

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO



**Contribuição da produção em regime especial na garantia do abastecimento de energia elétrica e o impacto no planeamento da rede**

**João Filipe Ribeiro Magalhães**

Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia  
2014

© João Filipe Ribeiro Magalhães, 2014

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -  
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: João Filipe Ribeiro Magalhães, 1081686@isep.ipp.pt

Orientação científica: Doutora Teresa Alexandra Ferreira Mourão Pinto Nogueira,  
tan@isep.ipp.pt

Empresa: Energias de Portugal - Distribuição

Supervisão: Engenheiro António Manuel Ferreira Oliveira,  
AntonioManuel.FerreiraOliveira@edp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia



# Agradecimentos

Primeiro gostava de agradecer há minha família, por se terem dedicado tanto ao desenvolvimento da minha personalidade, por me apoiarem sempre independentemente da minha situação de vida e acreditaram sempre mim.

Um grande agradecimento à pessoa mais especial da minha vida, a minha namorada Ana Catarina Ferreira da Silva, que esteve presente nos bons momentos, mas acima de tudo nos momentos mais duros e difíceis da minha vida, transmitindo-me uma motivação extra.

Quero agradecer também ao ISEP, instituição que me formou ao qual pertenço e há professora e orientadora Doutora Teresa Nogueira pelos conselhos, orientação que me deu, pela paciência comigo e sempre prestável quando precisei.

Gostava de agradecer ao meu supervisor na EDP o Eng. António Oliveira, que demonstrou sempre um grande profissionalismo no desempenhando do seu papel, tirando-me dúvidas sempre que necessário, demonstrando o seu conhecimento e o seu parecer sobre matérias importantes, muito paciente comigo e muito atencioso sobre a minha situação pessoal. A todas as pessoas que me rodeavam na EDP enquanto trabalhava que proporcionaram um bom ambiente de trabalho.

A todos os meus amigos que me acompanharam durante o curso e que contribuíram direta ou indiretamente para o meu sucesso, porque sem eles seria bem mais difícil.



# Resumo

Esta dissertação apresenta um estudo sobre a garantia de fornecimento de energia elétrica por parte dos produtores em regime especial com tecnologia cogeração e o impacto que estes traduzem na fase de planeamento da rede. Este trabalho foi realizado na Energias de Portugal - Distribuição (EDP-D) na direção de planeamento da rede (DPL). Para este estudo foi utilizado o caso de uma subestação com dezoito produtores em regime especial agregados à sua rede, em que dezasseis desses produtores são cogeração. A proposta de estudo para o caso concreto, passa pela análise das condições de funcionamento da subestação e apurar se a mesma necessita de alguma reformulação, tendo em vista as cargas a satisfazer atuais e possível incremento de carga futura. Considerando que a subestação está inserida num ambiente industrial e atendendo que existem diversos produtores de energia elétrica nas imediações da subestação.

Para a resolução da garantia do fornecimento de energia por parte da cogeração, estudou-se a possibilidade de prever a energia produzida por estes produtores, através dos seguintes modelos de previsão: *árvore de regressão*, *árvore de regressão com aplicação bagging* e uma rede neuronal (unidirecional). Com a implementação destes modelos pretende-se estimar qual a potência que se pode esperar na garantia de abastecimento da carga, prevenindo maior solicitação de potência por parte da subestação. A metodologia utilizada baseia-se em simulações computacionais.

**Palavras-chave:** cogeração, modelos de previsão, planeamento da rede, produtores em regime especial (PRE), regressão linear, regressão não linear, redes neuronais.



# Abstract

This dissertation presents a study on the security supply of electricity producers in special arrangement with cogeneration technology and the impact that these translate into network planning phase. This work was performed in Energias de Portugal - Distribuição (EDP-D) in towards network planning (DPL). For this study case of a substation with aggregate eighteen producers in special arrangement to the network, in which sixteen of these producers are cogeneration was used. The proposed study to the case, involves the analysis the conditions operation of the substation and determine if it needs some reworking, considering the loads to meet current and possible future increase in load. Whereas the substation is part of an industrial environment and given that there are many producers of electricity in the vicinity of the substation.

For the resolution of guaranteed supply energy by cogeneration, we studied the possibility to predict the energy produced by these producers through forecasting models: regression trees, bagged regression trees and neural network (Levenberg-Marquardt method). With the implementation of these models is intended to estimate how much power you can expect the assurance supply of the load, preventing higher demand power from the substation. The methodology builds on noted in computational simulations.

**Keywords:** cogeneration, forecasting models, special arrangement producers (PRE), network planning and neural networks.



## Índice

Lista de Figuras .....	ix
Lista de Tabelas .....	xi
Lista de Acrónimos .....	xii
Capítulo 1.....	1
1. Introdução .....	1
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Objetivos .....	5
1.3. Organização da Dissertação .....	5
Capítulo 2.....	7
2. A cogeração e seus requisitos técnico/legais.....	7
2.1. Centrais de cogeração .....	7
2.2. Enquadramento da cogeração na PRE .....	14
2.3. Condições técnicas de ligação da PRE.....	15
2.4. Qualidade de serviço na cogeração .....	19
Capítulo 3.....	21
3. Metodologias de previsão de produção de energia elétrica.....	21
3.1. Aproximações estatísticas .....	23
3.2. Modelos de regressão não lineares .....	27
3.2.1. Método árvore de regressão .....	28
3.2.2. Método árvore de regressão com aplicação <i>bagging</i> .....	30
3.3. Redes neuronais.....	31
3.3.1.1. Neurónios .....	33
3.3.1.2. Arquitetura das redes neuronais.....	35
3.3.1.3. Camadas da rede .....	36
3.3.1.4. Processos de aprendizagem .....	37

3.3.1.5. Aplicabilidade das redes neuronais .....	38
Capítulo 4.....	41
4. Estudo desenvolvido da garantia de potência nos PRE-Cogeração .....	41
4.1. Descrição do Problema .....	41
4.2. Análise interpretativa.....	52
4.3. Aquisição de dados e interface gráfico ( <i>GUI</i> ).....	54
4.4. Correlação entre variáveis .....	58
4.5. Aplicação do modelo árvore de regressão.....	61
4.5.1. Parametrização e validação do modelo AR .....	61
4.5.2. Cenários de estudo e resultados .....	65
4.6. Aplicação do modelo árvore de regressão com aplicação <i>bagging</i> .....	66
4.6.1. Parametrização e validação do modelo <i>ARB</i> .....	67
4.6.2. Cenários de estudo e resultados .....	72
4.7. Aplicação da rede neuronal (unidirecional).....	73
4.7.1. Parametrização e validação da RN .....	73
4.7.2. Cenários de estudo e resultados .....	78
4.8. Comparação dos modelos.....	79
Capítulo 5.....	83
5. Conclusões.....	83
5.1. Aspectos conclusivos .....	83
5.2. Trabalhos futuros e limitações.....	84
Referências .....	85
Anexos .....	89

# Lista de Figuras

Figura 1 Principais empresas agregadas ao grupo EDP [1].	4
Figura 2 Diferença nas perdas elétricas entre cogeração e produção separada de energia elétrica e térmica [4].	9
Figura 3 Esquema do sistema de funcionamento da turbina a gás [6].	10
Figura 4 Esquema do sistema de funcionamento da turbina a vapor [6].	11
Figura 5 Esquema do sistema de funcionamento do ciclo combinado [6].	13
Figura 6 Previsão a curto prazo [13].	22
Figura 7 Previsão a longo prazo [13].	22
Figura 8 Representação dos processos [15].	24
Figura 9 Valor estimado da variável dependente [16].	26
Figura 10 Modelo Bagging, geração paralela de preditores [22].	31
Figura 11 Anatomia geral do neurónio biológico [25].	33
Figura 12 Forma gráfica do neurónio [25].	34
Figura 13 Funções de ativação linear [25].	34
Figura 14 Variantes das funções de ativação do tipo sigmoide [25].	35
<i>Figura 15 Esquema da rede neuronal [27].</i>	37
Figura 16 Esquema unifilar da subestação 60/15 kV.	42
Figura 17 Saídas MT da subestação (15 kV)	43
Figura 18 Centro de carga	44
Figura 19 Localização dos PRE	44
Figura 20 Energia anual entregue à rede por tecnologia [8].	46
Figura 21 Estudo da rede de 15 kV em DPlan.	47
Figura 22 Esquema unifilar em DPlan da subestação.	49
Figura 23 Evolução da subestação de 2009 a 20013.	52
Figura 24 Etapas atravessadas até chegar aos dados previstos.	56
Figura 25 Análise dos diagramas de carga.	57
Figura 26 Diagrama de produção PRE.	57
Figura 27 Solicitação no PT1.	58
Figura 28 Coeficiente de correlação.	59

Figura 29 Horas vs Produção .....	60
Figura 30 Estrutura dos modelos.....	61
Figura 31 Validação do modelo árvore de regressão.....	64
Figura 32 Erro residual apresentado pelo modelo árvore de regressão.....	65
Figura 33 Supondo que a carga sofre uma redução de 25 %.....	66
Figura 34 Supondo que a carga sofre uma redução de 75 %.....	66
Figura 35 Número ótimo de observações por folha. ....	69
Figura 36 Validação do modelo árvore de regressão com aplicação bagging. ....	70
Figura 37 Erro observado na validação do modelo árvore de regressão com aplicação bagging. ....	71
Figura 38 Supondo que a carga sofre uma redução de 25 %.....	72
Figura 39 Supondo que a carga sofre uma redução de 75 %.....	72
Figura 40 Arquitetura da rede neuronal. ....	74
Figura 41 Performance da rede.....	75
Figura 42 Histograma do erro apresentado pelo modelo.....	76
Figura 43 Validação da rede neuronal.....	77
Figura 44 Erro observado na validação da rede neuronal. ....	78
Figura 45 Supondo que a carga sofre uma redução de 25 %.....	78
Figura 46 Supondo que a carga sofre uma redução de 75 %.....	79

# Lista de Tabelas

Tabela 1 Desvios máximos admissíveis na ligação dos geradores síncronos [3]. .....	16
Tabela 2 Valores máximos das tensões harmónicas [3].....	17
Tabela 3 Potência Instalada dos PRE .....	45
Tabela 4 Cogeração capacidade em Portugal .....	46
Tabela 5 Dados referentes às características elétricas das saídas MT da subestação (Feeder report). .....	48
Tabela 6 Pontas registadas da subestação de em 2013.....	48
Tabela 7 Ocorrência 1.....	50
Tabela 8 Ocorrência 2.....	51
Tabela 9 Variação do MAPE para dos diferentes modelos .....	80

# Lista de Acrónimos

AM	Aprendizagem de Máquinas
AR	Árvore de regressão
ARB	Árvore de regressão com aplicação <i>bagging</i>
AT	Alta Tensão
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DPL	Direção de Planeamento da Rede
<i>DPlan</i>	<i>Distribution Planning</i>
EDP-D	Energias de Portugal-Distribuição
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GUI	<i>Graphical user interfaces</i>
MT	Média Tensão
NP	Norma Portuguesa
PLC	Controlador Lógico Programável
PRE	Produtor em Regime Especial
PRE-Cogeração	Produtores em Regime Especial com tecnologia cogeração
RN	Rede Neuronal
RND	Rede Nacional de Distribuição
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
SEP	Sistema Elétrico de Abastecimento Público
SIT	Sistema de Informação Técnico
THD	<i>Total harmonic distortion</i>
TP	Transformador de Potência

# Capítulo 1

## 1. Introdução

### 1.1. Enquadramento

A rede elétrica em Portugal tem cerca de 70 anos, e desde a sua criação o Estado estipulou metas importantes para a orientação do Sistema Elétrico Nacional (SEN), desde construção de centrais produtoras de energia elétrica, políticas de incentivo ao consumo de eletricidade e a participação conjunta do Estado e privados no desenvolvimento da rede elétrica nacional [1].

Dada a complexidade da rede existente atualmente, existe a necessidade do envolvimento de agentes económicos, supervisão regulada e da harmonização do processo de planeamento da rede. As centrais elétricas são as fontes de energia elétrica e os consumidores representam as cargas. Cada vez mais a otimização de custos é tomada como uma política fundamental por todas as partes interessadas neste setor. Como tal, a previsão da carga e produção de energia elétrica são variáveis extremamente importantes para os operadores de rede, para que estes possam tomar decisões acertadas e que contribuam para o bom funcionamento da rede.

Conhecer o futuro do que serão as necessidades do setor elétrico é um grande desafio, mas por outro lado todos os dados minimamente fiáveis que são conseguidos através de previsões são um grande contributo para o desenvolvimento e crescimento do sistema elétrico. Normalmente as previsões a curto e médio prazo são as mais relevantes para a operação da rede, mas, para o desenvolvimento e expansão futura das redes elétricas as previsões a longo prazo são uma cota importante na medida em que podem fornecer dados relevantes para uma melhor decisão do projetista.

Não se pode falar em desenvolvimento e crescimento sem falar em investimentos. Estes investimentos têm de ser devidamente justificados, habitualmente são investimentos na ordem dos milhões de euros. Desta forma a

justificação tem por base estudos profundos do comportamento da rede elétrica quer a curto, médio e longo prazo, onde são colocados variadíssimos cenários, como por exemplo: crescimento da carga, crescimento dos microprodutores, introdução de novas centrais geradoras entre outros.

Modelos precisos para a previsão do consumo de energia elétrica são essenciais para a operação e planeamento de empresas de serviço público. A previsão da carga ajuda o operador de energia elétrica a tomar decisões importantes incluindo decisões de compra e geração de energia elétrica, comutação da carga e desenvolvimento de infraestruturas. Previsão da produção de energia e previsão da carga são extremamente importantes para os abastecedores de energia, transmissão, distribuição, mercados de energia, instituições financeiras, assim como outros participantes na geração de energia elétrica [2].

A previsão da carga pode ser dividida em três categorias: previsão a curto prazo geralmente localiza-se num intervalo de uma hora ou no limite de uma semana, previsão a médio prazo geralmente localiza-se num intervalo de uma semana ou no limite de um ano e a previsão a longo prazo geralmente um ano ou mais. As previsões para diferentes horizontes são importantes para diferentes operações dentro das empresas com este género de serviços. Como é de esperar a natureza destas previsões também são diferentes. Como por exemplo, para um caso particular de uma região, é possível prever a carga para o dia seguinte com uma precisão de aproximadamente 97 %. Contudo, é impossível prever a carga do ano seguinte com uma precisão similar, dada a necessidade da previsão das condições meteorológicas que se torna inviável. Outro exemplo seria: previsão da carga para o ano seguinte, é possível proporcionar a distribuição de probabilidade da carga com base no histórico das observações meteorológicas [2].

A previsão da carga sempre foi importante para o planeamento e decisão de operações conduzidas pelos operadores. Contudo, com a liberalização do mercado de energia, a previsão da carga é ainda mais importante. Com a flutuação da oferta, despacho, e com as alterações das condições meteorológicas, condicionam fortemente o preço da energia elétrica, com um fator de incremento de dez ou mais durante os períodos de pico de consumo. A previsão a curto prazo pode ajudar a estimar os trânsitos de potência, que ajudará a tomar melhores decisões na prevenção das

sobrecargas. A implementação de tais decisões leva à melhoria da fiabilidade da rede e reduzem a ocorrência de falhas nos equipamentos [2].

A maior parte dos métodos de previsão utilizam técnicas estatísticas ou algoritmos de inteligência artificial, tais como modelos de regressão, redes neuronais e *fuzzy logic*. Como se pode constatar, uma grande variedade de métodos matemáticos têm sido utilizados para a previsão. O desenvolvimento e aperfeiçoamento de ferramentas matemáticas adequadas conduzirão ao desenvolvimento de mais técnicas de previsão. A precisão da previsão não depende só da técnica de previsão, mas também sobre a precisão da previsão do cenário climático. A previsão das condições meteorológicas é um tópico importante, mas que é fora do escopo deste trabalho [2].

O presente trabalho realizou-se na empresa EDP-Distribuição (EDP-D) no departamento de planeamento de rede (DPL). O grupo EDP tem uma presença bastante relevante no setor energético em todo o globo, abrangendo negócios em países como Portugal, Espanha, França, Estados Unidos, Brasil entre outros, mais de 10 milhões de clientes e mais de 12 mil colaboradores. Na Figura 1 apresentam-se as principais empresas alocadas ao grupo EDP.

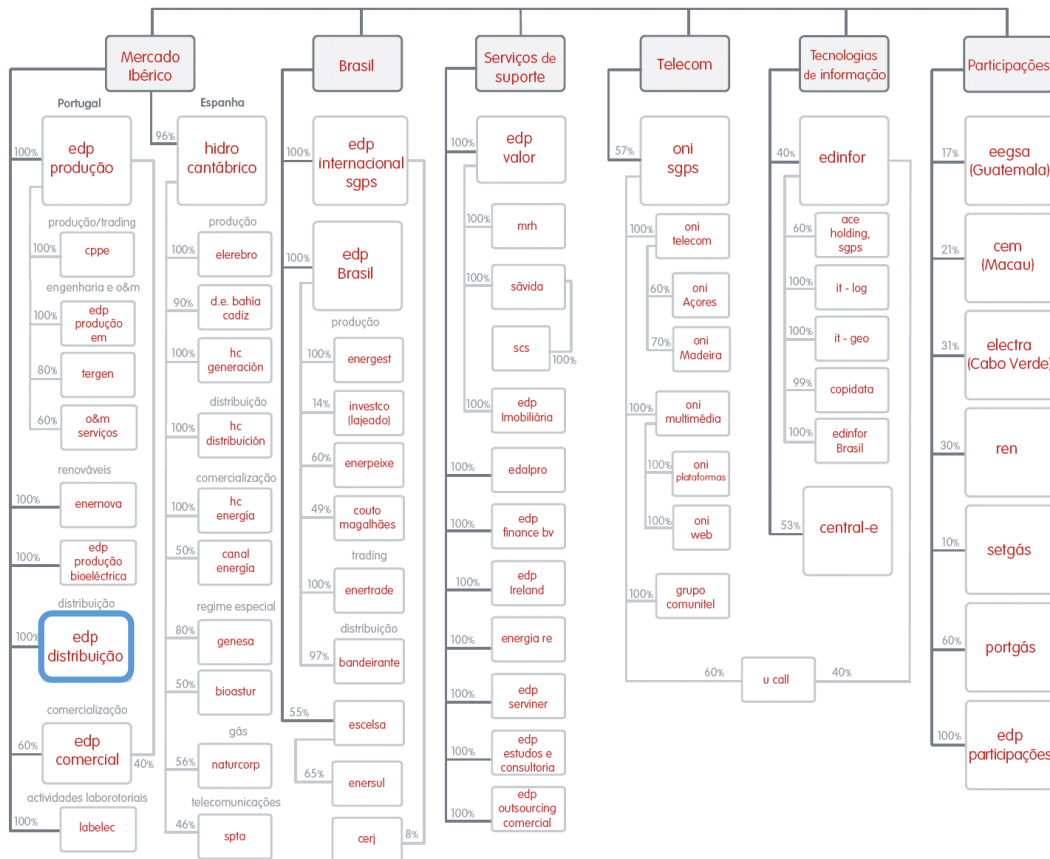


Figura 1 Principais empresas agregadas ao grupo EDP [1].

O desenvolvimento futuro dos sistemas elétricos de energia devem seguir uma série de objetivos, tais como, ser economicamente eficientes, proporcionar o fornecimento de energia de forma fiável e não devem prejudicar o meio ambiente. Por outro lado, a operação e o desenvolvimento dos sistemas elétricos de energia são influenciados por uma diversidade de fatores incertos e aleatórios. O projetista tenta encontrar a melhor estratégia a partir de um grande número de alternativas possíveis. Assim, a complexidade dos problemas relacionados com o planeamento dos sistemas elétricos de energia são causados principalmente pela presença de múltiplos objetivos, informações incertas e grande número de variáveis. Esta dissertação é dedicada à análise do problema associado à garantia de fornecimento de energia elétrica por parte dos produtores em regime especial (PRE) com tecnologia cogeração e análise do impacto que estes têm na fase de planeamento da rede de distribuição.

Identificação e formulação do problema através dos dados disponibilizados pelo sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA), para o caso concreto de uma subestação. Contudo, não é possível elaborar uma generalização do problema, dada a especificidade do caso concreto.

A caracterização dos PRE, o estudo do impacto que estes representam para a rede elétrica, a análise da tendência dos mercados petrolíferos, a análise dos consumidores, o estudo da área geográfica e das condições climatéricas do local revelaram-se fundamentais para o entendimento profundo do caso.

Existem diversas metodologias associadas à previsão da carga e à previsão de produção de energia elétrica. Para a resolução da garantia do fornecimento de energia por parte dos PRE, sugere-se a aplicação através de três métodos de regressão não linear: árvore de regressão, árvore de regressão com aplicação *bagging* e uma rede neuronal (unidirecional).

## 1.2. Objetivos

Os objetivos desta dissertação baseiam-se no estudo dos produtores em regime especial com tecnologia cogeração, quanto aos seus requisitos técnicos, requisitos legais de ligação, qualidade de serviço na cogeração e a caracterização dos diferentes tipos de tecnologias utilizadas na PRE.

Identificação das principais tecnologias utilizadas na cogeração para a produção de energia elétrica.

Análise do problema associado à garantia de fornecimento de energia elétrica por parte dos PRE-Cogeração, através de um caso de estudo concreto e análise do impacto que estes transmitem na fase de planeamento da rede.

Determinar qual a potência garantida através de modelos de previsão, colocando vários cenários de estudo, comparação entre os modelos e discussão dos resultados obtidos.

## 1.3. Organização da Dissertação

A dissertação encontra-se organizada em 5 capítulos. A seguir ao presente capítulo segue-se a descrição detalhada dos restantes:

- Capítulo 2: assenta na caracterização dos produtores em regime especial (PRE), nos tipos de tecnologias utilizadas pelos PRE. Apresenta uma breve descrição

relativa aos requisitos legais, requisitos técnicos e qualidade de ligação dos mesmos.

- Capítulo 3: descrição teórica de alguns modelos de previsão.
- Capítulo 4: estudo e análise dos problemas ocorridos no caso de estudo de uma subestação, aplicação dos modelos de previsão na garantia de potência dos PRE-Cogeração. Desenvolvimento de uma ferramenta baseada no *software MatLab*. Apresentação dos resultados obtidos, avaliação do desempenho dos modelos, análise e interpretação dos resultados.
- Capítulo 5: apresentação dos aspetos conclusivos, sugestões para trabalhos futuros e limitações.

# Capítulo 2

## 2.A cogeração e seus requisitos técnico/legais

A legislação que continua em vigor quanto aos requisitos técnicos é o DL189/88, com as mudanças efetuadas pelo DL 168/99, que estabelece os requisitos gerais para a ligação ao SEP [3].

### 2.1. Centrais de cogeração

O interesse de tecnologias que combinam produção de energia elétrica e energia térmica (cogeração) tem proporcionado a atenção dos consumidores intensivos, reguladores, legisladores e especialistas no desenvolvimento de metodologias que proporcionem a redução de custos na produção de energia e melhoramento na fiabilidade do sistema elétrica. A cogeração é uma forma específica de produção distribuída, que aponta como principal estratégia a produção de energia elétrica próxima dos consumidores. Este tipo de produção distribuída apresenta um aumento de eficiência global, dada a produção simultânea de energia elétrica e energia térmica [4] [5].

Os sistemas de cogeração têm um potencial para uma diversidade muito ampla de aplicações e elevada eficiência que resulta em baixas emissões quando comparados com a produção separada de calor e eletricidade. Relativamente às vantagens são as seguintes [4] [5]:

- Produção simultânea de energia térmica e elétrica a partir de um único sistema (cogeração) que potencia a redução dos custos com combustíveis, dada a eficiência do sistema.
- As centrais de cogeração podem ser colocadas estrategicamente nos pontos de abastecimento. Este tipo de geração evita as perdas na transmissão e distribuição normalmente associados à compra de energia elétrica à rede elétrica.

- A cogeração é bastante versátil e pode ser combinada com as tecnologias existentes e planeada para diversas aplicações no meio industrial e comercial.

A tecnologia de cogeração é uma sequência ou geração simultânea de múltiplas formas de energia (normalmente mecânica, calorífica e elétrica), num único sistema integrado. A cogeração consiste num determinado número de componentes, nomeadamente motor primário (motor de combustão), gerador, recuperador de calor e interconexão elétrica (tudo integrado num só sistema). O tipo de equipamento que aciona o sistema como um todo (ou seja, o motor primário) normalmente identifica o sistema de cogeração. Os motores primários são capazes de queimar uma variedade de combustíveis, incluindo gás natural, carvão, petróleo e combustíveis alternativos para a produção de potência no eixo ou energia mecânica [5].

Normalmente a energia mecânica gerada pelo motor principal é utilizada para acionar geradores para produzirem energia elétrica, mas não só, podem também acionar outros equipamentos rotativos tais como: compressores, bombas e ventiladores. A energia térmica resultante do sistema pode ser utilizada em aplicações de processos diretos ou indiretamente na produção de vapor, água quente, ar quente para a secagem, ou água refrigerada para o arrefecimento do processo [4] [5].

Na Figura 2 apresentam-se as vantagens da eficiência da cogeração em comparação com a geração de energia através de uma central convencional e de caldeiras no local. Ao considerar-se ambos os processos térmicos e elétricos em conjunto, a cogeração requer apenas  $3/4$  da energia primária quando comparada à produção independente. Os sistemas de cogeração utilizam menos combustível que a geração de energia térmica e elétrica independentes, mantendo o mesmo nível de produção resultando em menores emissões poluentes [4].

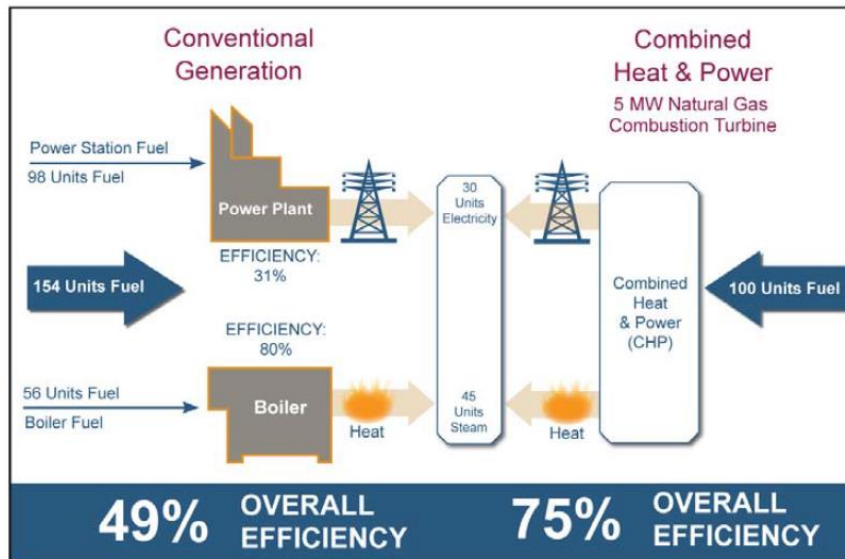


Figura 2 Diferença nas perdas elétricas entre cogeração e produção separada de energia elétrica e térmica [4].

Existem diversas tecnologias associadas à cogeração, com diferentes processos produtivos de energia, que requerem necessidades diferentes e eficiência naturalmente diferentes no processo produtivo.

Como se verá mais à frente no Capítulo 4, efetuou-se uma análise do tipo de tecnologia predominante dentro dos PRE em estudo. Verificou-se que a cogeração com turbina a gás é a mais utilizada na geração de energia.

As turbinas a gás estão disponíveis em tamanhos que variam entre 500 kW a 250 MW. As turbinas a gás podem ser utilizadas exclusivamente para a produção de energia elétrica ou produção combinada (cogeração) de energia térmica e elétrica. As turbinas a gás são muito utilizadas pelas concessionárias para satisfazer os picos do diagrama de cargas. No entanto, com as mudanças no setor elétrico e os avanços na tecnologia, as turbinas a gás têm sido cada vez mais utilizadas para fazer a base do diagrama de cargas [5].

As turbinas a gás produzem calor escape de alta qualidade que pode ser usado em configurações de cogeração para alcançar a eficiência global do sistema (energia elétrica e energia térmica útil) de 70 a 80 % [5].

As turbinas a gás são uma das tecnologias mais limpas na geração de energia elétrica quando comparada com as restantes tecnologias de cogeração. Por ter uma eficiência relativamente elevada e por depender do gás natural como energia primária, emitem substancialmente menos dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) por kWh gerado do que

qualquer outra tipo de tecnologia que utilize como matéria primária combustíveis fósseis [5].

Na Figura 4 apresenta-se o esquema de funcionamento da turbina a gás, caracterizando-se pelos seguintes componentes:

1. Sistema de admissão de ar e compressor;
2. Injeção do combustível e câmara de combustão;
3. Turbina de expansão;
4. Saída de gases ou sistema de exaustão.

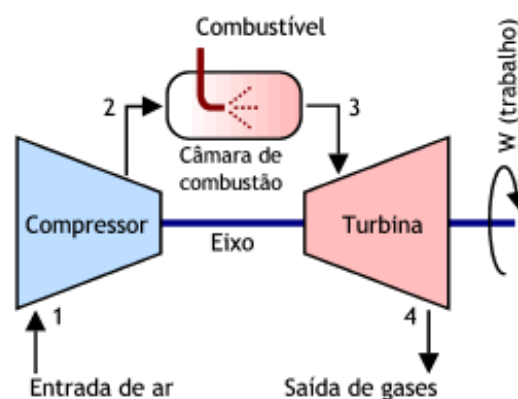


Figura 3 Esquema do sistema de funcionamento da turbina a gás [6].

