

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Formação de Sinais de Preço de Eletricidade em
Sistemas Eléctricos Insulares de Pequena Dimensão**

Pedro Filipe da Fonseca Pires

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

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

Junho de 2014

A Dissertação intitulada

**“Formação de Sinais de Preço de Eletricidade em Sistemas Eléctricos
Insulares de Pequena Dimensão”**

foi aprovada em provas realizadas em 17-07-2014

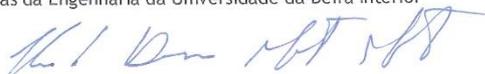
o júri



Presidente **Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo**
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor João Paulo da Silva Catalão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica da Faculdade de
Ciências da Engenharia da Universidade da Beira Interior



Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

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



Autor - Pedro Filipe da Fonseca Pires

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Atualmente, os sistemas elétricos insulares não possuem dimensão suficiente para o estabelecimento de mercados concorrencias de eletricidade, porém os novos paradigmas de Smartgrid requerem sinais de preço horário de modo a incentivar uma resposta dinâmica por parte do consumidor.

Esta dissertação incidiu na elaboração de um estudo microeconómico aplicado a empresas de energia monopolistas, de forma a criar mecanismos de partilha regulada de benefício entre empresas e consumidores, quando existe um benefício associado ao aumento ou diminuição de e consumo de energia elétrica.

Esta abordagem serve à implementação de mecanismos de geração de sinais de preço, podendo ser a solução para sistemas insulares de pequena dimensão, em que não existe possibilidade de criar um mercado concorrencial.

Este processo baseia-se em custos médios e marginais de produção e torna-se relevante não só pela oportunidade de monitorizar o consumo elétrico, mas também porque tal controlo permite à empresa produtora incentivar uma mudança do comportamento do consumidor de acordo com os níveis de consumo.

O mecanismo desenvolvido foi aplicado a um caso de estudo real: a Ilha de S. Miguel, nos Açores. Os testes foram elaborados com dados de produção relativos a uma semana e os resultados demonstram que, havendo capacidade da empresa produtora para partilhar uma percentagem dos seus lucros com o consumidor, então é possível criar e implementar um sistema de venda de energia justo e benéfico para ambas as partes.

Abstract

Nowadays, the island electric systems do not have sufficient size for establishing electricity markets. However, the new Smart Grid paradigms require hourly price signals in order to encourage a proactive response from the consumer.

In this dissertation, it was elaborated a microeconomic study applied to monopolistic and regulated energy companies in order to create mechanisms for benefit sharing between businesses and consumers.

This approach serves to implement mechanisms to generate price signals and may be the solution for small island systems where there is no possibility of creating market.

Subsequently, was developed a methodology to determine price signals of electricity for small insular systems.

This process is based on average and marginal costs of production. It becomes relevant not only for the opportunity to monitor the electrical consumption, but also because such control allows the production company to encourage a change in the consumer behaviour according to consumption levels.

The mechanism developed was applied to a real case study: San Miguel, in Azores. The tests were performed with a production data for one week and the results show that, if the production company is capable of sharing a percentage of its gains, it is possible to create and implement an energy sale system fair and beneficial for both parties.

Agradecimentos

Quando vencemos, não vencemos sozinhos. Alcançamos os nossos objetivos com a ajuda de quem nos é mais próximo.

Desta forma, não poderia deixar de agradecer, em primeiro lugar, ao Professor Cláudio Monteiro por me dar a oportunidade de abraçar este projeto, e por todo o apoio e disponibilidade.

Gostaria de agradecer a todos os meus amigos e familiares por toda a força que me deram, por me fazerem acreditar que esta meta seria possível de alcançar.

Por último, queria deixar um grande agradecimento muito especial à Margarida, por todo o companheirismo, ajuda e incentivo ao longo desta etapa.

Pedro Pires

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xiv
Capítulo 1 Introdução	1
1.1 Contexto	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Estrutura do Documento	3
Capítulo 2 Conceitos de Mercado	5
2.1 Mercado Elétrico – Enquadramento Histórico	5
2.2 Funcionamento de Mercado – Análise Económica	8
2.3 Princípios de Mercados – Análise	12
2.3.1 Mercados em Concorrência Perfeita.....	15
2.3.2 Mercados em Monopólio.....	18
2.4 Conclusões para o trabalho da dissertação	19
Capítulo 3 Despacho económico para a geração de custos dinâmicos na operação 21	
3.1 Descrição da Metodologia	22
3.1.1 Curvas Específicas de Consumo de Combustível de geradores térmicos.	25
3.1.2 Combinação de Unidades Térmicas – GENSET	27
3.1.3 Curvas de consumo de Combustível de GENSET	28
3.1.4 Previsões Probabilísticas	28
3.1.5 Incerteza Agregada	30
3.1.6 Aptidão hora a hora de cada GENSET em períodos únicos de <i>Unit- Commitment</i>	31
3.1.6.1 Valores esperados para áreas de operação de risco diferentes	33
3.1.6.2 Análise de custos de risco sem considerar o sistema de segurança N-1.....	35
3.1.6.3 Inclusão do sistema de segurança N-1	35
3.1.6.4 <i>Unit-Commitment</i> Multi-Período.....	36
3.1.6.5 Caminhos não Testados	37
3.2 Caso de Estudo	38
3.2.1 Cenários de Estudo	39
3.2.2 Energia Eólica Desperdiçada	40

3.2.3	-Previsão probabilística de carga da rede e Energia eólica Resultados	41
3.2.4	-Resultados e Comparações.....	42
3.3	Utilidade do Despacho para os Objetivos da Dissertação	44
Capítulo 4	Geração de sinais de preço de eletricidade em sistemas insulares	47
4.1	Modelo de geração de sinais de preço	49
Capítulo 5	Resultados.....	61
5.1	Simulação do método.....	61
5.2	Análise de Sensibilidade.....	66
5.2.1	Variação das componentes fixas: Custos Fixos e Receitas Fixas.	67
5.2.2	Variação das tarifas: Tarifa Fixa e Tarifa Dinâmica	68
5.2.3	Variação da Partilha de Lucro.....	71
5.2.4	Comparação entre variação da Tarifa Dinâmica, da Partilha de Lucro e da Tarifa Fixa em relação à Carga Extra.....	73
Capítulo 6	Conclusão	77
6.1	Objetivos alcançados	77
6.2	Trabalhos Futuros	78
Referências	81

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada no sistema elétrico; PI – Produtores independentes.	5
Figura 2.2 - Estrutura vertical e horizontal do Sistema Elétrico [7].	6
Figura 2.3 - Modelo desagregado do sector elétrico [7].	8
Figura 2.4 - Variação da Preço de acordo com a Procura; Q – quantidade de um bem/serviço; P – preço [10];	9
Figura 2.5 - Deslocação da curva devido a determinantes da procura; Q – quantidade de um bem/serviço; P – preço [11];	9
Figura 2.6 - Variação da Oferta de acordo com o Preço; Onde Q representa a quantidade de um bem/serviço e P o seu preço [10].	10
Figura 2.7 - Variação da Oferta de acordo com o Preço [12].	11
Figura 2.8 - Representação gráfica da Oferta/Procura em Mercado; Q – Quantidade de um bem/serviço; P – Preço; S – Curva da Oferta; D – Curva da Procura.	12
Figura 2.9 - Custo, Receita e Lucro em Concorrência perfeita; RT – Remuneração total; CT – Custo total; L – Lucro; Q – Quantidade de produto.	17
Figura 2.10 - Maximização do lucro em Monopólio;	19
Figura 3.1 – Fluxograma das fases constituintes do método.	23
Figura 3.2 - Curvas específicas de consumo para cada grupo de geradores.	26
Figura 3.3 - Curvas de consumo de combustível para cada grupo de geradores.	27
Figura 3.4 - Exemplo de duas formas de representar as previsões ponto-a-ponto e as previsões probabilísticas de carga. (balança entre a procura total prevista e a previsão de energia renovável). À esquerda usando diretamente a função densidade probabilidade; À direita usando os quartis 5% e 45%.	29
Figura 3.5 - Representação da incerteza associada a uma hora específica e ao risco associado a um GENSET específico.	31
Figura 3.6 - Probabilidade do GENSET operar abaixo do seu mínimo técnico antes e depois do deslastre de eólica.	33
Figura 3.7 - Definição de quanta quantidade de energia eólica é necessária e possível deslastrear.	34
Figura 3.8 - Esquerda: Representação de todos os caminhos possíveis de um <i>Unit-Commitment</i> multiperíodo para h horas seguintes e com n GENSETs possíveis. Direita: Processo de <i>Backtracking</i> . GENSETs que não verifiquem a condição (30) não serão testados.	37
Figura 3.9 - Energia eólica disponível prevista e a energia eólica utilizada pela EDA.	40
Figura 3.10 - Comparação entre a previsão da carga da rede (local e probabilista entre os quartis 5 e 95%) e a carga de rede verificada com e sem limitação de energia eólica. Direita Comparação entre a previsão de energia eólica (local e probabilista entre os quartis 5 e 95%) e a verifica com e sem limitação de energia eólica.	41

Figura 3.11 - Resultados dos cenários considerados.	42
Figura 3.12 - Produção de energia dos geradores térmicos no despacho da EDA.	43
Figura 3.13 - Resultados dos cenários de estudo.	43
Figura 4.1 - Gráficos dos Custo P (Carga -0,5 MW) e Custo P (Carga +0,5 MW) (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	50
Figura 4.2 - Custo P e Receita por carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	52
Figura 4.3 - Lucro por unidade de carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	53
Figura 4.4 - Lucro específico em ordem à carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	54
Figura 4.5 - Preço Específico em função da carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	56
Figura 4.6 - Preço Específico por hora.	57
Figura 4.7 - Ganho da Empresa produtora e Ganhos do Consumidor (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	59
Figura 5.1 - Preço Específico e Lucro Marginal por unidade de carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	63
Figura 5.2 - Carga Extra produzida de acordo com a simulação inicial (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	64
Figura 5.3 - Gráfico dos Ganhos da Empresa e dos Consumidores para a simulação considerada (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	65
Figura 5.4 - Ganhos da Empresa e dos Consumidores com a alteração da Tarifa Fixa para 150 €/MWh (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	69
Figura 5.5 - Ganhos da Empresa e dos Consumidores com a alteração da Tarifa Dinâmica para 98 €/MWh (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	71
Figura 5.6 - Ganhos da Empresa e dos Consumidores com a alteração da Partilha de Lucro para 20% (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	72
Figura 5.7 - Carga Extra com a alteração da Partilha de Lucro para 20% (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	72
Figura 5.8 - Carga Extra com a alteração da Tarifa Dinâmica para 98 €/MWh (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).	74

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Dados do exemplo.	15
Tabela 2.2 - Resultados.	16
Tabela 2.3 - Características de um produto de uma empresa a operar em Monopólio.	18
Tabela 3.1 - Consumo específico de combustível de cada tipo de unidade de geração.	26
Tabela 3.2 - Custos discriminados e custos totais de uma solução de GENSET.	35
Tabela 3.3 - Descrição dos cenários considerados.	39
Tabela 3.4 - Parametrização dos cenários para otimização da <i>Unit Commitment</i> de período único ou multiperíodo.	39
Tabela 4.1 - Elasticidade considerada no modelo.	49
Tabela 5.1 - Parâmetros de entrada para o exemplo considerado; Simulação de uma semana.	61
Tabela 5.2 - Resultados para o exemplo considerado; Simulação de uma semana.	62
Tabela 5.3 - Resultados para o exemplo considerado com a alteração da Partilha do Lucro para 0%.	65
Tabela 5.4 - Tabela de resultados dos cenários considerados: Simulação inicial; Custos Fixos para 1000€/h; Receita Fixa para 3000€/h; Tarifa Fixa 95 €/MWh.	66
Tabela 5.5 - Tabela de resultados dos cenários considerados: Tarifa Fixa para 150 €/MWh; Tarifa Dinâmica para 98 €/MWh; Partilha de Lucro para 0%; Partilha de Lucro para 20%.	67

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

Cdf	Função Densidade Comulativa
EDA	Eletricidade dos Açores
GENSET	Grupo de geradores acionados para a produção de uma determinada carga
KDE	Estimador da densidade de KERNEL
Load	Carga da Rede
LoadShead	Deslastre de carga
max	Máximo
min	Mínimo
NWP	Numerical Weather Prediction
Pdf	Função Densidade Probabilidade
WindShead	Deslastre de energia eólica

Lista de símbolos

CO ₂	Dióxido de Carbono
g	Gramas
k	Kilo
M	Mega

W	Watt
Wh	Watt-hora
V	Volt
€	Euro
%	Por cento

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

Atualmente existem mercados de eletricidade que operam não só a nível nacional, mas igualmente em cooperação com outros mercados, formando estruturas integradas como é o caso do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que opera na Península Ibérica [1].

O mercado é aberto a todos os produtores e comercializadores, aceitando propostas de compra e venda de energia, operando de acordo com os níveis de oferta/procura, de modo a corresponder às necessidades dos seus intervenientes de uma forma justa e equitativa [2].

No entanto, devido ao tamanho e incapacidade de criar interligações entre regiões, tem sido difícil a implementação de um mercado energético concorrencial em sistemas insulares.

Tal dificuldade surge devido à impossibilidade de criação de um mercado em concorrência, aliado à falta de um modelo aplicável não só à previsão do consumo bem como à produção de energia, associada à queima de combustíveis fósseis (Centrais Elétricas) e proveniente de recursos renováveis.

Neste momento, a estrutura existente assenta num sistema de produção verticalmente integrado e monopolista, controlado por um operador que estabelece os preços de venda ao consumidor. Assim, o preço taxado é fixo sendo a produção regulada de acordo com a procura.

No entanto, este modelo de venda acaba por não ser eficiente uma vez que existe um mal aproveitamento da energia produzida a partir dos recursos renováveis, em detrimento da produção a partir de centrais elétricas. A título de exemplo, durante as horas de vazio, em muitos casos, tem que haver o deslastre de energia de proveniência renovável de modo a manter os geradores a operarem fora do seu mínimo técnico.

Este tipo de situação implica um mau aproveitamento de energia renovável e requer um novo padrão de funcionamento dos geradores de modo a que este possa ser minimizado. Desta forma, surge assim a necessidade de criar um modelo de previsão capaz de ter em conta a produção renovável, de modo a que esta seja corretamente aproveitada, e que considere igualmente a produção de energia proveniente das centrais elétricas.

Capítulo 1 Introdução

A diminuição da abundância dos recursos fósseis e o aumento consequente do seu custo, aliada às crescentes preocupações ambientais implicam uma maior promoção da eficiência da produção.

É essencial a promoção do equilíbrio energético. O modelo em questão tem que considerar a variabilidade e incerteza da produção de energia renovável bem como a quantidade de energia elétrica a despachar pelas centrais. Tal deve-se ao facto de a otimização do escalonamento de unidades térmicas levará a um melhor aproveitamento dos recursos energéticos renováveis. Porém, uma diminuição excessiva do despacho pelas unidades produtoras poderá levar a situações em que a reserva girante não é suficiente para corresponder à procura elétrica.

Por outro lado, a criação de um sistema de venda de energia inovador tem que assentar nestes princípios, de modo a ser capaz de balancear a produção de energia de acordo com as necessidades dos consumidores. Uma vez que apenas existe uma empresa produtora neste tipo de ambiente, esta terá muitos benefícios com a sua implementação [3] [4] [5].

Assim, torna-se imperativo a criação de um mecanismo de formação sinais de preço horário [6] de forma a incentivar a resposta dinâmica do consumo justo e vantajoso quer para o produtor quer para o consumidor. Trata-se, portanto, de um projeto desafiante e de extremo relevo no panorama energético e económico não só por permitir um maior fluxo de informação para o consumidor monitorizar os custos de energia e o seu valor ambiental, mas também porque esta interação permite que a empresa produtora encoraje o consumidor a alterar o seu comportamento de acordo com os níveis de consumo num determinado período do dia, beneficiando-o com essa alteração.

1.2 Objetivos

O objetivo desta dissertação é o estudo e criação de um mecanismo de geração de preços dinâmicos de eletricidade. A sua conceção terá como base os custos médios e custos marginais de produção horários. O modelo elaborado será aplicado a um caso de estudo real: Sistema Elétrico da ilha de S. Miguel, Açores; para um período de teste de uma semana.

Pretende-se assim a verificação da eficiência do modelo e, consequentemente, a validação dos resultados obtidos. É esperada a criação de um mecanismo que ressalve os interesses económicos da empresa produtora e dos consumidores, e que ao mesmo tempo, promova um sistema equitativo de comercialização de energia elétrica.

1.3 Estrutura do Documento

Este documento é constituído por seis capítulos. No capítulo 1 é feita uma introdução ao tema desenvolvido no decurso desta dissertação. É apresentada a contextualização do problema e são nomeados os objetivos a atingir.

No capítulo 2 é feita a exposição do estado da arte relativo ao tema, incluindo os conceitos base subjacentes ao estudo desenvolvido. É feita uma abordagem às temáticas associadas à gestão de um sistema elétrico e às ferramentas criadas para definir mercados económicos.

O capítulo 3 apresenta a metodologia utilizada para a obtenção do despacho económico, no sentido de determinar os custos de produção.

No capítulo 4 é definido o mecanismo desenvolvido e respetiva formulação matemática para geração de preços dinâmicos de eletricidade. É feita uma descrição detalhada de todo o processo e dos resultados previstos.

No capítulo 5 são expostos os resultados obtidos através da implementação do modelo criado e respetiva análise. Consideram-se vários cenários de acordo com diferentes valores para as varáveis de entrada.

O capítulo 6 apresenta as principais conclusões obtidas com o trabalho desenvolvido bem como eventuais trabalhos futuros a desenvolver com o mesmo foco.

Capítulo 2

Conceitos de Mercado

2.1 Mercado Elétrico - Enquadramento Histórico

Os mercados de eletricidade muito embora tenham começado a ser implementados em meados do século XIX, sofreram muitas mudanças desde então. Partindo de redes elétricas de pequena potência e extensão geográfica reduzida evoluíram para um modelo mais extenso e com níveis de tensão mais elevados.

Relativamente à estrutura de propriedade (Figura 2.1), muito embora o sistema elétrico de cada país possuísse características diferentes, estas têm um elemento em comum: as empresas que operavam nas áreas da produção, transporte e distribuição apresentavam estruturas verticalmente integradas. Estas atuavam, desde a produção até à venda de eletricidade, diretamente com o cliente final. Quando existiam várias empresas a operar no mesmo país, cada uma funcionava em áreas distintas de tal forma que não existia competição.

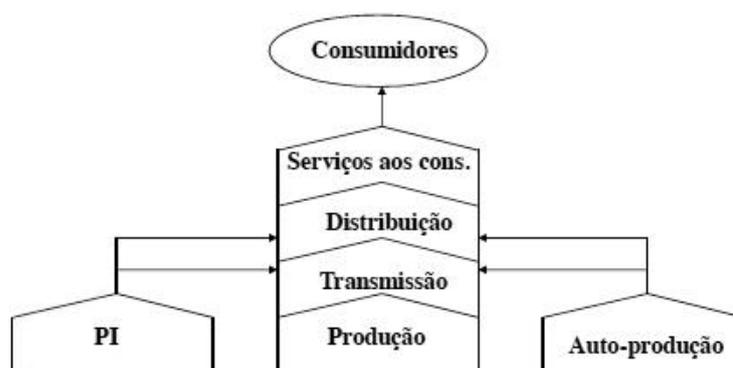


Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada no sistema elétrico; PI - Produtores independentes.

Assim, as empresas atuavam em monopólio, não havendo possibilidade de escolher o fornecedor de energia elétrica por parte do consumidor. As atividades de planeamento e expansão eram centralizadas, não existindo qualquer regulação independente relativamente a aspetos associados aos custos de produção, qualidade de serviço, proveitos, entre outros. Os

Capítulo 2 Conceitos de Mercado

serviços disponibilizados por parte das empresas eram escassos uma vez que o domínio do mercado em que atuavam o permitia.

Até aos anos 70, época em que ocorre o choque petrolífero, o ambiente de operação das empresas elétricas era estável e previsível o que permitia uma evolução do sistema de forma adequada e próspera. As cargas cresciam de forma estável e sustentável, o custo das infraestruturas não estava sujeito a grandes variações e as taxas de juro e de inflação eram baixas.

No entanto, a crise petrolífera, em 1973, trouxe grandes mudanças no panorama económico-financeiro. As taxas de juro e de inflação aumentaram drasticamente, surgiu uma maior variabilidade no consumo, começaram a emergir preocupações ambientais. Existiu uma desregulamentação de vários sectores industriais, o que permitiu a introdução de novos agentes nestes mercados.

O sistema elétrico não foi exceção e apareceram novas estruturas e modelos onde as empresas verticalmente integradas foram divididas por áreas de operação. Tal facto deu origem ao desenvolvimento de novos elementos e, por consequência, à concorrência em segmentos do sistema elétrico.

A implementação de mecanismos de mercado no sistema elétrico implicou ações de reestruturação, liberalização e re-regulamentação.

