico nacional”, Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Universidade Técnica de Lisboa - Instituto Superior Técnico, Fevereiro 2009.
- [16] J.Taylor and P. McSharry, “Short-Term Load Forecasting Methods: An Evaluation Based on European Data” *IEEE Transactions on Power Systems* 22.2213-2219, 2008
- [17] Salim, N.A. “Case Study of Short Term Load Forecastig for Weekends” UPM Serdang, Malaysia 2009.

- [18] C. Wright, C.W.Chan and P.Laforge “ Towards Developing a Decision Support System for Electricity Load Forecast” , cap.11, Decision Support Systems, Intec, Outubro 2012.
- [19] Hugo Laranjeira, “Previsão de consumos na rede de distribuição nacional”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Julho 2011
- [20] F. Maciel Barbosa, “Gestão do diagrama de cargas”, Gestão de energia, Faculdade de Engenharia da Universidade do porto, 2004.
- [21] Monteiro,C. e Fidalgo.N., “O Problema da previsão de consumos”, Técnicas de Previsão, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [22] Cláudio Monteiro, “Previsão de produção eólica”, Técnicas de Previsão, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [23] Carla Rocha, “Produção Eólica - Perspectiva do operador da rede”, Relatório de Estágio REN-Sacavém, Maio 2007.
- [24] REN - Rede Elétrica Nacional, “Regras de análise de indisponibilidades dos transformadores”, Gestão do Sistema - Operação de Rede, 2007.