Quanto ao processo de funcionamento da turbina a gás, o ar atmosférico é absorvido continuamente pelo compressor, que o comprime a alta pressão e é seguidamente conduzido para a câmara de combustão. Com a entrada do ar comprimido na câmara de combustão é simultaneamente injetado combustível, onde se dará a mistura e posteriormente a combustão, resultando num fluxo contínuo de ar de elevada temperatura. A quantidade de ar comprimido e combustível injetados na câmara de combustão são controlados de forma a proporcionar uma queima “rica”. Os gases provenientes da combustão são conduzidas para a turbina, onde se expandem, dispersando assim a sua energia intrínseca. O funcionamento da turbina, aciona por acoplação o compressor do ar atmosférico e o gerador elétrico, ambos acoplados a um dispositivo mecânico [4] [6].

O excesso de ar comprimido que não foi conduzido para a câmara de combustão, poderá ser utilizado para o arrefecimento de componentes com temperaturas elevadas, o que resulta numa maior eficiência do sistema. O fluxo de ar proveniente da

refrigeração é posteriormente misturado com os gases de exaustão. Esta mistura resulta num gás relativamente limpo e pouco húmido, possibilitando ainda o seu aproveitamento em processos de secagem, produção de vapor com vista ao acionamento de outros equipamentos [4] [6].

Tendo em consideração que existem PRE com utilização de fuelóleo como matéria primária, as turbinas a vapor são uma possibilidade a ter em conta.

As turbinas a vapor são uma possibilidade muito interessante para a produção de energia eléctrica centralizada, em centrais com potência instalada acima dos 20 MW. Em indústrias onde a quantidade de vapor é indispensável para a realização de processos produtivos, esta tecnologia adequa-se perfeitamente. Uma das grandes vantagens da utilização de turbinas a vapor é a longa vida útil dos equipamentos e a versatilidade no consumo da matéria primária, como por exemplo, carvão, recursos florestais, gás natural e fuelóleo [4] [6].

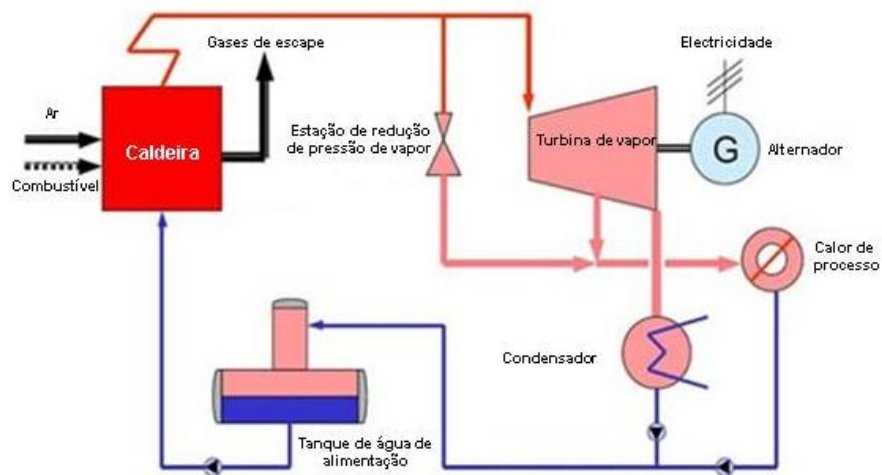


Figura 4 Esquema do sistema de funcionamento da turbina a vapor [6].

Tal como se verifica na Figura 4, o sistema de cogeração com turbina de vapor é geralmente constituído pelos seguintes componentes:

- Tanque de água de alimentação;
- Caldeira;
- Turbina de vapor;
- Condensador;
- Alternador.

Tipicamente estes sistemas iniciam o processo de produção através do aquecimento da água no pré-aquecedor. Seguidamente a água pré-aquecida é conduzida para uma caldeira onde irá absorver calor proveniente da energia dos combustíveis, até atingir temperatura suficiente para ocorrer a vaporização da água a altíssima pressão. O vapor de água já nas condições ideais entra na turbina onde se expande, transformando a energia do vapor de água em energia mecânica, através da rotação da turbina (trabalho útil). Depois da passagem do vapor de água na turbina, onde perdeu grande pressão, agora é denominado de vapor de exaustão, que será conduzido para o condensador. No condensador o vapor é liquefeito, ou seja, passando por um processo de arrefecimento até atingir o estado líquido. Uma vez que a água já se encontra a uma boa temperatura não necessita de passar no pré-aquecedor e retorna novamente à caldeira, a fim de começar o novo ciclo [4] [6].

Acoplado mecanicamente à turbina está conectado um gerador que consoante o movimento da turbina, produz uma determinada quantidade de energia elétrica, dependendo obviamente das necessidades [4].

Parte do vapor proveniente da saída da turbina (baixa pressão), ou mesmo antes da turbina (alta pressão) poderá ser utilizado noutras aplicações [4].

As turbinas a vapor dividem-se em dois grupos, mediante a pressão de saída: turbinas de condensação e turbinas de contrapressão. A grande diferença está ao nível da pressão de vapor de exaustão, nas turbinas de condensação há a necessidade de utilização de um condensador, dado que a pressão atmosférica é maior do que a pressão de saída do vapor. Nas turbinas de contrapressão isto não acontece nem é necessária a utilização do condensador, porque a pressão do vapor de saída é superior à pressão atmosférica [4] [6].

Provavelmente o ciclo mais eficiente dentro de todas as tecnologias de cogeração é o ciclo combinado.

O ciclo combinado é um sistema que se baseia na agregação de dois sistemas num único, obtendo um aumento significativo no rendimento e eficácia global da cogeração.

O ciclo combinado é constituído de forma geral por dois sistemas também utilizados de forma separada na cogeração, sendo a turbina a gás e a turbina a vapor, são projetados e executados de forma a complementarem-se, como se visualiza na Figura 6 [6].

Por outro lado é um sistema mais complexo, o que sugere sistemas de monitorização mais avançados devido à existência de mais componentes e como seria de esperar mais caro.

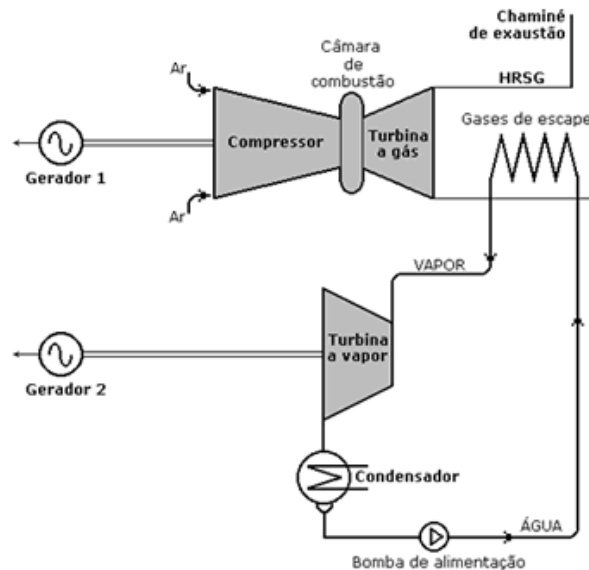


Figura 5 Esquema do sistema de funcionamento do ciclo combinado [6].

No ciclo combinado na parte do sistema relativo à turbina a gás, verifica-se que os gases de exaustão contêm ainda 15 % aproximadamente de oxigénio e que pode ser reutilizado num segundo processo de queima de combustível numa caldeira de recuperação, produzindo vapor a alta pressão. Existe ainda outra forma de aproveitamento dos gases de exaustão (considerando que estes encontram-se com temperaturas elevadas compreendidas entre 450 e 550 °C) referidas anteriormente e sem consumo extra de combustíveis. Consiste no aproveitamento do calor dos gases de exaustão na produção de vapor numa caldeira de recuperação, prevenindo a queima extra de combustíveis. O vapor resultante da caldeira de recuperação poderá ser conduzido para realizar trabalho numa segunda turbina de contra pressão ou condensação [6].

Este tipo de tecnologia é indicada em situações onde a variação de carga é grande, ao nível da solicitação térmica ou elétrica. As centrais com ciclo combinado têm uma versatilidade enorme podendo funcionar exclusivamente na geração de energia elétrica ou exclusivamente na geração de energia térmica [6].

Existe uma diversidade enorme de diferentes tipos de tecnologias de cogeração, como as pilhas de combustível ou microturbinas, no entanto, não são relevantes para a análise que se pretende elaborar neste trabalho [6].

A Implantação da cogeração pode ser um desafio, como as instalações devem estar localizadas perto de suas cargas térmicas, bem como perto de uma área que requer capacidade adicional de energia elétrica, a fim de maximizar a eficiência. Além disso, a integração de fontes de energia distribuída na rede elétrica podem exigir a reformulação das redes de transporte e distribuição. A concessionária de distribuição deve estar disposta a comprar energia gerada, e pode colocar restrições ou custos de ligação à rede [7].

## 2.2. Enquadramento da cogeração na PRE

Considera-se produção em PRE, ao abrigo de legislação específica, a produção de eletricidade com base em [8]:

- Energias renováveis (eólica, hídrica de pequena dimensão, biomassa, etc.). Atualmente assiste-se a um crescimento muito significativo da energia eólica.
- Resíduos. As centrais com potência instalada mais elevada nesta categoria são as duas centrais de incineração de resíduos sólidos urbanos existentes nas regiões de Lisboa e do Porto.
- Processos de cogeração. Processos onde existe aproveitamento de eletricidade e de calor. A tecnologia utilizada permite um aumento da eficiência proveniente da conversão da matéria primária e redução das emissões gasosas. A energia calorífica libertada no processo de produção de energia elétrica pode ser aproveitada para a produção de vapor de água entre outras aplicações. Estes sistemas são habitualmente instalados em ambientes industriais, onde é requerida grande quantidade de energia térmica. A cogeração apresenta algumas vantagens, como por exemplo, a geração combinada de eletricidade e calor reduzindo os custos de produção e menores perdas na transmissão e distribuição.
- Produção distribuída ou microprodução, isto é, produção de eletricidade em muito pequena escala, ou seja, potência instalada inferior a 5,75 kW. Produção de energia elétrica através de equipamentos de pequena escala e por meio de fontes renováveis, onde o sol e o vento são a maior fonte. A biomassa também é considerada para esta questão. Neste momento todas as novas habitações são

obrigadas à instalação de painéis solares térmicos para o aquecimento de águas. Os equipamentos normalmente utilizados são: micro-turbinas, micro-eólicas, painéis fotovoltaicos, painéis solar térmicos entre outros tipos utilizados.

As grandes centrais hídricas, embora produzam energia elétrica de forma limpa, têm um regime diferente, localizam-se no regime ordinário [8].

Segundo a ERSE este tipo de tecnologia tem sofrido uma grande evolução ao nível da energia entregue à rede pública, com grande relevo da produção eólica. Para o ano de 2009 a contribuição dos produtores em regime especial para a satisfação da carga foi cerca de 29 % [8].

O governo toma a responsabilidade da definição da política energética no país, a partir da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). No entanto, na categoria da produção em regime especial partilha-se alguma responsabilidade entre a DGEG e a ERSE, nomeadamente o benefício resultante da PRE nas tarifas de energia elétrica fixadas pela ERSE. A ERSE é a entidade que acompanha a PRE [8].

### 2.3. Condições técnicas de ligação da PRE

As condições técnicas da ligação dos PRE são um requisito legal, como tal obedecem a legislação. Segundo o DL 168/99 e DL 189/88 limitavam a potência de ligação a 8 % e 5 % respetivamente da potência de curto-circuito. Com a introdução da DL 312/2001 acabou com as restrições à potência de ligação impostas pelos precedentes legais [3] [9].

A convecção de geradores síncronos não trás problemas na rede, desde que se tomem as providências necessárias. Como por exemplo trânsito de energia reativa.

As centrais renováveis estão automatizadas e devem respeitar os desvios limites na ligação dos geradores síncronos, que estão estipulados por lei, como se pode visualizar na Tabela 1 [3] [9].

Tabela 1 Desvios máximos admissíveis na ligação dos geradores síncronos [3].

	<b>S ≤ 500 kVA</b>	<b>S &gt; 500 kVA</b>
Tensão	± 0,1 pu	± 0,08 pu
Frequência	± 0,3 Hz	± 0,2 Hz
Fase	± 20°	± 10°

No caso da ligação de geradores assíncronos tornam-se mais rigorosas as condições técnicas de ligação, como por exemplo, a queda de tensão transitória deverá ser 5 % inferior em centrais mini-hídricas e inferior a 2 % em centrais eólicas. Todo este rigor deve-se à instabilidade da ligação deste tipo de geradores, principalmente dos geradores eólicos que dependem da velocidade do vento para laburar. Outra grande perturbação que existe é o arranque de motores de indução, que pode atingir valores altíssimos de corrente nesta fase de funcionamento e que por consequência pode provocar grandes quedas de tensão [3] [9].

Para o caso de arranque de geradores assíncronos, estes só podem ser colocados em paralelo com a rede depois de atingidos 90 % da velocidade síncrona, para geradores inferiores a 500 kVA e de 95 % da velocidade síncrona, para os restantes geradores. Com estas condições espera-se que a corrente de arranque não exceda os 2,5 da corrente nominal [3] [9].

Neste momento com a introdução da eletrónica de potência todos estes problemas foram resolvidos. Atualmente todos os geradores estão equipados com equipamentos que auxiliam o arranque destas máquinas. Basicamente utilizam tirístores montados em antiparalelo, que controlam a tensão de alimentação, elevando gradualmente a tensão de forma a reduzirem a corrente de arranque ao valor nominal [3] [9].

Outro fenómeno para o qual é necessária atenção é a autoexcitação dos geradores assíncronos, quando faltar a rede pública. Os geradores devem desligar os condensadores automaticamente. Este problema torna-se numa desvantagem comparativamente aos geradores síncronos [9].

Quanto ao fornecimento de energia reativa à rede existem regras específicas, como estão descritas a seguir [3]:

- Horas de ponta e cheias, os PRE devem fornecer energia reativa no mínimo 40 % da energia ativa fornecida. Em caso de incumprimento será paga pelo PRE segundo a tarifa em vigor.
- Horas de vazio, não pode introduzir energia reativa na rede. Em caso de incumprimento será paga pelo PRE segundo a tarifa em vigor.

A nível de distorção harmónica não existem grandes problemas com a ligação dos geradores síncronos ou assíncronos, visto que a tensão gerada é praticamente sinusoidal. Contudo em casos onde a exploração utiliza variadores de frequência em geradores síncronos poderá induzir harmónicos na rede, logo devem-se providenciar as medidas necessárias para a redução do conteúdo harmónico [3].

A qualidade de serviço nas redes elétricas também é uma obrigatoriedade por parte dos PRE, uma vez que a lei o estipula.

A tensão harmónica é caracterizada como a tensão sinusoidal, onde a frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da tensão de alimentação.

A avaliação das tensões harmónicas pode ser analisada através de duas formas: separadamente medindo a tensão  $U_h$ , correspondente à amplitude da harmónica  $h$  referida à amplitude da frequência fundamental, ou a partir do valor total da distorção harmónica (THD), que é definida pela seguinte expressão [3]:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2} \quad (1)$$

A norma EN 50 160 define que, a distorção harmónica total não deverá exceder os 8 %. Define também que em períodos semanais, 95 % dos valores eficazes de cada tensão harmónica não deverão ultrapassar os valores apresentados na Tabela 2 [3].

*Tabela 2 Valores máximos das tensões harmónicas [3].*

Harmónicas ímpares				Harmónicas pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
h	U <sub>h</sub> (%)	h	U <sub>h</sub> (%)	h	U <sub>h</sub> (%)
5	6,0%	3	5,0%	2	2,0%
7	5,0%	9	1,5%	4	1,0%
...		...		...	
25	1,5%	21	0,5%	24	0,5%

A tremulação da tensão é outro aspeto relacionado com a distorção harmónica da tensão.

As flutuações da tensão, originados pelos *flickers*, geram variações na luminância das lâmpadas, mais conhecido no senso comum como “tremor das lâmpadas” e que acima de determinados níveis tornam-se bastante incómodos [3].

O produtor deverá garantir que a sua instalação não interfira com o bom funcionamento da RND (Rede Nacional de Distribuição). Desta forma deve assegurar a deteção seletiva de defeitos na sua instalação. Posto isto, devem colocar as proteções necessárias na sua instalação [9].

O PRE é responsável por manter o sistema de proteção em bom funcionamento, deverá proceder a manutenções e reparações de avarias quer na sua instalação, quer no sistema de proteção do operador da rede instalado a jusante do ponto de conexão. Cabe ao operador da rede a responsabilidade por determinar as regulações do sistema de proteções no interior da instalação, prevenindo que eventuais problemas ocorridos na instalação do PRE afetem a RND. Desta forma o PRE deve seguir a regulação do operador da rede. O operador de rede poderá ainda solicitar sempre que quiser ensaios ao sistema de proteções do PRE, quando justificável [9].

Qualquer modificação no sistema de proteções será de acordo com as duas partes, mantendo sempre a seletividade do sistema [9].

O PRE deve equipar a sua instalação de produção com equipamentos de proteção que garantam a abertura rápida e automática da rede, devido à ocorrência de defeitos na rede ou por manobras voluntárias [9].

Para evitar os paralelos intempestivos que causam anomalias tanto na instalação do PRE como na RND, as proteções na interligação devem ser coordenada através de um sistema de religação automático entre o PRE e a RND. Todas as anomalias causadas na RND devido a problemas nas proteções do PRE, serão estes os responsabilizados por eventuais prejuízos [9].

Segundo o operador de rede são obrigadas as seguintes proteções na interligação [9]:

- Máximo de Tensão Residual [ANSI 59N] – 2 escalões;
- Mínimo de Tensão Trifásica [ANSI 27] – 2 escalões;

- Máximo de Tensão Trifásica [ANSI 59] – 1 escalão;
- Máximo de Frequência [ANSI 81O] – 1 escalão;
- Mínimo de Frequência [ANSI 81U] – 1 escalão;
- Máximo de Intensidade de Fase Trifásica [ANSI 50/51] – 2 escalões.

Ao nível dos regimes de neutro, as instalações PRE devem combinar com o regime de neutro da rede pública a que se encontra interligado [3].

Em situações onde a ligação à rede é efetuada através de AT ou MT, deverá existir um transformador (ligação em triângulo) que interliga as duas situações [3].

## 2.4. Qualidade de serviço na cogeração

A qualidade de serviço dos sistemas elétricos de energia remete-nos para o Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), onde os clientes têm direito à qualidade de serviço nos termos da lei e segundo os níveis estabelecidos no RQS, designadamente através de padrões de qualidade de serviço e de compensações associadas ao incumprimento de padrões individuais [10].

Todas as partes integrantes na operação, gestão, produção e comercializadores de último recurso têm de instalar e assegurar a operacionalidade e auditável o sistema de registos para a verificação do cumprimento do RQS, nas partes que lhe são aplicáveis [10].

A qualidade de serviço revela-se em duas dimensões distintas conforme o RQS [10]:

- Continuidade de tensão, caracterizada pela frequência e duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica.
- Qualidade da onda de tensão, caracterizada pela forma da onda de tensão, amplitude, frequência e simetria trifásica de tensões.

No RQS são estabelecidos alguns critérios que asseguram a continuidade de tensão na ligação de um produtor.

O impacto da produção na continuidade de tensão é assegurado pela existência de proteções de interligação que retiram o produtor da rede na eventualidade de um defeito [10].

Para que a rede de distribuição cumpra o regulamento, validam-se dois critérios técnicos no estudo da ligação PRE, a variação de tensão e a variação rápida de tensão [10].

O RQS, no Artigo 19º, relativamente à MT estabelece os requisitos técnicos conforme a norma NP-EN50160: “Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95 % dos valores eficazes médios de 10 min para cada período de uma semana devem estar compreendidos na gama de  $U_c \pm 10\%$ .” [10]

A norma NP-EN50160 aponta as variações de carga dos clientes e manobras das redes como origem das variações rápidas de tensão. A produção pode ser entendida como uma variação de carga e por conseguinte também ela responsável pela variação de tensão [10].

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) responsável pela regulação dos sectores gás natural e eletricidade, entre as várias funções que exerce, a que se destaca para este trabalho é a qualidade de serviço [11].

Ao nível da qualidade de serviço foi emitido em Junho de 2013 o novo *Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico* documento aplicado aos operadores de rede [11].

A ERSE estabelece certos procedimentos obrigatórios que os operadores de rede devem cumprir. Ao nível da qualidade de energia o operador deve efetuar monitorização das subestações AT/MT através de monitorização permanente ou campanhas periódicas. As atividades de monitorização devem ser efetuadas nos barramentos MT das subestações AT/MT [11].

A partir deste procedimento a aquisição e análise de dados é bastante simplificada e a caracterização do funcionamento da rede assume um papel confiável [10].

# Capítulo 3

## 3. Metodologias de previsão de produção de energia elétrica

As previsões ajudam o projetista na fase de planeamento a lidar com incertezas do futuro, baseando-se principalmente em dados de análise passados e tendências [12].

As previsões começam com certas suposições baseadas na experiência da gestão, conhecimento e julgamento. Estas estimativas são projetadas para os próximos meses ou anos, utilizando uma ou mais técnicas, tais como modelos de análise de regressão e projeção de tendências. Uma vez que qualquer erro nos pressupostos irão resultar num erro semelhante ou ampliado na previsão, a técnica de análise de sensibilidade utilizada é o que atribui um intervalo de valores para os fatores incertos (variáveis) [12].

Previsão da carga ou previsão da produção de energia elétrica num sistema é um processo essencial para todos os participantes no mercado de energia elétrica. Isto afeta diretamente a rentabilidade e eficiência das empresas. A inexatidão das previsões poderá resultar em más decisões de investimentos e perdas nos proveitos, devido às divergências encontradas com a realidade [13].

Produtores, distribuidores, consumidores e reguladores estruturam o mercado elétrico. Em geral, a previsão da energia requerida é caracterizado como longo prazo e curto prazo dependendo do horizonte a considerar. As características entre previsão a longo e médio prazo são significativamente diferentes. A Figura 17 e a Figura 18 são exemplos de previsão a curto prazo (diário) e previsão a longo prazo (anual) de energia requerida. Previsão a curto prazo é geralmente afetada por hábitos de vida diários, atividades industriais/económicas e temperatura. Por outro lado a previsão a longo prazo é afetada por razões económicas, crescimento demográfico e alterações climáticas. Por isso as técnicas desenvolvidas usadas para a previsão a longo e curto prazo de energia requerida são diferentes [13].

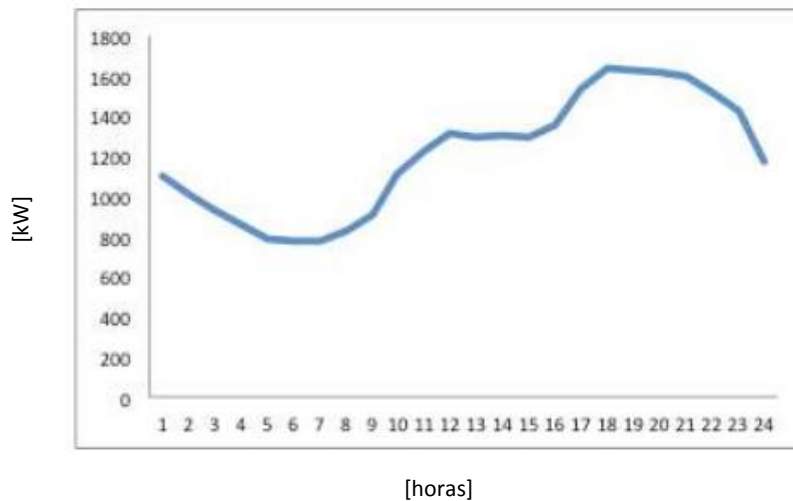


Figura 6 Previsão a curto prazo [13].

A Figura 6 energia requerida diariamente, é maioritariamente afetada pela característica de utilização por hora [13].

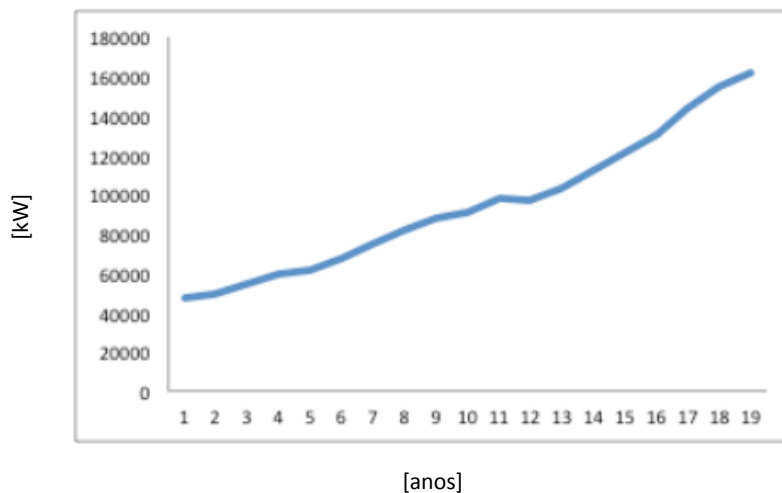


Figura 7 Previsão a longo prazo [13].

Energia requerida a longo prazo usualmente contém uma tendência ascendente devido à economia e ao crescimento demográfico [13].

A previsão a curto prazo depende essencialmente das características da carga de hora em hora, de semana em semana e de mês em mês. No início de cada dia o operador de distribuição de energia deve prever de hora em hora a energia requerida pelo sistema elétrico e notificar a ERSE acerca da previsão efetuada. Estas informações tornam-se a base para a decisão de produção de energia elétrica diária. Se se entender que a energia requerida fica acima ou abaixo da previsão diária, o resultado da diferença afeta os custos de compra diária, afetando assim o responsável pela distribuição [13].

As redes neurais podem ser aplicadas nas previsões a curto prazo para um sistema elétrico amplo. A carga depende de duas variáveis distintas: o valor da carga durante os dias da semana e o valor da carga durante os fins-de-semana [14].

Considera-se previsão a longo prazo o mínimo horizonte de um ano e poderá chegar até trinta anos. Esta informação é essencial para a capacidade de expansão, decisão de investimentos, análise de receitas e orçamentação empresarial [13].

Modelos de otimização complexos requerem um ambiente caracterizado pela reduzida incerteza. Os problemas devem ser bem estruturados e os objetivos devem ser claros também. Deve haver informações completas e reduzidas aleatoriedades. Contudo o mercado de energia, especialmente o crescimento rápido do mercado de energia, tem um elevado nível de incerteza. Perdas por meios técnicos, alterações climáticas, mudanças nas rotinas diárias de vida e crescimento industrial são causas de incerteza. Devido ao elevado nível de incerteza, a previsão a longo prazo de energia requerida é um desafio e problema computacional. Portanto alguns avanços heurísticos e inteligência artificial são desenvolvidos para lidar com estas incertezas e prever a energia requerida a longo termo [13].

Não se sabe como irá ser a vida no futuro, se sofreremos uma alteração radical da forma como vivemos atualmente, onde as máquinas cada vez mais substituem o homem e estão cada vez mais inteligentes. A modelização deste problema não tem fim, poder-se-á caracterizar de forma exaustiva o problema, mas nunca se chegará a conclusões definitivas do que será o futuro e a incerteza prevalecerá. Contudo existem modelos que permitem atingir bons resultados, tais como redes neurais, fuzzy logic, modelos regressivos entre outros [13].

### 3.1. Aproximações estatísticas

Os modelos regressivos têm diversas aplicabilidades desde áreas médicas, biológicas, industriais e variadíssimas áreas da engenharia, neste caso concreto eletrotécnica, é de elevado interesse observar se duas ou mais variáveis relacionam-se de alguma forma. Para se estabelecer uma relação é de relevância designar um modelo matemático. Este tipo de modelo é denominado de regressão, e auxilia na determinação

de como determinadas variáveis influenciam outra variável, isto é, observar-se o comportamento de uma ou mais variáveis afetam o comportamento de outra [15].

A elaboração da previsão da evolução temporal ( $Y, t$ ), com base no histórico das séries temporais é uma das utilidades que os modelos regressivos executam. A previsão é útil para identificar extrapolações [15].

A previsão de uma variável em função das restantes ( $Y, X$ ), poderá ser multivariável, como quando aplicado à variação da carga com a temperatura, a humidade e o dia da semana [15].

Esta relação pode ser analisada como um processo. Neste processo, os valores de  $X_1, X_2, \dots, X_n$  são chamados de variáveis de entrada (inputs) e  $Y$  de variável de saída (output), como é demonstrado na Figura 8 [15].

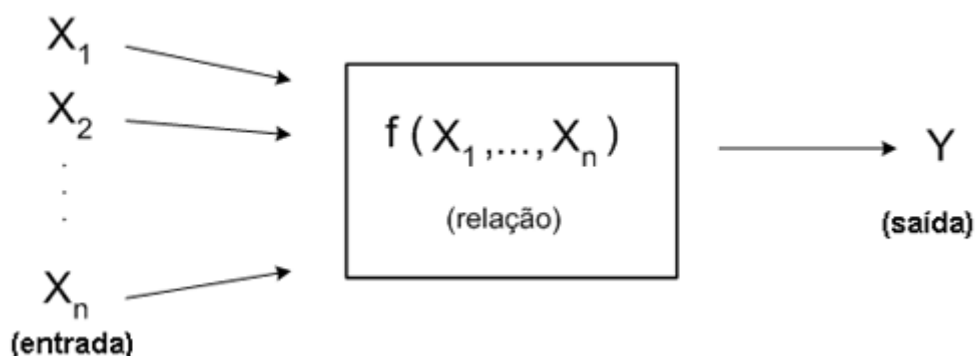


Figura 8 Representação dos processos [15].