A reestruturação foi feita através da desverticalização do sector elétrico (Figura 2.2). Esta teve como consequência o surgimento de empresas produtoras e comercializadores bem como fornecedores de serviço - liberalização de acesso às redes. Apareceram assim novas estruturas na vertical e na horizontal de modo a permitir a existência de concorrência sem que nenhuma das entidades que operavam no mercado possuíssem posições dominantes.

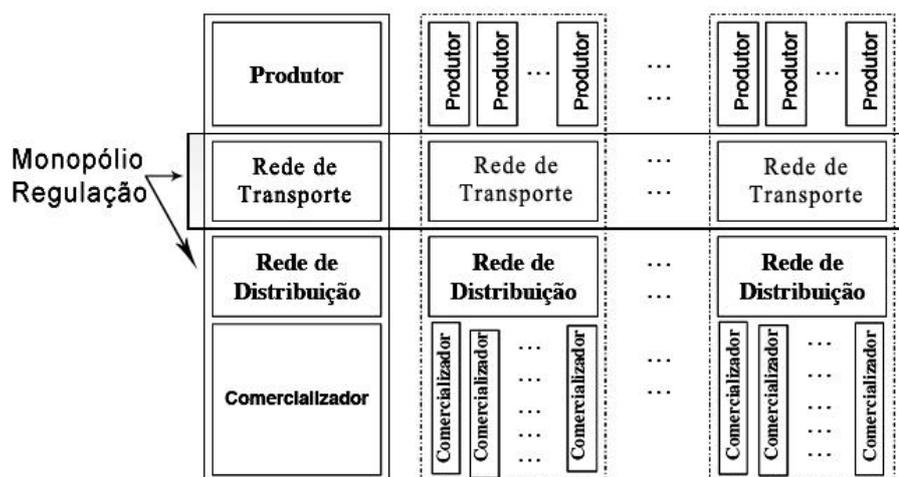


Figura 2.2 - Estrutura vertical e horizontal do Sistema Elétrico [7].

As atividades de produção e comercialização das empresas integradas puderam dar origem a uma ou mais empresas a operar nesse sector. As atividades associadas ao transporte poderiam

ser englobadas numa só empresa que funcionará em monopólio, tendo no entanto que se reger de acordo com uma regulação própria.

Todas estas medidas tomadas implicaram uma reorganização da regulamentação em vigor de modo a que esta se tornasse mais extensa e abrangente e que permita a coabitação dos novos agentes no mercado.

A reestruturação do sistema elétrico levou à criação de um sistema desintegrado e fortemente competitivo em todo o percurso desde a produção até ao consumidor.

Os extremos do sistema onde se encontram os sectores da produção, comercialização e intermediação financeira apresentam grande competitividade, ao passo que a distribuição é feita em forma de monopólio regulado.

A parte central da Figura 2.3 engloba atividades que anteriormente estavam ligadas apenas ao sector de transporte elétrico. Estas são definidas como:

- SC - Contratos Bilaterais - Instituição de contratos entre produtores e comercializadores ou clientes finais em que é acordada uma quantidade de energia a um determinado preço ao longo de um determinado período de tempo;
- AS - Serviços Auxiliares - Não obstante dos serviços de produção, transporte e distribuição, existe a necessidade de utilizar serviços auxiliares de modo a garantir níveis de qualidade, fiabilidade e segurança aceitáveis no fornecimento de energia elétrica. Estes incluem o controlo dos níveis de tensão, a produção de potência reativa ou reservas de energia elétrica [8];
- PX - Mercados Centralizados - gestão de mercados que aceitam ofertas de compra e venda de energia elétrica. Este tipo de atividade impõe determinadas restrições a estas ofertas, preço de potência e preço mínimo a receber pela venda de energia e preço máximo a pagar pela compra;
- TP - Rede de Transporte - Empresa responsável pelo transporte de energia que opera no mercado em monopólio natural;
- ISO - Operador Independente do Sistema - Tem como objetivo fazer a ligação entre a rede (TP) de transporte e os Mercados Centralizados (MC). Este efetua um conjunto de estudos para analisar a viabilidade do despacho económico efetuado pelos Mercados Centralizados. Se não ocorrer nenhuma violação das restrições, os despachos são considerados viáveis e os valores de produção são comunicados aos produtores, são

contratados serviços auxiliares adequados e a informação relativa aos trânsitos de potência é transmitida às empresas de transporte (TP).

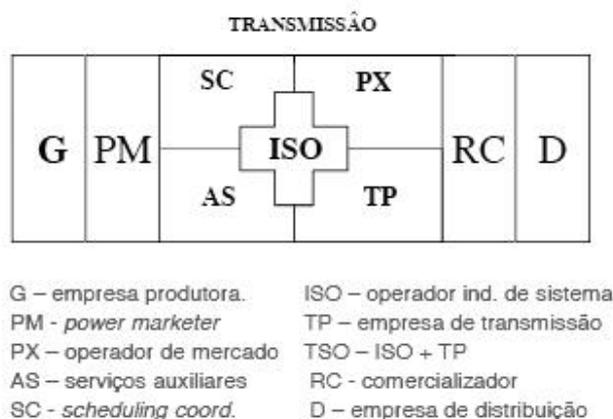


Figura 2.3 - Modelo desagregado do sector elétrico [7]

Desta forma, existe uma promoção do mercado enquanto sistema global aberto à participação de vários intervenientes [7].

2.2 Funcionamento de Mercado – Análise Económica

O estabelecimento de qualquer mercado tem vindo a evoluir ao longo do tempo, no entanto as suas bases permanecem inalteradas.

Este é definido como um local onde são feitas transações de um determinado bem ou serviço, sendo composto por um conjunto de vendedores e compradores, que interagem entre si segundo regras estipuladas de transações.

O preço de mercado associado a um determinado produto é definido por vários fatores sendo que converge num ponto de equilíbrio entre oferta e procura [9]:

- É o resultado da interação entre os vários agentes do mercado;
- Tem como base os custos de produção e a sua relevância para o consumidor;
- Reflete a abundância ou escassez dos recursos utilizados na sua produção.

Em mercados concorrenciais, onde existem vários intervenientes a operarem, a definição do preço de um determinado bem varia até um determinado ponto em que a procura de uma

determinada quantidade de produto a um determinado preço é correspondida pela mesma quantidade de oferta do produto, ao mesmo preço. É assim atingido um equilíbrio económico para o preço associado à procura de um determinado bem ou serviço [10].

A lei da Procura define que, mantendo todos os fatores afetos ao mercado constantes, se o preço de um bem/serviço aumentar, então ocorrerá uma diminuição da procura.

De acordo com a representação da Figura 2.4, uma determinada quantidade Q_2 tem um preço respetivo de P_2 . Se houver um aumento do preço, como pode ser verificado em P_1 , a respetiva quantidade de procura diminui. Por outro lado, a descida do preço para um valor de P_3 tem como consequência o aumento da procura Q_3 .

Quando existe uma procura baixa de um determinado bem/serviço a um preço elevado, esta reflete o grande interesse na compra e pode revelar o grau de escassez do produto; Quantidade Q_1 , Preço P_1 (Figura 2.4).

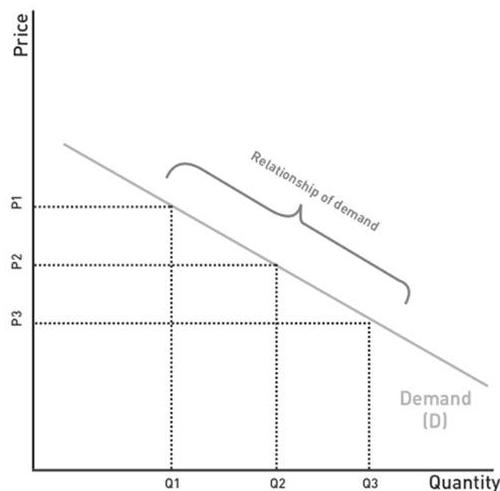


Figura 2.4 - Variação da Preço de acordo com a Procura; Q - quantidade de um bem/serviço; P - preço [10];

Por outro lado, uma quantidade de procura elevada a um preço baixo demonstra que existe uma grande abundância do produto, revelando tal facto pouco interesse demonstrado por parte do consumidor (Figura 2.5).

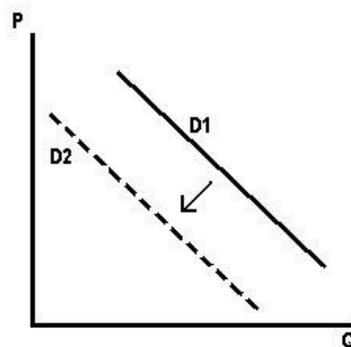


Figura 2.5 - Deslocação da curva devido a determinantes da procura; Q - quantidade de um bem/serviço; P - preço [11];

A variação na procura de um bem tem impactos na sua curva característica. Desta forma, um aumento na procura implica uma deslocação da curva para a direita; Figura 2.5, de D2 para D1. Tal reflete uma maior valorização do produto. Analogamente, uma diminuição da procura reflete-se na deslocação da curva para a esquerda; Figura 2.5, de D1 para D2.

Assim, existe uma relação de dependência entre ambas as variáveis. Um aumento do preço faz com que exista uma redução da procura, e o contrário também se verifica.

A lei da Oferta é inversa à lei da Procura e dita que se o preço de um determinado bem/serviço aumenta, então a oferta irá aumentar também. O contrário também se verifica.

De acordo com a Figura 2.6, é possível observar que quando o preço do bem/serviço aumenta de P1 para P2, a quantidade da oferta sofre um aumento correspondente. Desta forma, pode-se concluir que a quantidade da oferta está dependente da variação do preço.

Neste caso, quando existe uma quantidade pequena de produto a um preço igualmente baixo, existe um grande interesse em vender Q1,P1) (Figura 2.6), porém, quando o preço e quantidade são elevados, denota-se pouco interesse em fazê-lo.

Nesta lei, o preço de venda assume um papel de regulador de escoamento de produto. Considerando a venda de uma quantidade Q2 (Figura 2.6) a um preço P2 existem duas situações que podem surgir em mercado. O ponto de funcionamento pode tender para (Q3,P3) (Figura 2.6) o que indica que há muito escoamento do produto e, portanto, não é essencial vender o produto. Por outro lado, o ponto de funcionamento pode aproximar-se do ponto (Q1,P1) (Figura 2.6) o que pode demonstrar a dificuldade de escoar o produto do mercado e a necessidade de vender.

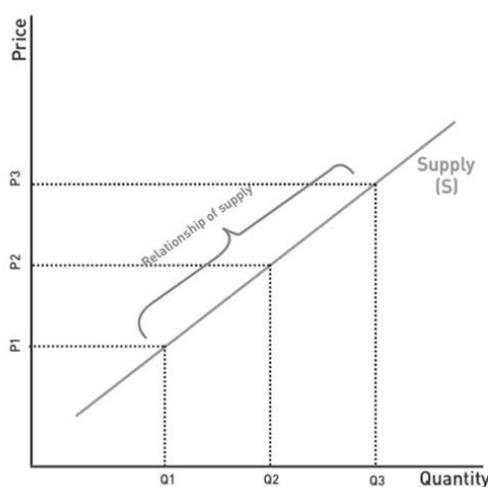


Figura 2.6 - Variação da Oferta de acordo com o Preço; Onde Q representa a quantidade de um bem/serviço e P o seu preço [10].

Quando existe uma alteração de um ou vários fatores que afetam o mercado que não o preço existe uma deslocação da curva da oferta (Figura 2.7).

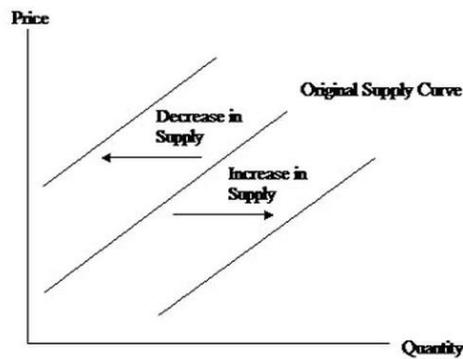


Figura 2.7 - Variação da Oferta de acordo com o Preço [12].

Quando esta deslocação é feita para a direita, significa que existe um aumento na oferta desse bem/serviço, ou seja, para cada preço do produto em questão, os produtores estão dispostos a produzir uma maior quantidade [12].

Por outro lado, quando existe uma deslocação para a esquerda, esta traduz-se em uma diminuição da oferta nesse bem. Para cada preço do bem, os produtores estão dispostos a produzir uma menor quantidade.

O equilíbrio do mercado é conseguido considerando ambas as leis num modelo único. Este define-se quando as quantidades de oferta e de procura se igualam. Para tal, é necessário que ambos os preços se igualem.

Não existe excesso de procura, nem excesso de oferta, atingindo-se um ponto de satisfação para ambas as partes.

No entanto, quando o preço de mercado em vigor é superior ao preço de equilíbrio existe um excesso de oferta. Quando este é inferior, dá-se um fenómeno de excesso de procura.

Considerando que o mercado é dinâmico e é influenciado por vários fatores, o equilíbrio é alterado quando um ou vários desses fatores, à exceção do preço, que influenciam a procura e/ou a oferta variam.

Tais mudanças implicam uma deslocação da curva de oferta e ou procura, dependendo das respetivas variações (Figura 2.8).

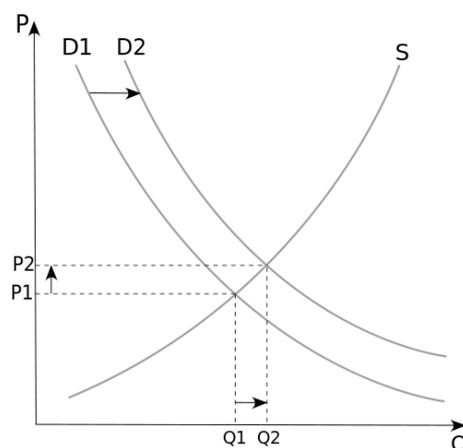


Figura 2.8 - Representação gráfica da Oferta/Procura em Mercado; Q - Quantidade de um bem/serviço; P - Preço; S - Curva da Oferta; D - Curva da Procura.

De acordo com a lei da Oferta e da procura representada na Figura 2.8, o Preço P de um determinado bem ou serviço é determinado pelo equilíbrio entre a produção e a procura a cada preço. Existe um aumento da procura de D1 (Figura 2.8) para D2, que terá como consequência um aumento P e na quantidade de produto vendida.

2.3 Princípios de Mercados – Análise

Existem vários tipos de mercados que surgem, de acordo com as condições físicas e económicas do local de implementação, e partem da concorrência perfeita ou competição total até ao monopólio, passando pela concorrência monopolista e oligopólios.

O conhecimento sobre cada um deles é essencial não só para compreender o comportamento das empresas que operam nesse sector, mas também como análise de reações do produto/serviço a tipos de mercados diferentes.

O modelo de competição perfeita assenta em três princípios básicos:

- Aceitação de preços;
- Homogeneidade de produtos;
- Livre entrada e saída.

Assim, existem variadas empresas no mercado, sendo que cada uma tem uma pequena participação, o que permite que os preços não sejam influenciados. Os produtos oferecidos são de igual valor e, portanto, a escolha recai ao cliente. Por último, as normas de operação de mercado permitem a entrada e saída das empresas, sem grandes objeções.

Relativamente ao monopólio, este refere-se a situações particulares de concorrência imperfeita, onde uma empresa opera sozinha no mercado, conseguindo influenciar diretamente o custo do seu produto [13].

Um exemplo deste tipo de mercado é a distribuição de energia em território nacional feito pela EDP.

Através de uma comparação direta entre ambos os tipos de mercado, são notórias várias diferenças. Primeiramente, o preço do produto é determinado de uma forma distinta. Em concorrência perfeita, cada produtor define o seu preço de produto de acordo com a oferta e com a procura. Por outro lado, em monopólio, a empresa define o preço de acordo com o seu ponto de maximização do lucro.

Segundamente, a reação do consumidor a um aumento do preço do produto é diferente. Se por um lado, em concorrência perfeita, um produtor aumentar o preço do seu produto e os restantes o mantiverem, então a sua percentagem de mercado diminuirá e será repartida pelos produtores que mantiveram o preço do seu produto constante. Por outro lado, em monopólio, uma vez que não existe concorrência, não existirá a preocupação em perder consumidores para outro produtor.

Relativamente à receita média (preço por unidade vendida) do produtor, em mercado com concorrência perfeita, esta iguala-se à receita marginal ao passo que em monopólio é equivalente à procura do mercado. Em equilíbrio, o preço do produto é igual ao custo marginal, no caso de concorrência perfeita, e em monopólio, é superior ao preço marginal e superior ao preço a aplicar em caso de concorrência perfeita.

Muito embora sejam tipos de mercados com características diferentes, o ponto de maximização do lucro é obtido da mesma forma, definindo-se como aquele em que a receita marginal igual o custo marginal.

O oligopólio define-se como sendo um mercado onde opera um pequeno número de empresas. Estas possuem produtos homogêneos e a sua filosofia de operação afeta os resultados das suas concorrentes.

A concorrência monopolista é um tipo de mercado onde as empresas comercializam produtos não totalmente diferenciáveis. Neste caso, cada empresa possui algum poder para influenciar o preço de mercado dos seus produtos [13].

Este mercado assenta nos seguintes pressupostos fundamentais [15].

Capítulo 2 Conceitos de Mercado

- Existe um elevado número de consumidores que, individualmente, não influenciam o preço do produto;
- Existe um grupo de empresas que vendem produtos não totalmente diferenciáveis. Este facto permite que estas definam o preço do seu produto;
- Não se assumindo como substitutos perfeitos, os produtos concorrentes têm um elevado grau de substituíbilidade;
- O número de empresas no mercado é suficientemente grande e a dimensão de cada suficientemente pequena para que cada uma não reconheça que cada concorrente responde às suas ações;
- A informação de preços e concorrentes pode não ser conhecida pelos consumidores;
- Todos os elementos constituintes do mercado partilham as mesmas funções custo e procura;
- As funções custo não dependem do tamanho do mercado nem dos produtos concorrentes;
- Não existem barreiras de entrada a novas empresas no mercado.

Um exemplo deste tipo de mercado é o mercado da restauração. De facto, dentro deste sector, existem variadas ofertas dentro das preferências de cada consumidor. Sendo uma área dinâmica e versátil, a entrada e saída de intervenientes é feita com facilidade.

Em qualquer mercado existe uma incessante necessidade de procurar a maximização do lucro de cada empresa. Assim, muito embora a realidade em cada mercado seja diferente, a determinação é calculada através da maior diferença possível entre a receita e os custos totais (1).

$$\text{Lucro} = \text{Receita Total} - \text{Custos Totais}, (1)$$

Desta forma, é essencial perceber qual é a quantidade de produto a fabricar que permite alcançar o lucro máximo.

A título de exemplo, será considerada uma empresa que produz um determinado produto X nos vários contextos de mercado, de modo a ser possível definir o seu comportamento para cada tipo de ambiente de mercado.

2.3.1 Mercados em Concorrência Perfeita

Supondo que a empresa fabrica o produto X opera num mercado concorrencial, com as características já mencionadas, sabe-se que esta não influencia o preço do mercado. As empresas que operam neste tipo de mercado definem-se como *price takers* [16]. Assim, são apenas uma de várias empresas produtoras do mesmo bem, não tendo capacidade para fixar o preço do produto num determinado valor. A quantidade de produto produzida é determinada de acordo com o preço de mercado e com os seus custos de produção.

Atentando na Tabela seguinte (Tabela 2.1), podem ser calculados alguns índices que permitem determinar qual o ponto de maximização do Lucro (1) e também a sua relação com a Remuneração Marginal (2) e com o Custo Marginal (3).

Tabela 2.1 - Dados do exemplo.

Produção (Qx)	Preço (Px)	Receita total (RTx)	Custo Total (CTx)
0	0	0	3
1	6	6	5
2	6	12	8
3	6	18	14
4	6	24	17
5	6	30	23
6	6	36	30
7	6	42	38
8	6	48	47

O cálculo da Receita Marginal (2) mostra a variação da receita quando a produção varia uma unidade, sendo definida pela seguinte expressão:

$$RMg = \frac{\Delta RT}{\Delta Qx} \quad (2)$$

Onde:

- RMg - Remuneração Marginal;
- ΔRT - Variação da Receita total;
- ΔQx - Variação da quantidade produzida.

Capítulo 2 Conceitos de Mercado

O Custo Marginal (3) segue o mesmo conceito da Receita Marginal, no entanto, aplica-se ao custo acrescentado devido à produção de mais uma unidade, sendo calculado através de:

$$CMg = \frac{\Delta CT}{\Delta Qx} \quad (3)$$

Onde:

- CMg - Custo Marginal;
- ΔRT - Variação do Custo total;
- ΔQx - Variação da quantidade produzida.

Aplicando as equações 1, 2 e 3 para os dados em questão obtemos a seguinte Tabela de resultados:

Tabela 2.2 - Resultados.

Produção (Qx)	Receita Total (RTx)	Custo Total (CTx)	Lucro (Lx)	Receita Marginal (RMgx)	Custo Marginal (CMgx)
0	0	3	-3	6	2
1	6	5	1	6	3
2	12	8	3	6	4
3	18	14	6	6	5
4	24	17	7	6	6
5	30	23	7	6	7
6	36	30	6	6	8
7	42	38	4	6	9
8	48	47	1	6	-

De acordo com os resultados obtidos (Tabela 2.2), é notório que o Lucro atinge o seu valor máximo quando o Custo Marginal é igual à Receita Marginal.