Se o objetivo é a relação de apenas uma variável de entrada com a variável resposta temos o caso de Regressão Linear Simples. Quando o objetivo é relacionar a variável resposta com mais de uma variável regressora, a Regressão Linear Múltipla é utilizada [15].

Modelos de Regressão são construídos com os seguintes objetivos [15]:

- **Previsão** – O que se pretende da variável saída é uma variação mediante as variáveis de entrada, pode-se utilizar o modelo para a determinação de valores de  $Y$  que não são conhecidos através dos valores de  $X$ . Este processo é chamado de previsão, normalmente utilizam-se valores de  $X$  que pertencem a um determinado intervalo de estudo. Por outro lado a pode-se estudar valores fora do intervalo que é denominado de extrapolação e devem ter-se certos cuidados,

pois o modelo poderá não ser capaz de estudar esses valores fora do intervalo. Os modelos de regressão têm maior aplicabilidade em processos de previsão;

- **Seleção de variáveis** - Este é claramente uma etapa fundamental para o processo de previsão. Escolher as variáveis que influenciam a variável a prever Y normalmente é um processo um pouco ambíguo, isto acontece com alguma frequência. Para a escolha das variáveis procede-se ao estudo de um grande número de variáveis. Pode-se proceder ao estudo das mesmas através de análises por regressão em que se eliminam as que menos influenciam a variável a prever;
- **Parâmetros** - A partir da escolha de um determinado modelo e tendo as variáveis de entrada correspondentes à variável resposta, pode-se estimar os parâmetros que melhor se ajustam à validação do modelo, tendo o modelo e os dados observados;
- **Interferência** - Esta interferência tem por objetivo estimar parâmetros e interferir sobre esses mesmos parâmetros, como por exemplo, intervalos de confiança ou testes de hipóteses.

#### **Alguns tipos de modelos de regressão apresentam-se a seguir:**

- Modelos uni variável ou multivariável;
- Modelos lineares ou não lineares;
- Modelos paramétricos ou não paramétricos.

A análise de regressão permite estabelecer uma relação entre as variáveis de entrada e variável de saída, através de relações empíricas. A integração desta abordagem necessita de uma base de dados e do uso de métodos estocásticos de análise de regressão linear. A base de dados permite conhecer a natureza da relação entre as variáveis e a realização de estudos capazes de acomodar situações inesperadas, como por exemplo, variação na matéria-prima e temperatura ambiente [16].

Se for conhecido a relação linear entre variáveis dependentes e independentes pode-se estimar o valor Z em cada ponto.

$\hat{Z}$  Valor estimado da variável dependente

$Z_{P_i}$  Variável dependente para o Ponto  $P_i$

$X_{V_i, P_i}$  Variáveis independentes  $V_i$ , no ponto  $P_i$

$\theta_{V_i}$  Parâmetros da regressão para a variável  $V_i$

$$\hat{Z} = \theta_0 + X_{V_1}\theta_1 + X_{V_2}\theta_2 + \dots + X_{V_k}\theta_k \quad (2)$$

A estimativa da variável dependente, com base na regressão, terá um erro (resíduo):

$$\epsilon_{P_i} = Z_{P_i} - \hat{Z}_{P_i} = Z_{P_i} - \theta_0 - X_{V_1, P_i}\theta_1 - X_{V_2, P_i}\theta_2 - \dots - X_{V_k, P_i}\theta_k \quad (3)$$

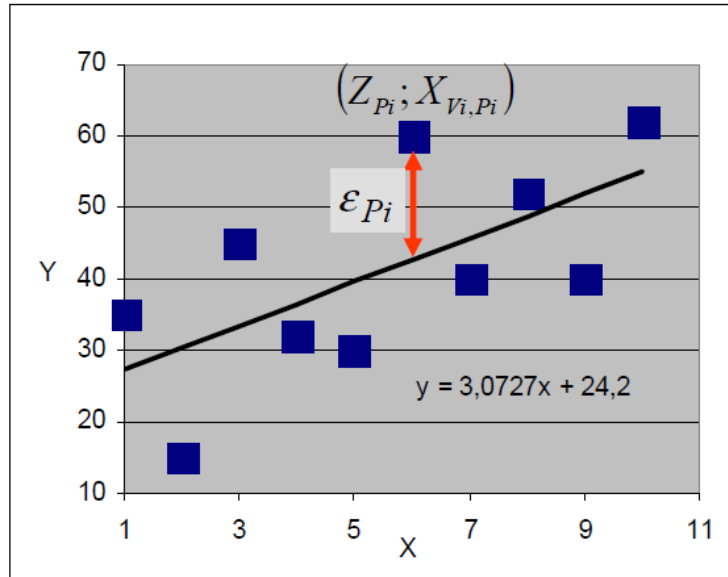


Figura 9 Valor estimado da variável dependente [16].

Considerando-se três pontos  $P_1$ ,  $P_2$  e  $P_3$  e duas variáveis independentes  $V_1$  e  $V_2$ .

$$[Z] = \begin{bmatrix} Z_{P_1} \\ Z_{P_2} \\ Z_{P_3} \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$[X] = \begin{bmatrix} 1 & X_{V_1, P_1} & X_{V_2, P_1} \\ 1 & X_{V_1, P_2} & X_{V_2, P_2} \\ 1 & X_{V_1, P_3} & X_{V_2, P_3} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$[\theta] = \begin{bmatrix} \theta_0 \\ \theta_{V_1} \\ \theta_{V_2} \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$[\epsilon] = [Z] - [X] * [\theta] \quad (7)$$

Para se encontrar os parâmetros  $\theta_{Vi}$  utilizou-se o método dos mínimos quadrados, que consiste em minimizar o quadrado dos resíduos.

$$L = \varepsilon_1^2 + \varepsilon_2^2 + \varepsilon_3^2 = (Z_{p1} - \hat{Z}_{p1})^2 + (Z_{p2} - \hat{Z}_{p2})^2 + (Z_{p3} - \hat{Z}_{p3})^2 \quad (8)$$

$$L = (Z_{p1} - \theta_0 - X_{V1,P1}\theta_1 - X_{V2,P1}\theta_2)^2 + (Z_{p2} - \theta_0 - X_{V1,P2}\theta_1 - X_{V2,P2}\theta_2)^2 + (Z_{p3} - \theta_0 - X_{V1,P3}\theta_1 - X_{V2,P3}\theta_2)^2 \quad (9)$$

$$L = ([Z] - [X] * [\theta])^t * ([Z] - [X] * [\theta]) \quad (10)$$

A derivada parcial em ordem a cada um dos parâmetros será:

$$\left[ \frac{\partial L}{\partial \theta} \right] = 2 * [X]^t * ([Z] - [X] * [\theta]) = [0] \quad (11)$$

Resolvendo o sistema de equações fica:

$$[\theta] = ([X]^t * [X])^{-1} * [X]^t * [Z] \quad (12)$$

Supondo que existe uma variância em torno de cada ponto, aplicando uma regressão linear com ruído. Se os pontos forem dependentes existirá uma covariância entre pontos.

Neste caso:

$$[\theta] = ([X]^t * W * [X])^{-1} * [X]^t * W * [Z] \quad (13)$$

$$W^{-1} = R = \begin{bmatrix} Var_{(\varepsilon_1)} & Cov_{(\varepsilon_1, \varepsilon_2)} & \cdots & Cov_{(\varepsilon_1, \varepsilon_m)} \\ Cov_{(\varepsilon_2, \varepsilon_1)} & Var_{(\varepsilon_2)} & \cdots & Cov_{(\varepsilon_2, \varepsilon_m)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ Cov_{(\varepsilon_m, \varepsilon_1)} & Cov_{(\varepsilon_m, \varepsilon_2)} & \cdots & Var_{(\varepsilon_m)} \end{bmatrix} \quad (14)$$

### 3.2. Modelos de regressão não lineares

A regressão linear simples relaciona duas variáveis (X e Y) numa linha reta ( $y = mx + b$ ), enquanto a regressão não linear deve gerar uma linha (tipicamente uma curva) como se cada valor de Y represente-se uma variável aleatória. O objetivo do modelo é fazer com que a soma dos quadrados tornem-se pequenos o quanto possível.

A regressão não linear usa funções logarítmicas, funções trigonométricas e funções exponenciais, entre outros métodos de montagem [17].

O modelo de regressão não linear é semelhante ao modelo de regressão linear, ambos procuram graficamente rastrear uma determinada resposta a partir de um conjunto de variáveis. Os modelos não lineares são mais complexos de desenvolver do que os modelos lineares, porque a função é criada através de uma série de aproximações (iterações). Podem-se usar diversos métodos matemáticos estabelecidos, tais como: o método de *Gauss-Newton*, *árvore de regressão*, método *Gradient* e o método de *Levenberg-Marquardt* [17] [18].

### 3.2.1. Método árvore de regressão

O modelo de previsão através de árvore de regressão é um modelo não linear, tal como foi referido no ponto 3.2.

A ideia base é muito simples. Pretende-se prever uma resposta a partir das seguintes entradas (*inputs*)  $X_1, X_2, \dots, X_p$ . Isto para a conceber uma árvore binária. Para cada nó interno da árvore, aplica-se um teste a uma das entradas,  $X_i$ . Dependendo do resultado do teste, dirige-se para a esquerda ou para a direita do sub ramo da árvore. Eventualmente chegar-se-á a um nó folha, onde será feita a previsão [19].

A razão pela qual se faz isto deve ao fato de as previsões lineares ou regressões polinomiais serem modelos globais, onde uma única fórmula de previsão se mantém ao longo de todos os espaços de dados. Quando os dados tem muitos recursos que interagem complicadamente, utilizam-se a forma não linear, construir um único modelo global pode ser muito difícil e bastante confuso [19].

Uma aproximação alternativa para a regressão não linear poderá passar por partições, ou sub dividir o problema, em regiões mais pequenas, onde a interação é melhor gerida. Portanto parte-se novamente a sub divisão (este é um processo repetitivo), como um agrupamento hierárquico, até chegar-se finalmente a espaço sem interesse podem adequar num modelo de regressão linear. O modelo global tem duas partes: uma é apenas repartição das partições e a outra é o modelo simples para cada célula das partições [19].

Para cada um dos nós terminais, ou folhas, da árvore que representa uma célula da partição, e atribuiu-lhe um modelo simples que se aplica apenas à célula. Um ponto  $x$  pertence a uma folha, se  $x$  cair na célula correspondente da divisória. Para se apurar qual a célula em que estamos inseridos, começa-se pelo nó raiz da árvore e pede-se a sequência de perguntas sobre as características. No interior dos nós estão escritas as perguntas e os ramos rotulados com as respostas. Dependendo da pergunta efetuada a seguir irá ser afetada pela pergunta anterior. Na versão clássica, cada pergunta refere-se apenas a um único atributo e tem as respostas sim ou não. A variável pode ter qualquer tipo de combinação (contínuas, discretas mas ordenadas, etc). Podem-se elaborar perguntas sem ser binárias, mas sempre acomodadas na árvore binária. Elaborar perguntas sobre diversas variáveis simultaneamente, é equivalente à elaboração de perguntas sobre variáveis individuais [19].

Para o modelo clássico da árvore de regressão, o modelo para cada célula é apenas uma estimativa constante de  $Y$ . Ou seja, supondo  $(X_1, y_1), (X_2, y_2), \dots (X_c, y_c)$  são todas as amostras pertencentes ao nó folha  $l$ . Portanto o modelo para  $l$  será

$$\hat{y} = \frac{y}{c} \sum_{i=1}^c y_i, \text{ a média da amostra da variável resposta na célula [19].}$$

Existem várias vantagens na utilização deste modelo:

- Fazer previsões rápidas (inexistências de cálculos complicados);
- É fácil de perceber quais as variáveis que são importantes para fazer as previsões;
- Se faltarem alguns dados, pode não ser possível chegar às folhas da árvore, mas ainda é possível elaborar uma previsão segundo a média de todas as folhas.

O artigo de Barbara Gladysz [20], é um exemplo da aplicação do modelo árvore de regressão para a previsão da demanda de energia elétrica para a região da Polónia. Onde identifica os fatores que influenciam a determinação da demanda de energia elétrica, com base nos fatores naturais que é um elemento crucial para a gestão eficiente de energia. Ao analisar a natureza da procura de eletricidade, é claro que é caracterizada por ciclicidade, sazonalidade e aleatoriedade. Existem três tipos de sazonalidade, podem ser distinguidos: o anual, o semanal e os ciclos diários. O ciclo semanal é o resultado do ciclo de uma semana de trabalho. O ciclo anual é essencialmente influenciado por condições de climáticas e tempos de férias. O ciclo

diário é o resultado de ambas as condições de clima e pelo tempo de trabalho diário [20].

O grande objetivo é investigar a influência das condições atmosféricas sobre a carga do sistema de energia elétrico em vários momentos durante 24 horas. Os dados para a análise são observações horárias da carga e as condições meteorológicas ao longo de um ano [20].

Este modelo de exploração de dados pode ser utilizado em base de dados bastante grandes. O objetivo do modelo de árvore de regressão é determinar os fatores que influenciam os recursos explorados, a variável de decisão e a natureza desta influência [20].

### 3.2.2. Método árvore de regressão com aplicação *bagging*

O modelo de *bagging* é utilizado geralmente para melhorar o desempenho da previsão. Este modelo pode ser utilizado para melhorar a estabilidade e a capacidade de previsão das árvores de regressão, mas a sua utilização não se limita a melhorar as previsões baseadas em árvore. É uma técnica geral que pode ser aplicada a uma grande variedade de configurações para melhorar as variáveis de entrada [21].

O modelo *bagging* também conhecido como *bootstrap aggregation* (amostras diferentes da base de dados que são usadas para aprender hipóteses diferentes), procede a combinações das variáveis de previsão, ou *predictors*, este modelo foi desenvolvido por Breiman em 1996 [22]. Segundo o método de Breiman, dado um conjunto  $Z$  de treino, com  $n$  exemplos, serão criadas várias amostras do conjunto  $Z$ , denominadas *bootstrap*. Cada *bootstrap* é gerado assumindo aleatoriamente  $n$  elementos de  $Z$ , com substituição. Deste modo, os *bootstrap* apresentam o mesmo número de exemplos de  $Z$ , considerando que alguns exemplos podem aparecer mais vezes do que outros, ou até não aparecer [22] [23].

Os *bootstrap* são utilizados para novos conjuntos de treino, originando novos *predictors*, como se pode ver na Figura 10. Por forma a definir-se o *preditor* final, que será utilizado para prever o conjunto teste, é realizado o cálculo da média através de todos os *predictors*, no caso da regressão [22] [23].

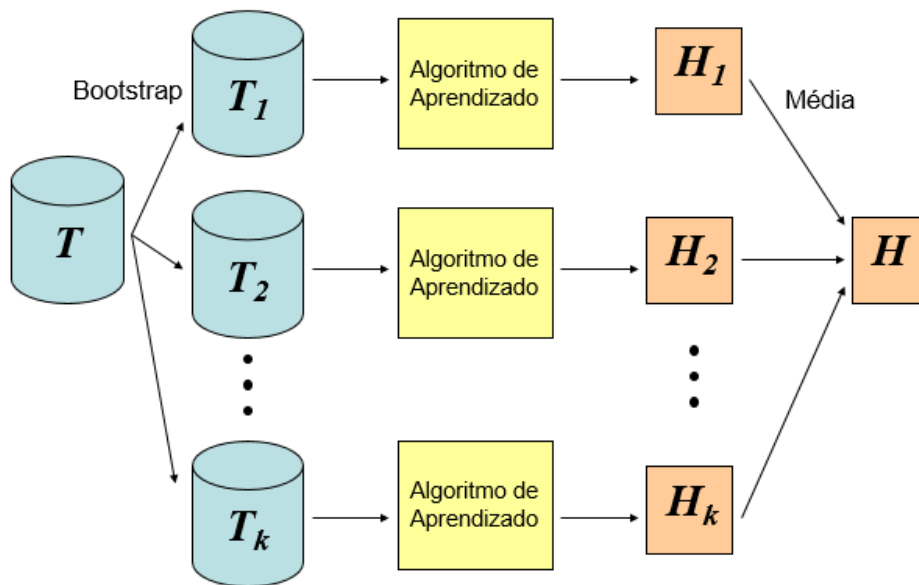


Figura 10 Modelo Bagging, geração paralela de preditores [22].

Frequentemente, o método *bagging* utiliza-se para melhorar o desempenho de algoritmos de aprendizagem de máquinas (AM) instáveis, isto é, algoritmos onde na saída se obtenha um *preditor* com grandes variações em resposta a pequenas alterações ocorridas no conjunto de treino, como por exemplo, árvores de regressão e redes neurais. Com a utilização do modelo *bagging* melhora-se a precisão, mas por outro lado perde-se uma estrutura simples e interpretável [22].

### 3.3. Redes neurais

Admite-se que a inteligência artificial assemelha-se à inteligência humana, através de *softwares* ou outros mecanismos. Um determinado sistema inteligente é aquele que percebe o meio ambiente onde se insere e toma decisões por forma a maximizar as condições de sucesso [24].

A inteligência artificial é uma área de desenvolvimento informática destinada à procura de metodologias ou dispositivos computacionais que potenciam a capacidade racional do ser humano de solucionar problemas. Existe uma diversidade muito ampla do que significa a palavra inteligência, assim como o próprio conceito de inteligência artificial, apresentando-se variadíssimas formas diferentes de interpretação. O principal conceito dos sistemas de inteligência artificial, é desempenhar um determinado papel que, quando executado por um ser humano, seriam classificados como inteligentes [24].

Algumas aplicações básicas desses sistemas são a capacidade de raciocínio, como por exemplo, execução de regras matemáticas ou execução de regras lógicas a um determinado grupo de dados por forma a atingir uma conclusão. A aprendizagem com os erros, a realização de modificações para que no futuro possam atuar de forma mais capaz, o reconhecimento de padrões visuais, padrões comportamentais e até mesmo sensoriais, são exemplos de aplicações básicas dos sistemas inteligentes [24].

As redes neuronais são técnicas computacionais que apresentam um modelo matemático inspirado na estrutura neuronal de organismos inteligentes e que adquirem conhecimento através da experiência [25].

Uma rede neuronal é composta por várias unidades de processamento, cujo funcionamento é bastante simples. Essas unidades, geralmente são conectadas por canais de comunicação que estão associados a um determinado peso. O comportamento inteligente de uma rede neuronal vem das interações entre as unidades de processamento da rede. As redes neuronais são máquinas de aprendizagem, distribuídas, adaptativas e geralmente não lineares [25].

Uma rede neuronal artificial é um sistema baseado em operações neuronais biológicas, por outras palavras, é uma simulação do sistema neuronal biológico. A razão para a implementação destas redes, deve-se ao fato de os computadores não conseguirem realizar certas tarefas mesmo nos dias atuais em que os computadores estão muito avançados, ainda assim a implementação de uma rede neuronal pode ser feita com as suas vantagens e desvantagens [26].

Relativamente às vantagens:

- Uma rede neuronal pode processar tarefas que um programa linear não pode;
- Quando um elemento de uma rede neuronal falha, pode continuar sem comprometer a restante rede;
- Uma rede neuronal aprende e não precisa de reprogramação;
- Pode ser implementada em qualquer aplicação.

Quanto às desvantagens:

- A rede neuronal precisa de ser treinada para operar;
- A arquitetura da rede neuronal é diferente da arquitetura de um microprocessador desta forma precisa de ser emulada;

- Requer alto tempo de processamento para grandes redes neuronais.

### 3.3.1.1. Neurónios

Os neurónios são uma componente fundamental no funcionamento das redes neuronais. Baseiam-se no sistema nervoso humano e é constituído por uma rede de comunicação distribuída por todo o organismo. Os principais elementos do sistema nervoso são os neurónios, que são capazes de detetar, transmitir, analisar e utilizar informações geradas pelos estímulos e converte-los em respostas. Os neurónios reagem à diferença de potencial elétrica, ou seja, são excitáveis e transmitem a informação através da membrana até à sua extremidade, onde propaga a informação a outros neurónios. Cada neurónio transmite impulsos nervosos ou informação, através do seu axónio e só recebe de axónios de outros neurónios (Figura 11) [25].

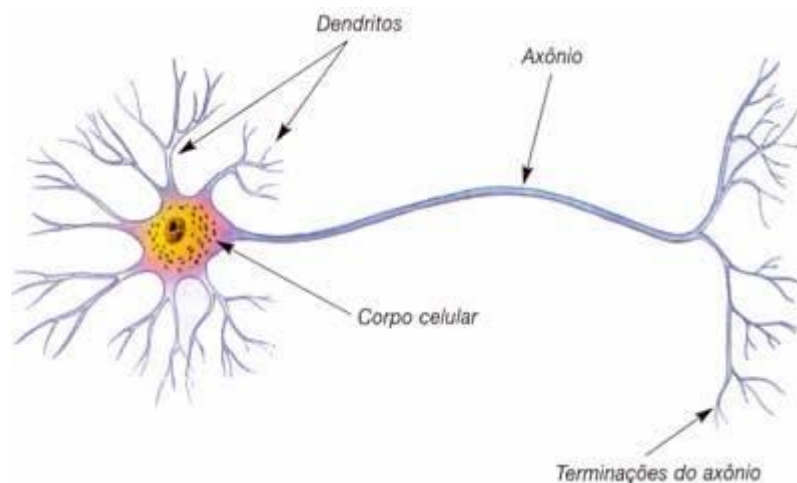


Figura 11 Anatomia geral do neurónio biológico [25].

As sinapses são um tipo de interação muito especializadas, são responsáveis pela transmissão de informação entre neurónios. Durante as sinapses, a porção terminal dos axónios apresentam numerosas vesículas sinápticas que contêm os neurotransmissores, ou seja, os mediadores químicos responsáveis pela transmissão do impulso nervoso. Os neurotransmissores são libertados de um neurónio e aderem a moléculas recetoras do neurónio seguinte, promovendo a condução do impulso nervoso ao longo do organismo.

Os neurónios podem ser apresentados de forma matemática através da fórmula 17, ou graficamente pela Figura 12. Ao nível da forma gráfica, as entradas (*inputs*) estão representadas como  $in_1$ ,  $in_2$  e  $in_k$ , e são determinados os seguintes pesos  $w_{i1}$ ,  $w_{i2}$  e  $w_{ik}$ ,

de seguida executa-se a soma ponderada  $Net_i$ , aplicando a função ativação  $o_i=f(Net_i)$ , resultando numa saída do neurónio (output) [25].

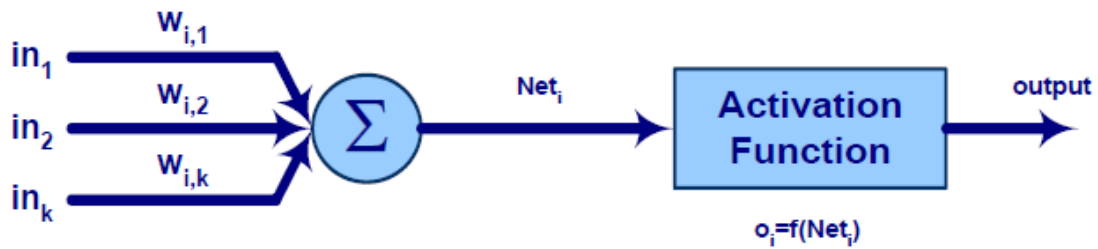


Figura 12 Forma gráfica do neurónio [25].

A partir da Figura 12 pode-se descrever matematicamente o processo anterior, recorrendo à formulação 17, determinando que a função de ativação é binária, ou de grau unitário [25]:

$$y_i = \begin{cases} 1, & \text{se } f\left(\sum_{k=1}^n w_{ik}in_k\right) \geq 0 \\ 0, & \text{se } f\left(\sum_{k=1}^n w_{ik}in_k\right) \leq 0 \end{cases} \quad (15)$$

O neurónio pode ser ativado por uma função linear ou não linear. As ativações mais usuais são as não lineares, tendo em consideração que habitualmente pretende-se processar funções não lineares. Através da Figura 13 pode-se observar alguns exemplos de funções de ativação linear, em degrau e sigmoide [25].

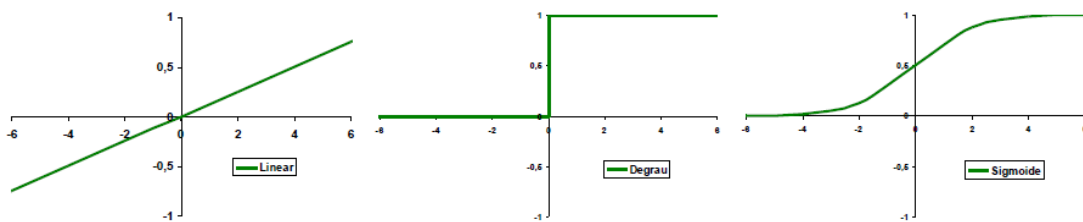


Figura 13 Funções de ativação linear [25].

Como já referido anteriormente a função de ativação mais utilizada é a função sigmoide, que está descrita pela fórmula 14 e o parâmetro  $\sigma$  dita o declive da função. Na Figura 23 apresentam-se alguns exemplos de funções deste tipo [25].

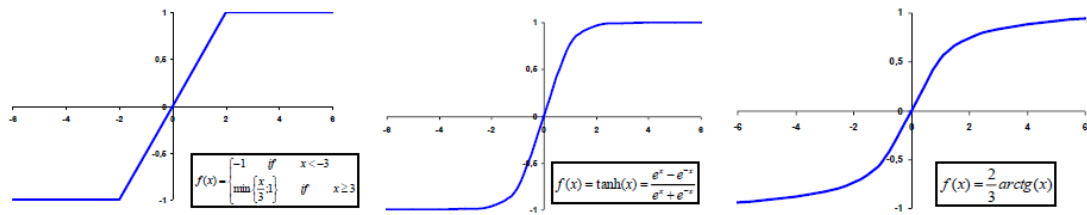


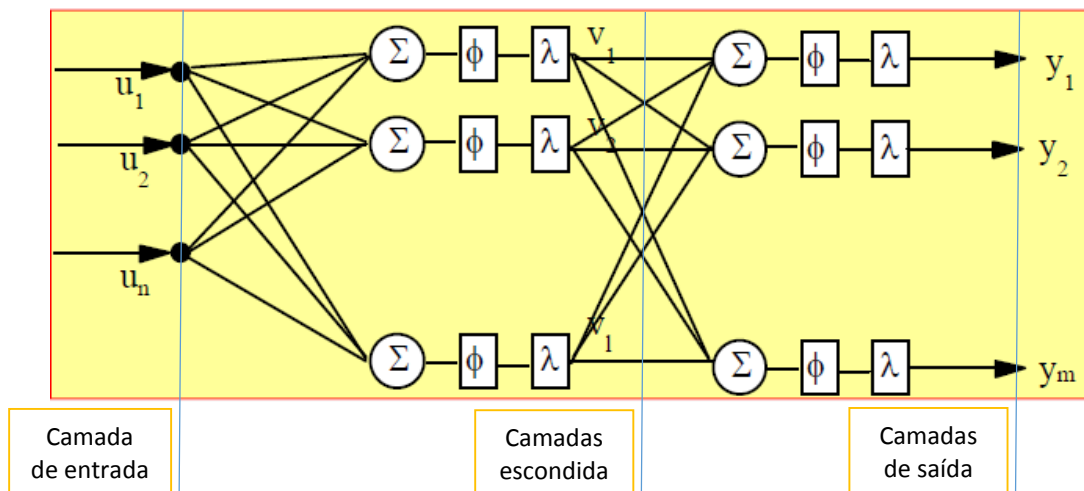
Figura 14 Variantes das funções de ativação do tipo sigmoide [25].

### 3.3.1.2. Arquitetura das redes neuronais

As redes neuronais podem ser classificadas como unidirecionais (*feedforward*) ou recorrentes (*feedback*). O tipo mais utilizado, o *feedforward*, funciona de forma progressiva sem informação adicional acerca dos processos a jusante, ou seja, sem realimentação. As redes com realimentação (*feedback*) têm conexões entre neurónios no sentido contrário [25].

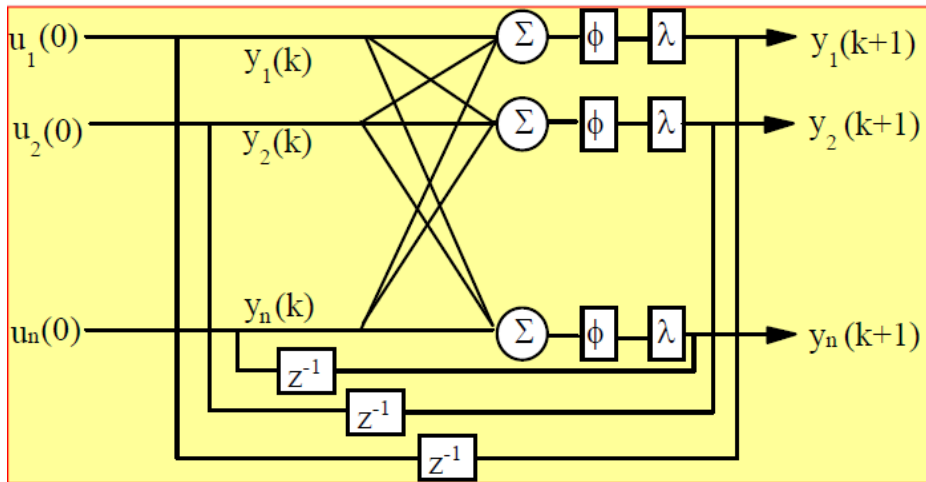
#### RN Diretas – Feedforward NN

As redes diretas são aquelas cujo grafo não tem ciclos, é comum representar estas redes em camadas e neste caso são chamadas redes de camadas (MLP), com grande aplicação na previsão [25].



#### RN Recorrentes - com realimentação – Feedback NN.

Os grafo de conectividade contém ciclos são exemplos as redes de Hopfield e as redes bidirecionais.



*Redes TDNN (Time Delay NN) e TLFN (Time-Lagged Feedforward Network).*

Problemas que envolvem o tempo (tal como previsão) são chamados dinâmicos.

O tempo estabelece uma ordem contínua nos dados de entrada, são usadas topologias que modelizam memória a curto prazo e a saída funciona como um combinador linear de atrasos [25].

### 3.3.1.3. Camadas da rede

Os tipos mais comuns de redes neurais artificiais são compostos por três grupos, ou camadas: uma camada de "entrada" que está ligada a uma camada "escondida" e esta última está ligada a uma camada de "saída". As atividades das unidades de entrada representam a informação em bruto que é alimentada para dentro da rede. A atividade de cada camada "escondida" é determinada pelas atividades das "entradas" e os pesos nas conexões entre a entrada e as camadas "escondidas". O comportamento da "saída" depende da atividade das camadas "intermediárias" e dos pesos entre as camadas "escondidas" e de "saída" [27].

Este tipo simples de rede é interessante porque as camadas "escondidas" são livres para construir suas próprias representações da entrada. Os pesos entre a entrada e unidades ocultas determinam quando cada unidade oculta é ativada e, portanto, modificando esses pesos, uma unidade oculta pode escolher o que ele representa. Também distingue-se arquiteturas de camada única e de múltiplas camadas. A organização de camada única, em que todas as unidades são ligadas umas às outras, constitui o caso mais geral e é de potencial mais poder computacional de organismos

multicamada hierarquicamente estruturados. Em redes multicamada, as unidades são numeradas, muitas vezes por camada, em vez de seguir a numeração global [27].

### 3.3.1.4. Processos de aprendizagem

O que relaciona os *inputs* (entradas) com os *outputs* (saídas), é a procura dos parâmetros internos (pesos) da função de transferência, a partir da minimização do erro quadrático junto do sinal produzido pela rede neuronal e o sinal *target* (*alvo*). Para a definição do conceito de aprendizagem, adotou-se as convenções na construção da rede neuronal da Figura 15. Os *inputs* são descritos desde  $x_1$  até  $x_m$  e são redirecionados para os neurónios de entrada,  $i_1$  a  $i_m$  [27].

Os neurónios são exibidos por um índice inicial de camada e também através de um segundo índice inerente à sua ordem dentro da respetiva camada. Consoante o número de *hidden layers* (camadas escondidas), consegue-se definir os *weights* (pesos) das conexões internas de cada neurónio, considerando  $w_{kp,jq}$  equivalente ao *weight* da ligação entre neurónios com índice  $q$  da *layer j* com o neurónio índice  $p$  da camada  $k$ , o que implica que a camada  $j$  precede a camada  $k$ . Designada por *output* à camada de saída da rede neuronal definiu-se por  $s$  e ao sinal de saída de cada neurónio definiu-se por  $O_{kp}$ , que é a saída do neurónio índice  $p$  da camada  $k$  e ao sinal pretendido nessa mesma saída por  $Tq$ , o *target* do neurónio índice  $q$  da camada de saída  $s$  [27].

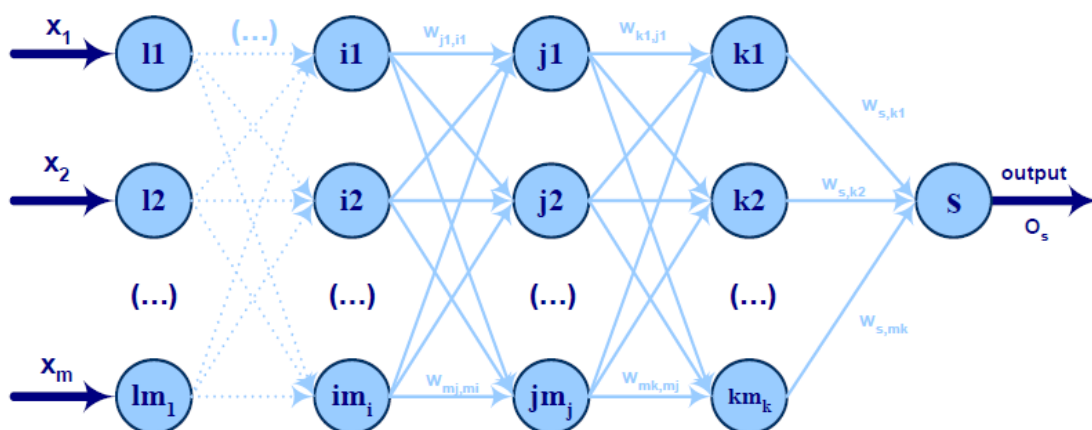


Figura 15 Esquema da rede neuronal [27].

Posta a explicação anterior, a expressão 16 representa a equação do erro quadrático, onde  $s$  é o indicador da camada de saída e o somatório pode ser estendido

a todos os pontos do conjunto de treino e também a todos os valores de saída da rede, no caso das redes neuronais com mais do que uma saída [27].

$$E = \frac{1}{2} \sum (T_s - O_s)^2 \quad (16)$$

O processo de aprendizagem pode consistir na minimização da entropia ou na minimização do erro quadrático. Estes processos poderão ainda ser supervisionados, não supervisionados ou ainda forçado.

Quando são conhecidas as entradas e as saídas, este é o tipo de treino utilizado nas previsões, em que são conhecidos os dados históricos das entradas (como por exemplo carga a satisfazer, temperatura atmosférica, humidade do ar, etc) e na saída (produção de energia elétrica) [27].

O treino não supervisionado consiste em casos onde o *target* não é conhecido. Posto isto, os dados de entrada são mapeados num conjunto de dados de saída, procedendo-se ao processo de semelhança entre dados. Por forma a maximizar-se a transferência de informação entre a entrada e a saída, são ajustados os pesos para satisfazer esse objetivo [27].

O treino forçado tem um funcionamento diferente, onde para as respetivas entrada são atribuídas saídas corretas, contudo definem-se prémios ou castigos mediante a performance dos resultados obtidos na saída. A alteração dos pesos consiste nos níveis de catividade entre as conexões [27].

### 3.3.1.5. Aplicabilidade das redes neuronais

As redes neuronais têm ampla aplicabilidade para problemas de negócios do mundo real. Na verdade, têm sido aplicadas com sucesso em muitos setores [28].

Como as redes neuronais são os melhores modelos em identificar padrões ou tendências nos dados, são adequadas para previsão de necessidades, incluindo: previsão de vendas, controlo de processos industriais, pesquisa de cliente, validação de dados, gestão de riscos e muito mais. Para dar alguns exemplos mais específicos da aplicabilidade das redes neuronais, também são usadas nos seguintes paradigmas específicos: reconhecimento de altifalantes em comunicações; diagnóstico de hepatite; recuperação de telecomunicações de *software* defeituoso; interpretação de

*multimeaning* palavras chinesas; detecção de minas submarinas; análise de textura; reconhecimento de objetos em três dimensões; reconhecimento de palavras escritas à mão; e reconhecimento facial [28].



# Capítulo 4

## 4. Estudo desenvolvido da garantia de potência nos PRE-Cogeração

A tomada de decisões no setor elétrico é um processo complexo, contendo diferentes níveis que devem ser considerados. Estes níveis incluem, por exemplo, o planeamento de instalações e o funcionamento ideal das centrais produtoras. Estas decisões dependem amplamente dos diferentes horizontes de tempo e sobre determinados aspetos do sistema. A previsão da produção de energia elétrica considera-se um fator importante para essas decisões.

Na fase de planeamento da rede, quer na reformulação de linhas existentes, quer de no desenvolvimento de novas linhas, dados como, carga total a abastecer, estado dos equipamento existentes, produção dos PRE, assim como outros produtores fora do regime PRE, são essenciais para o estudo e análise da rede. Desta forma a obtenção de dados através de previsões poderá ser uma mais valia no estudo profundo da rede.

### 4.1. Descrição do Problema

Nesta fase do trabalho procedeu-se ao caso de estudo de uma subestação em concreto.

Avaliar as condições em que se encontra a subestação é um ponto de partida essencial para se proceder à avaliação das características técnicas da mesma.

A seguir apresenta-se o esquema unifilar (Figura 16) da subestação e as principais características técnicas.

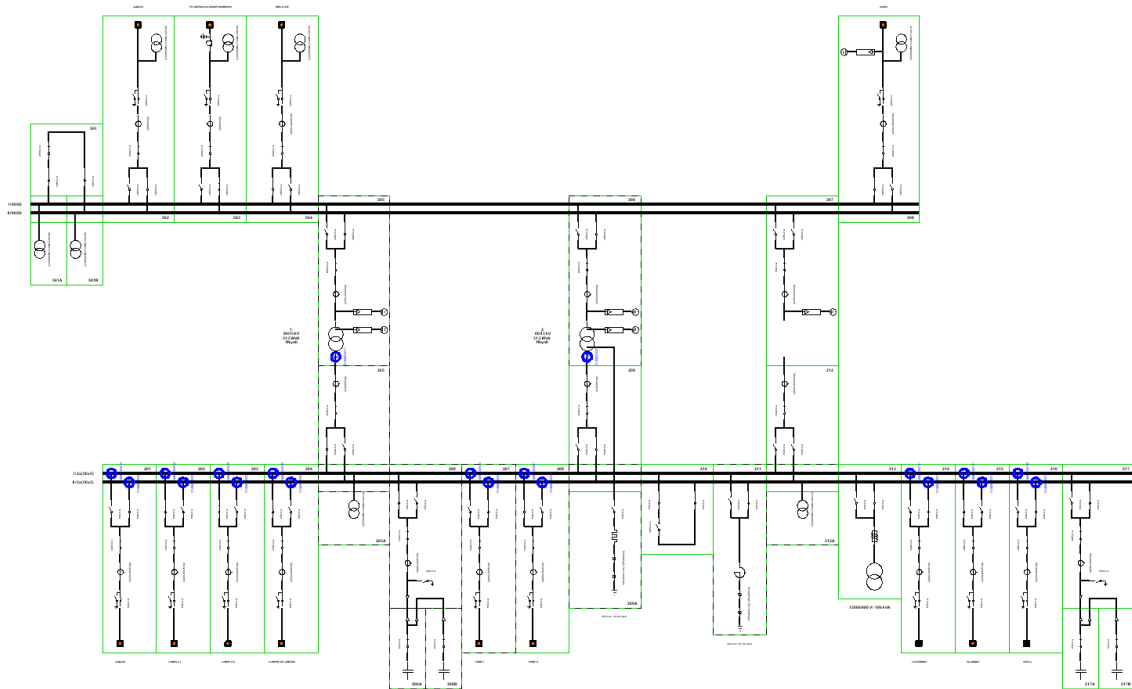


Figura 16 Esquema unifilar da subestação 60/15 kV.

A subestação é constituída por um andar AT com quatro entradas de 60 kV. As quatro entradas AT são provenientes de Caniço, Felgueiras / Amarante / Barroso, Riba D’Ave e Sousa. Caniço e Felgueiras / Amarante / Barroso estão conectados ao primeiro barramento e Riba D’Ave mais Sousa conectados ao segundo barramento (Duplo Barramento no lado AT e interbarras). A subestação detém dois Transformadores de Potência (TP) com as mesmas características, descritas a seguir:

- 60/15 kV;
- 2 x 31,5 MVA;
- YNyn0.

O andar MT trabalha com uma tensão de 15 kV e disponibiliza nove saídas de alimentação. O TP1 encontra-se ligado ao primeiro barramento e o TP2 ao segundo barramento. As saídas dos respetivos TP’s estão descritas a seguir:

- TP1: Lordelo I, Lordelo II, Moreira de Cónegos, Pidre II e Vilarinho;
- TP2: Caniços, Pidre I, Lameirinho e Vizela.

A potência instalada da subestação é de 63 MVA, como se pode verificar na Figura 8 existe lugar para a colocação de um terceiro TP, no entanto, esta possibilidade

depende das condições técnicas de funcionamento atuais e futuras. Outros dados importantes na tomada de decisão são por exemplo, a idade da instalação e particularmente dos TP's, projetos para instalações industriais nas proximidades da subestação ou grandes projetos habitacionais que comprometam o abastecimento da carga incrementada e obviamente a estratégia do operador (EDP).

A análise da subestação passa primeiramente pela importação da mesma através do Sistema de Informação Técnico (SIT). A Figura 17 é representativa do que se obtém do *software* SIT, os troços que se encontram coloridos representam as diversas saídas MT da subestação. Os troços a azul e rosa representam linhas de média e alta tensão correspondentes a outras subestações.

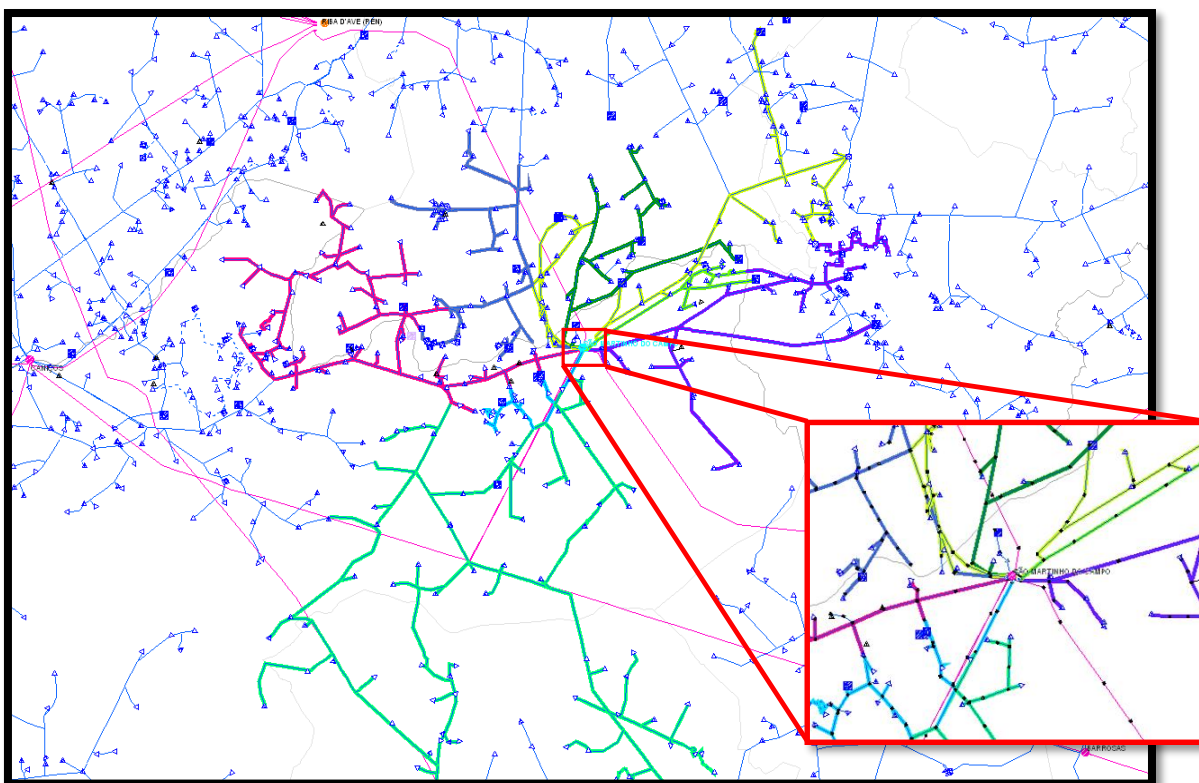


Figura 17 Saídas MT da subestação (15 kV)

É interessante analisar em termos de localização se a subestação se encontra no centro de cargas, este fator é bastante importante ao nível das perdas de energia na transmissão. Para este efeito o SIT tem uma funcionalidade que permite traçar as zonas onde a subestação tem maior área de influência, a Figura 18 é o resultado dessa mesma traçagem. Apenas elaborando uma análise visual, retira-se que toda a ramificação das linhas MT encontram-se ao redor da subestação e de forma bem distribuída.

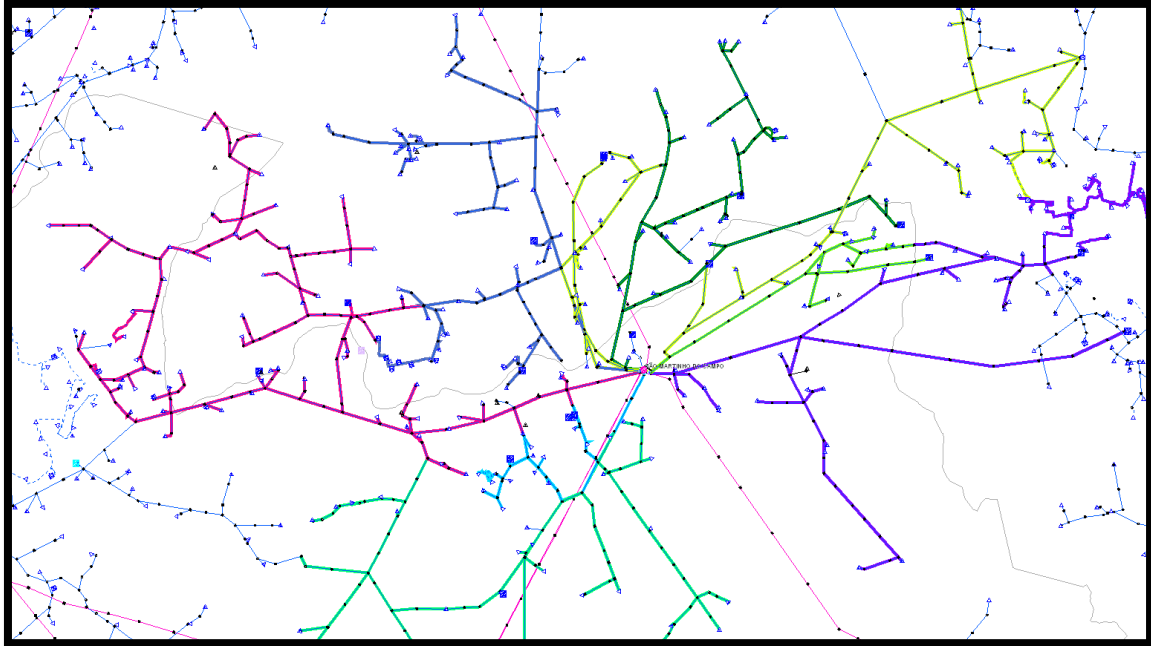


Figura 18 Centro de carga

Embora a análise visual apresente algum relevo não se podem tirar conclusões precisas desta análise, assim sendo, identificaram-se todos os PRE dentro da área de influência da subestação, tal como é apresentada na Figura 19.

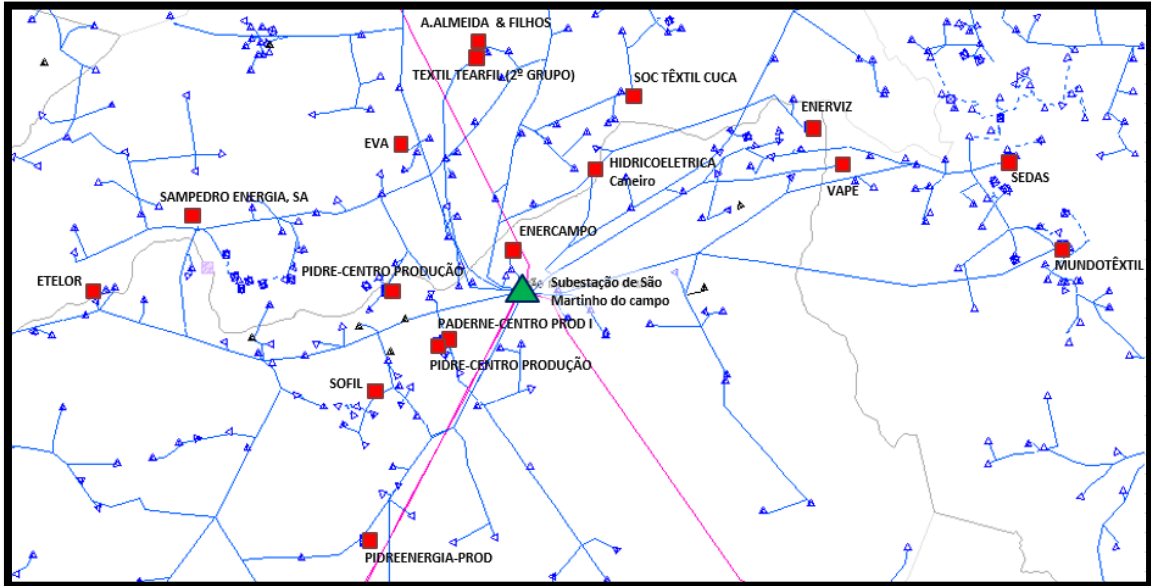


Figura 19 Localização dos PRE

Depois da localização de todos os PRE é importante conhecer as principais características de cada PRE. Este tipo de informação também se encontra disponibilizado no SIT. Na Tabela 3 apresenta-se um resumo com as principais características individuais de cada PRE.

Tabela 3 Potência Instalada dos PRE

Nº	PRE	(kVA)	Técologia	Matéria Primária	Distancia à Subestação (m)
1	MUNDO TÊXTIL 8200 kVA	8200	Cogeração	FUELÓLEO	16743
2	VAPE 6400 kVA	6400	Cogeração	GÁS NATURAL	4595
3	ENERCAMPO 5960 kVA	5960	Cogeração	GÁS NATURAL	encontra-se desligado
4	ENERVIZ 5350 kVA	5350	Cogeração	FUELÓLEO	encontra-se desligado
5	TEXTIL TEARFIL (2º GRUPO) 4705 kVA	4705	Cogeração	GÁS NATURAL	5705
6	LORDELO 4500 kVA	4500	Cogeração	GÁS NATURAL	30965
7	FILASA, LASA –PEDRINHAS 4450 kVA	4450	Cogeração	GÁS NATURAL	11835
8	A.ALMEIDA & FILHOS-TÊXTEIS, S.A. 4350 kVA	4350	Cogeração	GÁS NATURAL	5705
9	EVA 4000 kVA	4000	Cogeração	GÁS NATURAL	13590
10	PIDRE (FUELÓLEO) 3300 kVA	3300	Cogeração	GÁS NATURAL	42490
11	PADERNE-CENTRO DE PROD I 2941 kVA	2941	Cogeração	FUELÓLEO	encontra-se desligado
12	SEDAS VIZELA 2750 kVA	2750	Cogeração	FUELÓLEO	encontra-se desligado
13	FILOCORA 2470 kVA	2470	Cogeração	GÁS NATURAL	11532
14	PIDRE (GÁS NATURAL) 2300 kVA	2300	Cogeração	GÁS NATURAL	4014
15	SOFIL 1850 kVA	1850	Cogeração	GÁS NATURAL	4014
16	AH CANEIRO 1800 kVA	1800	Hidroelétrica	Hidroelétrica	11835
17	ELETOR 1550 kVA	1550	Cogeração	GÁS NATURAL	21322
18	AH VÍZELA 1200 kVA	1200	Hidroelétrica	Hidroelétrica	7290
Potência Instalada em PRE		68076			

Analisando a Tabela 3 retira-se rapidamente que o conjunto dos PRE perfaz uma potência instalada de cerca de 68 MVA. A maior parte dos produtores utilizam tecnologias de cogeração, em média com uma potência instalada de 4.4 MVA. A tecnologia predominante é a cogeração a gás natural com uma potência total de 46 MVA, cerca de 67 % total dos produtores.

Existem duas centrais hidroelétricas na rede de MT, com potências instaladas de 1.8 MVA e 1.2 MVA. O impacto na subestação por parte destes produtores hídricos é quase desprezível, tendo em consideração os restantes produtores.

Apenas existem quatro produtores que utilizam como matéria primária fuelóleo, contudo três deles encontram-se desligados da rede e sem qualquer produção registada, somente um PRE apresenta registos de produção. Este fenómeno não deixa de ser uma surpresa, sabendo que os combustíveis fósseis têm tido uma tendência crescente e acentuada nos custos de aquisição desde o ano de 2008.

Estes acontecimentos têm-se sentido com maior impacto em centrais consumidoras de fuelóleo, no entanto, do mesmo modo os PRE a gás natural também têm sentido alguma quebra, mas bastante menos acentuada.

Recorrendo à informação sobre os produtores em regime especial através da ERSE, observa-se na Figura 20 que a energia anual entregue à rede por tecnologia a cogeração renovável em 2012 sofreu uma redução em cerca de 21.9 GWh

comparativamente ao ano de 2011. Esta redução poderá justificar-se por variadíssimos motivos, mas certamente o que terá mais impacto é o custo elevado da matéria primária. Este fenómeno tem vindo a suceder-se desde 2010 em que se observa um aumento elevado de cogeração renovável desde 2000 até 2009 e a partir desta data a tendência do aparecimento deste tipo de produção é cada vez mais reduzida [8].

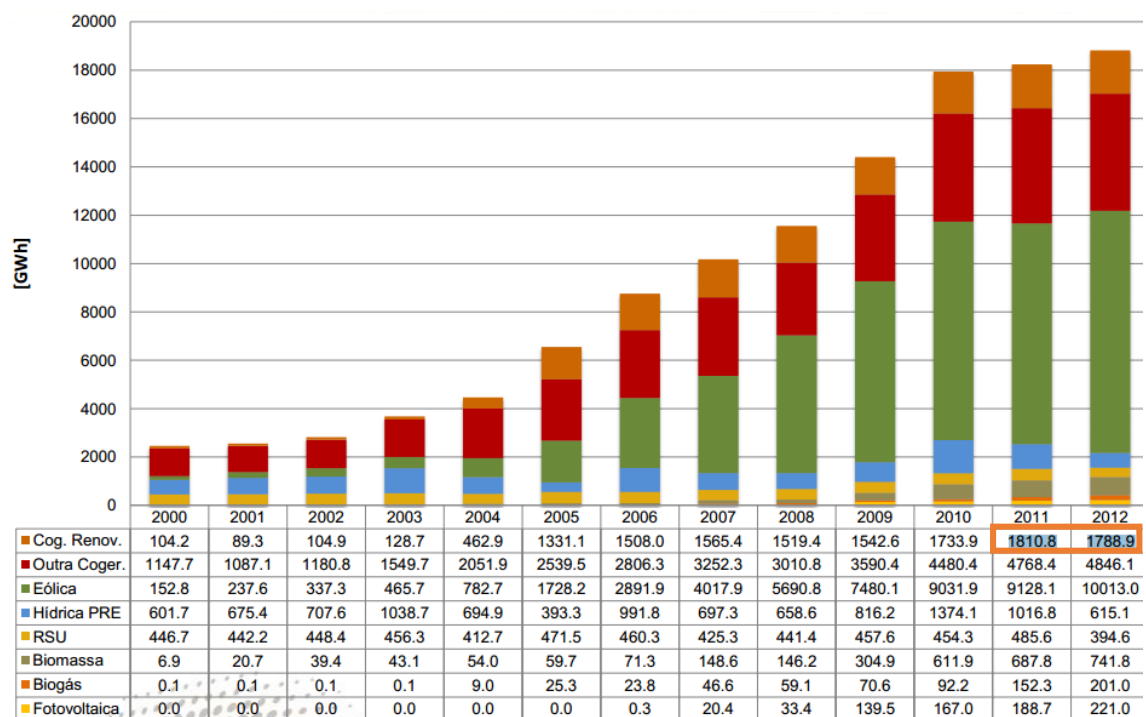


Figura 20 Energia anual entregue à rede por tecnologia [8].

Durante o ano de 2008 a 2010 a capacidade licenciada de cogeração em Portugal foi como demonstra a Tabela 4:

Tabela 4 Cogeração capacidade em Portugal

Ano	Nº de Projetos	Capacidade instalada (MVA)
2008	22	372
2009	21	100
20010	17	51

Esta tabela mostra claramente um declínio nos projetos licenciados da cogeração em Portugal. Não existem dados sobre os meses de 2011, mas a tendência deve corresponder a uma estagnação nos projetos licenciados. Durante os últimos três anos, algumas unidades fuelóleo foram convertidas para gás natural, correspondendo a uma potência instalada de cerca de 40 MVA. Estas unidades não são incluídas na Tabela 4.

Segundo a DGEG desde janeiro de 2011 que não existem pedidos de informações sobre questões de interconexão para projetos de cogeração. Portugal implementou tarde a diretiva D5.2 e, novamente, isto não simplificou a situação, onde a cogeração tem uma taxa de crescimento negativa [29].

Depois da análise à situação da cogeração em Portugal, procedeu-se ao estudo da rede MT com base no *software* DPlan (*Distribution Planning*) de análise das redes elétricas.

Antes de mais o *software* DPlan é um sistema computacional dedicado ao planeamento e operação de redes de distribuição de energia elétrica que integra múltiplas funcionalidades. Tem como principal característica tornar uma rede ótima, satisfazer as exigências de qualidade de serviço e de segurança pelo menor custo possível. Este *software* tem potencialidades ao nível de análise e otimização das redes, restabelecimento de manobras, processamento de dados, como por exemplo visualização geográfica e comunicação entre cliente-servidor, gestão de atualização de informação e importação de dado do SIT [30] [31].

É natural a existência de alguns erros da passagem da rede SIT para DPlan, dado que o DPlan não conhece todas as referências de equipamentos. Por definição o DPlan identificando-os como “*Unknown*” e por este motivo existe a necessidade da correção destes erros, ou seja, aplicando referências de equipamentos equivalentes reconhecidos pelo DPlan.