Enquanto a Receita Marginal for maior que o Custo Marginal, ao ser produzida uma unidade adicional, o Lucro irá aumentar. Por outro lado, quando maior for a diferença entre o Custo Marginal e a Receita Marginal, menor será o Lucro.

Assim:

- Se $RM_{gx} > CM_{gx}$:
 - Ao aumentar a produção, o Lucro será maior.
- Se $RM_{gx} < CM_{gx}$:
 - Ao aumentar a produção, o Lucro será menor.

Desta forma, o máximo será atingido quando $RM_g = CM_g$.

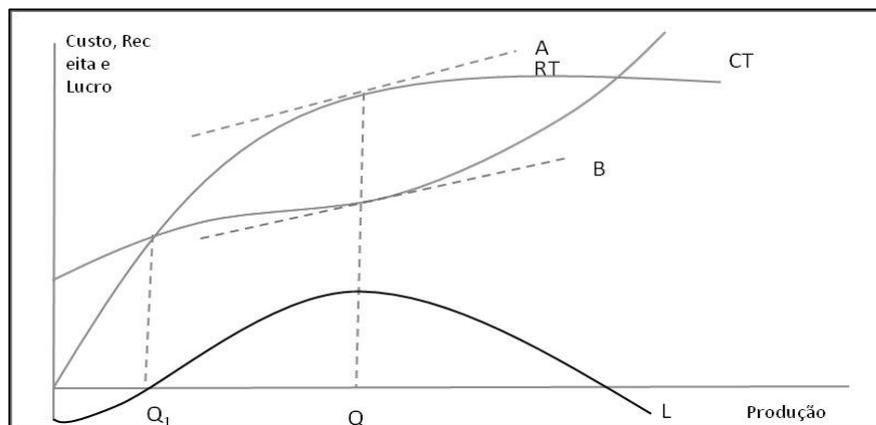


Figura 2.9 - Custo, Receita e Lucro em Concorrência perfeita; RT - Remuneração total; CT - Custo total; L - Lucro; Q - Quantidade de produto.

De acordo com a Figura 2.9, quando o declive da reta tangente às curvas da Remuneração Total e do Custo Total é igual, ou seja quando a Remuneração Marginal e o Custo Marginal se igualam, o Lucro atinge o valor máximo.

Matematicamente, tal conclusão pode ser justificada uma vez que o Lucro é máximo quando $\frac{dL}{dQ} = 0$.

Assim:

$$\frac{dL}{dQ} = \frac{dRT}{dQ} - \frac{dCT}{dQ}, \quad (4)$$

$$\leftrightarrow 0 = \frac{dRT}{dQ} - \frac{dCT}{dQ}, \quad (5)$$

$$\leftrightarrow \frac{dRT}{dQ} = \frac{dCT}{dQ}, \quad (6)$$

2.3.2 Mercados em Monopólio

Em monopólio, a produção e a oferta de um determinado bem ou serviço são feitas por uma única empresa, que opera sem qualquer concorrência. Desta forma, o produtor poderia variar o preço do seu produto, sem precisar de ter em consideração a sua participação no mercado.

Porém, a empresa não pode limitar-se a aumentar o preço do seu produto, correndo o risco de o consumidor não o comprar. Assim, muito embora esta empresa controle os preços do produto, se pretende maximizar o Lucro, não pode aumentar demasiado o preço, uma vez que corre o risco de a procura diminuir e, assim, a Receita não cobrir os Custos Totais (Tabela 2.3).

Tabela 2.3 - Características de um produto de uma empresa a operar em Monopólio.

Preço (Px)	Quantidade (Qx)	Receita Total (RTx)	Receita Marginal (RMgx)	Receita Média (RMex)
8	0	0	-	-
7	1	7	7	7
6	2	12	5	6
5	3	15	3	5
4	4	16	1	4
3	5	15	-1	3

Neste caso, a Receita Média, ou seja, a relação entre Receita Total e a quantidade produzida, é igual ao preço do mercado, podendo, assim, representar a curva da procura.

$$\text{Receita Média} = \frac{RTx}{Qx}, (6)$$

A maximização do Lucro para as empresas em situação de monopólio também se dará a partir da mesma racionalidade da concorrência perfeita, ou seja, quando o Custo Marginal iguala a Receita Marginal.

Assim, de acordo com a figura 2.10, pode-se verificar essa condição, bem como as condições de otimização para a empresa em questão.

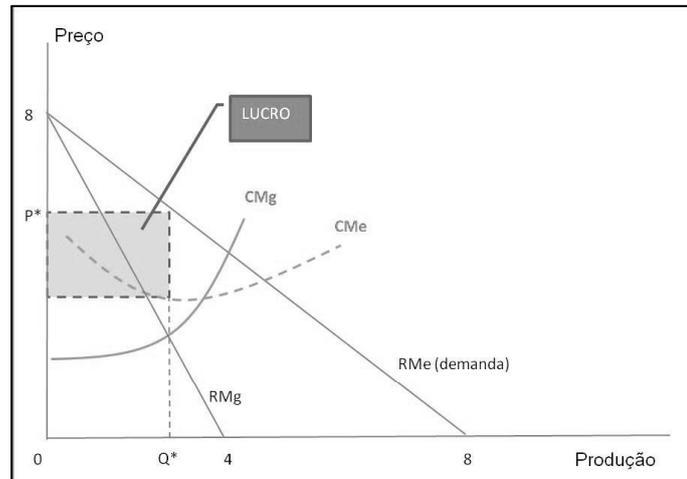


Figura 2.10 - Maximização do lucro em Monopólio;

Tendo em consideração que a curva da Remuneração Média é igual à curva da procura, o ponto ótimo será o (Q^*, P^*) , onde, como verificado anteriormente, a Remuneração Marginal e o Custo Marginal se iguala [17].

2.4 Conclusões para o trabalho da dissertação

Em sistemas insulares o mercado de energia elétrica existente é, tipicamente, monopolista regulado. Nele, empresa produtora e consumidores interagem de acordo com normas estabelecidas por uma entidade reguladora.

Neste tipo de sistemas, pequenos e isolados, a possibilidade de implementação de mercado com regulação natural do preço é diminuta, uma vez que a sua condição geográfica, dimensão e impossibilidade de ligação com outras redes, impedem o estabelecimento de vários agentes no mercado.

De facto, não existe capacidade para o sistema considerar vários agentes ao longo das cadeias de produção e comercialização e, portanto, a fixação de um mercado em concorrência.

Assim, considera-se uma empresa produtora, encarregue da produção de energia elétrica a abastecer os consumidores, regulada por uma entidade cuja competência é estabelecer a ligação entre os intervenientes de uma forma regulamentada.

Uma vez que a empresa produtora domina a sua área de negócio, é necessário a existência de uma agência que regule a sua atividade, caso contrário, esta poderia estipular o preço do seu produto, sem quaisquer entraves. Tal facto implicaria uma manipulação da procura de acordo com os seus interesses e uma enorme desvantagem para os consumidores.

Capítulo 2 Conceitos de Mercado

No entanto, e de acordo com o modelo estipulado anteriormente do mercado em monopólio, é possível determinar os proveitos da empresa produtora, atendendo à quantidade de produto vendida, de acordo com o preço de mercado.

Tal é possível através da utilização de (1), considerando os custos de produção e o lucro que advém da venda de energia elétrica.

Tendo esse facto em consideração, surgiu a possibilidade de haver uma partilha dos proveitos da empresa com os consumidores. Esta partilha permitirá incentivar o consumidor a utilizar energia elétrica em horas de menor consumo, onde é necessário deslastrar energia proveniente de recursos renováveis, para manter o nível de operação dos geradores térmicos dentro do seu limite. Por outro lado, o consumidor teria como recompensa, na forma de desconto, uma percentagem do lucro obtido pela empresa produtora.

Porém, de forma a poder ser implementado, é necessária uma entidade responsável pela regulação da partilha, caso contrário, seria impossível estabelecer uma partilha justa para ambas as partes. O objetivo desta implementação é criar um mecanismo de valor para o produtor e consumidor de modo a regular esta interação.

Capítulo 3

Despacho económico para a geração de custos dinâmicos na operação

O desenvolvimento do despacho económico para a geração de custos dinâmicos na operação é baseado em custos de produção. Para tal, nos sistemas insulares é utilizada esta simulação de despacho económico de modo a produzir valores previstos de custos de produção, sendo esta a base para a geração de preços dinâmicos.

O modelo apresentado neste capítulo foi já trabalhado no âmbito académico trabalhado em [18] e [19], sendo desenvolvido e implementado pela *Smartwatt*, no âmbito do projeto SINGULAR (*Smart and Sustainable Insular Electricity Grids Under Large-Scale Renewable Integration* [20]), estando detalhadamente descrito em [21] e em [22].

A integração de energia renovável em sistemas insulares, especialmente em horas de pico, pode diminuir o consumo de combustível e, assim, os custos do sistema. No entanto, devido à natureza altamente estocástica das componentes renováveis, como a componente eólica, surgem algumas situações que ainda requerem atenção.

Por exemplo, na ilha de S. Miguel, nos Açores, durante as horas de vazio, o sistema já se encontra saturado com energia renovável e, portanto, é necessário haver o deslastre de carga, de modo a que os geradores térmicos operem acima dos seus limites mínimos.

Este tipo de problema requer o desenvolvimento de uma metodologia de previsão a curto prazo, de modo a ser utilizada na otimização do despacho [6] [19] [23].

A minimização do número de unidades térmicas poderia ser uma solução para o aproveitamento integral da energia renovável, diminuindo assim o seu desperdício. No entanto, tendo em conta a volatilidade e dispersão da energia renovável, a redução da capacidade de produção das centrais térmicas pode levar a situações em que a procura é elevada, não sendo a reversa girante capaz de a suprimir.

De modo a ultrapassar este problema, foi criado um modelo que tem como base a análise de risco, associada à variabilidade e incerteza das fontes renováveis de energia. O despacho é feito de modo a minimizar a soma dos custos estipulados, baseados na análise dos custos de risco. Estes custos incluem os custos estimados de operação real e de operação fora da zona

normal. A estimativa destes custos é baseada na estimação de riscos, usando diretamente funções de densidade probabilísticas. De salientar que não é necessário considerar as reservas, uma vez que a simulação dinâmica já o faz.

O modelo consiste na avaliação das combinações de geradores térmicos no problema de *Unit-Commitment* para cada hora da carga, considerando a variabilidade da previsão bem como a falha de uma unidade produtora. Os custos de arranque são considerados, usando uma técnica de programação dinâmica. Na função objetivo são consideradas as curvas de consumo de combustível (FCC) das unidades térmicas, a probabilidade de os geradores térmicos operarem dentro/fora da sua zona normal de operação e probabilidade de, após deslastre de energia eólica, o sistema operar de forma normal.

Os resultados deste modelo demonstram que é possível minimizar a energia proveniente do aproveitamento eólico bem como reduzir a energia produzida por unidades térmicas sob condições desaconselhadas.

O processo de despacho é constituído por vários módulos, entre eles o *Unit-Commitment*. Este é responsável pela seleção de geradores a funcionar numa determinada hora de operação, minimizando os custos globais.

O sistema é afetado por vários tipos de incerteza, desde os erros de previsão até à saída de serviço inesperada de um gerador. Estes tipos de problema têm que ser tidos em conta na otimização do *Unit-Commitment*. Para tal, é definida uma reserva, que tem que atuar em caso de falha do sistema. Existem duas alternativas para calcular a reserva, técnicas determinísticas ou técnicas probabilísticas.

No caso de técnicas determinísticas, a reserva girante é determinada através de uma percentagem da carga em horas de pico ou define-se como sendo igual à potência mais elevada de cada unidade produtora. Em todo o caso, pode-se optar por aplicar ambas as estratégias.

Neste tipo de abordagem, a incerteza não é explicitamente modelizada o que pode levar a soluções economicamente inviáveis.

A nível probabilístico, a programação estocástica é um dos métodos mais usados, uma vez que permite determinar a reserva implicitamente, através da incorporação explícita da natureza estocástica da incerteza, normalmente através da consideração de um cenário

3.1 Descrição da Metodologia

O objetivo desta aplicação é desenvolver um despacho a curto prazo para sistemas elétricos insulares, baseado na análise de riscos, tendo em conta a variabilidade e incerteza das fontes renováveis de energia, especialmente a componente eólica.

O método é dividido em duas fases: *offline* e *online*.

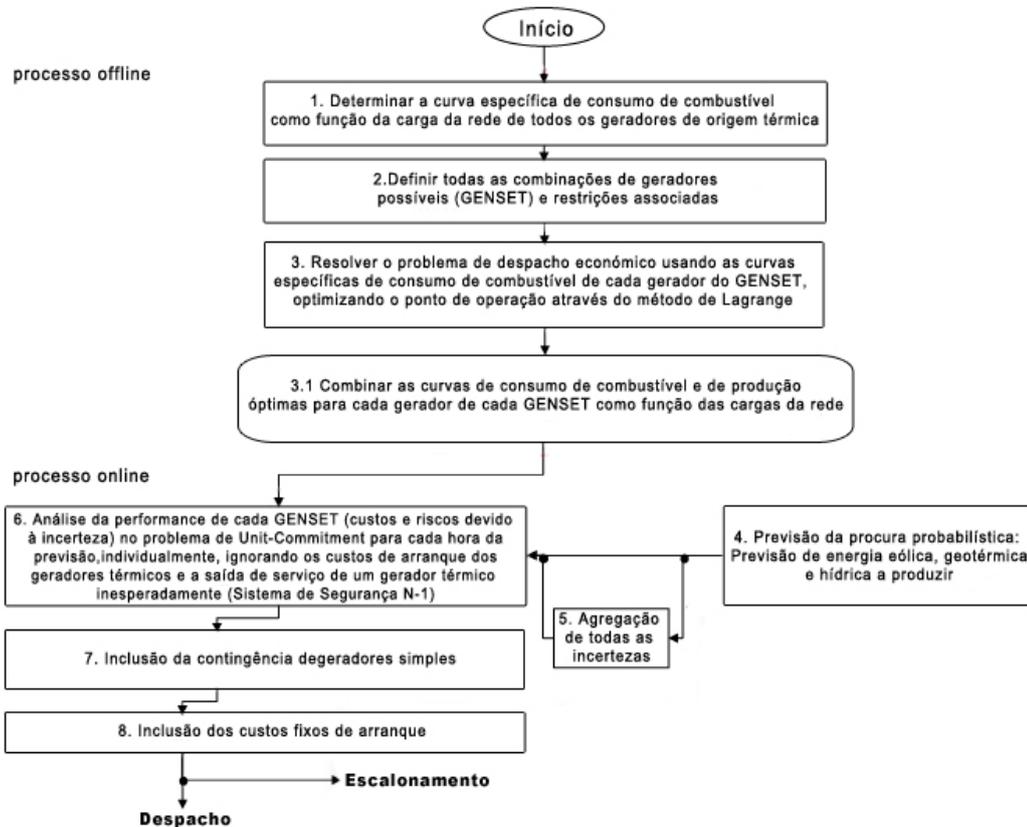


Figura 3.1 - Fluxograma das fases constituintes do método.

- **Offline** - Todos os cálculos nesta fase são feitos uma vez. Primeiro, determina-se a curva do consumo de combustíveis de cada unidade térmica através da informação do consumo de combustíveis específicos.

No **passo 2**, são identificadas todas as combinações possíveis de unidades térmicas que poderiam estar em operação, para a produção de uma determinada carga. Pretende-se, assim, construir uma base de dados de curvas de consumo de combustível ótimas de um sistema constituído por várias unidades térmicas e curvas de produção de cada gerador pertencente a um GENSET específico, como resultado de uma determinada carga quando vários geradores são combinados.

Tal é conseguido através da resolução de um despacho económico usando as curvas (quadráticas) de consumo de combustível determinadas no **passo 1** e utilizando o método de *Lagrange* do **passo 3**.

1. Determinar a curva específica de consumo de combustível como função da carga da rede de todos os geradores de origem térmica;

Capítulo 3 Despacho económico para a geração de custos dinâmicos na operação

2. Definir todas as combinações de geradores possíveis (GENSET) e restrições associadas;
3. Resolver o problema de despacho económico usando as curvas específicas de consumo de combustível de cada gerador do GENSET, otimizando o ponto de operação através do método de *Lagrange*.
- 3.1. Combinar as curvas de consumo de combustível e de produção ótimas para cada gerador de cada GENSET como função das cargas da rede.

- **Online** - No **passo 4**, é determinada a previsão probabilística da procura e dos recursos de energia renovável para um tempo máximo de sete dias. Esses modelos de previsão utilizam dados do NWP (*Numerical Weather Predictions*) e são atualizados quatro vezes por dia.

No **passo 5**, é assumido que todas as variáveis previstas são variáveis estatisticamente independentes, de modo que a incerteza pode ser obtida através de convulsões. Para cada hora de previsão, a eficiência do GENSET é testada. Os riscos de redução de energia eólica e hídrica resultantes deste processo são consideradas através de uma função objetivo, a minimizar.

Finalmente, a probabilidade da saída de serviço forçada dos geradores térmicos e os seus custos de arranque serão incorporados na otimização.

4. Previsão da procura probabilística; Previsão de energia eólica, geotérmica e hídrica a produzir;
5. Agregação de todas as incertezas;
6. Análise da performance de cada GENSET (custos e riscos devido à incerteza) no problema de *Unit-Commitment* para cada hora da previsão, individualmente, ignorando os custos de arranque dos geradores térmicos e a saída de serviço de um gerador térmico inesperadamente (Sistema de Segurança N-1);
7. Inclusão da contingência de geradores simples;
8. Inclusão dos custos fixos de arranque.

O objetivo de todo o processo é determinar qual o melhor GENSET que minimize os custos do *Unit-Commitment* para h horas à frente.

3.1.1 Curvas Específicas de Consumo de Combustível de geradores térmicos

O sistema de geração de energia elétrica na ilha de S. Miguel, nos Açores, é constituída por:

- 2 centrais geotérmicas;
- 1 parque eólico;
- 7 centrais de aproveitamento hídrico;
- 1 central termoelétrica constituída por:
 - 4 geradores pequenos;
 - 4 geradores grandes.

A central termoelétrica utiliza petróleo como principal combustível, à exceção de períodos de arranque e paragem, em que usa petróleo e gasóleo [24]. De acordo com a EDA (Eletricidade dos Açores), esta central termoelétrica é constituída por 8 geradores, divididos em dois grupos com características diferentes e com os seus limites de operação em regime estacionários(a):

$$3848 \text{ kW} \leq P_{G1-G4} \leq 7200 \text{ kW} \quad e \quad 8410 \text{ kW} \leq P_{G5-G8} \leq 16500 \text{ kW}$$

Onde P_{G1-G4} e P_{G5-G8} são referentes à potencia produzida pelos geradores $G_1, G_2, G_3, G_4, G_5, G_6, G_7$ e G_8 . Para minimizar os custos associados à operação dos geradores, é necessário determinar a curva específica de consumo de combustível de cada um.

As curvas específicas de consumo (SFCC), em g/kWh, de cada gerador térmico disponível no estudo realizado são moduladas. O desenvolvimento das SFCC é não linear e apresenta características semelhantes às desenvolvidas e usadas em [24], de modo a otimizar a previsão dos geradores e, assim, reduzir o consumo de combustível da plataforma petrolífera.

Os valores utilizados para construir as SFCC de cada unidade produtora foram fornecidos pela EDA e são representados na Tabela 3.1. A percentagem de produção é calculada relativamente à potência máxima permitida em regime estacionário de cada unidade de geração.

Tabela 3.1 - Consumo específico de combustível de cada tipo de unidade de geração.

Produção (%)	Produção (kW)		Consumo Específico de Combustível (g/kWh)	
	Grupo 1 a 4	Grupo 5 a 8	Grupo 1 a 4	Grupo 5 a 8
50	3600	8250	222	218
75	5400	12375	213	207
100	7200	16500	212	205

A Figura 3.2 apresenta as SFCC modeladas, através de funções polinomiais de segunda ordem entre metade e a totalidade das capacidades dos geradores em regime estacionário.

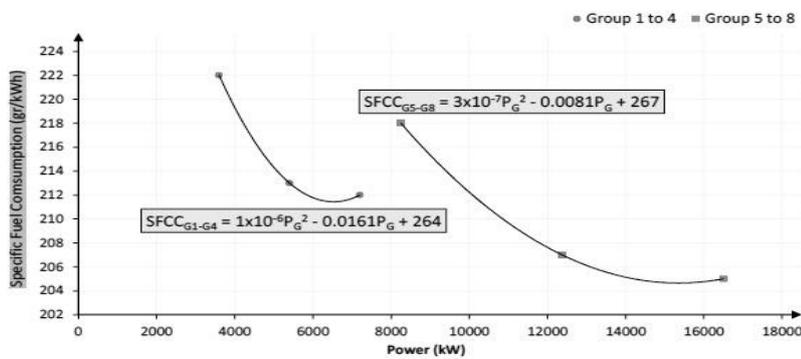


Figura 3.2 - Curvas específicas de consumo para cada grupo de geradores.