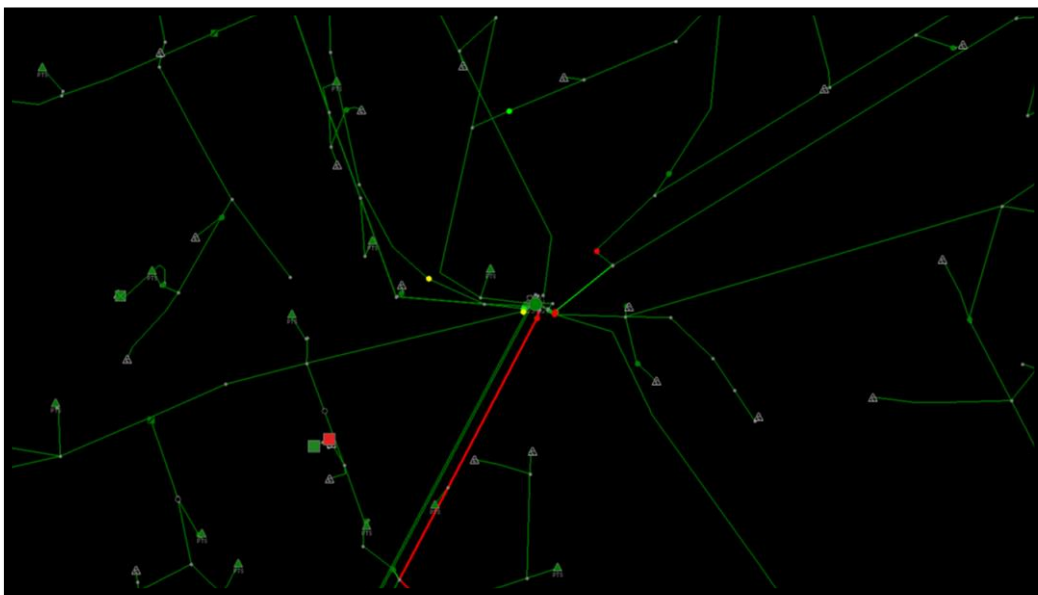


Figura 21 Estudo da rede de 15 kV em DPlan.

A Figura 21 exibe a rede MT já em ambiente *DPlan*. O traçado a verde representa as linhas MT, os triângulos cinzentos nos fins de linhas são PT's e os quadrados a verde representam produtores de energia elétrica. É apresentado também uma linha a vermelho, isto significa que se encontra em sobrecarga, mas veremos mais à frente o motivo disto ter acontecido.

Tabela 5 Dados referentes às características elétricas das saídas MT da subestação (Feeder report).

Feeder Report (Base) - SÃO MARTINHO DO CAMPO											
Name	I [A]	Carga [kVA]	PF	Capacity [kVA]	Loss [kW]	Loss [%]	SAIDI [min]	SAIFI [#]	ENS [kWh]	TIEPI [min]	
201/CANICÓS	187.0	5 101	0.955	20 050	137.8	2.8	167	2.50	10 812	3.297	
202/LORDELO I	159.0	4 336	0.928	21 390	26.9	0.7	131	1.65	7 776	2.776	
203/LORDELO II	110.9	3 026	0.913	4 650	30.4	1.1	116	0.86	-4 329	0.296	
204/MOREIRA DE CÔNEGOS	109.4	2 985	0.083	15 255	78.8	31.8	176	1.46	-2 906	2.749	
207/PIDRE I	64.4	1 757	0.409	8 408	29.0	4.0	32	0.47	1 676	0.270	
208/PIDRE II	483.5	13 190	0.921	25 165	472.9	3.9	254	3.27	34 104	5.204	
214/LAMEIRINHO	275.9	7 526	0.921	14 666	126.7	1.8	136	1.79	18 333	1.805	
215/VILARINHO	159.6	4 354	0.925	8 630	25.0	0.6	61	0.69	5 408	0.554	
216/VIZELA	288.7	7 875	0.924	15 405	129.2	1.8	207	2.51	21 687	3.371	

As correntes nas saídas da subestação estão apresentadas na Tabela 5, não correspondem à realidade, foram geradas de forma probabilística através do *DPlan*. Obviamente que o interesse será simular a rede com valores reais, para isso, começou-se por parametrizar a carga da rede com um valor de 50 % e sem qualquer consideração aos fatores de simultaneidade. É natural que alguns troços da rede apresentem sobrecargas, como é o exemplo do troço a vermelho na Figura 23, isto acontece dado ao novo valor de carga solicitado. Embora não corresponda à realidade pretende-se que o *DPlan* elabore uma nova distribuição das correntes por toda a rede. Através dos valores das pontas máximas das correntes registadas em SCADA para o dia mais desfavorável, parametrizaram-se todas as saídas MT da subestação com os novos valores de correntes, ou seja, os valores reais (Tabela 6).

Tabela 6 Pontas registadas da subestação em 2013.

Painel	24-Jan	1-Feb	16-Mar	5-Abr	25-Mai	28-Jun	28-Jul	19-Ago	27-Set	6-Out	22-Nov
	19h30	20h00	19h30	20h30	11h00	15h30	16h00	21h00	20h00	20h00	19h30
2LORDEL2	102	17	45	34	119	130	170	119	23	34	45
2PIDRE2	42	38	30	38	76	42	64	45	64	68	42
2CANICÓS	62	79	62	23	68	68	62	57	176	170	187
2PIDRE1	174	174	189	197	193	197	144	189	189	193	181
2LAMEIR.	26	8	23	23	42	4	4	87	0	4	34
2VIZELA	68	57	91	125	102	102	51	119	96	96	74
2LORDEL1	23	28	23	0	45	74	96	74	40	45	159
2VILARI.	136	142	130	142	108	125	108	159	147	147	74
2M.CONEG	17	17	6	0	11	119	11	17	0	0	6
	650	559	599	580	763	860	711	866	735	758	801

O grande objetivo desta análise é simular o pior cenário de funcionamento da subestação e avaliar o estado da rede.

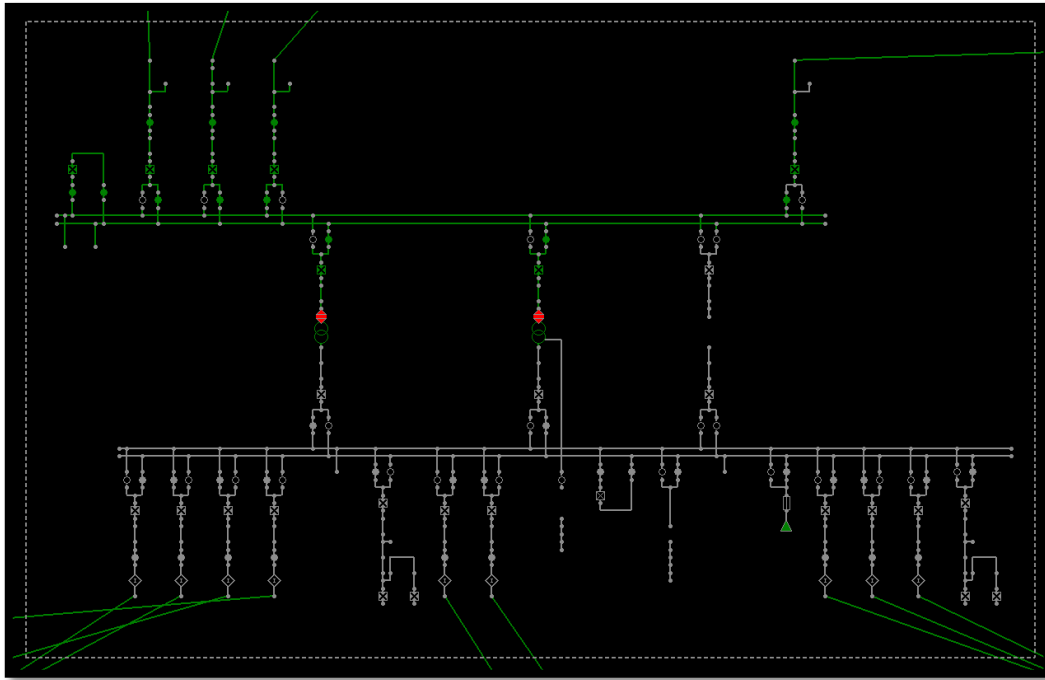


Figura 22 Esquema unifilar em DPlan da subestação.

É necessária a utilização de estimadores, que é um componente colocado a montante dos TP's, apresentam-se a vermelho na Figura 22 e têm como funcionalidade definir a corrente que será injeta na rede a partir de uma determinada saída da subestação.

Através da análise do diagrama de cargas anual do ano de 2013 para a subestação em causa, verifica-se uma ponta máxima nos TP's de 35.27 MW e um mínimo de 9.34 MW, relativamente aos PRE verifica-se uma ponta máxima de 42.17 MW, ao nível da carga exigida à subestação registou-se uma ponta máxima de 48.33 MW e um mínimo de 12.67 MW.

O TP1 apresentou uma ponta máxima de 33.88 MVA, valor preocupante dado que a potência do TP1 são cerca de 31.5 MVA, ou seja, encontra-se a funcionar com um fator de carga acima da unidade, consequência deste fator de carga levou ao disparo das proteções deste TP e consequentemente à retirada de serviço. Tal como se pode verificar na tabela 7, no indicador da potência ativa para o TP1.

Tabela 7 Ocorrência 1

DATA	A [kW] TP1 15kV	A [kW] TP2 15kV	A [kW] TP	A [kW] PRE	A [kW] CGN
11-09-2013 0:00	2110	0	2110	29950	32060
11-09-2013 0:15	25960	0	25960	5369	31329
11-09-2013 0:30	31530	0	31530	0	31530
11-09-2013 0:45	31220	0	31220	0	31220
11-09-2013 1:00	31170	0	31170	0	31170
11-09-2013 1:15	30870	0	30870	0	30870
11-09-2013 1:30	30390	0	30390	0	30390
11-09-2013 1:45	30280	0	30280	0	30280
11-09-2013 2:00	30240	0	30240	0	30240
11-09-2013 2:15	30000	0	30000	0	30000
11-09-2013 2:30	29820	0	29820	0	29820
11-09-2013 2:45	29750	0	29750	0	29750
11-09-2013 3:00	29700	0	29700	0	29700
11-09-2013 3:15	29810	0	29810	0	29810
11-09-2013 3:30	29760	0	29760	0	29760
11-09-2013 3:45	29630	0	29630	0	29630
11-09-2013 4:00	29610	0	29610	0	29610
11-09-2013 4:15	29470	0	29470	0	29470
11-09-2013 4:30	29600	0	29600	0	29600
11-09-2013 4:45	29970	0	29970	0	29970
11-09-2013 5:00	30320	0	30320	0	30320
11-09-2013 5:15	30050	0	30050	0	30050
11-09-2013 5:30	29870	0	29870	0	29870
11-09-2013 5:45	30170	0	30170	0	30170
11-09-2013 6:00	30750	0	30750	320	31070
11-09-2013 6:15	31070	0	31070	1240	32310
11-09-2013 6:30	31620	0	31620	1320	32940
11-09-2013 6:45	31360	0	31360	1907	33267
11-09-2013 7:00	21370	0	21370	12953	34323
11-09-2013 7:15	12750	0	12750	21536	34286

Observou-se uma segunda ocorrência no TP2, onde este não se encontra em funcionamento e simultaneamente os PRE encontram-se fora de serviço, pelo que o TP1 é o único aparelho em funcionamento, apresentando um fator de carga acima da unidade. Demasiada solicitação apenas para um TP, grande probabilidade de falha deste TP, ficando a subestação num elevado risco de *overload* e como consequência a saída de serviço da subestação.

Tabela 8 Ocorrência 2

DATA	A [kW] TP1 15kV	A [kW] TP2 15kV	A [kW] TP	A [kW] PRE	A [kW] CGN
01-04-2013 6:45	2700	2570	5270	3434	8704
01-04-2013 7:00	-1950	1770	-180	8763	8583
01-04-2013 7:15	-8600	-2900	-11500	20207	8707
01-04-2013 7:30	-9470	-4250	-13720	22386	8666
01-04-2013 7:45	-9600	-4300	-13900	22484	8584
01-04-2013 8:00	-9580	-5220	-14800	23577	8777
01-04-2013 8:15	-9550	-8100	-17650	26698	9048
01-04-2013 8:30	-9400	-8070	-17470	26761	9291
01-04-2013 8:45	-9200	-7960	-17160	26799	9639
01-04-2013 9:00	-8800	-8280	-17080	27242	10162
01-04-2013 9:15	-8530	-8020	-16550	27242	10692
01-04-2013 9:30	-8390	-7830	-16220	27239	11019
01-04-2013 9:45	-8080	-7530	-15610	27255	11645
01-04-2013 10:00	-7990	-7370	-15360	27236	11876
01-04-2013 10:15	-7880	-7210	-15090	27251	12161
01-04-2013 10:30	-7580	-7050	-14630	27244	12614
01-04-2013 10:45	-7420	-6970	-14390	27242	12852
01-04-2013 11:00	-7230	-6760	-13990	27235	13245
01-04-2013 11:15	-7120	-6620	-13740	27222	13482
01-04-2013 11:30	-7000	-6410	-13410	27238	13828
01-04-2013 11:45	-6770	-6230	-13000	27222	14222
01-04-2013 12:00	-6530	-6040	-12570	27237	14667
01-04-2013 12:15	-6670	-6010	-12680	27130	14450
01-04-2013 12:30	-5270	-4310	-9580	23976	14396
01-04-2013 12:45	-4720	-3340	-8060	21931	13871
01-04-2013 13:00	-4910	-3470	-8380	21969	13589
01-04-2013 13:15	-5060	-3690	-8750	21941	13191

O excesso de produção por parte dos PRE face à carga solicitada, provoca transposição de energia do lado MT para o lado AT. Este tipo de funcionamento reversível dos TP's origina o fornecimento energia ao lado AT.

Considerando que a subestação possui lugar para mais um transformador, poder-se-á optar pela aquisição de um novo TP (TP3) com as mesmas características dos já existentes, de forma a permitir um bom equilíbrio no funcionamento da subestação. Necessidade de dimensionamento do novo sistema, equilíbrio das cargas da subestação e menores perdas de energia.

Por outro lado a subestação entrou em funcionamento em 1979, pelo que os transformadores têm atualmente 35 anos de utilização. No sentido de renovar os

equipamentos e de garantir melhor qualidade de serviço, a substituição dos TP's existentes por novos TP's com maior capacidade seria uma boa solução, obviamente uma solução bastante mais cara que a anterior, mas com garantia da satisfação das cargas existentes e também cargas futuras.

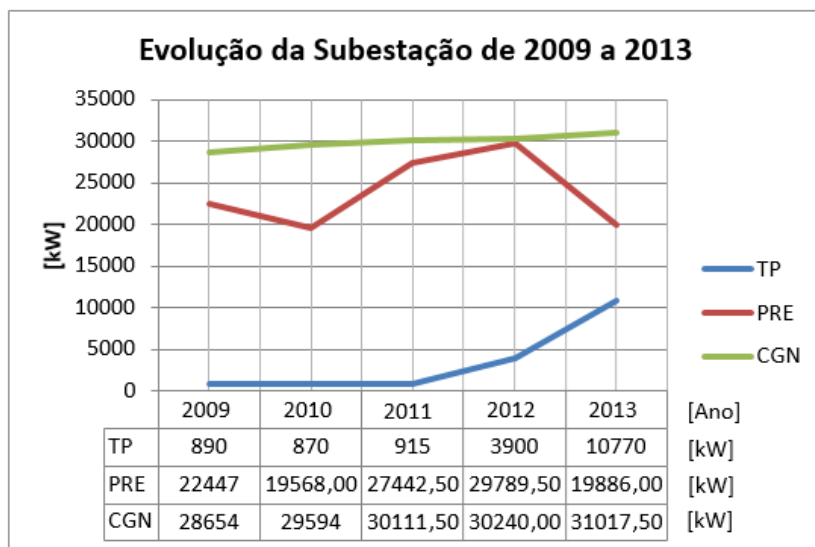


Figura 23 Evolução da subestação de 2009 a 2013.

Através da análise da Figura 23, mais uma vez verifica-se que a tendência relativamente aos PRE que é de redução da sua produção (traçado a vermelho). A carga solicitada apresenta um leve crescimento desde do ano de 2009 até 2013 (traçado a verde). Devido à redução de produção por parte dos PRE, os TP's da subestação são mais solicitados.

## 4.2. Análise interpretativa

Consegue-se agora entender melhor alguns fenómenos associados ao funcionamento das subestações, causados por alguns acontecimentos por parte dos PRE-Cogeração. Fundamentalmente estes fenómenos traduzem-se em maior solicitação inesperada aos TP's da subestação, isto porque os PRE-Cogeração jogam com o mercado dos combustíveis e com os custos associados à produção de energia elétrica. Produzindo energia elétrica quando a soma dos custos de operação é compensatória relativamente a uma possível compra de energia elétrica à rede pública. Caso contrário deixam de produzir e passam apenas a consumir da rede pública e é aqui que se revela o problema da solicitação inesperada à subestação. O que torna o caso ainda mais sério, é o fato da

subestação em causa possuir dezoito PRE na sua área de influência, o que significa que em situações onde os PRE deixem de produzir a subestação não será capaz de satisfazer a carga solicitada, com a agravante que estes PRE também são consumidores. O cenário mais provável numa situação destas será o funcionar em sobrecarga da subestação, ou num cenário limite dispararem as proteções e sai de serviço. Outro fenómeno que se observou causado também pelos PRE-Cogeração, revela-se ao nível da elevação da tensão na rede MT, ou seja, como alguns produtores encerraram as suas atividades empresariais (no sentido de produtor têxtil, como é exemplo de um dos PRE-Cogeração abordado no caso de estudo) e passaram apenas a funcionar como produtores de energia elétrica, apenas injetam energia na rede e não necessitam de consumir energia. O problema deste fenómeno surge em situações onde a carga solicitada é muito reduzida, ficando as linhas saturadas (devido aos trânsitos de potência), provocando uma elevação no módulo da tensão e a NP-EN50160 diz que “Em condições normais de exploração, não considerando as interrupções de alimentação, 95 % dos valores eficazes médios de 10 minutos para cada período de uma semana devem estar compreendidos na gama de  $U_c \pm 10\%$ .” não estando conforme o produtor é obrigado a sair de serviço. Esta situação poderá levar a que os produtores sejam obrigados a sair de serviço e ao nível da subestação verifica-se uma transposição de energia do lado MT para o lado AT, resultando em perdas de energia superiores na transmissão.

Considerando que a subestação possui lugar para mais um transformador, poder-se-á optar pela aquisição de um novo TP (TP3) com as mesmas características que os existentes, de forma a permitir um bom equilíbrio no funcionamento da subestação. Com esta solução será necessário o redimensionamento do novo sistema e proceder-se ao equilíbrio das cargas nos TP's, que certamente originará a uma redução nas perdas de energia na transmissão.

Outro fato bastante relevante é que a subestação entrou em funcionamento em 1979, pelo que alguns equipamentos poderão ter atualmente 35 anos de utilização. No sentido de renovar os equipamentos e de garantir melhor qualidade de serviço, a substituição dos TP's existentes por novos seria uma boa solução, obviamente uma solução bastante mais cara que a anterior, mas com garantia da satisfação das cargas existentes e cargas futuras. Obviamente que a EDP-D segue a sua própria harmonização

e estipula que em redes de distribuição urbanas ou semiurbanas as subestações podem ser dimensionadas para uma potência máxima de 2 x 40 MVA.

O desenvolvimento de um programa com a possibilidade da previsão da garantia de potência por parte dos PRE-Cogeração poderá fornecer dados importantes na decisão do planeamento para subestações que se encontram nas condições já descritas.

### 4.3. Aquisição de dados e interface gráfico (*GUI*)

O *Excel* é uma ferramenta muito versátil e de uso bastante intuitivo, por este motivo os dados disponibilizados por *SCADA* foram convertidos para ficheiros “*xls*”.

Posteriormente realizou-se um estudo inicial em *Excel*, para um melhor entendimento das condições de funcionamento dos PRE e da subestação, tal como se pode verificar no ponto 4.1.

O *MatLab* foi o software utilizado para a aplicação dos modelos de previsão, assim como a elaboração do *GUI* (*interface gráfico*).

Em termos legislativos os PRE não são obrigados a cumprir requisitos mínimos de produção, e não só, são livres de suspenderem a produção sempre que desejarem e por tempo indeterminado. Estes fatores tornam o processo de previsão muito complicado, obrigando a determinados pressupostos. Por forma a tornar o processo de previsão viável, determinou-se que os produtores necessitam de satisfazer um dado consumo conhecido durante um determinado período de tempo, tal como no despacho económico.

Antes de mais *SCADA* é a sigla para sistema de supervisão e aquisição de dados, é um sistema de computação para a recolha e análise de dados em tempo real.

Os dados são recolhidos a partir do sistema de distribuição de energia elétrica, onde a recolha é maior nas subestações. Dependendo do tamanho e complexidade da rede, uma subestação terá um número variável de controladores e pontos de interface de operação. Numa configuração típica, uma subestação é controlada e monitorizada em tempo real por um controlador lógico programável (PLC) e por certos dispositivos especializados, como os disjuntores e monitorizadores de energia. Os dados provenientes dos PLC e dos restantes dispositivos são transmitidos para um nó *SCADA* localizado numa subestação. Um ou mais PCs estão localizados em vários pontos de

monitorização. As ligações entre os PCs de subestação são baseadas em *Ethernet* em geral e são implementadas através da Internet. Para além da coleta de dados, os sistemas SCADA geralmente permitem execução de comandos a serem emitidos a partir de um local denominado central. Se desejado e as circunstâncias o permitirem, esses comandos permitem o controlo remoto completo [32].

Posta esta breve explicação do SCADA e como já explicado anteriormente os dados disponibilizados por este sistema foram convertidos para ficheiros “.xls”.

Foram aplicados filtros nas colunas correspondentes a cada variável de forma a retirar linhas de dados que tivessem células em branco ou com valor “#REF”, garantindo que não iriam existir erros na introdução de dados no *Matlab*.

No decorrer do trabalho verificou-se que a utilização dos ficheiros *Excel* como base de dados despendiam de demasiada memória tornando o computador bastante lento, desta forma optou-se por converter a base de dados *Excel* existente, para um formato mais leve e com acesso mais rápido pelo *MatLab*, ou seja, converteram-se os ficheiros “.xls” em ficheiro “.mat”. Para tal utilizou-se a ferramenta do *MatLab*, *Visual Query Builder*.

Na Figura 24 apresentam-se todas as etapas que foram necessárias atravessar até chegar aos dados previstos.



Figura 24 Etapas atravessadas até chegar aos dados previstos.

Desenvolveu-se um *software* com base na ferramenta do *MatLab*, *GUI* para facilitar as análises dos diagramas de carga (Figura 25) fornecidos por SCADA, permitindo assim gerar alguma informação extra, já que de outra forma teria que analisar os dados de forma manual onde despenderia de mais tempo.

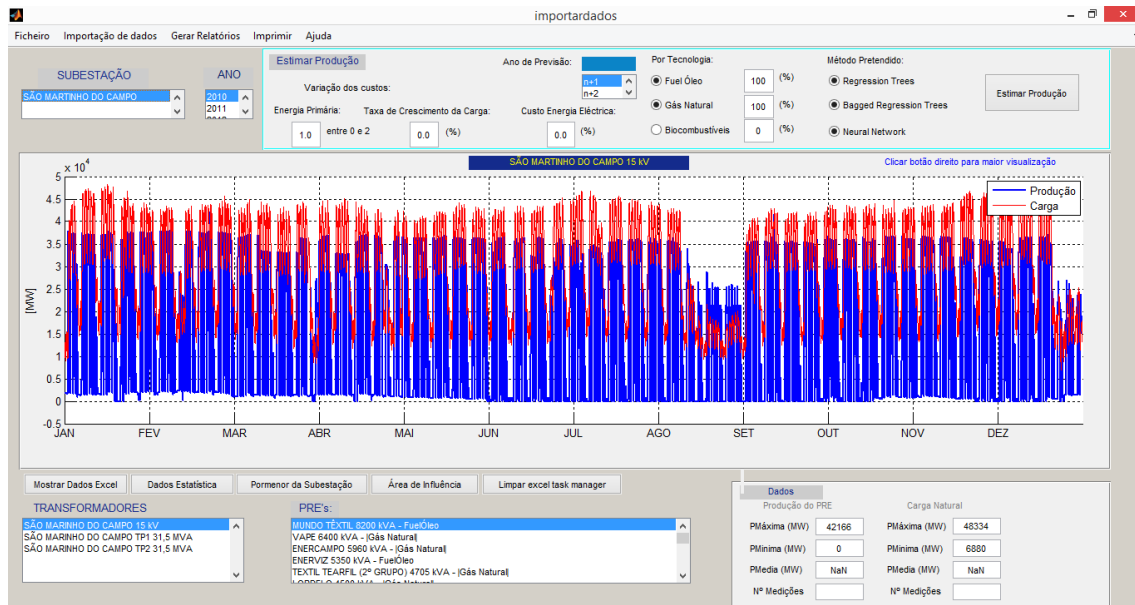


Figura 25 Análise dos diagramas de carga.

Permite também analisar os diagramas de produção dos respectivos PRE (Figura 26), assim como a sua carga associada. Existe a possibilidade de importar o esquema unifilar da subestação em estudo, e a análise da rede ao nível das entradas AT e saídas MT. Verificar quais as cargas que se encontram na área de influência da subestação.

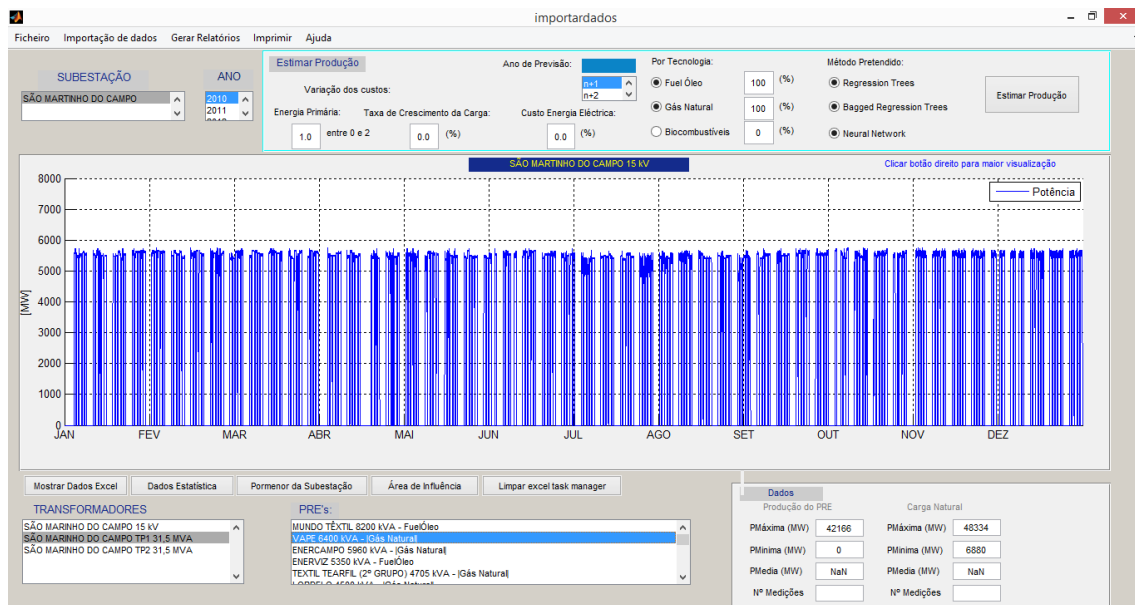


Figura 26 Diagrama de produção PRE.

Analisar os TP's da subestação (Figura 27), perdas na transmissão, sobrecargas e o estado geral de funcionamento da rede.

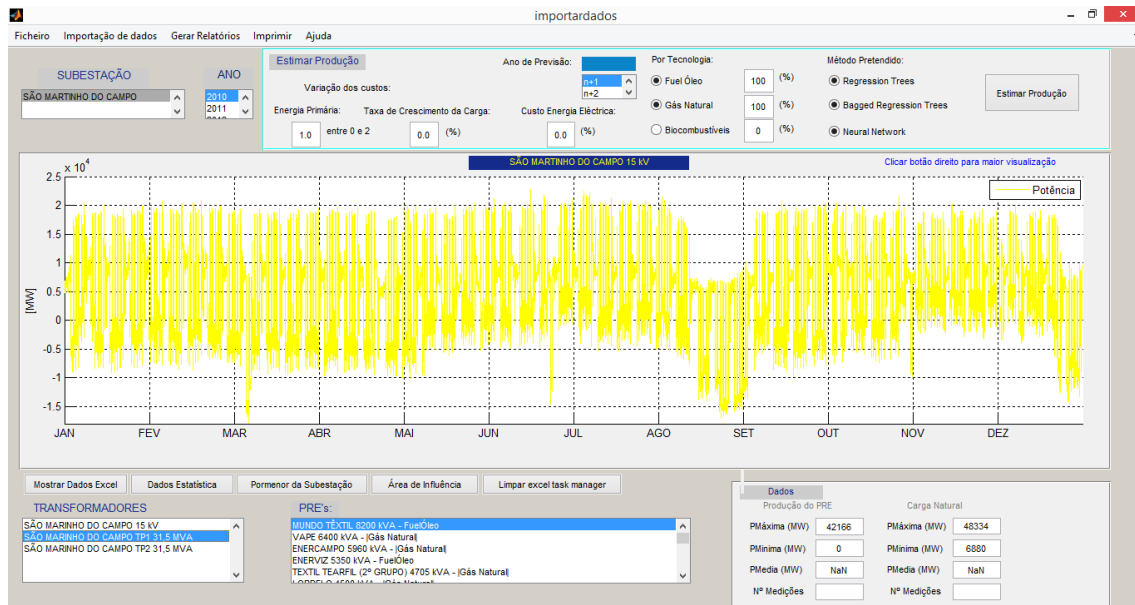


Figura 27 Solicitação no PT1.

Quanto à garantia de potência por parte dos PRE-Cogeração o *software* permite a elaboração de previsões neste sentido. Como estamos perante um caso de estudo muito específico o *software* não é totalmente automático, será necessário conhecer bem os modelos utilizados e os dados de entrada devem possuir o mesmo formato observado nos pontos 4.5, 4.6 e 4.7, só desta forma é possível proceder ao estudo da garantia de potência pelos PRE-Cogeração noutra situação.

#### 4.4. Correlação entre variáveis

Será necessário uma análise das variáveis que possivelmente constituem influência na variável produção de energia elétrica pelos PRE-Cogeração, por forma a definirem-se as entradas dos seguintes modelos: árvore de regressão, árvore de regressão *com aplicação bagging* e uma rede neuronal.

Inicialmente recorreu-se a gráficos de dispersão para verificar se existiam associações entre duas variáveis (temperatura atmosférica e produção por exemplo), mas rapidamente se verificou que a análise através deste método transmitia uma ideia um pouco errada, proveniente da associação das variáveis. Isto devido principalmente à dificuldade interpretativa das escalas. Desta forma optou-se pela utilização da correlação de variáveis, onde é possível calcular o coeficiente de correlação  $r$ . O

coeficiente de correlação mede a correlação linear entre duas variáveis quantitativas e não depende da escala das variáveis (grande diferença relativamente aos gráficos de dispersão). Este coeficiente varia entre -1 e 1, sendo que quando assume valor 0 não há associação entre as variáveis, quando assume valor próximo de 1 existe associação positiva forte e quando assume valor próximo de -1 existe associação negativa forte, como sugere a Figura 28 [33].

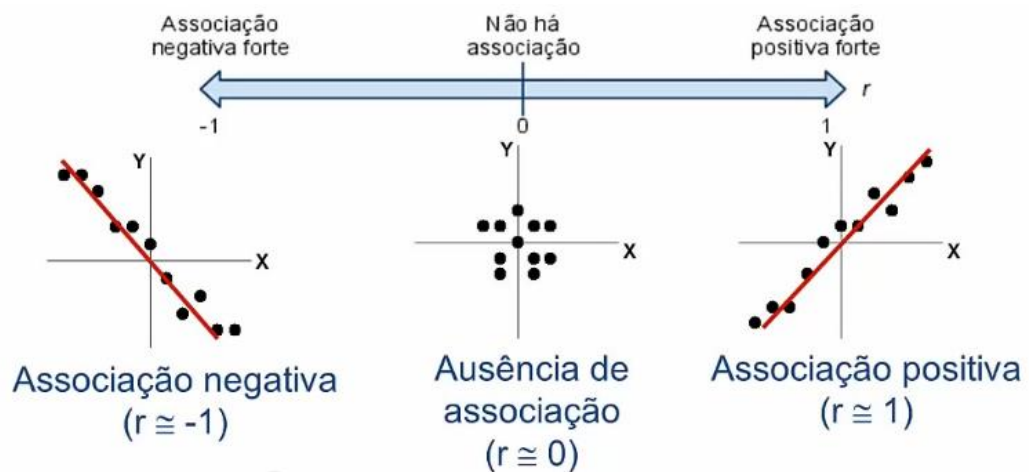


Figura 28 Coeficiente de correlação.

Os cuidados a ter no processo de correlação são bastante relevantes, porque podem levar a análises erradas. Tal como foi dito anteriormente aplicaram-se filtros nas colunas correspondentes a cada variável de forma a retirar linhas de dados que tivessem células em branco ou com valor "#REF", garantindo que não iriam existir erros, para que não exista a influência de valores extremos na correlação, como por exemplo, um ponto completamente disperso no gráfico poderá influenciar o coeficiente de correlação tornando positivo, quando na realidade seria negativo. Este processo aplica-se numa associação linear, por outro lado existem variáveis que se associam de forma não linear, ou chamadas de associação quadrática [33].

Através do *MatLab* utilizou-se a função "*scatter(X,Y)*", para tornar o traçamento dos gráficos mais agradáveis.

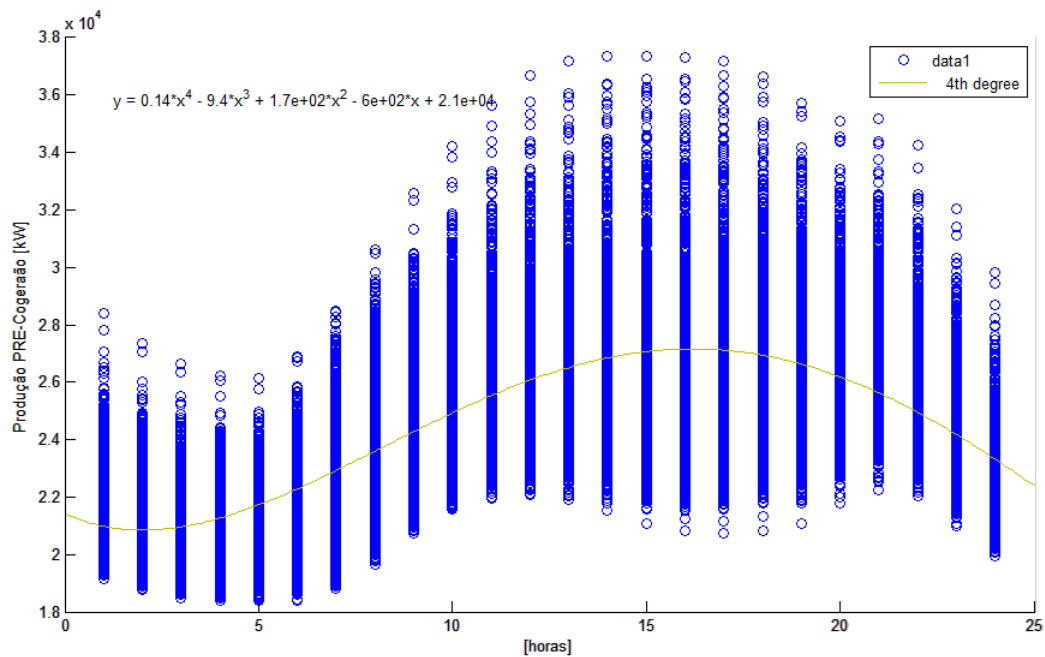


Figura 29 Horas vs Produção

Na Figura 29 verifica-se que existe uma boa sazonalidade na produção ao longo do dia, caracterizada por uma função polinomial de quarto grau. Não se coloca a questão da correlação linear, porque claramente esta é uma correlação não linear. Observa-se também a não existência de valores extremos, o que contribui para a boa correlação das variáveis. Os restantes gráficos foram remetidos para o Anexo A, tendo em vista que o processo de análise é semelhante ao apresentado.

Assim é possível justificar a metodologia seguida e garantir que as variáveis introduzidas, apesar de ter correlação com a produção, não têm informação já incluída nas variáveis que já constituem o modelo.

A seguir apresenta-se o diagrama de blocos (Figura 30) criado com a estrutura que será utilizada para a aplicação dos modelos.

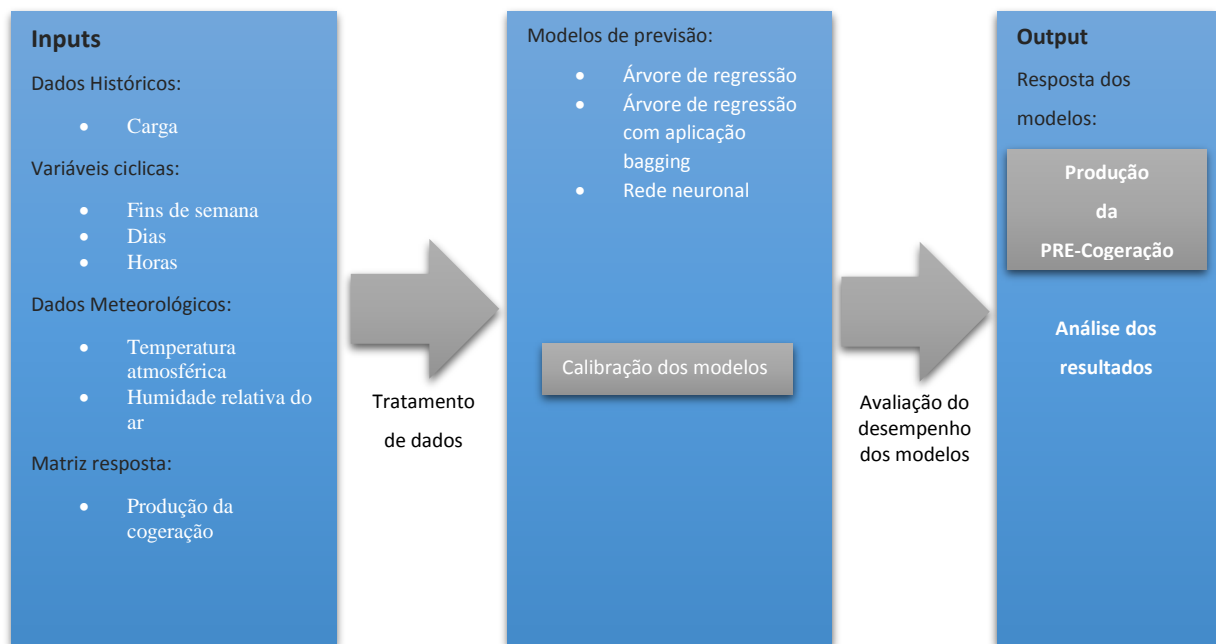


Figura 30 Estrutura dos modelos.

## 4.5. Aplicação do modelo árvore de regressão

O modelo AR (árvore de regressão) prevê respostas em função dos dados de entrada, começando pela construção da árvore e, de seguida, ajustam-se os valores das folhas para as variáveis de entrada.

### 4.5.1. Parametrização e validação do modelo AR

Para criação o modelo árvore de regressão para a resolução da garantia de potência por parte dos PRE-Cogeração, criou-se uma matriz de dados “`treino_entradas.mat`”, baseada nos seguintes dados: dados meteorológicos, variáveis cíclicas (horas, dias e semanas), dados históricos da carga e produtores fora de serviço. Foi criada uma segunda matriz “`treino_respostas.mat`” (*target*), que corresponde à produção da cogeração. Foram criadas mais duas matrizes para a verificação e validação do modelo, a matriz “`teste_entradas.mat`” com o mesmo número de variáveis de entrada que “`treino_entradas.mat`”, mas com um número muito mais reduzido de dados (equivalentes a um mês). Criou-se ainda outra matriz “`teste_respostas.mat`” que corresponde à matriz target com apenas uma variável caracterizando-se pela produção da cogeração.

Iniciou-se o algoritmo com o carregamento das matrizes criadas:

```
%Importação dos dados
load treino_entradas % inputs para a fase de treino
load treino_respostas % output para a validação
load teste_entradas % inputs para o teste da rede
load teste_respostas % output para o teste da rede
```

De seguida criou-se a árvore de regressão, com a aplicação da função “*RegressionTree.fit(x,y)*”, este comando retorna uma árvore de regressão com base nas variáveis de entrada  $x$  e de saída  $y$  (resposta). A árvore criada é uma árvore binária na qual cada nó da ramificação é dividido com base nos valores de uma coluna  $x$ . Como o pretendido é uma árvore com especificação das variáveis de entrada associadas aos valores correspondentes. Desta forma utilizou-se a função “*RegressionTree.fit(x,y,nome,valor)*”, que devolve uma árvore com a opção de colocação de uma ou mais variáveis, com os respetivos argumentos.

O campo  $x$  é especificado como a matriz de valores escalares. Cada coluna de  $x$  representa uma variável, e cada linha representa uma observação.

O campo  $y$  é especificado como um vetor de valores escalares com o mesmo número de linhas de  $x$ . Cada entrada em  $y$  é a resposta para os dados na linha correspondente de  $x$ .

A partir da exposição anterior, desenvolveu-se e parametrizou-se o seguinte algoritmo:

```
% Criação da árvore
RT = RegressionTree.fit(treino_entradas,treino_respostas,
'PredictorNames',labels);
view(RT) % descrição do texto
view(RT,'mode','graph') % descrição da árvore
```

Tal como se pode verificar pela execução dos códigos, a matriz “*treino\_entradas*” corresponde às variáveis que influenciam a matriz “*treino\_respostas*”, ou seja, matriz resposta. A string “*PredictorNames*” corresponde ao nome de cada variável de entrada.

Como seria de esperar a visualização da árvore torna-se quase impossível de analisar, dada a complexidade da mesma, devido à influência que as variáveis representam entre si.

Depois da criação da árvore, procedeu-se à previsão utilizando o comando “*predict(tree,Xdata)*”. Este comando retorna as respostas (previsões) em função dos dados colocados em *Xdata*, baseada numa árvore de regressão.

O campo *tree* representa a árvore criada pela função “*RegressionTree.fit*”, ou seja, a árvore criada anteriormente e *Xdata* representa a matriz numérica com o mesmo número de colunas para a criação da árvore. Cada linha de *Xdata* corresponde a uma observação de dados e cada coluna corresponde a uma variável.

Aplicando a função “*predict*”:

```
previsao(1) = predict(RT, teste_entradas);
```

Criou-se uma matriz *previsao(x)* para a gravação das respostas.

Como forma de verificar a validação do modelo e o desempenho criou-se o seguinte algoritmo, que terá como função comparar as respostas do modelo com os valores reais de produção. A validação está compreendida entre os valores de produção de janeiro do ano de 2013 até fevereiro do mesmo ano, ou seja, um mês de previsões, tal como se verifica no seguinte código:

```
%Intervalo ao qual é pretendida a validação
vali = testeDatas > datanu('Jan-01-2013') & testeDatas < datanu('Jan-
31-2013');
Ddatas = testeDdatas(vali);
```

Criou-se uma janela apropriada para a melhor visualização e interpretação dos dados fornecidos pelo modelo de previsão. Traçou-se no mesmo *plot* os dados correspondentes aos valores reais de produção e os valores obtidos na previsão.

```
%Criação dos plots e visualização dos resultados
figure('Units','Normalized','Position',[0.05,0.4,0.4,0.5]),
subplot(2,1,1),
Plot1 = plot(Ddatas, [teste_respostas(vali),previsao(1)(vali)])
'LineWidth',2);
set(Plot1(2),'Color',[0 1 0],'DisplayName','RT');
legend('show'),
datetick('x','mmm-dd','keepticks'), xlabel('Tempo'),
ylabel('[kW]'),
title('Resposta do modelo','FontSize',12,'FontWeight','Bold')
```

A aplicação dos códigos anteriores resulta no seguinte *plot*.

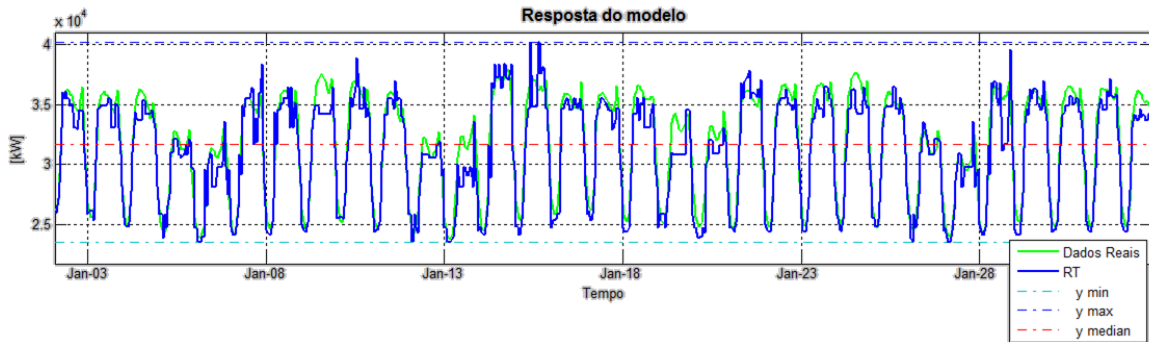


Figura 31 Validação do modelo árvore de regressão.

Apenas realizando uma análise por visualização da Figura 31, verifica-se que existe em geral uma boa aproximação cíclica entre o traçado real e o traçado previsto. Contudo observa-se alguma discrepância no acompanhamento dos picos máximos de produção. O modelo tende a prever abaixo do que seria necessário. O máximo registado relativamente aos dados previstos é de 40 MVA, mas este valor tal como se pode verificar pela figura é um pico um pouco fora do esperado e bastante díspar comparativamente ao restante traçado previsto. O valor máximo de produção seria de 37 MVA, pelo que se poderia cometer o erro de dizer que os picos são próximos, quando na realidade esta aproximação só acontece por coincidência. O valor mínimo registado pelo modelo é de 22 MVA e o valor real cerca de 24 MVA, daqui a tendência de o modelo prever abaixo do esperado. Quanto ao valor médio registado pelo modelo é de 31 MVA e o valor real de 33 MVA. Estes foram os melhores resultados encontrados para o modelo AR.

Pela tendência apresentada pelo traçado do modelo AR, para a previsão da garantia de potência pelos PRE-Cogeração, não apresenta resultados satisfatórios, dada a incerteza apresentada.

Por forma a demonstrar-se um maior rigor na validação do modelo, criou-se um *plot* dedicado aos erros residuais nos dados fornecidos pelo modelo. Para isso basta calcular a diferença existente entre os dados reais e os dados previstos.

Ao nível de algoritmo traduz-se no seguinte.

```
%Comproação entre a previsão e os dados reais
subplot(2,2,3)
Plot2 = plot(Datas, [teste_respostas(vali)-previsao(1)(vali)
```

```

set(Plot2(1), 'Color', [0 1 0], 'DisplayName', 'Erro da Previsão');
title('Erro da Previsão', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'Bold')
ylabel('Residuais'), grid on
legend('show')

```

A aplicação dos códigos anteriores resulta no seguinte *plot*.

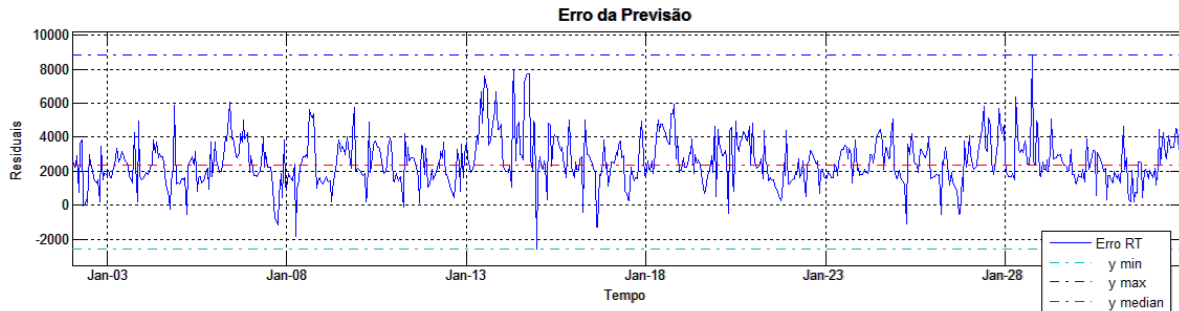


Figura 32 Erro residual apresentado pelo modelo árvore de regressão.

Tal como analisado na Figura 31 a Figura 32 também transmite a discrepância apresentada, onde a previsão não consegue acompanhar os picos máximos apresentados pelo traçado real. Contudo verificam-se picos demasiado elevados de produção, totalmente fora da tendência que seria de esperar pelo traçado real. Em alguns pontos o erro apresentado é de 9 MVA e 8 MVA, valores bastante diferentes dos reais.

#### 4.5.2. Cenários de estudo e resultados

Neste subcapítulo será efetuada uma análise aos resultados obtidos a partir do modelo de previsão aplicado. Foram colocados alguns cenários de estudo que serão descritos a seguir.

Supondo que a carga sofre uma redução de 25 % o que será espectável da variável *target*, obteve-se o seguinte resultado.

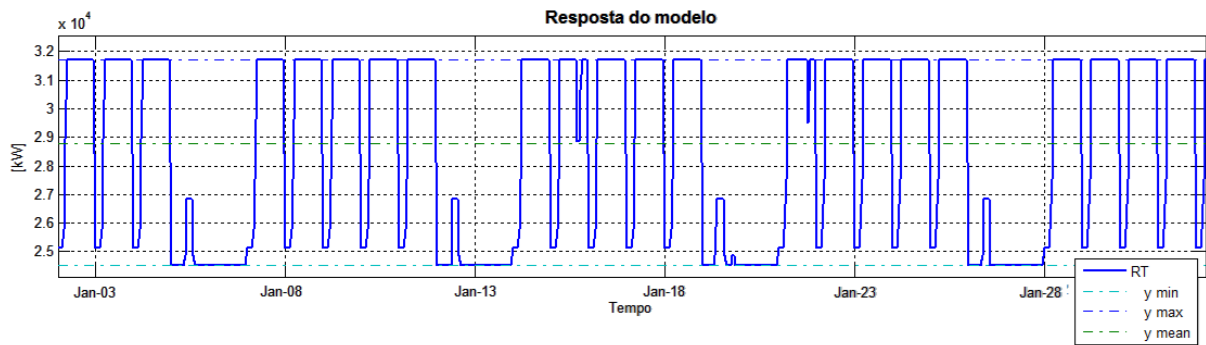


Figura 33 Supondo que a carga sofre uma redução de 25 %.

Supondo que a carga sofre uma redução de 75 % o que será espectável da variável *target*, obteve-se o seguinte resultado.

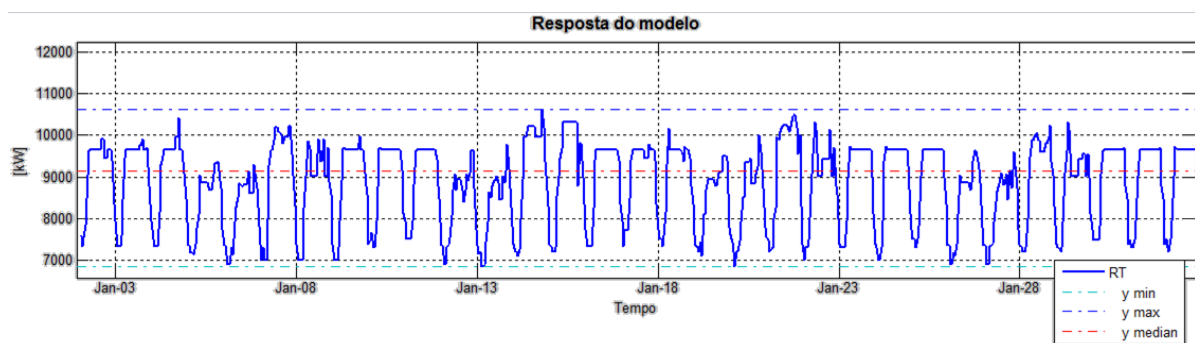


Figura 34 Supondo que a carga sofre uma redução de 75 %.

Pela análise dos dois cenários propostos (Figura 33 e Figura 34) e considerando que as previsões são minimamente fiáveis, verifica-se que no primeiro cenário não existem grandes alterações na produção, já no segundo cenário com a quebra de serviço de alguns PRE-Cogeração. Isto significa que a subestação será responsável pela compensação da energia em falta.

#### 4.6. Aplicação do modelo árvore de regressão com aplicação *bagging*

O modelo ARB (árvore de regressão com aplicação *bagging*) baseia-se na construção de um conjunto de *NTrees* árvores de decisão para prever resposta *Y* em função dos *predictors X*. Com a aplicação deste modelo pretende-se melhorar a precisão da previsão obtida pelo modelo árvore de regressão. Dado um conjunto *Z* de treino, com *n* exemplos, serão criadas várias amostras do conjunto *Z*, denominadas *bootstrap*. Cada *bootstrap* é gerado assumindo aleatoriamente *n* elementos de *Z*, com substituição. Deste modo, os *bootstrap* apresentam o mesmo número de exemplos de *Z*,

considerando que alguns exemplos podem aparecer mais vezes do que outros, ou até nem aparecerem.

#### 4.6.1. Parametrização e validação do modelo *ARB*

Para criação o modelo árvore de regressão com aplicação *bagging* para a resolução da garantia de potência por parte dos PRE-Cogeração, criou-se uma matriz de dados “*treino\_entradas.mat*”, baseada nos seguintes dados: dados meteorológicos, variáveis cíclicas (horas, dias e semanas), dados históricos da carga e produtores fora de serviço. Foi criada uma segunda matriz “*treino\_respostas.mat*” (*target*), que corresponde à produção da cogeração. Foram criadas mais duas matrizes para a verificação e validação do modelo, a matriz “*teste\_entradas.mat*” com o mesmo número de variáveis de entrada que “*treino\_entradas.mat*”, mas com um número muito mais reduzido de dados (equivalente a um mês). Criou-se ainda outra matriz “*teste\_respostas.mat*” que corresponde à matriz *target* com apenas uma variável que corresponde à produção da cogeração.

Portanto iniciou-se o algoritmo com o carregamento das matrizes criadas, tal como no ponto 4.5.

```
%Importação dos dados
load treino_entradas % inputs para a fase de treino
load treino_respostas % output para a validação
load teste_entradas % inputs para o teste da rede
load teste_respostas % output para o teste da rede
```

O próximo passo será encontrar o tamanho ideal da folha (*leaf*). Para este caso concreto (regressão) a regra geral é que o tamanho da folha deve ser 5 (sugerido pelo *help* do *MatLab*). Contudo procedeu-se à verificação do tamanho ideal da folha comparando com os *mean squared errors (MSE)* obtido por regressão para os vários tamanhos de folhas. A função “*oobError*” calcula o *MSE* em função do número de árvores geradas.

Para a criação do modelo utilizou-se a função “*TreeBagger(NTrees,X,Y)*”, que cria um conjunto de *NTrees* árvores de decisão para prever a resposta *Y* em função dos parâmetros *X*. Por padrão, a função *TreeBagger* gera um conjunto de árvores de

classificação, mas, como se pretende a construção de árvores de regressão, parametrizou-se a função de forma a construir árvores de regressão. Para isso definiu-se o argumento de entrada opcional “*method*” para “*regression*”.

O parâmetro *X* na função *TreeBagger* representa a matriz numérica de dados de treino. Cada linha representa uma observação e cada coluna representa uma variável de previsão. O parâmetro *Y* representa uma função numérica para o caso da regressão.

A função *TreeBagger* depende da funcionalidade *RegressionTree* para a criação das árvores individuais. Em particular, a função *RegressionTree* aceita o número de recursos selecionados aleatoriamente para cada decisão, dividida como um argumento de entrada opcional.

Após a breve explicação dos comandos a utilizar, procedeu-se à procura do tamanho ideal da folha (*leaf*), para isso desenvolveu-se e parametrizou-se o seguinte algoritmo.

```
folha = [5 10 20 50 100];
col = 'rbcmv';
figure
for i=1:length(folha)
    b =
TreeBagger(100,treino_entradas,treino_respostas,'Method','R','OOBVar
Imp','On',...
           'MinLeaf',folha(i));
    plot(oobError(b),col(i));
    hold on;
end
xlabel('Número de árvores geradas');
ylabel('MSE');
legend({'5' '10' '20' '50' '100'},'Location','NorthEast');
hold off;
```

Como se pode notar pelo código anterior apresentado, o vetor *leaf* representa o tamanho de teste da folha, testando deste modo a melhor solução para o modelo.

A aplicação do algoritmo anterior resulta no seguinte *plot*.

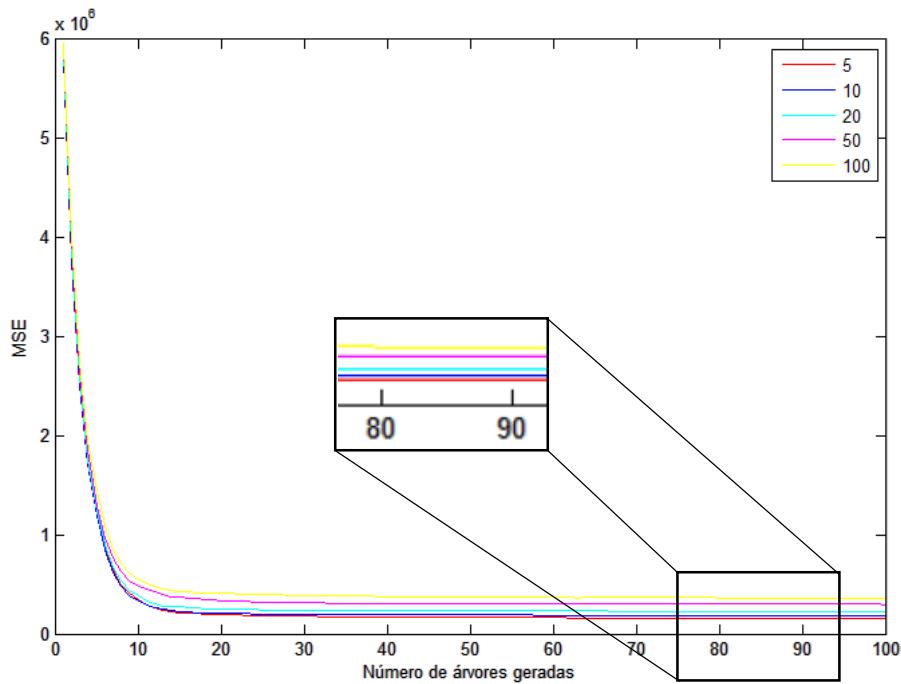


Figura 35 Número ótimo de observações por folha.