As SFCC de cada grupo de geradores têm consumos mais elevadas quando operam perto do seu mínimo técnico, e existe uma eficiência ótima perto da zona de funcionamento com capacidade nominal.

O consumo de combustível é calculado (em g/h) através da multiplicação do valor do consumo específico de combustível (em g/kWh) pela potência (kW) produzida pelos geradores.

A curva de consumo de combustível (FCC) da Figura 3.3, relaciona o combustível total consumido em uma hora, quando os geradores estão a produzir uma determinada potência.

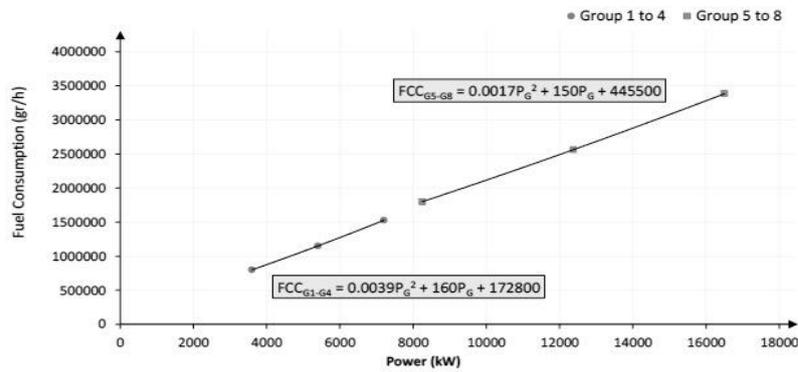


Figura 3.3 - Curvas de consumo de combustível para cada grupo de geradores.

As equações (7) e (8) são utilizadas para otimizar o escalonamento de cada tipo de gerador térmico:

$$FCC_{G1-G4}(P_G) = 0,00389 * P_G^2 + 160 * P_G + 172800(g/h), (7)$$

$$FCC_{G5-G8}(P_G) = 0,00170 * P_G^2 + 150 * P_G + 445500(g/h), (8)$$

Em que:

- $FCC_{G1-G4}(P_G)$ - Curva de consumo dos geradores G_1, G_2, G_3, G_4 . Estes tipos de geradores serão designados por P;
- $FCC_{G5-G8}(P_G)$ - Curva de consumo dos geradores G_5, G_6, G_7 e G_8 . Estes tipos de geradores serão designados por G;
- P_G - Potência gerada por cada unidade térmica.

3.1.2 Combinação de Unidades Térmicas - GENSET

Uma vez que existem 8 geradores na central termoelétrica, podem ser consideradas 255 ($\sum_{k=1}^8 C_k^8$) combinações possíveis de unidades produtoras a alimentar uma carga específica. Cada combinação é denominada de GENSET.

Neste estudo são considerados dois tipos de GENSET:

- **GENSET Período Único** - Considerado quando são desprezados custos de arranque. Este é vantajoso uma vez que existem vários geradores com as mesmas características e, assim, GENSETs semelhantes são tratados da mesma maneira, evitando repetir cálculos e bases de dados enormes. Por exemplo, um $\text{GENSET}_{SP \times PyG}$ é um GENSET que em que estão a operar x geradores com uma capacidade de 7200 kW (tipo P) e y geradores com uma capacidade de 16500 kW (tipo G);
- **GENSET Multiperíodo** - Considerado quando os custos de arranque são tidos em conta. Tal é necessário para evitar situações *ON* e *OFF* de vários geradores com as mesmas características em horas consecutivas.

3.1.3 Curvas de consumo de Combustível de GENSET

Como foi explicado anteriormente, o processo *offline* serve para pré-definir uma base de dados de curvas ótimas de consumo de combustível e curvas de produção combinadas de cada gerador correspondentes a um determinado GENSET. Estas são definidas como uma função da carga produzida quando diferentes geradores são combinados numa operação.

Para tal, o despacho económico é resolvido usando as curvas de consumo de combustível calculadas em (6) e (7), utilizando o método de *Lagrange* para otimizar o ponto de operação.

A base de dados será criada através da repetição do processo anterior para os restantes GENSET de período único.

3.1.4 Previsões Probabilísticas

As previsões de carga probabilísticas, como aquelas representadas na Figura 3.4, conjuntamente com as características do GENSET permitem estimar os custos da operação baseando-se na probabilidade dos geradores térmicos operarem dentro/fora dos seus limites de operação.

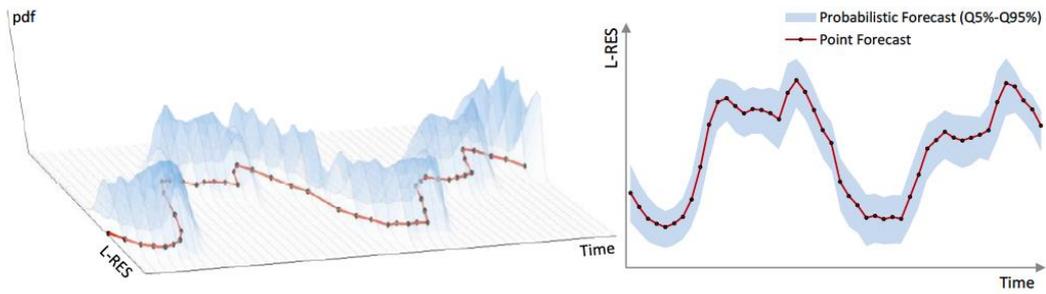


Figura 3.4 - Exemplo de duas formas de representar as previsões ponto-a-ponto e as previsões probabilísticas de carga. (balança entre a procura total prevista e a previsão de energia renovável). À esquerda usando diretamente a função densidade probabilidade; À direita usando os quartis 5% e 45%.

A linha vermelha com os pontos pretos representam o valor único previsto de carga que os geradores térmicos devem satisfazer. No entanto, existe uma incerteza associada à previsão probabilística e, portanto, existe a probabilidade de o valor real ser superior ou inferior ao valor previsto. Nestes casos, é necessário tomar medidas como o deslastre de carga ou de energia renovável para manter o nível normal de operação.

Todas as previsões de variáveis, carga e recursos de energia renovável, são feitas através da estimação da densidade de *Kernel* [25] [26] [27], que tem vindo a ser utilizada para a previsão da densidade força do vento. Este método prevê a densidade de energia para o dia seguinte usando a média pesada dos dados passados e, usando o *Kernel* como função peso, calcula a contribuição de combinações passadas de variáveis explicativas e variáveis observadas, dando mais importância aos outputs passados que foram obtidos nas mesmas condições para o dia seguinte.

No modelo de previsão desenvolvido, foi selecionado um *Kernel* Gaussiano para todas as variáveis usadas. Após a obtenção a função de densidade probabilidade (pdf) utilizando o KDE, é feita uma aproximação a uma distribuição beta. Esta é uma boa aproximação para modelizar variáveis com limites mínimos e máximos, como é o caso da energia eólica [28] e é definida por:

$$f(x, \alpha, \beta) = \left(\frac{x^{\alpha-1} * (1-x)^{\beta-1}}{B[\alpha, \beta]} \right), \quad (9)$$

Onde:

- $B[\alpha, \beta]$ - Constante de modelização que garante a probabilidade é integrada para 1;

- x - é definido entre $[0,1]$;
- Parâmetros α, β são superiores a 1.

Para além de permitir a avaliação da distribuição de uma forma contínua, o ajuste da distribuição permite simular aproximadamente a distribuição obtida, através de apenas alguns parâmetros.

Os parâmetros α, β , (10) e (11), que têm que ser calculados a cada hora estão relacionados com a média e com a variância da distribuição. Estes podem ser obtidos pelo método dos momentos [28] de tal forma:

$$\alpha = \frac{(1-\mu)*\mu^2}{\vartheta} - \mu, (10)$$

$$\beta = \frac{(1-\mu)}{\mu} * \alpha, (11)$$

Sendo μ a média e ϑ a variância da densidade original.

3.1.5 Incerteza Agregada

Depois de previstas todas as variáveis é necessário calcular a carga da rede, definida pela carga total menos o valor total de energia renovável disponível:

$$L_{net} = Load - RES, (12)$$

$$RES = Geotérmica + Hídrica + Eólica, (13)$$

No desenvolvimento do escalonamento baseado em risco, é igualmente necessário calcular a probabilidade das unidades termoelétricas produzirem um nível apropriado de carga, após o deslastre de energia eólica:

$$\overline{L_{net}} = \overline{Load} - \overline{RES}, (14)$$

$$\overline{RES} = \text{Geotérmica} + \text{Hídrica}, (15)$$

Na literatura, as previsões de carga e energia eólica são frequentemente consideradas variáveis independentes [29]. Neste caso, assumindo que a previsão de energia renovável de várias fontes são variáveis independentes [30], então a sua soma pode ser obtida através de convulsões.

A função densidade probabilidade da carga da rede é calculada através da convulsão entre a previsão da pdf da carga total pelo simétrico da previsão pdf dos recursos de energia renovável [30]. Após a convulsão destas variáveis, o pdf obtido é, novamente aproximado a uma distribuição beta que usa as equações (10) e (11).

3.1.6 Aptidão hora a hora de cada GENSET em períodos únicos de *Unit-Commitment*

3.1.6.1. Área de Operação de Risco

Uma previsão beta de pdf e cdf (função densidade cumulativa) da carga da rede para uma hora específica é apresentada na Figura 3.5.

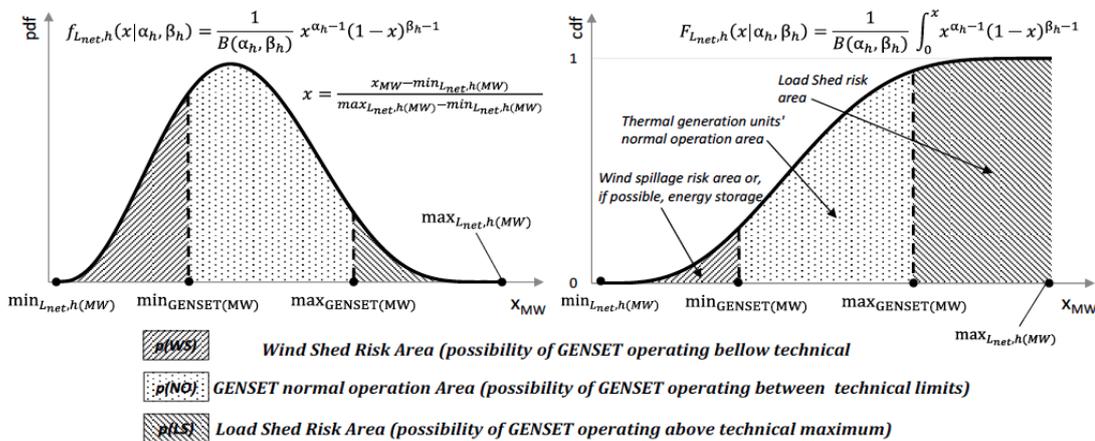


Figura 3.5 - Representação da incerteza associada a uma hora específica e ao risco associado a um GENSET específico.

De modo a apresentar todas as áreas de risco de operação, todos os limites técnicos de um GENSET específico são representados na Figura 3.5:

Capítulo 3 Despacho económico para a geração de custos dinâmicos na operação

- $f_{Lnet,h}(x|\alpha_h, \beta_h)$ - Função densidade probabilidade beta da carga da rede, e devolve a valor do pdf beta do valor x , utilizando os parâmetros correspondentes α_h e β_h na hora h ;
- $(x|\alpha_h, \beta_h)$ - Função densidade cumulativa beta da carga da rede, e devolve a valor do cdf beta do valor x , utilizando os parâmetros correspondentes α_h e β_h na hora h ;
- Em ambos os caso, o valor de x é um valor de previsão para a carga da rede normalizado entre 0 e 1.

Como pode ser observado na Figura 3.5, existem três áreas diferentes de operação:

- *Wind Shed Risk Area* (Deslastre de Eólica) - Esta área representa o risco dos geradores térmicos operarem abaixo dos seus limites técnicos, o que pode acontecer devido à integração de energia renovável ou à baixa procura;
- *Load Shed Risk Area* (Deslastre de Carga) - Esta área representa a probabilidade da carga da rede ser superior à capacidade total das unidades produtoras. Ou seja, representa a possibilidade da procura não ser satisfeita numa determinada hora h ;
- *Normal Operation Area* (Área de operação normal) - Representa a probabilidade de os geradores térmicos operarem dentro dos seus limites de operação, para uma dada hora h .

Idealmente, para evitar deslastre de carga ou de eólica, ou para que os limites dos geradores não sejam violados, a cada hora deve ser escolhido um GENSET que respeite as seguintes restrições:

$$\min_{GENSET} \leq \min_{Lnet,h} \text{ e } \max_{GENSET} \geq \max_{Lnet,h}$$

No entanto, devido ao carácter discreto das soluções, esta condição não podia ser verificada, na maioria dos casos.

Por exemplo, a limitação da injeção de energia eólica poderia não ser suficiente para subir o valor mínimo da carga da rede para um valor superior a \min_{GENSET} (Figura 3.6).

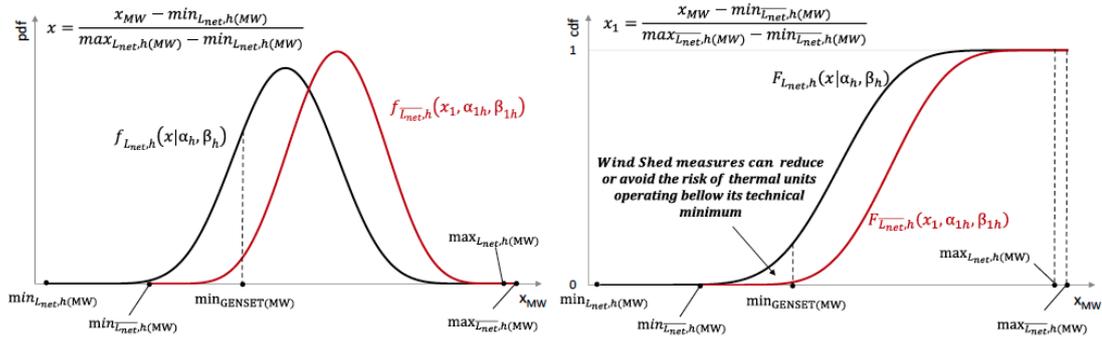


Figura 3.6 - Probabilidade do GENSET operar abaixo do seu mínimo técnico antes e depois do deslastre de eólica.

Esta situação é atenuada, embora não acabe com o risco de os geradores térmicos operarem abaixo do seu limite técnico.

Na Figura 3.6:

- $f_{Lnet,h}(x|\alpha_h, \beta_h)$ - Representa a função densidade probabilidade beta da carga da rede, e devolve a valor da pdf beta do valor x, utilizando os parâmetros correspondentes α_h e β_h na hora h;
- $F_{Lnet,h}(x|\alpha_h, \beta_h)$ - Representa a função densidade cumulativa beta da carga da rede, e devolve a valor da cdf beta do valor x, utilizando os parâmetros correspondentes α_h e β_h na hora h;

3.1.6.1 Valores esperados para áreas de operação de risco diferentes

Para além de definir várias áreas de risco, é essencial determinar os valores esperados. Quando existe probabilidade de deslastre de energia eólica é necessário calcular qual a quantidade de eólica a deslastrar.

Por outro lado, em determinadas horas, a quantidade necessária de produção renovável a deslastrar é superior à quantidade de energia eólica produzida. Neste caso, o valor de $E(Gen_{shed})_h$ é superior à energia eólica esperada para a hora h, $E(W)_h$. Nesta situação, o valor de $E(WS)_h$ é o valor mínimo de (15):

$$E(WS)_h = \begin{cases} 0, & \text{se } p(WS)_h = 0 \\ \min \left[F_{Lnet,h}^{-1} \left(\frac{p(WS)_h}{2}, \alpha_h, \beta_h \right), F_{w,h}^{-1}(0,5, \alpha_{2h}, \beta_{2h}) \right], & \text{se } p(WS)_h > 0 \end{cases}, \quad (16)$$

Para estimar a $E(W)_h$, energia eólica a deslastrar, é necessário obter o inverso da função densidade cumulativa beta da previsão da carga da rede e do recurso eólico, $F_{Lnet,h}^{-1}(p, \alpha_h, \beta_h)$ e $F_{W,h}^{-1}(0,5, \alpha_{2h}, \beta_{2h})$, respetivamente (Figura 3.7).

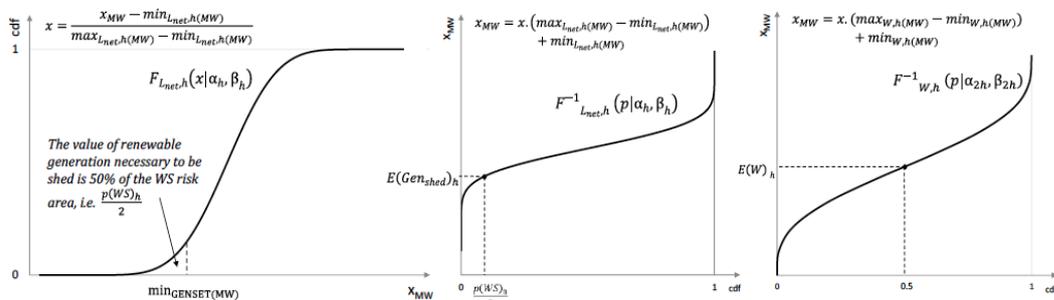


Figura 3.7 - Definição de quanta quantidade de energia eólica é necessária e possível deslastrar.

Estas funções inversas são usadas para estimar o valor esperado com uma dada probabilidade p , e os parâmetros α_h e β_h para a hora h . $E(Gen_{shed})_h$ é o valor esperado da área de risco de deslastre de eólica e o $E(W)_h$ é o valor previsto de energia eólica para o quartil 0,5.

As previsões feitas através da função inversa de F são normalizadas, variando entre 0 e 1. Para obter os valores em MW é necessário desnormaliza-las.

Da mesma forma, é possível estimar o Δp (limite de violação inferior) quando os geradores operam abaixo do seu limite mínimo após o deslastre de eólica, na hora h :

$$E(\Delta p|WS)_h = \begin{cases} 0, & \text{se } \min_{GENSET} \leq \min_{Lnet,h} \\ \min_{GENSET} - \left[F_{Lnet,h}^{-1} \left(\frac{p(\min|WS)_h}{2}, \alpha_{1h}, \beta_{1h} \right) \right], & \text{se } \min_{Lnet,h} < \min_{GENSET} \\ \min_{GENSET} - F_{Lnet,h}^{-1}(0,5|\alpha_{1h}, \beta_{1h}), & \text{se } \min_{GENSET} \geq \max_{Lnet,h} \end{cases} \quad (17)$$

Os valores esperados para o deslastre de carga, na hora h , serão:

$$E(LS)_h = \begin{cases} 0, & \text{se } p(LS)_h = 0 \\ F_{net,h}^{-1} \left(1 - p(LS)_h + \frac{p(LS)_h}{2}, \alpha_h, \beta_h \right) - \max_{GENSET}, & \text{se } p(LS)_h > 0 \end{cases} \quad (18)$$

Os valores normais da geração na área de operação normal:

$$E(NO)_h = \begin{cases} 0, & \text{se } p(WS)_h = 1 \text{ ou } p(LS)_h = 1 \\ F_{net,h}^{-1} \left(\frac{1-p(LS)_h+p(LS)_h}{2}, \alpha_h, \beta_h \right) - max_{GENSET}, & \text{se } 0 < p(WS)_h < 1 \text{ e } 0 < p(LS)_h < 1 \end{cases}, (19)$$

3.1.6.2 Análise de custos de risco sem considerar o sistema de segurança N-1

Para finalizar a avaliação de cada GENSET, ignorando o sistema de segurança, é necessário calcular os custos esperados quando este opera em diferentes condições. Os custos associados ao deslastre de carga e de energia eólica, na hora h, têm penalizações lineares.

Tabela 3.2 - Custos discriminados e custos totais de uma solução de GENSET.

Custos (€) na hora h	Expressão
Custo do deslastre de energia eólica	$Cost_{WS,h} = p(WS)_h * Cost_{WIND SHED} \text{ €/MWh}$
Custo do deslastre de carga	$Cost_{LS,h} = p(LS)_h * E(LS)_h * Cost_{LOAD SHED} \text{ €/MWh}$
Custo da violação dos limites técnicos mínimos do GENSET depois do deslastre de energia eólica	$Cost_{min WS,h} = p(\min WS)_h * E(\Delta p WS)_h * Cost_{MINIMUM VIOLATION} \text{ €/MWh}$
Custos de consumo de combustível dos geradores térmicos	$Cost_{NO,h} = [p(NO)_h * F_T(E(NO)_h) + p(LS)_h * F_T(max_{GENSET}) + p(WS)_h * F_T(\min_{GENSET}) + p(\min WS)_h * F_T(\min_{GENSET})] * cost_{FUEL} \text{ €/g}$
Custos totais baseados na análise de risco de um GENSET específico à hora h	$Fit_{GENSET,h} = Cost_{NO,h} + Cost_{WS,h} + Cost_{LS,h} + Cost_{min WS,h}$

De acordo com a Tabela 3.2, para estimar o impacto de cada porção de custos no custo total, é utilizada uma combinação da probabilidade de cada área de operação e do valor previsto para a mesma área.

3.1.6.3 Inclusão do sistema de segurança N-1

Para emular a perda de um gerador, é definida uma probabilidade média de falha de qualquer gerador a funcionar - λ .

Quando, por exemplo, um $GENSET_{SP 1P1G}$ está em operação, existe a possibilidade do sistema ser forçado a operar com um $GENSET_{SP 0P1G}$ ou $GENSET_{SP 1P0G}$. Nesse caso, o custo total da operação é:

$$Fit_{N-1}^{GENSET\ sP\ xPyG,h} = [1 - (n_{Gen} * \lambda)] * Fit_{N}^{GENSET\ sP\ xPyG,h} + (n_p * \lambda * Fit_{N}^{GENSET\ sP\ (x-1)PyG,h}) + (n_G * \lambda * Fit_{N}^{GENSET\ sP\ xP(y-1)G,h}), \quad (20)$$

Onde n_p e n_G são o número de geradores despachados do tipo P e G, respetivamente.

A avaliação de cada um dos GENSETs (21) é feita partindo do pressuposto de que a perda de um gerador leva a um *blackout* do sistema, e, portanto, o custo baseado no risco inclui uma percentagem da carga que não será alimentada e uma percentagem que diz respeito aos custos de *blackout*, assumidos como constantes.

$$Fit_{N-1}^{GENSET\ sP\ OP1G} = (1 - \lambda) * Fit_{N}^{GENSET\ sP\ OP1G} + \lambda * (E(Load_{net}) * Cost_{LOADSHED} \frac{\epsilon}{MWh} + Blackout_{Cost}), \quad (21)$$

As soluções com apenas um gerador em operação são as soluções com maior custo. Esse é o motivo pelo qual o modelo desenvolvido nunca escolhe esse GENSET. Nesse instante, o GENSET com o menor custo em cada hora é a melhor solução para a *Unit-Commitment* de período único (onde os custos de arranque não são relevantes).

Antes de serem integrados os custos de arranque, é necessário organizar as soluções para cada hora por custo, por ordem ascendente.

3.1.6.4 *Unit-Commitment* Multi-Período

Nesta etapa da metodologia, os custos do GENSET resultantes do problema de *Unit-Commitment* de período único para cada hora seguinte, serão combinados com os custos de arranque através de programação dinâmica. No entanto, pode haver dificuldades em aplicar este método, devido ao tamanho da amostra.

Para ultrapassar este problema, foi desenvolvida uma heurística que apenas testa os caminhos mais próximos da solução ótima de cada hora dos *Unit-Commitment* de período único. Assim, o domínio de pesquisa é reduzido, no entanto, não é seguro que será alcançado a melhor solução económica.

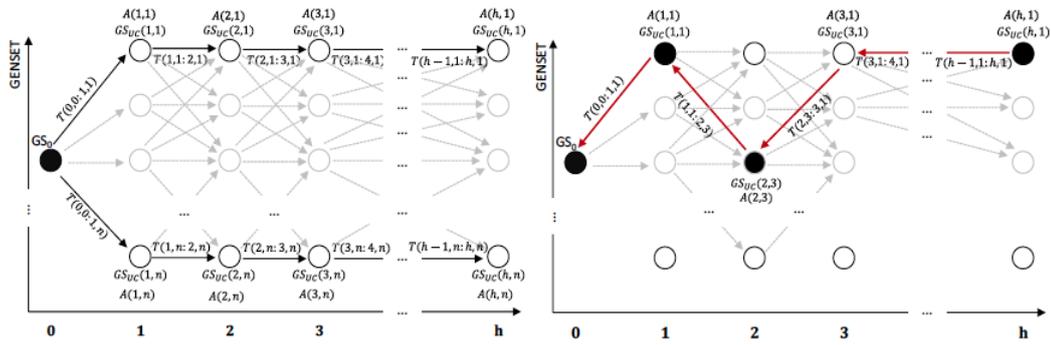


Figura 3.8 - Esquerda: Representação de todos os caminhos possíveis de um *Unit-Commitment* multiperíodo para h horas seguintes e com n GENSETs possíveis. Direita: Processo de *Backtracking*. GENSETs que não verifiquem a condição (30) não serão testados.

Onde GS_0 é a solução inicial para o instante $t=0$. $T(h-1,k:h,n)$ é o custo de transição associado às unidades ativadas quando há a transição de um GENSET k a uma hora $h-1$ para um GENSET n a uma hora h , $Fit_{N-1}(GS_{UC}(h,n))$ é o custo da n ésima melhor solução para a *Unit-Commitment* de período único para a hora h . Por último, $A(h,n)$ é o custo mínimo para chegar do instante $t=0$ para o instante $t=h$ através do GENSET n .

O problema é resolvido recursivamente, como em [31], calculando o custo mínimo acumulado na h ésima hora para o GENSET n :

$$A(h,n) = \min_m \{A(h-1,m) + T(h-1,m:h,n) + Fit_{N-1}(GS_{UC}(h,n))\}, \quad (22)$$

Após a realização deste procedimento, é utilizada a técnica de *backtracking* para encontrar o *Unit-Commitment* multiperíodo ótimo. Na última hora, o GENSET com o custo acumulado mais baixo será o escolhido e, seguidamente, hora a hora, é desenhado o melhor caminho até chegar à hora $h=0$ (Figura 3.8).

3.1.6.5 Caminhos não Testados

Para cada hora h , as soluções de *Unit-Commitment* de período único encontradas são ordenadas por custo desde $Fit_{N-1}(GS_{UC}(h,1))$ até $Fit_{N-1}(GS_{UC}(h,n))$.

A melhor solução para o GENSET é $A(h,1)$ para a hora h , e todas as soluções que não cumprem a condição 30 são excluídas a análise multiperíodo.

$$A(H,x) \leq A(h,1) + \text{limiar}, \quad (23)$$

3.2 Caso de Estudo

O sistema elétrico da ilha de São Miguel, nos Açores, é constituída por uma rede de transporte de 60 kV e uma rede de distribuição com níveis de tensão entre os 10 e os 30 kV.

O sistema de produção, por sua vez, é constituído por onze centrais de energia [32]:

- Duas centrais geotérmicas, que produzem na totalidade 29,6 MW. Este tipo de central tende a ser um recurso estável de energia, sofrendo apenas pequenas oscilações. Para as previsões elaboradas para estas centrais são utilizados valores de referência como variáveis exploratórias. No entanto, existem alguns períodos em que a produção destas centrais sofre reduções, devido a contingências do sistema elétrico ou falhas de unidades produtoras. Nestas situações, se os valores de referência não forem atualizados, os erros associados à previsão serão mais elevados;
- Sete centrais hídricas, com uma capacidade total de 5MW. A sua potência total instalada representa apenas uma pequena porção da capacidade disponível da ilha, e, portanto, os desvios que possam ocorrer na previsão não são suficientemente relevantes para introduzirem obstáculos ao escalonamento. Através da análise e comparação de dados do despacho de 2012, fornecidos pela EDA, e de dados da precipitação da NWP, é possível concluir que os valores de produção de energia destas centrais variam ligeiramente com a precipitação. Para fazer a previsão dos valores de produção destas centrais, é assumido como *input* do KDE uma variável estimada, baseada no potencial de energia hídrica tal como em [33];
- Um parque eólico, composto por dez aerogeradores que produzem 0,9 MW cada, 9 MW, no total. A produção deste parque pode ser limitado, de modo a manter a central termoelétrica a operar entre os seus limites de operação. Como *inputs* do KDE, são utilizadas previsões da velocidade do vento a curto prazo e da sua direção, obtidas através do NWP;
- Uma central termoelétrica com uma capacidade de 94,8MW.

Relativamente à previsão de carga, foram utilizadas como variáveis exploratórias a temperatura ambiente, o dia da semana e informações sobre os feriados e semanas do ano, devido ao seu padrão variável ao longo do ano.

3.2.1 Cenários de Estudo

Consideram-se três cenários diferentes (Tabela 3.3), que serão simulados e comparados com a estratégia seguida pela EDA. Os dados utilizados serão relativos a uma semana, de 29 de Julho de 2013 a 4 de Agosto de 2013.

Tabela 3.3 - Descrição dos cenários considerados.

Cenários	Descrição
EDA	Dados fornecidos pela EDA (Cenário referência).
Cenário 1	Simulação de uma <i>Unit Commitment</i> multiperíodo. Preços de arranque e de paragem das unidades térmicas não serão considerados.
Cenário 2	Simulação de uma <i>Unit Commitment</i> multiperíodo. Apenas são considerados custos de paragem das unidades térmicas.
Cenário 3	Simulação de uma <i>Unit Commitment</i> multiperíodo. São considerados custos de paragem das unidades térmicas.

As diferenças entre os cenários 1 e o 3 estão relacionadas com a parametrização do modelo como é demonstrado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Parametrização dos cenários para otimização da *Unit Commitment* de período único ou multiperíodo.

Parâmetros do Cenário	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
<i>Custo</i> _{Wind Shed} €/MWh	100	100	100
<i>Custo</i> _{Load Shed} €/MWh	1000	1000	1000
<i>Custo</i> _{Violação dos mínimos Geradores} €/MWh	157,5	157,5	157,5
<i>Custo</i> _{Combustível} €/MWh	0,0007	0,0007	0,0007
<i>Probabilidade</i> _{Contingência} %	0	1,5	1,5
<i>Custo</i> _{Blackout} €	10000	10000	10000
<i>Custo</i> _{Arranque P} €	0	0	300
<i>Custo</i> _{Arranque G} €	0	0	450
<i>Limiar</i>	1000	1000	1000

A integração gradual dos parâmetros permitirá perceber com mais clareza a sua influência nos resultados do escalonamento.

3.2.2 Energia Eólica Desperdiçada

De modo a quantificar a energia eólica desperdiçada pela EDA é necessário estimar a produção total durante o tempo em que se verificou a não utilização dessa energia (Figura 3.9).

Para tal, é necessário considerar a velocidade do vento e o histórico de produção do parque eólico para estimar a curva de energia (desde Agosto até Setembro, sem considerar a energia desperdiçada).

$$Energia_{eólica} = \frac{Energia_{max}}{1+e^{(-0,6v+5,5)}}, \quad (24)$$

Onde $Energia_{max}$ é a energia máxima observada no histórico. Em horas onde a energia eólica é limitada ou no período noturno, onde se presume que a produção é limitada (devido a dados inconsistentes), é utilizada a equação 1 para simular a produção do parque eólico, alavancando todo o recurso eólico.

Através da aplicação deste processo, foi estimado que durante a semana de teste foram desperdiçados 67 MWh.

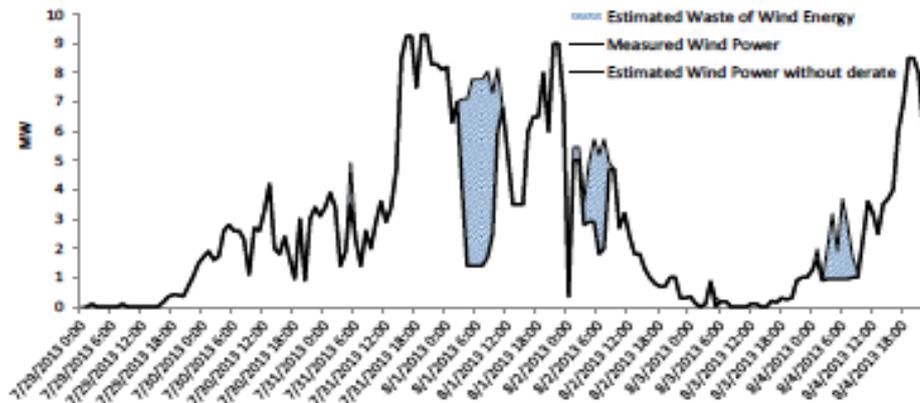


Figura 3.9 - Energia eólica disponível prevista e a energia eólica utilizada pela EDA

3.2.3 -Previsão probabilística de carga da rede e Energia eólica Resultados

Para a aplicação do modelo de escalonamento é necessário realizar a previsão da carga e da energia renovável para as tecnologias existentes, de modo a ser possível prever a carga da rede.

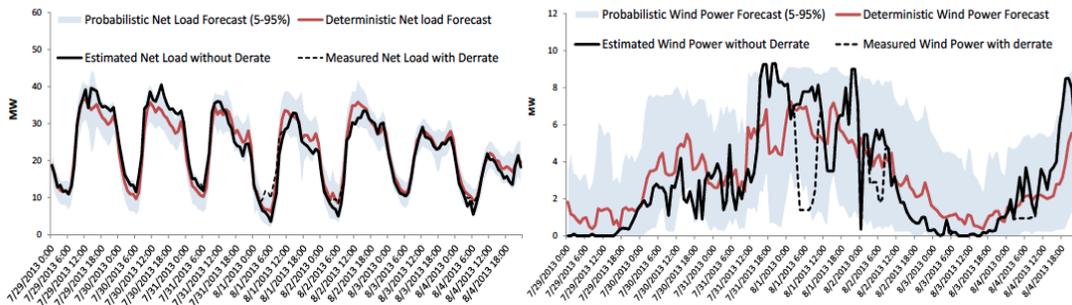


Figura 3.10 - Comparação entre a previsão da carga da rede (local e probabilista entre os quartis 5 e 95%) e a carga de rede verificada com e sem limitação de energia eólica. Direita Comparação entre a previsão de energia eólica (local e probabilista entre os quartis 5 e 95%) e a verifica com e sem limitação de energia eólica.

Toda a incerteza relativa à previsão é agregada à carga da rede através de convulsões (Figura 3.10, esquerda). Para realizar a previsão de energia eólica (Figura 3.10, direita), não foi considerado o histórico do ano todo, uma vez que esta foi integrada gradualmente a partir de Fevereiro de 2012.

Para quantificar a qualidade da previsão obtida, foi calculado um erro percentual, P_{error} , (função erro da energia máxima registada) para a previsão local da carga da rede e da energia eólica (25):

$$P_{error} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{|V_{real\ i} - V_{previsto\ i}|}{V_{max}}, \quad (25)$$

Onde:

- N representa o número de valores registados e previstos;
- $V_{real\ i}$ é o valor real da variável para o instante i ;
- $V_{previsto\ i}$ é o valor previsto para a variável para o instante i ;
- V_{max} é a potência máxima observada no histórico.

Em relação ao valor da carga da rede, foi determinado um erro de 5,2% ao passo que para a previsão de energia eólica produziu um erro de 14,8%

3.2.4 -Resultados e Comparações

Na Figura 3.11 estão representados os resultados obtidos para os cenários considerados. Através da sua análise é possível determinar a performance do modelo desenvolvido e da estratégia pela EDA.

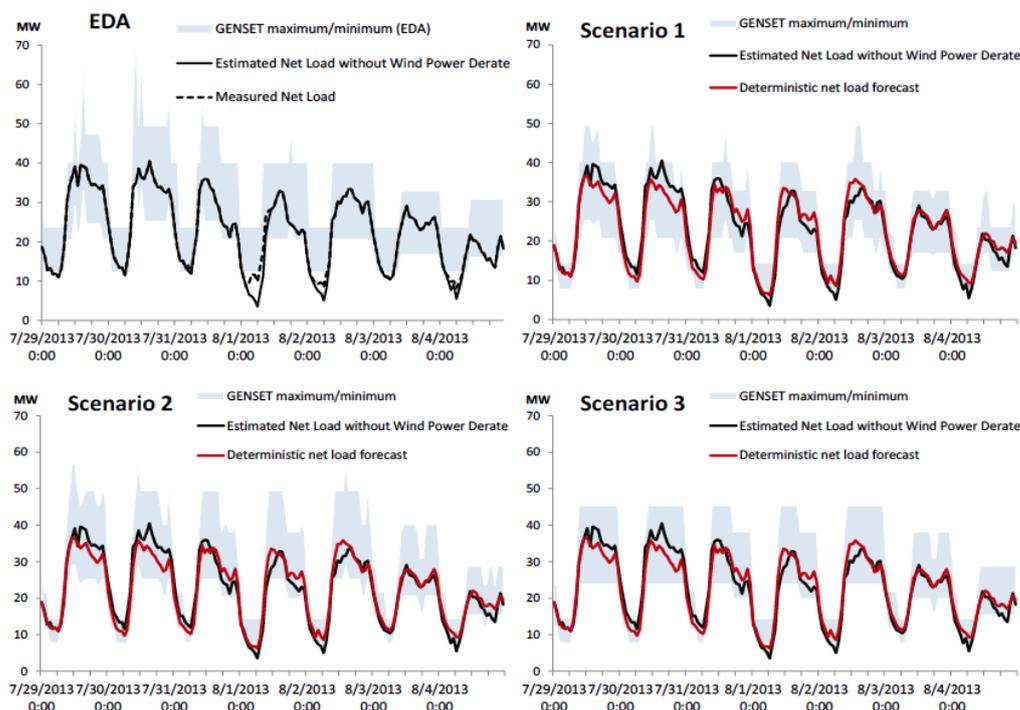


Figura 3.11 - Resultados dos cenários considerados.

A capacidade máxima das unidades de geração térmica despachadas em cada instante, pela EDA, é suficiente para alimentar a carga da rede. No entanto, em determinados instantes, o número de unidades ativas é demasiado elevado para o que é necessário produzir. Este excesso leva a problemas tais como:

- Algumas unidades térmicas estão a operar abaixo dos seus limites técnicos, e por vezes, a carga da rede é inferior ao GENSET mínimo, especialmente em horas de vazio (Figura 3.12);

- Necessidade de limitar a produção do parque eólico, durante as horas de vazio, para aumentar a carga da rede e, elevar os níveis de operação dos geradores térmicos. Por vezes, mesmo após a tomada desta medida, os geradores continuam a operar abaixo do seu limite mínimo.

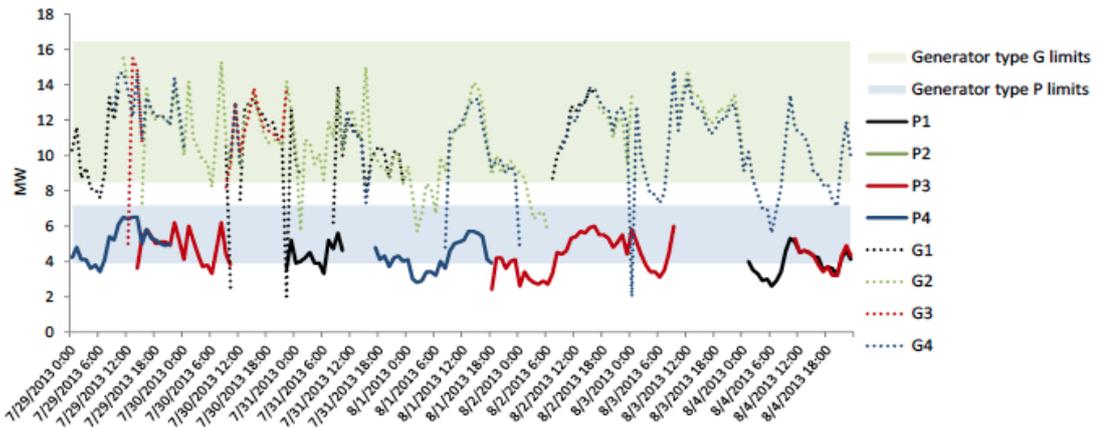


Figura 3.12 - Produção de energia dos geradores térmicos no despacho da EDA.

Este excesso de geradores térmicos a despachar permitiu ao sistema operar sem haver necessidade de deslastre de carga. Neste caso, foi usado a previsão local para determinar a reserva girante, e, para esta semana, a média da reserva foi de 36,5%.

Os principais resultados dos cenários de estudo são representados na Figura 3.13.

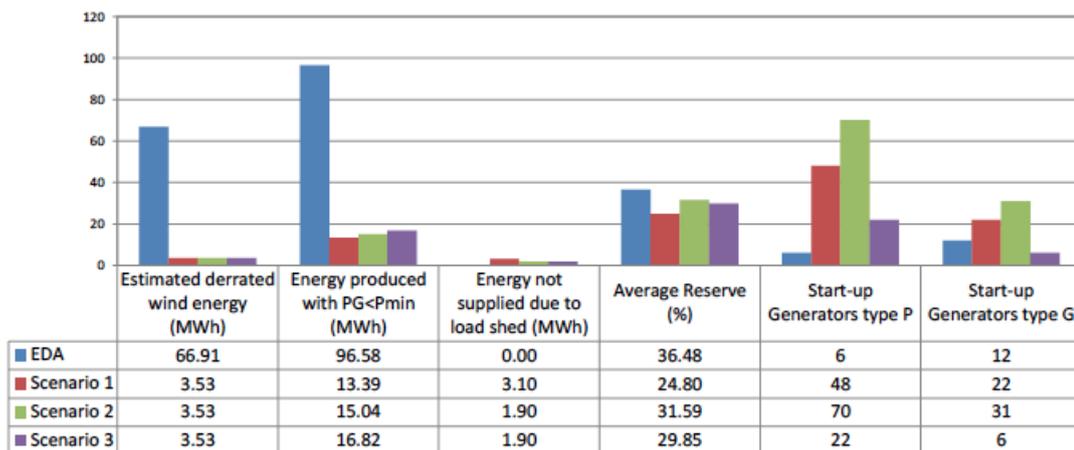


Figura 3.13 - Resultados dos cenários de estudo

No cenário 1, foi assumido que os geradores térmicos têm uma taxa de saída de serviço nula ($\lambda = 0$, cenário optimista) e não existem custos de arranque. Desta forma, o modelo tinha mais capacidade para adaptar a melhor solução para cada hora do *Unit Commitment*. Neste cenário, a reserva girante média calculada é inferior à adotada pela EDA em mais de 10%. O

número observado de arranque de unidades térmicas foi muito superior ao observado no cenário da EDA. O modelo melhora o escalonamento durante as horas de vazio através da diminuição da capacidade máxima disponível. Tal facto leva a uma diminuição dos limites técnicos do GENSET, o que faz com que o ponto de operação das unidades térmicas do sistema seja mais aceitável.