Pela análise da Figura 35, retira-se que o número 5 de observações por folha resulta na melhor parametrização. Verifica-se também a existência de uma redução do MSE consoante o número de árvores geradas, este também é um campo parametrizável na função “*TreeBagger(NTrees,X,Y)*”, caracterizado por *NTrees*, que neste caso será 100.

Nesta fase já se encontram os valores ideais do tamanho da folha e do número de árvores a gerar, portanto procedeu-se à aplicação do modelo já com inserção da função “*predict*”.

```
BRT = TreeBagger(100, treino_entradas, treino_respostas, 'method',
'prediction', 'regression', ...
'oobpred', 'on', 'minleaf', 5);
previsao(2) = predict(BRT, teste_entradas);
```

Criou-se uma matriz *previsao(x)* para a gravação das respostas.

Como forma de verificar a validação do modelo e o desempenho criou-se o seguinte código para validar as previsões efetuadas, comparando com os valores reais de produção. A validação está compreendida entre os valores de produção de janeiro do ano de 2013 até fevereiro do mesmo ano, ou seja, um mês de previsões.

```
%Intervalo ao qual é pretendida a validação
```

```

vali = testeDatas > datanu('Jan-01-2013') & testeDatas < datanu('Jan-
31-2013');
Datas = testeDatas(vali);

```

Criou-se uma janela apropriada para a melhor visualização e interpretação dos dados fornecidos pelo modelo de previsão. Traçou-se no mesmo *plot* os dados correspondentes aos valores reais de produção e os valores obtidos na previsão.

```

%Criação dos plots e visualização dos resultados
figure('Units','Normalized','Position',[0.05,0.4,0.4,0.5]),
subplot(2,1,1),
Plot1 = plot(Datas, [teste_respostas(vali),previsao(2)(vali)]
'LineWidth',2);
set(Plot1(2),'Color',[0 1 0],'DisplayName','BRT');
legend('show'),
datetick('x','mmm-dd','keepticks'), xlabel('Tempo'),
ylabel(' [MW] '),
title('Resposta do modelo','FontSize',12,'FontWeight','Bold')

```

A aplicação dos códigos anteriores resulta no seguinte *plot*.

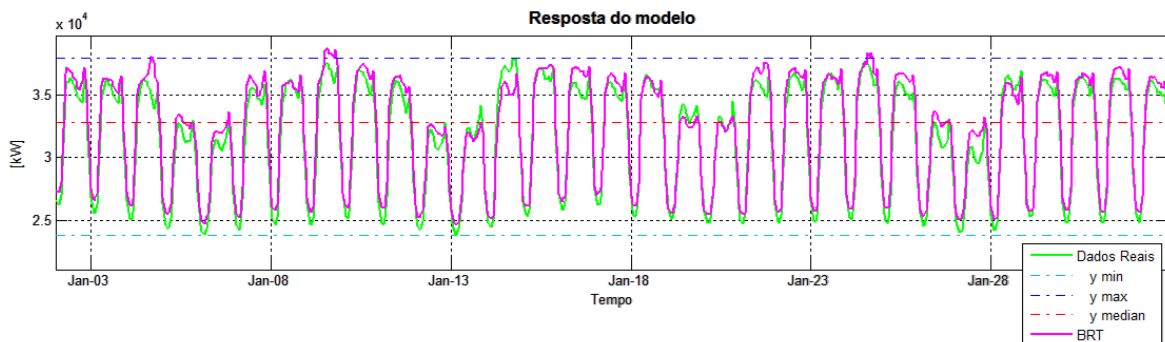


Figura 36 Validação do modelo árvore de regressão com aplicação bagging.

Apenas realizando uma análise por visualização da Figura 36, verifica-se que existe em geral uma boa aproximação entre o traçado real e o traçado previsto. O modelo tem alguma dificuldade em acompanhar os mínimos do traçado real e revela-se uma constante ao longo do traçado, contudo não existem variações bruscas de produção como se verificou no modelo AR. Já os valores máximos encontram-se acima do esperado relativamente aos dados reais, poderá trazer alguns problemas na medida em que a previsão será feita por excesso. Facilmente se verifica pela média registada pelo

modelo cerca de 33 MVA e a média real cerca de 31 MVA. Estes foram os melhores resultados encontrados para o modelo AR.

Pela tendência apresentada pelo traçado do modelo ARB, para a previsão da garantia de potência pelos PRE-Cogeração, apresenta resultados razoavelmente satisfatórios.

Por forma a demonstrar-se um maior rigor no desempenho do modelo, criou-se um *plot* dedicado aos erros residuais nos dados fornecidos pelo modelo. Para isso basta calcular a diferença existente entre os dados reais e os dados previstos.

```
%Comprovação entre a previsão e os dados reais
subplot(2,2,3)
Plot2 = plot(Datas, [teste_respostas(vali)-previsao(2)(vali)
set(Plot2(1), 'Color', [1 0 1], 'DisplayName', 'Erro da Previsão');
title('Erro da Previsão', 'FontSize', 12, 'FontWeight', 'Bold')
ylabel('Residuais'), grid on
legend('show')
```

A aplicação dos códigos anteriores resulta no seguinte *plot*.

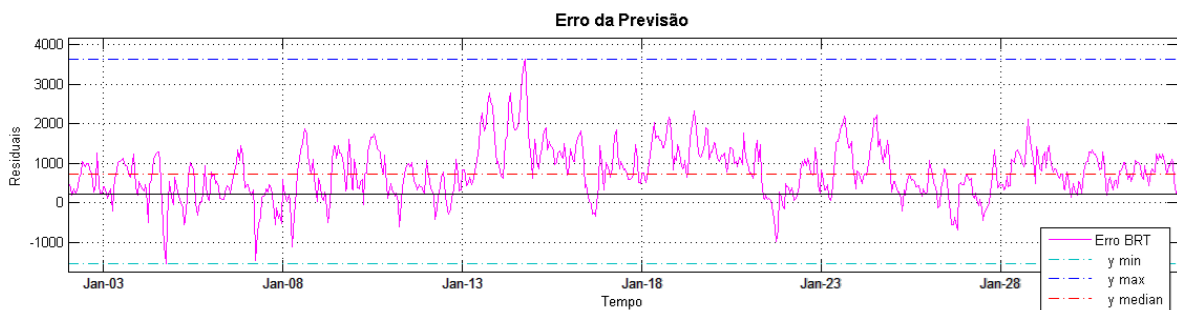


Figura 37 Erro observado na validação do modelo árvore de regressão com aplicação bagging.

Tal como analisado na Figura 36 a Figura 37 também transmite alguma discrepância apresentada, onde a previsão não consegue acompanhar os mínimos apresentados pelo traçado real, pois os erros com maior significado encontram-se acima da linha de referência (acima de zero). O erro com maior magnitude registado é de 3.5 MVA e abaixo da referência registou-se um erro de 1.2 MVA. Comparativamente ao modelo AR, este modelo apresenta resultados bastante melhores.

## 4.6.2. Cenários de estudo e resultados

Neste subcapítulo será efetuada uma análise aos resultados obtidos a partir do modelo de previsão aplicado. Foram colocados alguns cenários de estudo que serão descritos a seguir.

Supondo que a carga sofre uma redução de 25 % o que será espectável da variável *target*, obteve-se o seguinte resultado.

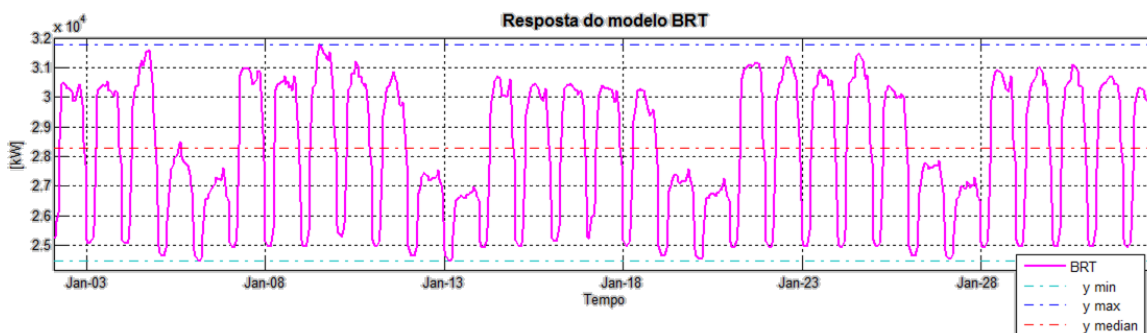


Figura 38 Supondo que a carga sofre uma redução de 25 %.

Supondo que a carga sofre uma redução de 75 % o que será espectável da variável *target*, obteve-se o seguinte resultado:

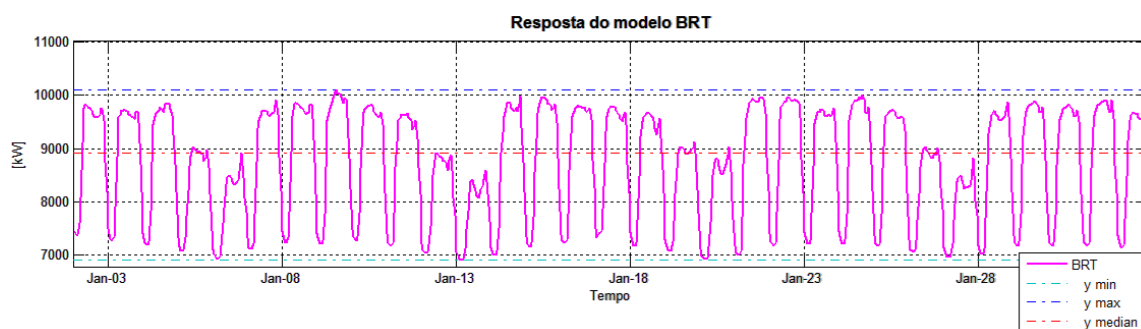


Figura 39 Supondo que a carga sofre uma redução de 75 %

Pela análise dos dois cenários propostos (Figura 38 e Figura 39) e considerando que as previsões são minimamente fiáveis, verifica-se que no primeiro cenário não existem grandes alterações na produção, já no segundo cenário com a quebra de serviço de alguns PRE-Cogeração. Isto significa que a subestação será responsável pela compensação da energia em falta.

## 4.7. Aplicação da rede neuronal (unidirecional)

No seguimento dos dois modelos (AR e ARB) aplicados anteriormente, aplicou-se uma terceira metodologia através da implementação de uma rede neuronal para a resolução da garantia de potência por parte dos PRE-Cogeração. Este é claramente um problema de associação de variáveis, onde as entradas são combinadas até associarem uma saída.

### 4.7.1. Parametrização e validação da RN

Tal como os dois modelos apresentados anteriormente o desenvolvimento da rede neuronal necessita de uma estrutura de dados bem organizada, ou seja, devem ser criadas duas matrizes, uma matriz que agrega os dados de entrada (*input*) e uma segunda matriz conhecida como a matriz *target*. Cada coluna da matriz de entrada corresponde a um elemento que representa uma variável com valor conhecido e que representa influência na produção dos PRE-Cogeração. Cada coluna correspondente da matriz *target* (*output*) terá apenas um elemento, que se traduz no valor da produção dos PRE-Cogeração. Uma vez que as matrizes criadas anteriormente (ponto 4.5) já se encontram num formato apropriado para aplicação da rede neuronal basta proceder-se ao carregamento das mesmas.

Portanto iniciou-se o algoritmo com o carregamento das matrizes:

```
%Importação dos dados
load treino_entradas % inputs para a fase de treino
load treino_respostas % output para a validação
load teste_entradas % inputs para o teste da rede
load teste_respostas % output para o teste da rede
```

Tal como se verifica no código anterior, foram carregadas mais duas matrizes (*teste\_entradas* e *teste\_respostas*) correspondentes ao teste da rede neuronal, que serão úteis mais à frente.

O próximo passo será a criação da rede neuronal que irá aprender a estimar os valores relativos à produção dos PRE-Cogeração. Será constituída por duas camadas, ou seja, uma camada escondida (*hidden-layer*) unidirecional (*feedforward neural network*),

podendo adaptar-se a qualquer relação de entrada-saída (input-output). As camadas que não são saídas são denominadas de camadas escondidas, como se verifica na Figura 40.

Uma vez que não existe nenhuma regra para definição do número ótimo de neurónios da camada escondida a serem usados no treino da RN, utilizou-se um número de neurónios 5 vezes superior ao número de entradas (sugerida pelo *help* do *MatLab*), ou seja, cerca de 35 neurónios.

Desenvolvendo e parametrizando a função “*fitnet*” temos o seguinte.

```
net = fitnet(35);  
view(net)
```

A entrada e a saída têm dimensão zero, isto porque a rede ainda não foi treinada.

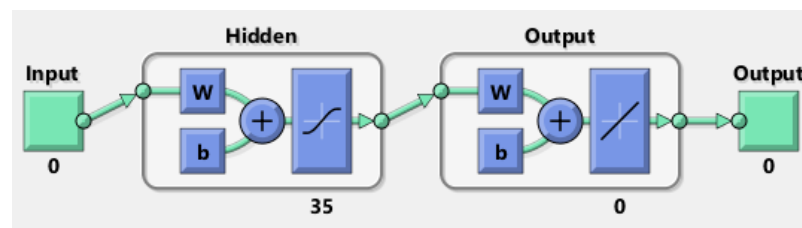


Figura 40 Arquitetura da rede neuronal.

Agora, a rede está pronta a ser treinada. As amostras são automaticamente divididas em conjuntos de treino, validação e teste. O conjunto de treino é utilizado para ensinar a rede. Enquanto a rede melhora o conjunto de validação o treino da rede não pára. O conjunto de teste fornece uma medida completamente independente da precisão da rede.

Procedendo ao treino através da função “*train*” apresenta-se o seguinte código.

```
net = train(net, treino_entradas', treino_respostas');  
nntraintool
```

A ferramenta de treino “*nntool*” mostra a rede a ser treinada e os algoritmos utilizados no treino. Exibe também o estado do treino durante o processo de treino e os critérios de paragem que se destacam (Anexo B).

Para analisar o desempenho da rede durante o treino, basta escrever o seguinte código.

```
plotperform(tr)
```

O desempenho é medido em termos de erro quadrático médio, e mostrado em escala logarítmica. O erro rapidamente diminuiu consoante o treino da rede, como se verifica pela Figura 41. O desempenho é mostrado para cada um dos conjuntos de treino, validação e de teste.

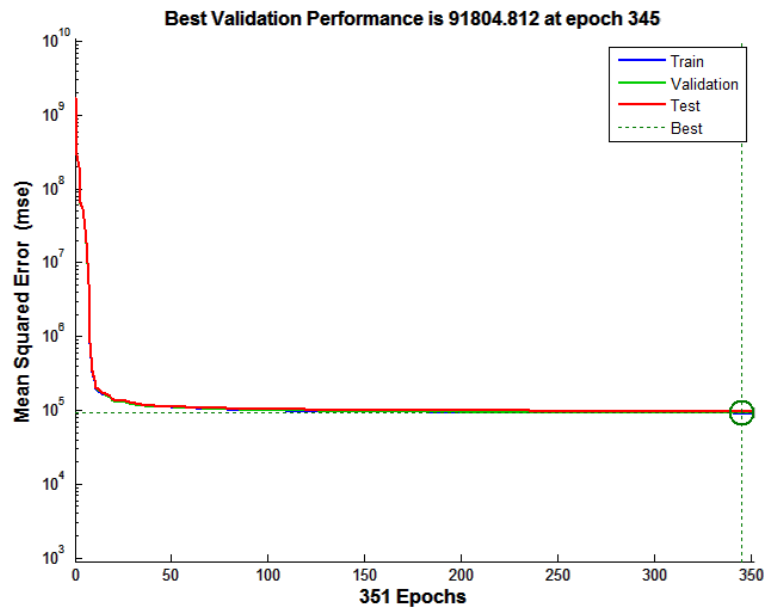


Figura 41 Performance da rede.

O erro quadrático médio da rede neuronal treinada pode agora ser medido em relação às amostras do ensaio. Isto dará uma noção de até que ponto a rede vai comportar-se quando aplicados os dados reais.

Pode-se verificar a validação da rede neuronal a partir de um histograma. A própria ferramenta do *MatLab*, “*nftool*” já fornece o histograma pretendido (Figura 42). As barras azuis representam os dados de treino, as barras verdes representam os dados de validação e as barras vermelhas representam os dados de teste. O histograma fornece uma indicação dos valores extremos, que são pontos de dados, onde o ajuste é significativamente pior do que a maioria dos dados. Transmite uma boa ideia na verificação dos valores extremos para determinar se os dados são maus, ou se esses pontos de dados são diferentes do que o restante do conjunto de dados.

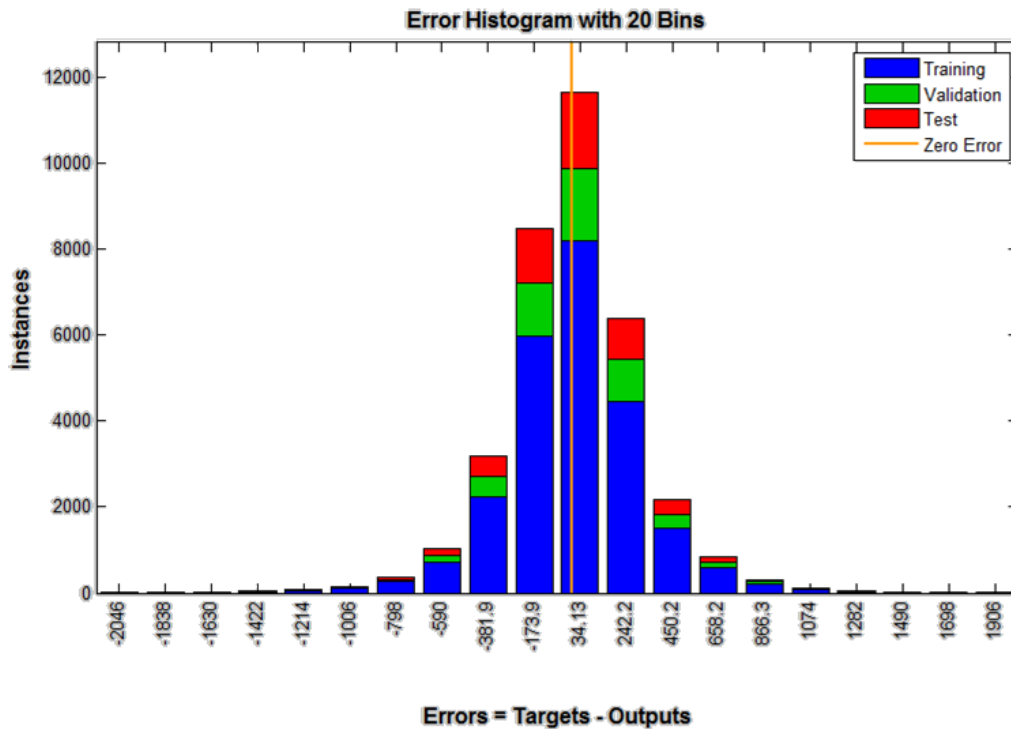


Figura 42 Histograma do erro apresentado pelo modelo.

Portanto nesta fase a rede está preparada para processar os dados de teste e verificar a validade do modelo:

```
previsao(3) = net(teste_entradas)';
```

Criou-se uma matriz  $previsao(x)$  para a gravação das respostas.

Como forma de verificar a validação do modelo e o desempenho criou-se o seguinte código, que terá como função comparar as respostas do modelo com os valores reais de produção. A validação está compreendida entre os valores de produção de janeiro do ano de 2013 até fevereiro do mesmo ano, ou seja, um mês de previsões, tal como se verifica no seguinte algoritmo.

```
%Intervalo ao qual é pretendida a validação
vali = testeDatas > datanu('Jan-01-2013') & testeDatas < datanu('Jan-31-2013');
Datas = testeDatas(vali);
```

Criou-se uma janela apropriada para a melhor visualização e interpretação dos dados fornecidos pelo modelo de previsão. Traçou-se no mesmo *plot* os dados correspondentes aos valores reais de produção e os valores obtidos na previsão.

```

%Criação dos plots e visualização dos resultados
figure('Units','Normalized','Position',[0.05,0.4,0.4,0.5]),
subplot(2,1,1),
Plot1 = plot(Datas, [teste_respostas(vali),previsao(3)(vali)])
'LineWidth',2);
set(Plot1(2),'Color',[0 1 0],'DisplayName','RN');
legend('show'),
datetick('x','mmm-dd','kepticks'), xlabel('Tempo'),
ylabel('[kW]'),
title('Resposta do modelo','FontSize',12,'FontWeight','Bold')

```

A aplicação dos códigos anteriores resulta no seguinte *plot*.

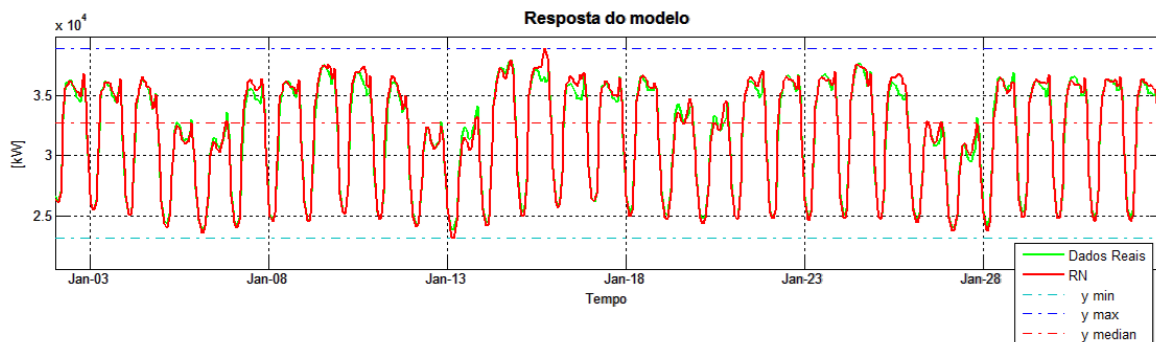


Figura 43 Validação da rede neuronal.

Apenas realizando uma análise por visualização da Figura 43, verifica-se que existe em geral uma boa aproximação entre o traçado real e o traçado previsto. Este modelo claramente apresenta resultados bastante melhores do que os modelos AR e a ARB. Existe uma boa semelhança nos valores mínimos, já nos valores de pico apresenta alguma variação. Estes foram os melhores resultados encontrados.

Por forma a demonstrar-se um maior rigor no desempenho do modelo, criou-se um *plot* dedicado aos erros residuais nos dados fornecidos pelo modelo. Para isso basta calcular a diferença existente entre os dados reais e os dados previstos.

```

%Compração entre a previsão e os dados reais
subplot(2,2,3)
Plot2 = plot(Datas,[teste_respostas(vali)-previsao(3)(vali)
set(Plot2(1),'Color',[0 1 0],'DisplayName','Erro da Previsão');
title('Erro da Previsão','FontSize',12,'FontWeight','Bold')
ylabel('Residuais'), grid on
legend('show')

```

A aplicação dos códigos anteriores resulta no seguinte *plot*.

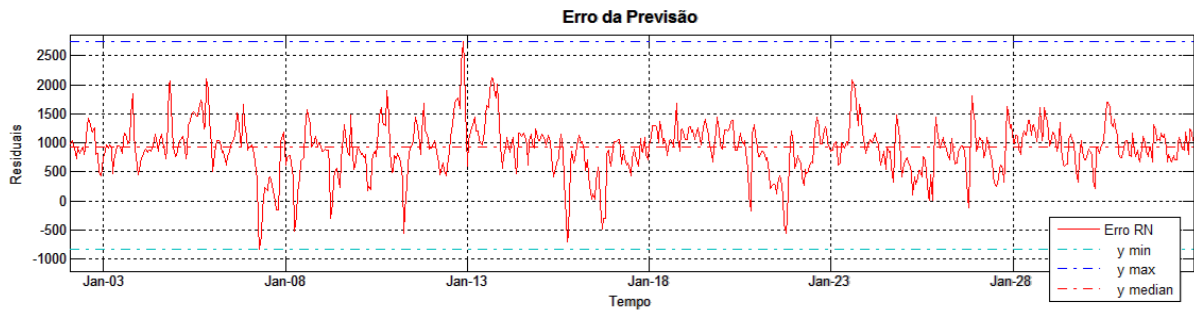


Figura 44 Erro observado na validação da rede neuronal.

Tal como analisado na Figura 43 a Figura 44 também transmite um bom desempenho ao longo do traçado, onde os erros residuais são bastante mais baixos do que nos modelos anteriormente aplicados (AR e ARB).

#### 4.7.2. Cenários de estudo e resultados

Neste subcapítulo será efetuada uma análise aos resultados obtidos a partir do modelo de previsão aplicado. Foram colocados alguns cenários de estudo que serão descritos a seguir.

Supondo que a carga sofre uma redução de 25 % o que será espectável da variável *target*, obteve-se o seguinte resultado.

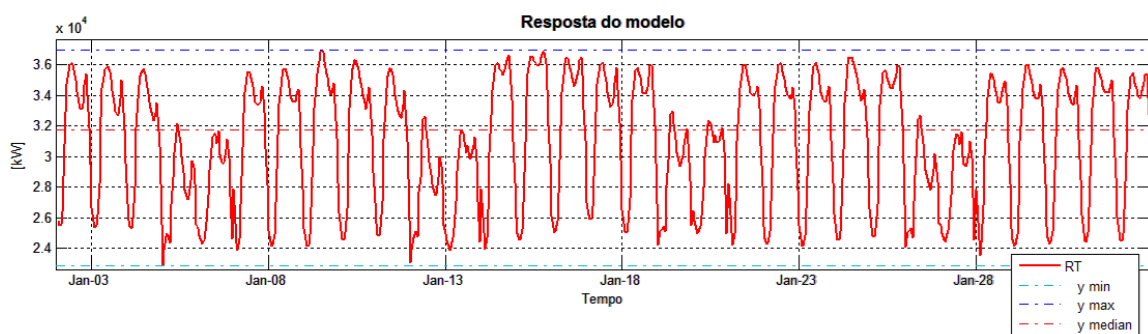


Figura 45 Supondo que a carga sofre uma redução de 25 %.

Supondo que a carga sofre uma redução de 75 % o que será espectável da variável *target*, obteve-se o seguinte resultado:

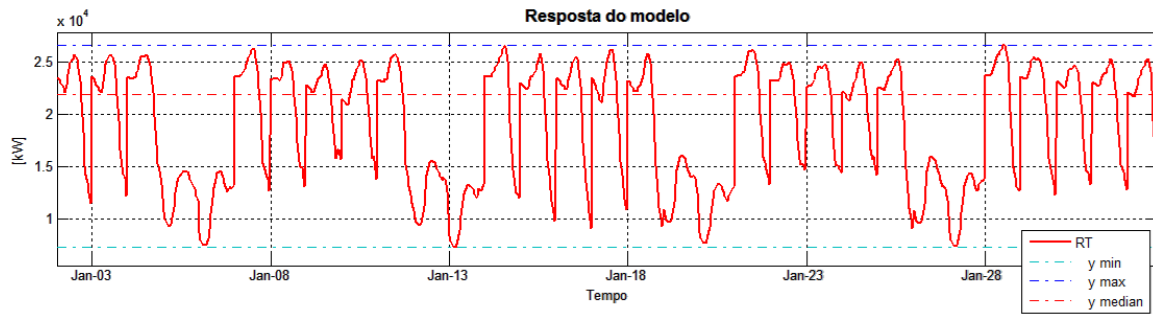


Figura 46 Supondo que a carga sofre uma redução de 75 %.

Pela análise dos dois cenários propostos (Figura 38 e Figura 39) e considerando que as previsões são minimamente fiáveis, verifica-se que no primeiro cenário não existem grandes alterações na produção, já no segundo cenário com a quebra de serviço de alguns PRE-Cogeração, contudo este cenário não é tão grave como foi registado nos modelos AR e ARB. Com uma garantia de 25 MVA nos picos máximos. Pelo que não se coloca o problema do excesso de solicitação da subestação.

#### 4.8. Comparação dos modelos

Para avaliação e comparação das performances dos diferentes modelos, será necessário a aplicação de um indicador estatístico. Assim para uma noção mais concreta relativamente ao erro da previsão efetuada por cada modelo, utilizou-se o *MAPE* (*Mean Absolute Percentage Error*), através da seguinte expressão:

$$MAPE = \frac{\text{Média}(|real_i - prev_i|)}{\text{Média}(real_i)} \quad (17)$$

Este indicador será aplicado quer aos dados de teste, quer aos dados previstos pelos modelos.

Apenas se exemplifica o processo de cálculo do *MAPE* para o modelo árvore de regressão, isto porque que para os restantes modelos calcula-se da mesma forma.

Desenvolveu-se o seguinte código para o cálculo do *MAPE* associado aos dados de teste.

```
err=treino_respostas-previsao(1);
errpct=abs(err)./treino_respostas*100;
MAPE=mean(errpct(~isinf(errpct)));
```

O resultado obtido foi o seguinte.

```
MAPE = 5.134 %
```

O resultado obtido por esta avaliação transmite uma boa perspectiva do desempenho do modelo.

Desenvolveu-se o seguinte código para o cálculo do *MAPE* associado aos dados previstos:

```
err=teste_respostas-previsao(1);  
errpct=abs(err)./teste_respostas*100;  
MAPE=mean(errpct(~isinf(errpct)));
```

O resultado obtido foi o seguinte:

```
MAPE = 6.755 %
```

Como seria de esperar o teste apresenta um valor de *MAPE* superior ao treino. O resultado obtido por esta avaliação transmite uma boa perspectiva do desempenho do modelo.