No entanto, os erros mais elevados observados na previsão de dia 30 de julho leva a situações em que foi necessário cortar pequenas porções de carga para que a produção dos geradores fosse abaixo do seu limite máximo. Da mesma forma, no dia 1 de Agosto, a previsão da carga de rede é superior à real e, portanto, a previsão do deslastre de eólica não foi suficiente para evitar a violação das restrições das unidades térmicas.

O cenário 2 mostra que a modelação do sistema de segurança N-1 aumenta ligeiramente o número de geradores despachados (especialmente do tipo P), devido ao risco de falha de uma unidade de produção. Com a inclusão do risco de saída de serviço de uma máquina, o valor da reserva girante aumenta de 24,8% (no cenário 1) para 31,6%, devido ao aumento do número de arranques de geradores. A energia não fornecida devido ao deslastre de carga diminui, como era esperado.

Com a inclusão dos custos de arranque, no cenário 3, verificou-se uma redução drástica de arranques, comparando com os cenários 1 e 2. Porém, o número de arranques no modelo de otimização é superior ao da estratégia optada pela EDA. Existem duas justificações para este facto. Primeiro, como há uma diminuição da capacidade máxima de despacho no período noturno, existirá uma maior necessidade de arranque por dia, de modo a corresponder à carga nas horas de pico. O número de arranque de geradores do tipo P é superior aos do tipo G, uma vez que os geradores tipo G têm um custo de arranque superior e porque a perda de uma máquina do tipo P tem menos impacto no custo baseado no risco, do que a perda de um gerador G.

O cenário 3 é o mais realista e é bastante competitivo relativamente à estratégia optada pela EDA.

3.3 Utilidade do Despacho para os Objetivos da Dissertação

O estudo do despacho económico é um modelo específico baseando-se em processos de previsão, tendo como uma das finalidades a determinação de custos de produção horários.

Este modelo assenta na análise de risco, integrando no custo de produção custos de riscos diversos nomeadamente de deslastre de carga, deslastre de energia eólica, considera o risco de operação dos geradores abaixo dos seus mínimos técnicos e a falha dos mesmos.

Para além dos custos de risco considerados, são incluídos um conjunto de componentes de custo referentes ao combustível, à probabilidade de contingência, custos em caso de Blackout e um Limiar. Os custos de arranque e paragem de geradores térmicos são igualmente considerados.

3.3 Utilidade do Despacho para os Objetivos da Dissertação

Para a criação do modelo de geração de preços, será utilizado este modelo de despacho económico como base de modo a determinar o custo de produção de energia elétrica com uma análise de sensibilidade em torno do ponto de operação esperado.

Estes custos de produção serão integrados no modelo de modo a ser determinado o valor do Lucro esperado para a empresa de produção elétrica.

Capítulo 4

Geração de sinais de preço de eletricidade em sistemas insulares

A seguinte seção do documento pretende explicar e demonstrar o modelo utilizado para a determinação de sinais dinâmicos de preço de eletricidade em sistemas insulares de pequenas dimensões. O processo é baseado em custos médios e marginais e torna-se relevante, não só pela oportunidade de monitorizar o consumo elétrico, mas também porque este controlo permite o encorajamento de mudanças de hábitos de consumo direcionado ao consumidor.

Este modelo será integrado no projeto SiNGULAR, de acordo com o *Work package WP6*, sendo apresentado em [34]

O procedimento é desenvolvido a partir da remuneração da empresa produtora, não sendo baseado na lei da Oferta e da Procura. Uma vez que não existe nenhum mercado elétrico concorrencial em operação, a empresa opera em monopólio e está disponível a partilhar o lucro obtido com os consumidores, de modo a manter o equilíbrio financeiro entre o produtor e os consumidores.

Desta forma, a empresa produtora pretende partilhar uma percentagem fixa do seu lucro, a ser aplicada como desconto ao preço elétrico de energia a pagar pelo consumidor. A metodologia desenvolvida tem um carácter dinâmico, ou seja, faz com que o desconto aplicado ao valor a taxar ao cliente varie com a energia produzida e com a hora do dia.

Durante as horas de cheias, existe um maior consumo e, portanto, a elasticidade considerada nestes momentos é superior àquela que é aplicada em horas de vazio de modo que a probabilidade de o consumidor estar preparado para alterar a procura energética é superior.

Relativamente à curva de Custos da empresa produtora, esta depende dos preços da matéria-prima (no caso dos geradores térmicos - combustível) e de uma função custo (combinação mais barata de geradores que a empresa pode escolher e que lhe permite alcançar o nível de produção necessário-GENSET). Nesta metodologia, é igualmente considerada a probabilidade de os geradores operarem abaixo dos seus limites técnicos, sendo tal facto tratado como um risco e taxado a um valor mais elevado.

Capítulo 4 Geração de sinais de preço de eletricidade em sistemas insulares

Para além dos custos variáveis, que representam a despesa variável com o nível de produção, o sistema concebido considera Custos Fixos - despesa monetária que tem que ser suportada, mesmo que não exista produção de energia. Tais custos não estão sujeitos a variações com o aumento ou diminuição da produção.

De modo a perceber a evolução da rentabilidade do modelo, é considerado o Custo Marginal (28). Este representa o custo extra devido ao aumento da produção em uma unidade. A diferença entre o seu valor e o preço de mercado define a eficiência do processo.

Para que o lucro seja positivo, a empresa terá que produzir com um Custo Marginal inferior ao preço de mercado. Neste caso, este preço será o Preço Específico (36). Para que os custos de produção sejam cobertos, o Preço Específico terá que ser igual ao Custo Marginal (28). Se, por qualquer motivo, este for inferior, a empresa não é rentável.

Relativamente à Receita (29), para além do valor variável com a produção de uma determinada carga a um dado preço, é definida uma Receita Fixa, baseada nos custos de produção e operação.

As variáveis consideradas no desenvolvimento deste modelo são:

- Custos fixos (€/h) - Associados à geração de energia e aos sistemas de transporte e distribuição;
- Receita Fixa (€/h) - Baseada nos custos de operação;
- Tarifa Fixa (€/MWh) - Tarifa para todas as horas do dia aplicadas à venda de energia;
- Partilha do Lucro (%) - Percentagem de lucro que é partilhada com o consumidor;
- Tarifa Dinâmica (€/MWh) - Preço aplicado ao consumidor por MWh consumido, antes de ser considerando o desvio marginal;
- Elasticidade (%) - A elasticidade da procura representa a variação da percentagem da variação da procura aquando do aumento do preço de um bem.

$$\varepsilon_p^D = \left| \frac{dQ^D}{dP} * \frac{P}{Q^D} \right|, (26)$$

- ε_p^D - Elasticidade do preço da procura;
- P - Preço de Mercado para um dado produto;
- Q^D - Quantidade da procura de produto a um determinado preço de mercado.

Para este estudo, os valores serão arbitrados de acordo com a hora do dia e respetivo consumo. Considerando que nas horas de ponta existe um maior consumo, a capacidade dos consumidores alterarem o seu comportamento, a nível de procura, é mais elevado.

Tabela 4.1 - Elasticidade considerada no modelo.

Elasticidade							
Hora	%	Hora	%	Hora	%	Hora	%
0	9	6	9	12	13	18	17
1	7	7	9	13	13	19	17
2	5	8	13	14	13	20	13
3	5	9	17	15	13	21	13
4	5	10	17	16	13	22	9
5	7	11	13	17	15	23	9

Para a estimação da elasticidade são considerados quatro períodos de consumo, divididos pelas 24 horas do dia:

- Horas de Ponta: [09:00 - 11:00], [17:30 - 20:00];
- Horas de Cheias: [08:00 - 09:00], [11:00 - 17:30]; [20:00 - 22:00];
- Horas de vazio: [05:30 - 08:00], [22:00 - 01:30];
- Horas de Super-Vazio: [1:30 - 05:30].

4.1 Modelo de geração de sinais de preço

Uma vez definidas as variáveis, dá-se início ao processo. O Custo P para a carga mais e menos 0,5 MW obtida através da simulação de escalonamentos e despachos, baseados na metodologia descrita no capítulo anterior.

Capítulo 4 Geração de sinais de preço de eletricidade em sistemas insulares

A variabilidade dos custos quando o sistema produz cargas mais baixas (Figura 4.1) deve-se ao facto que, nesse nível operacional, os geradores podem estar a trabalhar fora dos seus limites técnicos de operação. Tal facto é prejudicial para a máquina, uma vez que reduz a esperança média de vida do equipamento. Dentro dos limites técnicos de operação dos geradores, o Custo para produzir uma porção extra de carga é superior ao custo normal, uma vez que esta relação é linear.

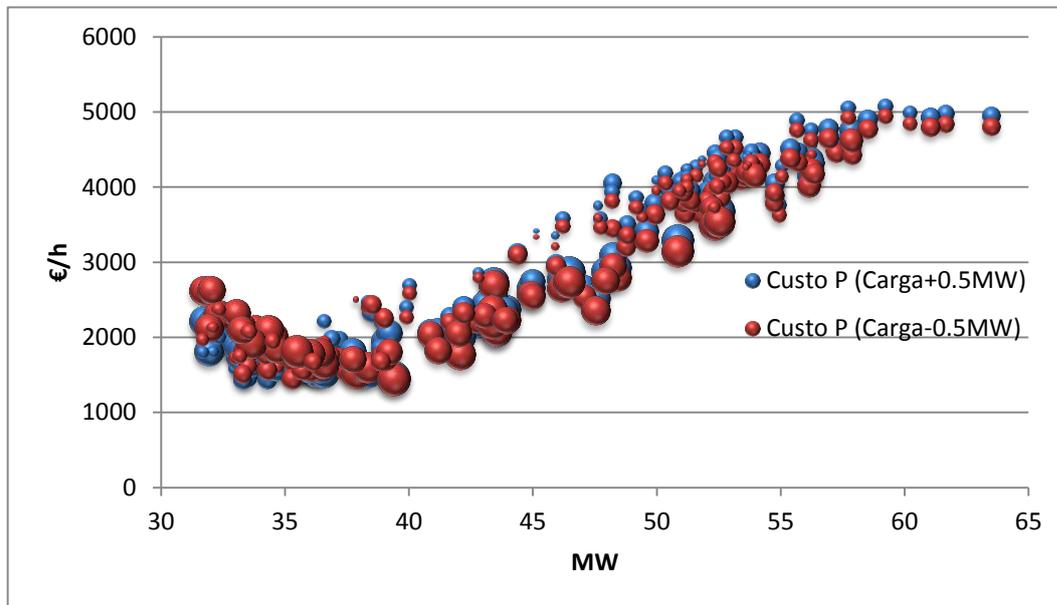


Figura 4.1 - Gráficos dos Custo P (Carga -0,5 MW) e Custo P (Carga +0,5 MW) (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

Os custos obtidos anteriormente serão utilizados para a determinação do Custo P, baseando-se na seguinte expressão:

$$\text{Custo P}(\text{Carga}) = \frac{\text{Custo P}(\text{Carga}+0,5 \text{ MW}) + \text{Custo P}(\text{Carga}-0,5 \text{ MW})}{2} + \text{Custos Fixos} \quad (27)$$

Onde:

- Custo P (Carga) (€/h) - Custo de produção para uma determinada quantidade de carga;
- Custo P (Carga+0,5MW) (€/h) - Valor obtido a partir de simulações aplicadas a um aumento da carga considerada;
- Custo P (Carga-0,5 MW) (€/h) - Valor obtido a partir de simulações aplicadas a uma diminuição da carga considerada;

- Custos Fixos (€/h) - Custos associados à geração de energia elétrica e aos sistemas de transporte e distribuição.

É considerada a média de ambos os Custos e os Custos Fixos estipulados anteriormente. Assim, o Custo Marginal (28) é determinado através de:

$$\text{Custo Marginal} = \frac{\text{Custo } P(\text{Carga}+0,5 \text{ MW}) - \text{Custo } P(\text{Carga}-0,5 \text{ MW})}{1 \text{ MW}}, \quad (28)$$

Onde:

- Custo Marginal (€/MWh) - Representa o custo adicional devido ao aumento de produção em uma unidade;
- Custo P (Carga +0,5 MW) (€/h) - Valor obtido a partir de simulações aplicadas a um aumento da carga considerada;
- Custo P (Carga -0,5 MW) (€/h) - Valor obtido a partir de simulações aplicadas a uma diminuição da carga considerada.

De modo a ser determinado o Lucro, é necessário a determinação da Receita. Esta é composta pela Receita Fixa estipulada, e pela produção de carga vendida com um custo igual à Tarifa Dinâmica.

$$\text{Receita} = \text{Receita Fixa} + \text{Tarifa Dinâmica} * \text{Carga}, \quad (29)$$

Onde:

- Receita (€/h) - É a remuneração obtida pela empresa, como resultado da venda de uma determinada quantidade de carga a um preço P= Preço Dinâmico;
- Receita Fixa (€/h) - Baseada nos custos de operação;
- Tarifa Dinâmica (€/MWh) - Preço aplicado ao consumidor por MWh consumido, antes de ser considerando o desvio marginal;

Capítulo 4 Geração de sinais de preço de eletricidade em sistemas insulares

Este conceito é aplicado igualmente às receitas para uma carga mais e menos 0,5 MW.

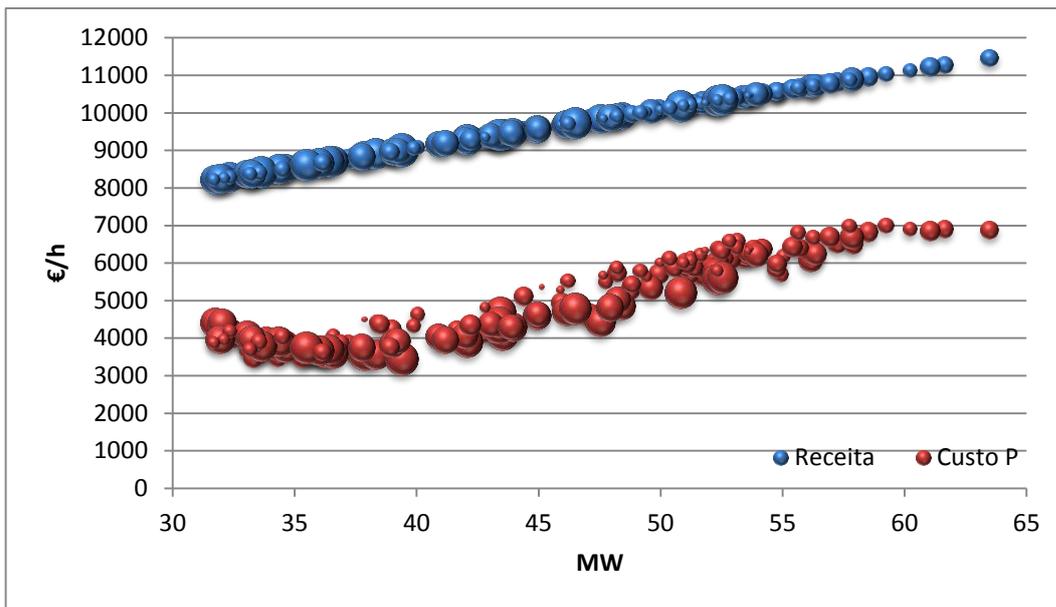


Figura 4.2 - Custo P e Receita por carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

A Receita da empresa produtora é linear, uma vez que o preço inicial de mercado é definido para qualquer quantidade de energia produzida. No entanto, o custo de produção não o é, sendo baseado no risco de operação (estado de funcionamento dos geradores e penetração de energia renovável no despacho).

O Lucro é determinado através da diferença entre a Receita e o Custo de produção de acordo com a expressão seguinte:

$$\text{Lucro} = \text{Receita} - \text{Custo P}, (30)$$

Onde:

- Lucro (€/h) - Ganhos da empresa produtora, de acordo com a carga produzida;
- Receita (€/h) - É a remuneração obtida pela empresa, como resultado da venda de uma determinada quantidade de carga a um preço $P = \text{Preço Dinâmico}$;
- Custo P (Carga) (€/h) - Custo de produção para uma determinada quantidade de carga.

Todas as variáveis são determinadas em ordem à carga.

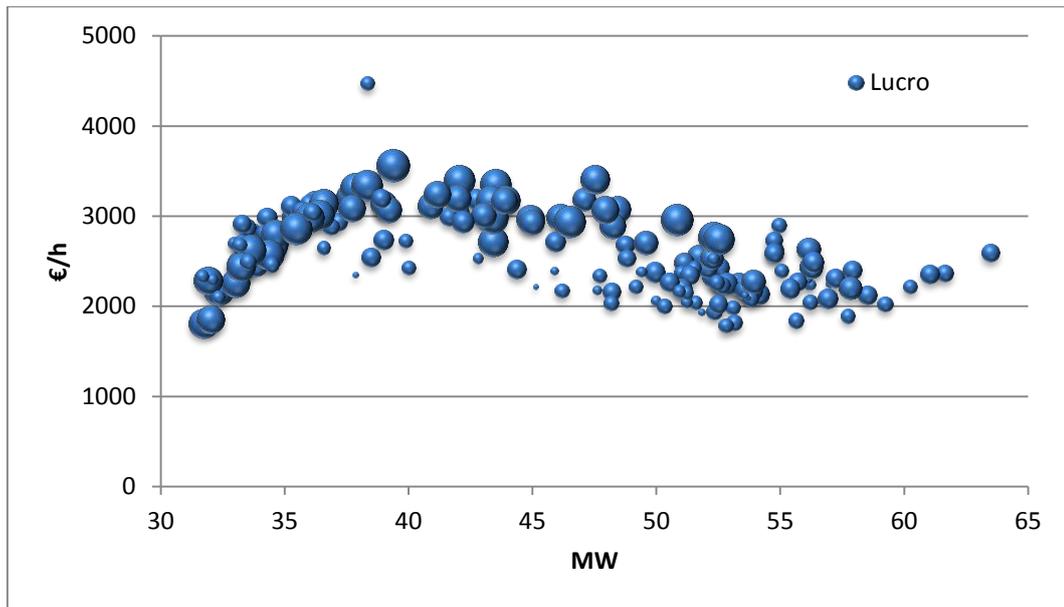


Figura 4.3 - Lucro por unidade de carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica)

De modo a determinar o Lucro Marginal, é necessário calcular o Lucro para o aumento e diminuição de carga em 0,5 MW. Tais valores são obtidos através da utilização da mesma expressão para o cálculo do Lucro (30), considerando a receita e o custo P associados ao aumento e diminuição da carga em 0,5 MW.

$$\text{Lucro}(Carga \pm 0,5MW) = \text{Receita}(Carga \pm 0,5MW) - \text{Custo } P(Carga \pm 0,5MW), \quad (30)$$

$$\text{Lucro Marginal} = \frac{\text{Lucro}(Carga+0,5MW) - \text{Lucro}(Carga-0,5MW)}{1MW}, \quad (31)$$

- Lucro Marginal (€/MWh) - Variação do lucro derivado da venda de uma unidade adicional de produto;
- Lucro (Carga+0,5MW) (€/h) - Ganhos da empresa produtora de acordo com a Carga+0,5MW;
- Lucro (Carga-0,5MW) (€/h) - Ganhos da empresa produtora, de acordo com a carga-0,5 MW.

No melhor cenário, o Lucro Marginal é igual a zero. Tal ocorre quando o Custo Marginal é igual à Receita Marginal. Esta é o ponto de venda ótimo uma vez que todas as oportunidades

Capítulo 4 Geração de sinais de preço de eletricidade em sistemas insulares

de tender o Lucro Marginal para zero foram feitas. Se a Receita Marginal é inferior ao Custo Marginal, existirá perda marginal e, portanto, o Lucro Total será reduzido.

De modo a obter uma relação entre a Receita (29) e a respetiva carga, foi criada uma taxa denominada Lucro Específico:

$$\text{Lucro Específico} = \frac{\text{Receita}}{\text{Carga}}, \quad (32)$$

- Lucro Específico (€/MWh) - Esta relação expressa a variação da Receita em ordem à carga;
- Receita (€/h) - É a remuneração obtida pela empresa, como resultado da venda de uma determinada quantidade de carga a um preço P= Preço Dinâmico.