Aplicando o indicador *MAPE* através do mesmo processo descrito anteriormente resultou na seguinte Tabela 9.

Tabela 9 Valores do *MAPE* para dos diferentes modelos

Modelo	MAPE (%)	
	Treino	Teste
Árvore de regressão	5,134	6,775
Árvore de regressão com aplicação bagging	4,049	3,768
Rede neuronal	2,862	3,268

Uma vez que os modelos desenvolvidos para a previsão da variável produção não utiliza previsões de outras variáveis na entrada, a dimensão do erro obtido no teste dos modelos foi muito semelhante à obtida no treino. Pela análise da Tabela 9 verifica-se que a rede neuronal apresenta melhores indicadores de desempenho, ou seja, quando aplicados os dados reais a RN transmitirá melhor respostas do que os restantes modelos. Relativamente ao tempo de processamento quer o modelo AR, quer o modelo ARB apresentam tempos bastante semelhantes em torno dos 3 minutos, já a rede neuronal pode atingir 15 minutos de processamento, embora não sejam tempos de

processamento elevados, esta é a única desvantagem ocorrida durante a aplicação dos diversos modelos.



# Capítulo 5

## 5. Conclusões

### 5.1. Aspetos conclusivos

Com a realização deste trabalho consegue-se agora perceber melhor alguns fenómenos associados ao funcionamento das subestações, causados pela falha de produção de energia elétrica por parte dos PRE-Cogeração. É de grande destaque relevar alguma atenção para os aspetos técnico/legais associados à PRE-Cogeração, porque são importantes para o enquadramento da cogeração na PRE.

Foram aplicados modelos de previsão AR, ARB e uma RN para a colocação de alguns cenários de estudo. Esses cenários basearam-se na possibilidade da redução da carga e o que seria expectável por parte dos produtores. Como resultado destas simulações conclui-se que na falha de alguns PRE-Cogeração a subestação não será capaz de satisfazer a carga em situações de pico, ou seja, há a necessidade da reformulação da subestação. Esta foi a metodologia e as hipóteses aplicadas, contudo certamente haverá outras formas de resolução deste problema, como por exemplo, se fossem conhecidas as características do consumo da matéria primária, os custos de operação, a produção de energia térmica de cada PRE-Cogeração, conseguia-se calcular o ponto ótimo de funcionamento de cada PRE-Cogeração e apurar em que situações seria rentável a geração de energia elétrica.

Os veículos elétricos não podem ser esquecidos para esta questão, embora apresentem uma carga tipicamente baixa, cerca de 3,6 kVA, a aquisição em massa deste tipo de veículos, poderá revelar algum impacto na rede MT e mesmo ao nível da própria subestação, desta forma existe a preocupação de não descurar esta necessidade que pesa certamente no planeamento da rede.

Os aspetos económicos são fatores impreteríveis na conceção de qualquer projeto, mas, nunca colocando a garantia da qualidade desses serviços à frente deste fator. A garantia de qualidade poderá funcionar como um indicador de *marketing* para

a EDP-D, mostrando aos seus clientes que podem confiar no trabalho da organização que lhes presta um bom serviço. Fazer notar aos clientes que a empresa se preocupa com estas questões poderá motivar novos clientes a investirem em produção, sabendo dante mão que a rede a que estarão ligados é uma rede robusta e que não compromete o seu funcionamento e melhor garantia ao investidor.

## 5.2. Trabalhos futuros e limitações

Tal como qualquer trabalho existe sempre lugar para o melhoramento, desta forma sugere-se o seguinte: o alargamento da ferramenta de previsão para as restantes tecnologias integradas na PRE, tais como, produção eólica, produção solar e produção hídrica; evoluir a ferramenta de forma a agregar as restantes subestações; testar outros modelos de previsão, *fuzzylogic* ou *time series forecasting* por exemplo e adequar a ferramenta a outras necessidades futuras.

# Referências

- [1] EDP, “História da Marca EDP,” EDP website, Lisboa, 2012.
- [2] D. G. Eugene A. Feinberg, “LOAD FORECASTING,” State University of New York, Stony Brook, New York, 2006.
- [3] R. M. Castro, “Condições Técnicas e Económicas da Produção em Regime Especial Renovável,” Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior técnico, Lisboa, Fevereiro de 2003 .
- [4] E. CHP, “U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership,” EPA, U.S., 2008.
- [5] “Technology Characterization: Gas turbines,” Environmental Protection Agency Climate Protection Partnership Division, Virginia, 2008.
- [6] S. d. S. Brandão, “Produção e Planeamento de Energia Eléctrica,” Universidade de Coimbra, Coimbra, 2004.
- [7] “Electricity Fuel Source Technical Papers,” Power for the future.
- [8] ERSE, “PRE - Produção em Regime Especial,” ERSE, Lisboa, 2009.
- [9] “Manual de Ligações à Rede Eléctrica de Serviço Público - Capítulo 9 Ligação de Produtores em Regime Especial,” EDP-Distribuição, Coimbra, 2011.
- [10] EDP-D, “Guia técnico de Planeamento de redes de distribuição,” EDP-D, Lisboa, 2012.
- [11] ERSE, “Qualidade de Serviço,” ERSE, Lisboa, 2009.
- [12] “Definition forecasting,” Business Dictionary, <http://www.businessdictionary.com/definition/forecasting.html>, 2014.
- [13] T. KÜÇÜKDENİZ, “LONG TERM ELECTRICITY DEMAND FORECASTING: AN ALTERNATIVE APPROACH WITH SUPPORT VECTOR,” Istanbul Univercity, Istanbul, 2010.

- [14] S. K. Sheikh, "Short-term Load Forecasting Using ANN Technique," International Journal of Engineering Sciences & Emerging Technologies, Ahmednagar, 2012.
- [15] <http://www.portalaction.com.br/content/an%C3%A1lise-de-regress%C3%A3o>, "Regression Analysis," Portal Action, ESTAT CAMP, São Carlos.
- [16] C. M. e. N. Fidalgo, "Técnicas para previsão, modelos de regressão," FEUP, Porto, 2012.
- [17] "NONLINEAR REGRESSION," INVESTOPEDIA, New York, 2014.
- [18] H. P. Gavin, "The Levenberg-Marquardt method," Department of Civil and Environmental Engineering, Duke, 2013.
- [19] L. Rokach e O. Maimon, "Decision trees learning," wikipedia, Stanford University, 2014.
- [20] D. K. Barbara GŁADYSZ\*, "APPLICATION OF REGRESSION TREES IN THE ANALYSIS," BADANIA OPERACYJNE I DECYZJE, 2008.
- [21] C. D. Sutton, "Classification and Regression Trees, Bagged and Boosting," Handbook of Statistics, 2005.
- [22] R. A. S. e. S. O. R. Jaqueline Brigladori Pugliesi, "Combinação de Regressores Homogéneos e Heterogéneos: Precisão e Compreensibilidade," Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação, São Paulo, 2003.
- [23] A. X. Falcão, "Análise de imagens: Bagging e boosting," IC - UNICAMP.
- [24] J. M. L. Asensio, "Artificial Intelligence approaches for the generation and assessment of believable human-like behaviour in virtual characters," Science Direct, Barcelona, 2014.
- [25] C. Monteiro, "Redes Neurais o que são," FEUP, Porto, 2013.
- [26] B. K. & P. v. d. Smagt, "Introduction to Neural Networks," Learn Artificial Neural Networks, 2013.
- [27] C. S. e. D. Siganos, "NEURAL NETWORKS," An engineering approach, 2012.
- [28] C. S. a. D. Siganos, "Neural Networks," Pacific Northwest National Laboratory, 2007.

- [29] "European Overview Report Directive, D5.2," Intelligent energy europe review progress, Europe, 2012.
- [30] I. S. T. (. Instituto de Optimizaçao Aplicada (IOA), "Distribution Planning (DPlan), Help function," EDP-D, Lisboa, 2010.
- [31] "*Distribution Planning (DPlan)*" *Help function*, Lisboa: Instituto de Optimização Aplicada (IOA) e Instituto Superior Técnico (IST).
- [32] F. Terezinho, "SCADA Systems Automate Electrical Distribution PC-based supervisory control and data acquisition systems increase uptime, cut costs and improve utilization," InduSoft, Mauá, 2008.
- [33] M. E. G. Martins, "Associação entre variáveis quantitativas: o coeficiente de correlação," Departamento de Estatística e Investigação Operacional da FCUL.



# Anexos

## Anexo A

### A.1 Correlação de variáveis

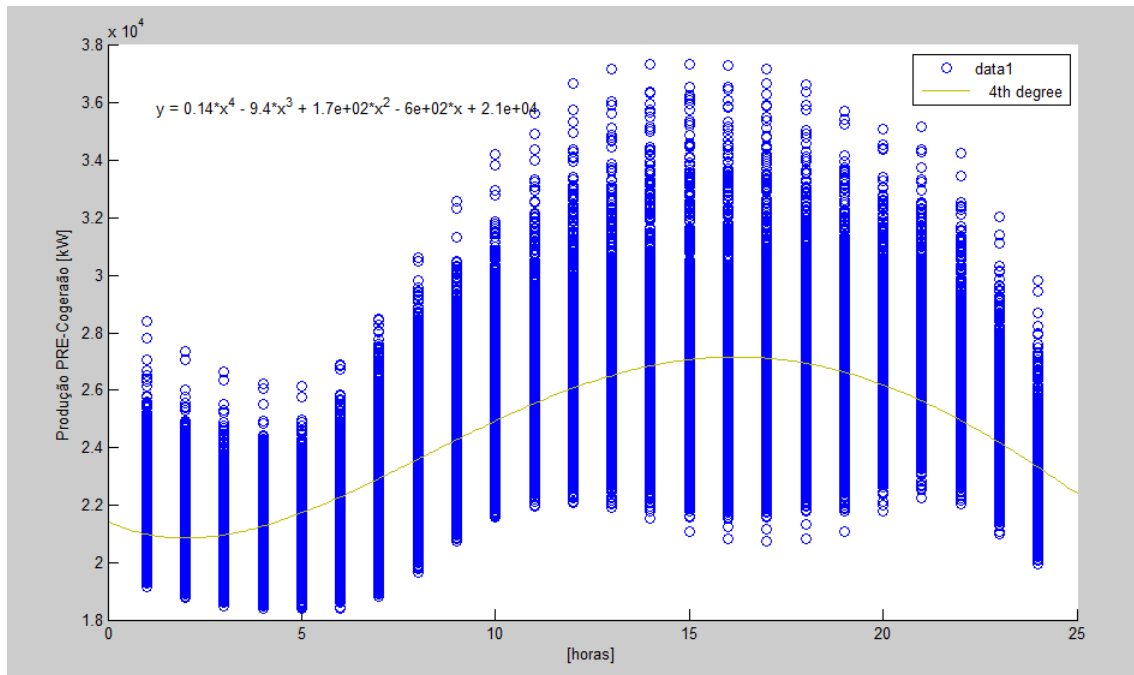


Figura A.1 horas vs produção

## A.2 Correlação de variáveis (dias da semana vs produção)

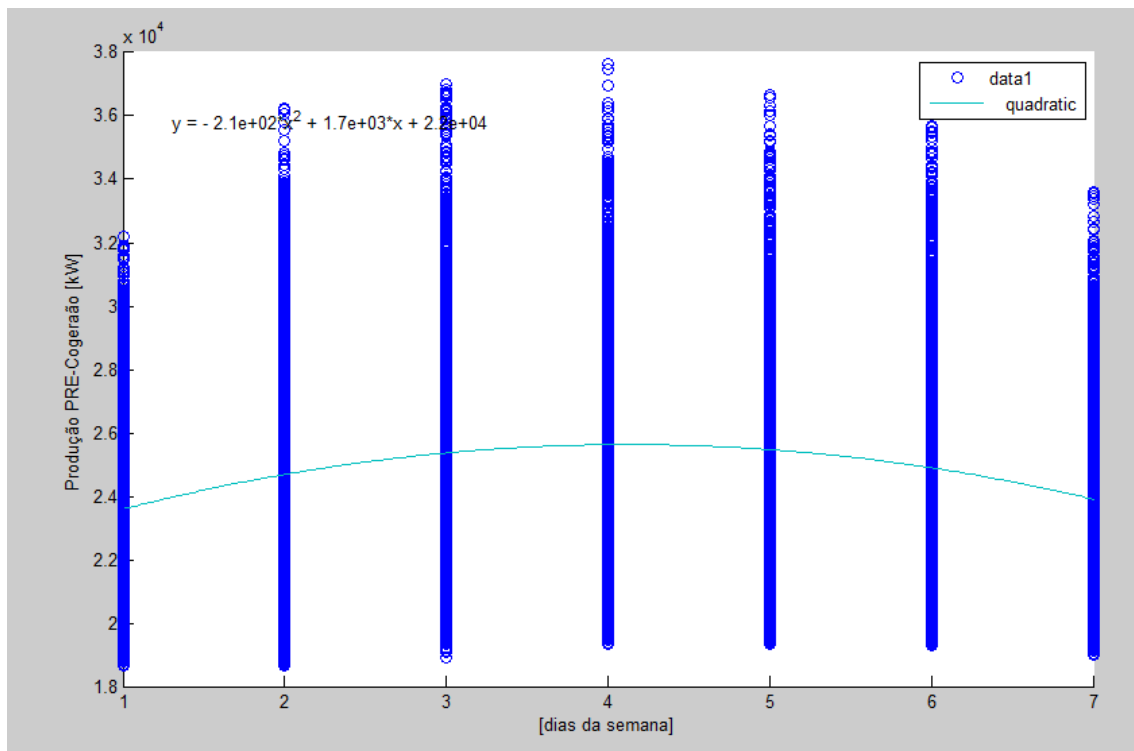


Figura A.2 dias da semana vs produção

## A.3 Correlação de variáveis (meses vs produção)

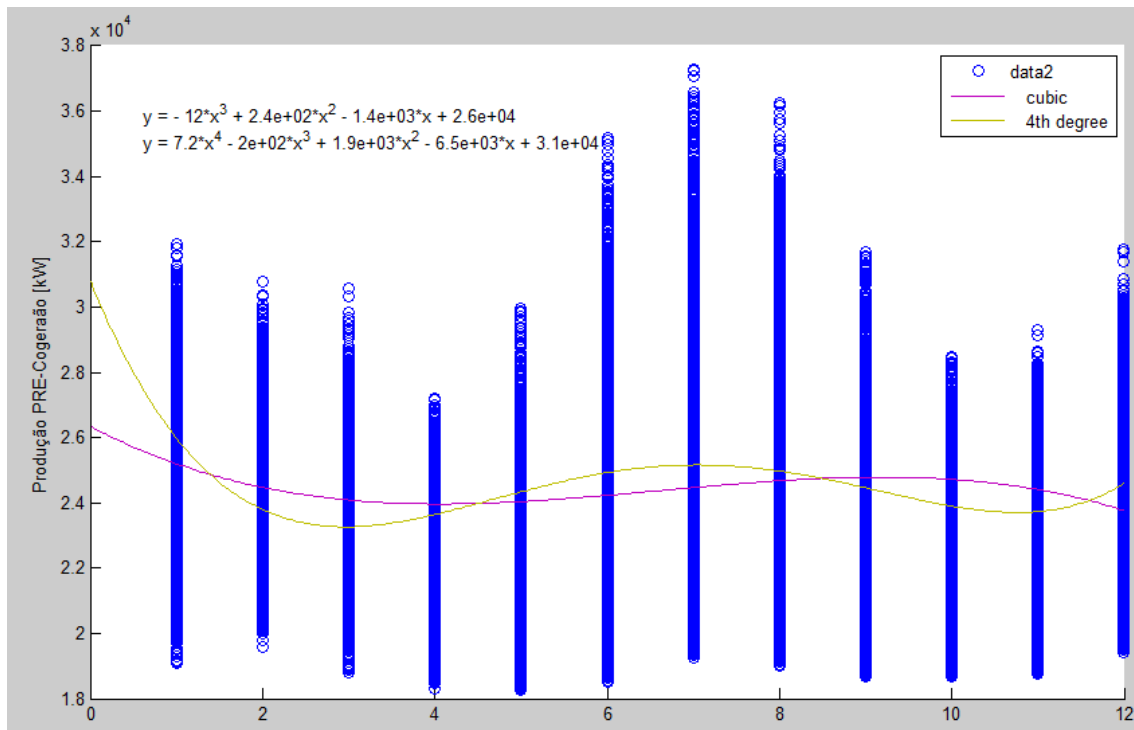


Figura A.347 meses vs produção.

#### A.4 Correlação de variáveis (temperatura atmosférica vs produção)

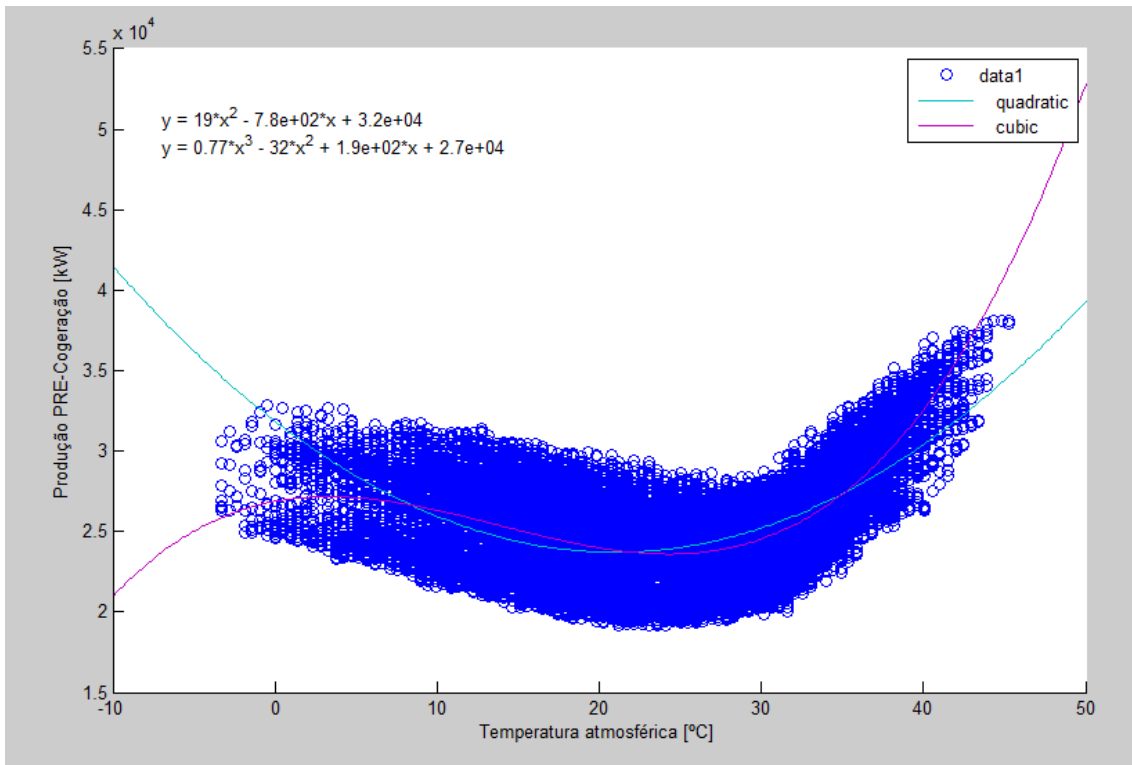


Figura A.4 temperatura atmosférica (°C) vs produção

#### A.5 Correlação de variáveis (humidade relativa do ar vs produção)

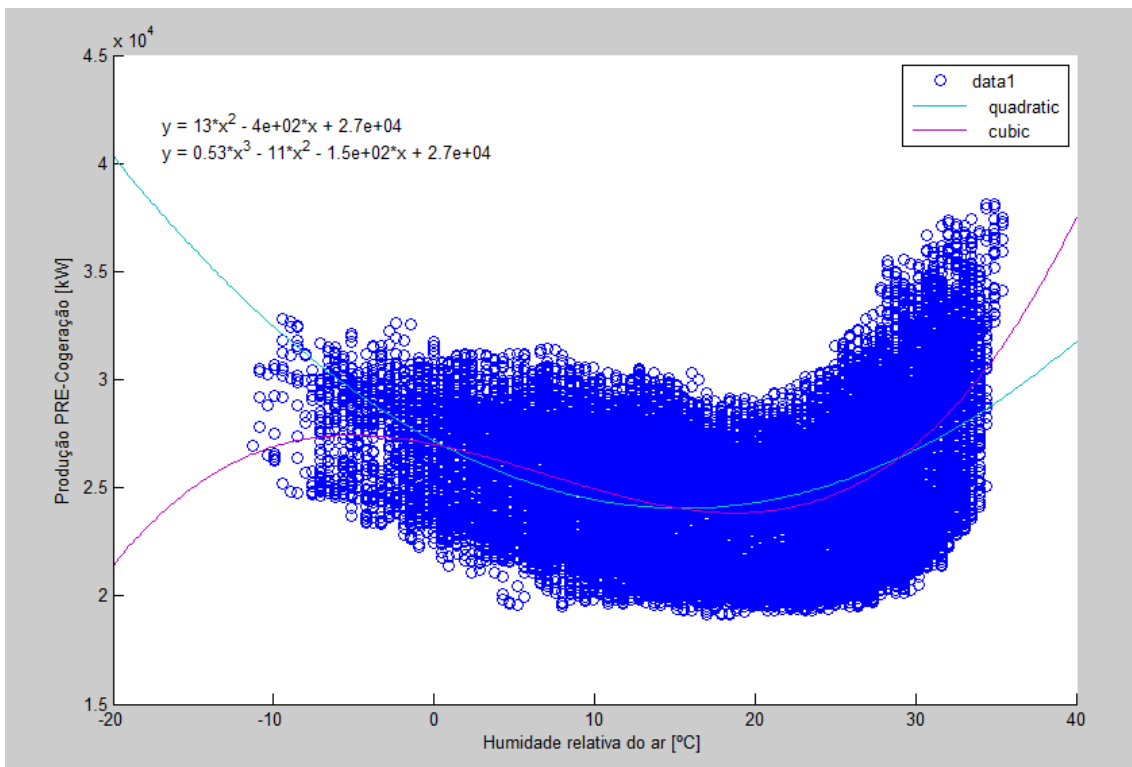


Figura A.5 humidade relativa do ar (°C) vs produção

### A.6 Correlação de variáveis (carga do dia anterior vs produção)

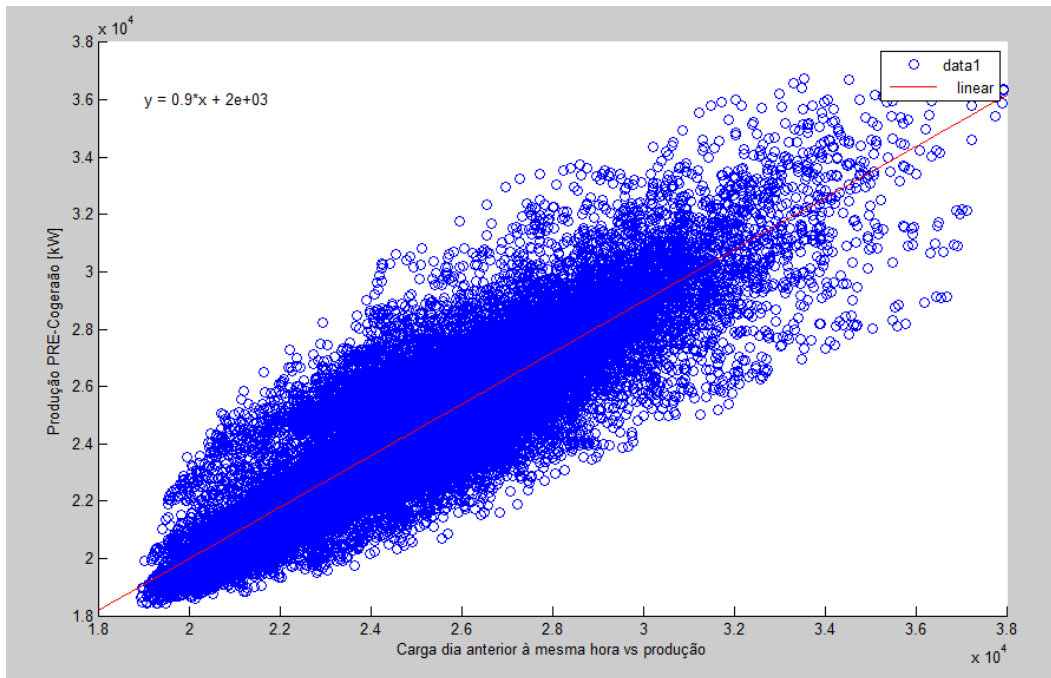


Figura A.6 carga do dia anterior vs produção

### A.7 Correlação de variáveis (carga da semana anterior vs produção)

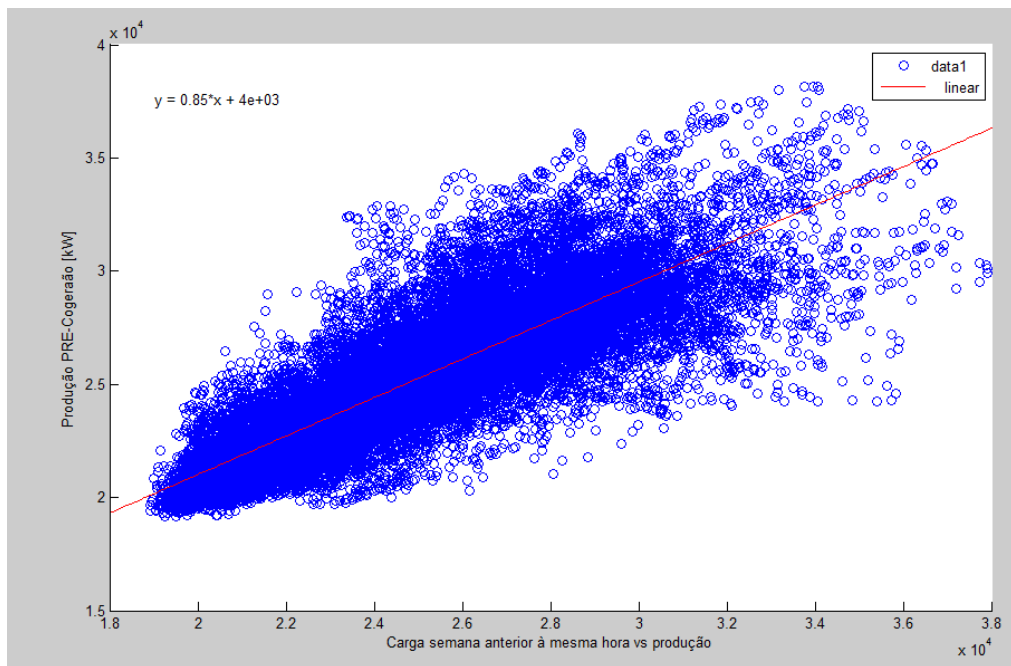


Figura A.7 carga da semana anterior vs produção

## Anexo B

### B.1 Ferramenta *nftool*

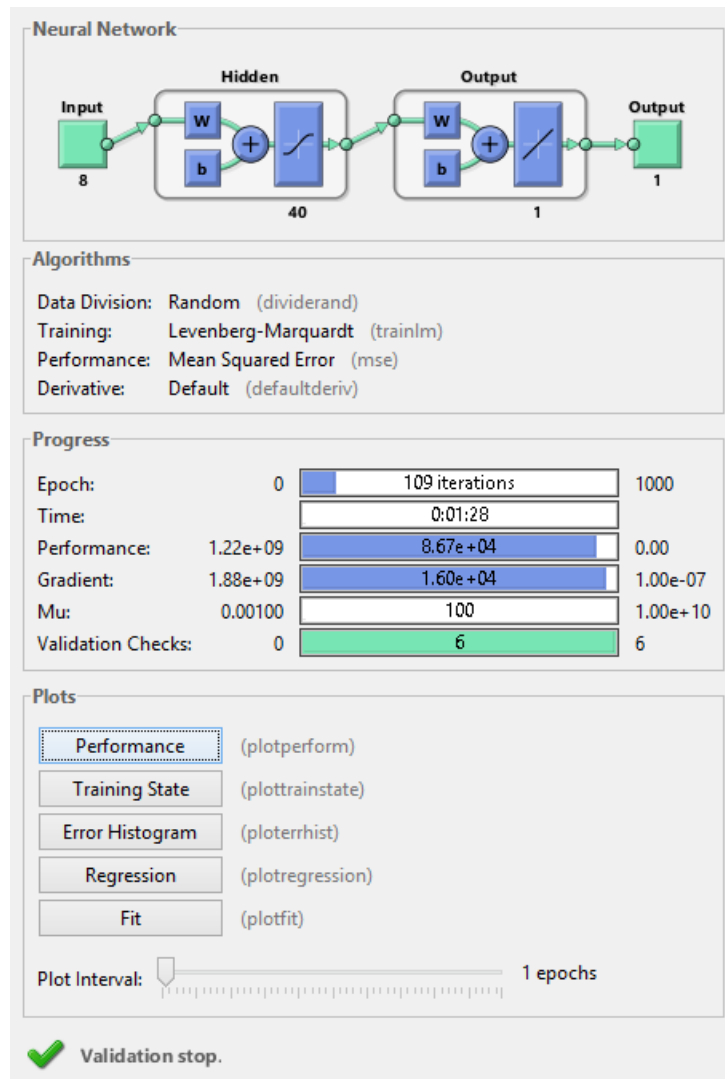


Figura B.1 Ferramenta *nftool*.