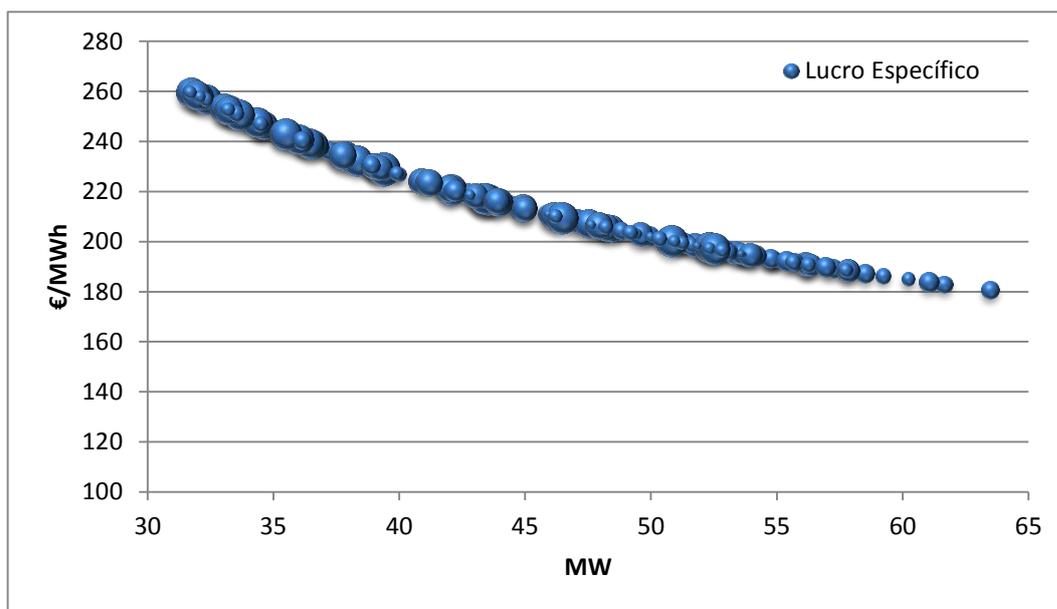


Figura 4.4 - Lucro específico em ordem à carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

Pode-se concluir que quando a carga aumenta, o Lucro Específico diminui. Este facto pode ser provado através do desenvolvimento da expressão matemática:

$$\text{Lucro Específico} = \frac{\text{Receita Fixa} + \text{Tarifa Dinâmica} \cdot \text{Carga}}{\text{Carga}}, \quad (33)$$

$$\leftrightarrow \text{Lucro Específico} = \frac{\text{Receita Fixa}}{\text{Carga}} + \text{Tarifa Dinâmica}, \quad (34)$$

Em que:

- Lucro Específico (€/MWh) - Esta relação expressa a variação da Receita em ordem à carga;
- Receita (€/h) - É a remuneração obtida pela empresa, como resultado da venda de uma determinada quantidade de carga a um preço $P =$ Tarifa Dinâmica;
- Tarifa Dinâmica (€/MWh) - Preço aplicado ao consumidor por MWh consumido, antes de ser considerando o desvio marginal.

Assim, a Receita Fixa não varia, e, portanto, a taxa vai ser inversamente proporcional à carga. A sua descida corresponde a uma diluição da Receita Fixa.

A metodologia aplicada é baseada num princípio que dita a partilha do lucro com o consumidor. Para tal, é calculado um Desconto (35) a ser aplicado ao custo de compra de energia elétrica (36). Este é variável, depende da percentagem da partilha de lucro definida bem como do Lucro Marginal.

$$\text{Desconto} = \text{Lucro Marginal} * \text{Partilha do Lucro}, (35)$$

Representando:

- Desconto (€/MWh) variação marginal a ser aplicada ao preço da energia (Tarifa Dinâmica);
- Lucro Marginal (€/MWh) - Variação do lucro derivado da venda de uma unidade adicional de produto;
- Partilha do Lucro (%) - Percentagem de lucro que é partilhada com o consumidor.

O Desconto (35) será subtraído à taxa original, sendo assim criado o Preço Específico.

$$\text{Preço Específico} = \text{Tarifa Dinâmica} - \text{Desconto}, (36)$$

Onde:

Capítulo 4 Geração de sinais de preço de eletricidade em sistemas insulares

- Preço Específico (€/MWh) - Preço final aplicado consumidor pela produção de energia elétrica;
- Tarifa Dinâmica (€/MWh) - Preço aplicado ao consumidor por MWh consumido, antes de ser considerado o desvio marginal;
- Desconto (€/MWh) - Variação marginal a ser aplicada ao preço da energia (Tarifa Dinâmica).

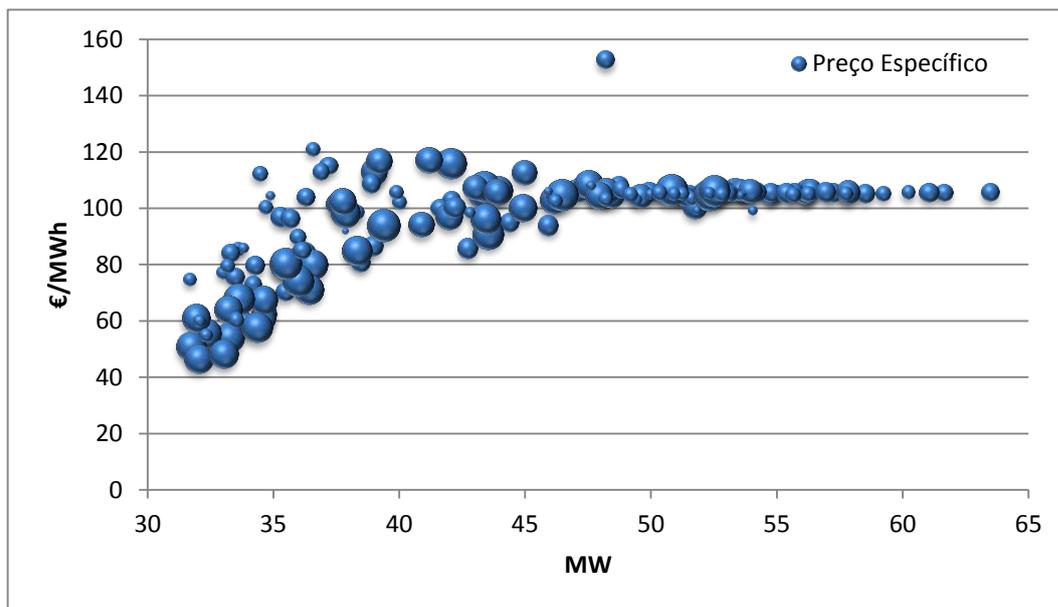


Figura 4.5 - Preço Específico em função da carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

O Preço Específico será taxado ao consumidor pela carga consumida. De notar que este aumenta com a carga uma vez que é inversamente proporcional ao Lucro Marginal (31). O Lucro Marginal é muito alto quando a carga é baixa (o aumento na produção dará origem a um aumento do Lucro para a empresa produtora), o que reflete um Desconto mais elevado (35) para o consumidor. Tal justifica o facto de o Preço Específico taxado ao cliente ser mais baixo para cargas mais baixas, bem como a sua evolução com o aumento da carga.

De acordo com a Figura 4.6, é possível determinar a relação entre o consumo diário de energia elétrica e o Preço Específico. Este último segue um padrão constante ao longo do dia, apenas com alguns picos durante as horas de pico. Ao longo das horas de vazio e super-vazio diminui drasticamente. Tal deve-se ao facto de nessas horas do dia a produção ser baixa, o que resulta em valores elevados do Lucro Marginal. O Lucro nestas horas aumentaria se fosse produzida mais uma unidade.

O quociente entre o Desconto (35) e a Tarifa Dinâmica permite a criação de uma taxa que influencia a carga. Supondo que a Tarifa Dinâmica é aplicada a toda a carga gerada, o indicador seguinte (37) é utilizado para estimar o valor de carga extra criado pela relação correspondente

$$\frac{\text{Desconto}}{\text{Tarifa Dinâmica}}$$

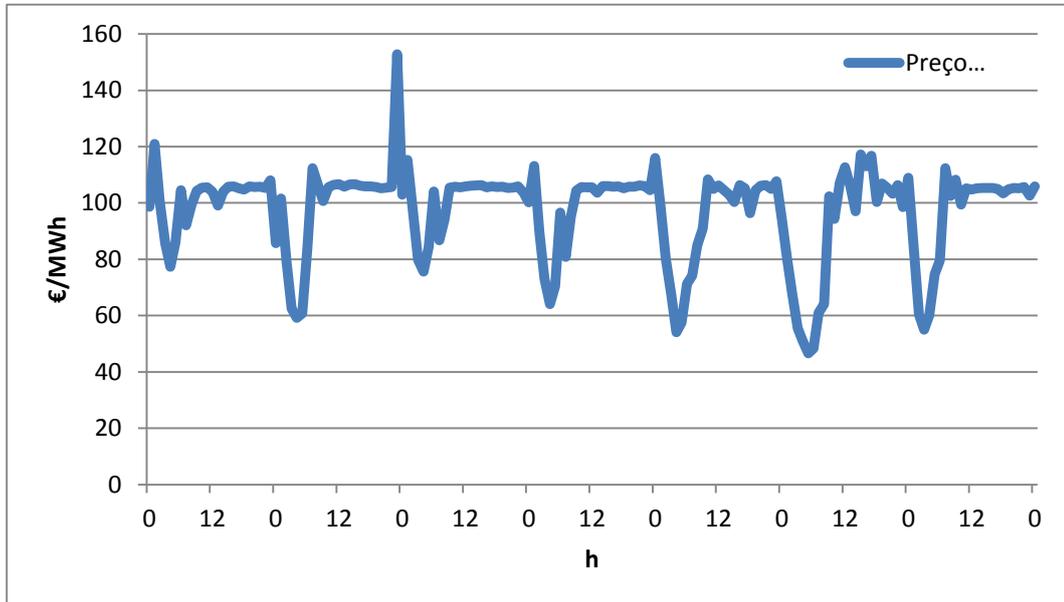


Figura 4.6 - Preço Específico por hora.

É igualmente considerada a elasticidade da procura, que está diretamente relacionada com a resposta do consumidor à Partilha do Lucro. Ou seja, o consumidor está disposto a alterar o seu comportamento em função do cenário de consumo. Por exemplo, apenas uma pequena percentagem de consumidores irá reagir a uma diminuição do preço aplicada a todos os consumidores.

$$\text{Carga Extra} = \frac{\text{Desconto}}{\text{Tarifa Dinâmica}} * \text{Elasticidade} * \text{Carga}, \quad (37)$$

Onde:

Carga Extra (MW) – Carga criada através da relação entre $\frac{\text{Desconto}}{\text{Tarifa Dinâmica}}$, que reflete a percentagem de desconto em relação à Tarifa Dinâmica aplicada à carga total;

- Desconto (€/MWh) - Variação marginal a ser aplicada ao preço da energia (Tarifa Dinâmica);
- Tarifa Dinâmica (€/MWh) - Preço aplicado ao consumidor por MWh consumido, antes de ser considerando o desvio marginal;
- Elasticidade (%) - A elasticidade da procura representa a variação da percentagem da variação da procura aquando do aumento do preço de um bem.

Capítulo 4 Geração de sinais de preço de eletricidade em sistemas insulares

De modo a determinar os Ganhos da Empresa Produtora (38) e os Ganhos do Consumidor (39) é considerada a Tarifa Fixa, ou seja, uma tarifa referência pelo uso do sistema de produção. Para o primeiro cálculo, é assumido que a empresa recebe a diferença entre a carga total, incluindo a variação de carga (Carga + Extra Carga (37)) vendida ao consumidor pelo Preço Específico (36) e a receita estimada pela produção da carga, excluindo a variação, vendida pela Tarifa Fixa, acrescentando o Lucro correspondente pela produção da Carga Extra. De acordo com a metodologia aplicada ao sistema, a Carga Extra (37) é criada através de mudanças marginais na produção, sendo necessário incluir a taxa de lucro que advém do Lucro Marginal (31).

$$\mathbf{Ganhos\ Companhia} = \frac{(Carga + Carga\ Extra) * (Preço\ Específico) - (Carga * Tarifa\ Fixa) + (Lucro\ Marginal * Carga\ Extra)}{1h}, \quad (38)$$

- Ganhos Empresa (€) - ganhos da empresa após a aplicação do método desenvolvido para a venda de energia elétrica;
- Carga Extra (MW) - Carga criada através da relação entre $\frac{Desconto}{Tarifa\ Dinâmica}$, que reflete a percentagem de desconto em relação à Tarifa Dinâmica aplicada à carga total;
- Tarifa Fixa (€/MWh) - Tarifa para todas as horas do dia aplicadas à venda de energia;
- Preço Específico (€/MWh) - Preço aplicado consumidor pela produção de energia elétrica;
- Lucro Marginal (€/MWh) - Variação do lucro derivado da venda de uma unidade adicional de produto.

Relativamente aos Ganhos do Consumidor (39), o cálculo é similar, no entanto considera-se que o Lucro é determinado pela diferença entre aquilo que o consumidor pagaria e o que efetivamente paga, após a aplicação do modelo. A primeira parcela é representada pela $Carga * Tarifa\ Fixa$, sendo que a segunda inclui a Carga Extra determinada pela abordagem marginal do problema:

$$\mathbf{Ganhos\ Consumidor} = \frac{(Carga * Tarifa\ Fixa) - Preço\ Específico * (Carga + Carga\ Extra)}{1h}, \quad (39)$$

Em que:

- Ganhos Consumidor (€) - Ganhos dos consumidores após a aplicação do método desenvolvido para a venda de energia elétrica;

- Tarifa Fixa (€/MWh) - Tarifa para todas as horas do dia aplicadas à venda de energia;

Carga Extra (MW) - Carga criada através da relação entre $\frac{\text{Desconto}}{\text{Tarifa Dinâmica}}$, que reflete a percentagem de desconto em relação à Tarifa Dinâmica aplicada à carga total.

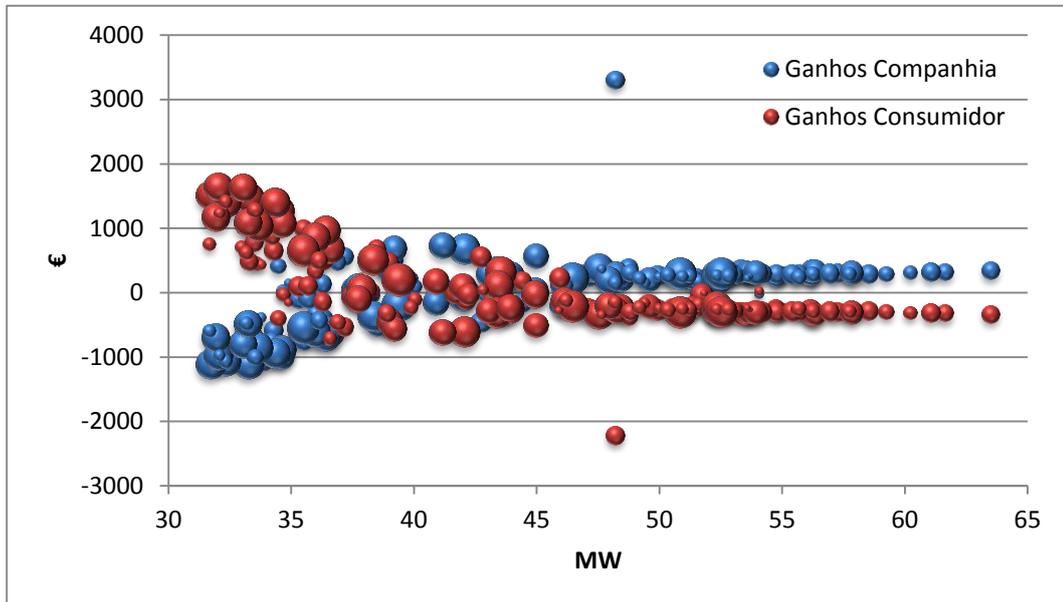


Figura 4.7 - Ganho da Empresa produtora e Ganhos do Consumidor (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

Muito embora o risco seja partilhado entre produtor e consumidores, quando a carga é baixa, o custo de produção aumenta (Figura 4.2). Quanto mais baixa for a carga, mais elevado será o custo (devido ao risco dos geradores operarem abaixo dos seus mínimos técnicos e da penetração de energia renovável no despacho).

Relativamente ao Custo Marginal para uma carga baixa, este será negativo e continuamente crescente enquanto a carga aumenta. Tal significa que será menos dispendioso produzir energia acima desses níveis de carga, até que seja atingido um valor ótimo (*Zona Ótima de Carga* → $\text{Custo Marginal} = 0$). A implementação da carga acima da Zona Ótima de Carga requer um aumento do custo de produção, que terá como consequência um Custo Marginal positivo.

Relativamente ao Lucro Marginal, este terá um padrão oposto, decrescendo positivamente à medida que se aproxima da Zona Ótima de Carga. Dado que o Lucro Marginal define diretamente o Desconto (35) aplicado aos consumidores, é compreensível que o consumidor tenha um grande benefício quando a carga é baixa, enquanto que quando esta excede a Zona Ótima de Carga, o sistema é estável (Figura 4.7).

Capítulo 5

Resultados

No sentido de testar o modelo desenvolvido e verificar a sua eficiência foram levadas a cabo simulações de modo a provar que este apresenta resultados lucrativos quer para a Empresa produtora que para os seus clientes.

Para os casos de estudo, foram considerados dados relativos a uma semana de simulação.

5.1 Simulação do método

As variáveis de entrada para o teste são definidas na Tabela seguinte:

Tabela 5.1 - Parâmetros de entrada para o exemplo considerado; Simulação de uma semana.

Custos Fixos (€/h)	2000
Receita Fixa (€/h)	5000
Tarifa Fixa (€/MWh)	100
Partilha do Lucro (%)	10%
Tarifa Dinâmica (€/MWh)	102

São definidos os valores dos Custos e Receitas Fixas, a Tarifa Dinâmica aplicada que, posteriormente sofrerá alterações de acordo com o Desconto (35) efetuado ao cliente, dando origem ao Preço Específico (36). Para além disso, é definido o preço base (Tarifa Fixa), que servirá como referência ao cálculo dos ganhos finais. Por último, é definida a percentagem de Partilha de Lucro entre a Empresa produtora e os consumidores.

Desta forma, e após a aplicação do método obtiveram-se os seguintes indicadores:

Tabela 5.2 - Resultados para o exemplo considerado; Simulação de uma semana.

Custo Marginal Médio (€/MWh)	55,04
Lucro Médio (€/h)	2586,56
Lucro Específico Médio (€/MWh)	215,94
Carga Extra Total (MW)	1,739
Carga Extra Média (MW)	0,010
Preço Específico Médio (€/MWh)	97,30
Ganhos Totais Empresa (€)	6284,67
Ganhos Totais Consumidores (€)	6072,29
Ganhos Médios Empresa (€)	37,19
Ganhos Médios Consumidores (€)	35,93

Primeiramente, pode ser verificado que os ganhos de ambos os intervenientes do processo são equilibrados. De facto, após a aplicação de uma partilha de 10% do Lucro Marginal, há uma divisão dos ganhos benéfica para ambas as partes. Quer os Ganhos Médios, quer os Ganhos Totais são próximos e revelam a procura do benefício para a empresa produtora e para os consumidores. Para além disso, é possível concluir que, em média, o Custo de Produção de uma unidade extra é de 55,04 €/MWh.

Tendo em conta que o Preço Específico Médio é de 97,30 €/MWh, então:

$$\text{Desconto} = \text{Lucro Marginal} * \text{Partilha do Lucro}, (35)$$

$$\text{Preço Específico} = \text{Tarifa Dinâmica} - \text{Desconto}, (36)$$

$$\leftrightarrow \text{Desconto} = \text{Tarifa Dinâmica} - \text{Preço Específico}, (40)$$

$$\leftrightarrow \text{Tarifa Dinâmica} - \text{Preço Específico} = \text{Lucro Marginal} * \text{Partilha do Lucro}, (41)$$

$$\leftrightarrow \text{Lucro Marginal} = \frac{\text{Tarifa Dinâmica} - \text{Preço Específico}}{\text{Partilha do Lucro}}, (42)$$

E portanto, de acordo com as variáveis estabelecidas, o Lucro Marginal médio é 46,70 €/MWh, e assim é possível concluir que, em média, o consumidor obtém um desconto de 4,67 €/MWh.

Por outro lado, sendo o Preço Específico igual a 97,30 €/MWh, conclui-se que, partindo de um preço mais elevado, é possível reduzir o preço de mercado em 4,70€/MWh. Este varia entre 46,60 €/MWh e 152,81 €/MWh. Quando o valor do Preço Específico atinge o máximo, os Ganhos da Empresa serão máximos.

Segundamente, o custo Médio Marginal é inferior ao Custo Médio Específico. Tal significa que a empresa produtora é rentável ao longo do período de teste.

$$\text{Se Preço Específico} > \text{Custo Marginal} \rightarrow \text{Lucro} > 0$$

Este facto pode ser comprovado uma vez que o Lucro Médio, determinado através do método desenvolvido é positivo.

Quando o Lucro Marginal é máximo, o Preço Específico é mínimo. O oposto também ocorre.

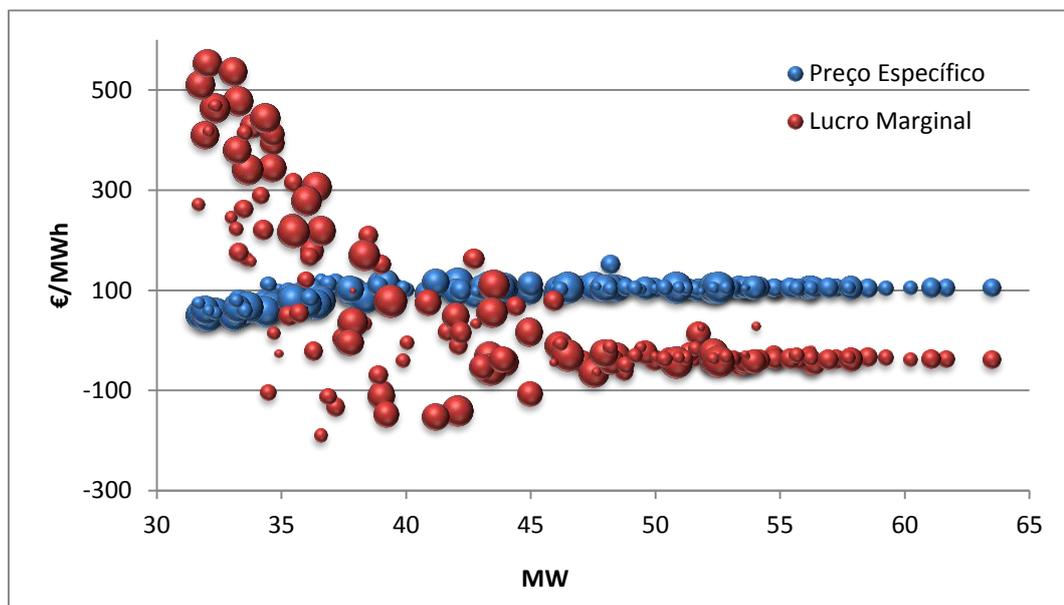


Figura 5.1 - Preço Específico e Lucro Marginal por unidade de carga (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

Como pode ser comprovado através da análise da Figura 5.1, para cargas mais baixas, o Lucro Marginal (31) atinge os valores mais elevados, ao passo que o Preço Específico (36) tem um comportamento contrário. À medida que a carga vai aumentando, o Lucro Marginal (31) vai diminuindo, enquanto o Preço Específico aumenta, até atingirem estabilidade.

$$\text{Desconto} = \text{Lucro Marginal} * \text{Partilha do Lucro}, (35)$$

$$\text{Preço Específico} = \text{Tarifa Dinâmica} - \text{Desconto}, (36)$$

$$\Leftrightarrow \text{Preço Específico} = \text{Tarifa Dinâmica} - \text{Lucro Marginal} * \text{Partilha do Lucro}, (43)$$

A relação entre o Preço Específico (43) e o Lucro Marginal (31) é, assim, inversamente proporcional.

Relativamente à Carga Extra (37) o seu total produzido foi de 1,739 MW. Em média, foi produzido 0,100 MW por hora a mais, no entanto, o processo não é linear e portanto, não é possível afirmar que um aumento de 0,10 MW permitirá um desconto de 4,70€ no preço a pagar.

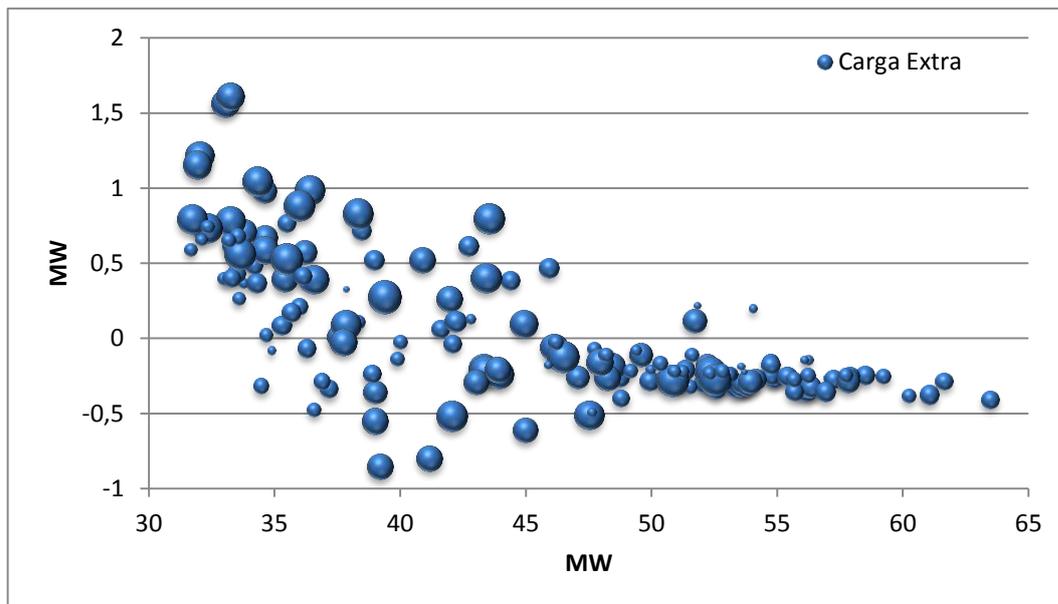


Figura 5.2 - Carga Extra produzida de acordo com a simulação inicial (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

O Lucro Específico (34) é um balanço entre a Receita (29) e a carga produzida. Assim, em média, existe uma diluição da Receita Fixa em função da carga na ordem dos 215,935 €/MWh.

$$\text{Lucro Específico} = \frac{\text{Receita Fixa}}{\text{Carga}} + \text{Tarifa Dinâmica}, (34)$$

Analisando o comportamento deste indicador, é possível verificar que quanto mais elevada for a carga, mais o Lucro Específico se aproximará da Tarifa Dinâmica.

Mantendo as mesmas variáveis de entrada, mas considerando que não existe qualquer partilha de lucro por parte da empresa produtora é possível obter a seguinte Tabela de resultados:

Tabela 5.3 - Resultados para o exemplo considerado com a alteração da Partilha do Lucro para 0%.

Custo Marginal Médio (€/h)	55,04
Lucro Médio (€/h)	2586,56
Lucro Específico Médio (€/MWh)	215,94
Carga Extra Total (MW)	0
Carga Extra Média (MW)	0
Preço Específico Médio (€/MWh)	102
Ganhos Totais Empresa (€)	15402,76
Ganhos Totais Consumidores (€)	-15402,76
Ganhos Médios Empresa (€)	91,14
Ganhos Médios Consumidores (€)	-91,14

Como é possível verificar através da comparação dos resultados, o consumidor obtém 6062,29€, a partir perdas de -15402,76 €, com uma partilha de lucro de 10%. Partindo de uma situação de desequilíbrio alcançou-se um princípio de igualdade.

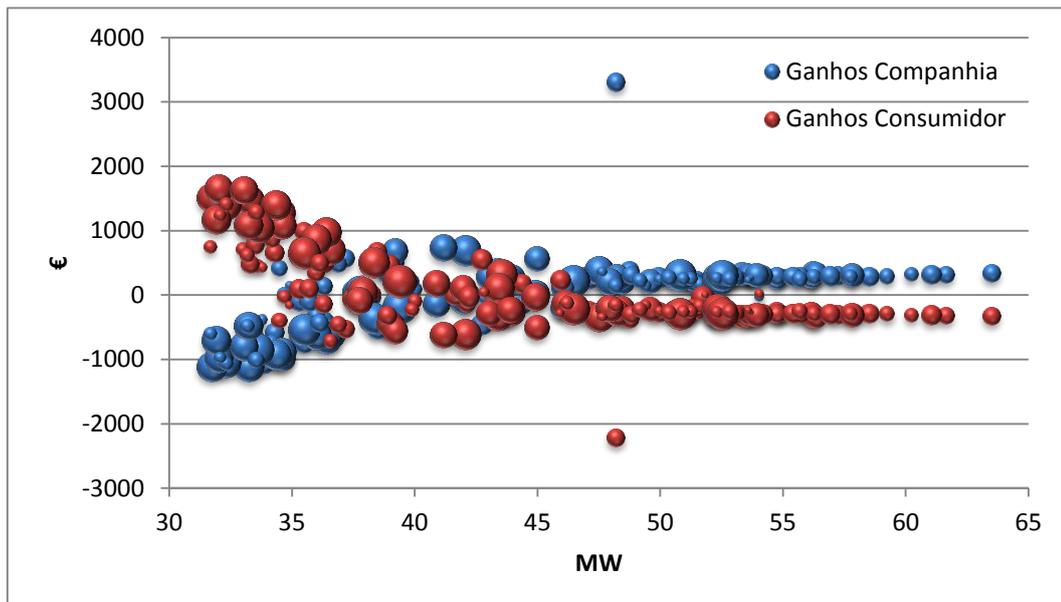


Figura 5.3 - Gráfico dos Ganhos da Empresa e dos Consumidores para a simulação considerada (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

5.2 Análise de Sensibilidade

Tomando como ponto de partida o exemplo apresentado anteriormente, pretende-se mostrar o impacto da variação dos parâmetros definidos como entradas do sistema nos resultados finais obtidos.

Seguidamente são apresentados os cenários considerados bem como os resultados obtidos.

Tabela 5.4 - Tabela de resultados dos cenários considerados: Simulação inicial; Custos Fixos para 1000€/h; Receita Fixa para 3000€/h; Tarifa Fixa 95 €/MWh

Resultados	Cenários			
	Simulação inicial	Custos Fixos 1000 €/h	Receita Fixa 3000 €/h	Tarifa Fixa 95 €/MWh
Custo Marginal Médio (€/h)	55,04	55,04	55,04	55,04
Lucro Médio (€/h)	2586,56	4580,64	592,47	2586,56
Lucro Específico Médio (€/MWh)	215,94	215,94	170,36	215,94
Carga Extra Total (MW)	1,739	1,739	1,739	1,739
Carga Extra Média (MW)	0,010	0,010	0,010	0,010
Preço Específico Médio (€/MWh)	97,30	97,30	97,30	97,30
Ganhos Totais Empresa (€)	6284,67	6284,67	6284,67	44791,57
Ganhos Totais Consumidores (€)	6072,29	6072,29	6072,29	-32434,61
Ganhos Médios Empresa (€)	37,19	37,19	37,19	265,04
Ganhos Médios Consumidores (€)	35,93	35,93	35,93	-191,92

Tabela 5.5 - Tabela de resultados dos cenários considerados: Tarifa Fixa para 150 €/MWh; Tarifa Dinâmica para 98 €/MWh; Partilha de Lucro para 0%; Partilha de Lucro para 20%.

Resultados	Cenários			
	Tarifa Fixa 150 €/MWh	Tarifa Dinâmica 98 €/MWh	Partilha de Lucro 0%	Partilha de Lucro 20%
Custo Marginal Médio (€/h)	55,04	55,04	55,04	55,04
Lucro Médio (€/h)	2586,56	2404,28	2586,56	2586,56
Lucro Específico Médio (€/MWh)	215,94	211,94	215,94	215,94
Carga Extra Total (MW)	1,739	-1,940	0,000	3,477
Carga Extra Média (MW)	0,010	-0,012	0,000	0,0206
Preço Específico Médio (€/MWh)	97,30	93,70	102,00	92,61
Ganhos Totais Empresa (€)	-378784,33	-21353,34	15402,76	-5304,80
Ganhos Totais Consumidores (€)	391141,29	34215,19	-15402,76	30018,74
Ganhos Médios Empresa (€)	-2241,33	-126,35	91,14	-31,39
Ganhos Médios Consumidores (€)	2314,45	202,46	-91,14	177,63

5.2.1 Variação das componentes fixas: Custos Fixos e Receitas Fixas.

Considerando a variação de ambas as componentes fixas, custos e remunerações, as únicas alterações que são efetuadas nos resultados finais recaem nos valores do Lucro Médio e do Lucro Específico respetivamente (Tabela 5.4).

Muito embora se tratem de variáveis fixas, incluídas desde o início do processo, este assenta na marginalidade tanto do Lucro como da Receita e dos Custos. Assim, quando são considerados os Custos para o aumento e diminuição de uma carga em 0,5 MW para o cálculo do Custo Marginal:

$$\text{Custo Marginal} = \frac{\text{Custo } P(\text{Carga}+0,5 \text{ MW}) - \text{Custo } P(\text{Carga}-0,5 \text{ MW})}{1 \text{ MW}}, \quad (28)$$

Consideram-se quer os Custos Fixos, quer os custos variáveis. Os custos variáveis, uma vez que dependem quer da carga, quer de fatores estocásticos, provocam a diferença que determina o custo Marginal. Por outro lado, uma vez que os Custos Fixos são constantes, anulam-se.

Capítulo 5 Resultados

O processo de geração de preços dinâmicos é continuado, no entanto, as componentes fixas não afetam os resultados finais dos ganhos.

Deste modo, no cálculo do Lucro:

$$\text{Lucro} = \text{Receita} - \text{Custo P}, (30)$$

Tanto a Receita Fixa como os Custos Fixos são considerados, sem a sua componente marginal. Desta forma, o resultado final do Lucro Médio será diretamente influenciado por estas variáveis.

Relativamente à Receita Fixa, como referido anteriormente, para além do Lucro Médio, esta influência diretamente o Lucro Específico Médio.

$$\text{Lucro Específico} = \frac{\text{Receita Fixa}}{\text{Carga}} + \text{Tarifa Dinâmica}, (34)$$

Neste caso concreto, uma vez que a Receita Fixa diminui de 5000 €/h para 3000 €/h, mantendo-se constantes quer a Tarifa Dinâmica quer a Carga, então o Lucro Específico diminuirá em 45,57 €/MWh. Esta diminuição reflete a diluição da Receita Fixa face à produção.

No geral, existe uma variação de 22,790 €/MWh por aumento ou diminuição da Receita Fixa em 1000 €/MWh. Quando esta aumenta, o Lucro Específico acompanha este aumento. Se diminui, o Lucro Específico diminuirá igualmente.

5.2.2 Variação das tarifas: Tarifa Fixa e Tarifa Dinâmica

Quando existe uma variação da Tarifa Fixa, os ganhos da Empresa Produtora e dos consumidores variam. Considerando que existe uma diminuição da Tarifa Fixa de 100 €/MWh para 95€/MWh, os valores dos Ganhos, tanto Médios como Totais (Tabela 5.4 e Tabela 5.5), aumentam drasticamente para a Empresa de produção. Por outro lado, os Ganhos dos clientes decrescem, alcançando valores negativos.

A variação destes indicadores deve-se ao facto de, sendo a tarifa Fixa a taxa de referência, os valores finais serem calculados comparativamente a ela.

$$\text{Ganhos Companhia} = \frac{(\text{Carga} + \text{Carga Extra}) * (\text{Preço Específico}) - (\text{Carga} * \text{Tarifa Fixa}) + (\text{Lucro Marginal} * \text{Carga Extra})}{1h}, (38)$$

$$\text{Ganhos Consumidor} = \frac{(\text{Carga} \cdot \text{Tarifa Fixa}) - \text{Preço Específico} \cdot (\text{Carga} + \text{Carga Extra})}{1h}, \quad (39)$$

De acordo com as expressões anteriores, quando existe uma diminuição da Tarifa Fixa, o numerador de (38) irá aumentar, justificando assim o facto de os Ganhos da empresa serem superiores. Em relação aos Ganhos do Consumidor, ocorre o inverso. Uma vez que a Tarifa Fixa desce, o numerador decrescerá e, portanto, os Ganhos dos Consumidores também. Assim, quanto menor for esta tarifa comparativamente ao Custo Específico, maiores serão os Ganhos da Empresa e os prejuízos dos consumidores (Tabela 5.4 e Tabela 5.5).

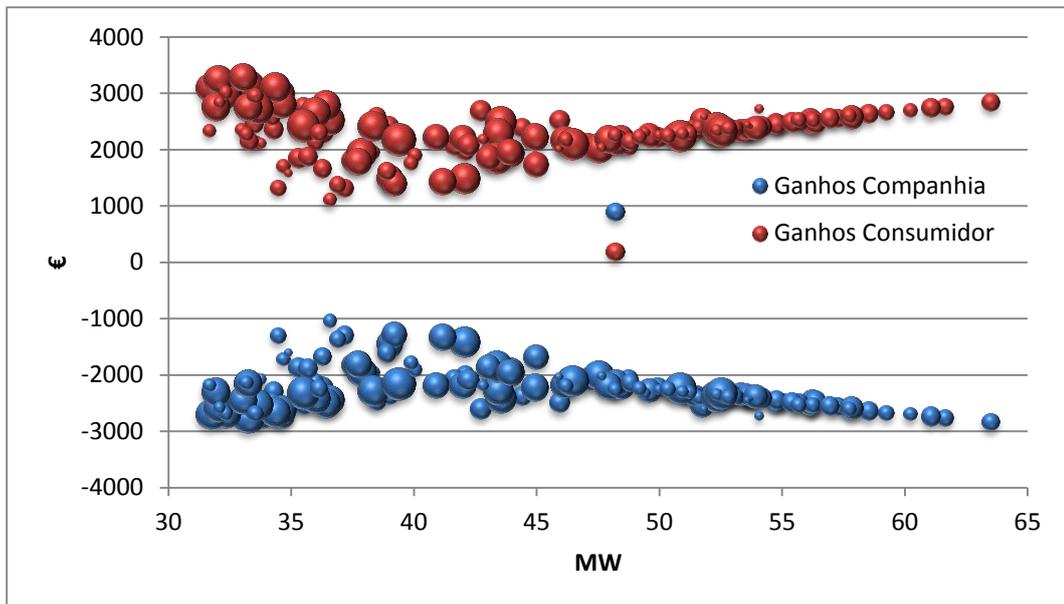


Figura 5.4 - Ganhos da Empresa e dos Consumidores com a alteração da Tarifa Fixa para 150 €/MWh (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

Como é possível verificar através da Figura 5.4, considerando um aumento da Tarifa Fixa para 150 €/MWh, existe uma separação completa dos Ganhos do consumidor e da Empresa Produtora (Tabela 5.4). Uma vez que a Tarifa Fixa estipulada aumentou e é superior à Tarifa Dinâmica, a relação das parcelas do numerador das equações (38) e (39) sofreram variações.

Se por um lado, os ganhos da Empresa transformaram-se em prejuízos, uma vez que a diferença no numerador passou a ser negativa, por outro, os ganhos dos Consumidores assumiram sempre valores positivos.

Quando a Tarifa Fixa é superior à Tarifa Dinâmica, considera-se que é feito um desconto extra. Esta situação acaba por nunca ser benéfica para a empresa produtora uma vez que os seus ganhos serão sempre negativos (Tabela 5.4 e Tabela 5.5).

Considerando agora que as variáveis de entrada do problema se mantêm mas ocorre uma diminuição da Tarifa Dinâmica em 4 €/MWh para 98 €/MWh (Tabela 5.5), esta terá um impacto

Capítulo 5 Resultados

direto nos ganhos finais de ambas as partes, uma vez que o preço final de venda de energia (36) depende do seu valor.

$$\text{Preço Específico} = \text{Tarifa Dinâmica} - \text{Desconto}, (36)$$

Quando o valor desta variável de entrada decresce, o Preço Específico seguirá a mesma tendência. Assim a razão de comparação entre este e a Tarifa Fixa diminui.

Se esta diminuição mantiver o valor da Tarifa Dinâmica superior ao da Tarifa Fixa, então os resultados finais, muito embora sejam menos repartidos, ainda atingem valores positivos. Se esta diminuição tornar o valor da Taxa Fixa superior ao seu valor, então, tal como ocorreu quando se alterou o valor da Tarifa Fixa para 150 €/MWh (Tabela 5.5), os Ganhos da Empresa produtora tenderão a ser assumidos como perdas.

Desta forma, este facto terá um impacto análogo nos resultados finais da empresa e do consumidor.

$$\text{Ganhos Companhia} = \frac{(\text{Carga} + \text{Carga Extra}) * (\text{Preço Específico}) - (\text{Carga} * \text{Tarifa Fixa}) + (\text{Lucro Marginal} * \text{Carga Extra})}{1h}, (38)$$

$$\Leftrightarrow \text{Ganhos Companhia} = \frac{(\text{Carga} + \text{Carga Extra}) * (\text{Tarifa Dinâmica} - \text{Desconto}) - (\text{Carga} * \text{Tarifa Fixa}) + \left(\frac{\text{Lucro Marginal} *}{\text{Carga Extra}} \right)}{1h}, (44)$$

A primeira parcela da equação: $(\text{Carga} + \text{Carga Extra}) * (\text{Tarifa Dinâmica} - \text{Desconto})$ diminui e, sendo inferior a $(\text{Carga} * \text{Tarifa Fixa}) + (\text{Lucro Marginal} * \text{Carga Extra})$, os seus resultados finais serão negativos.

Por outro lado, os Ganhos dos Consumidores sofrem uma influência inversa devido à diminuição da Tarifa Fixa, o que se traduz num aumento.

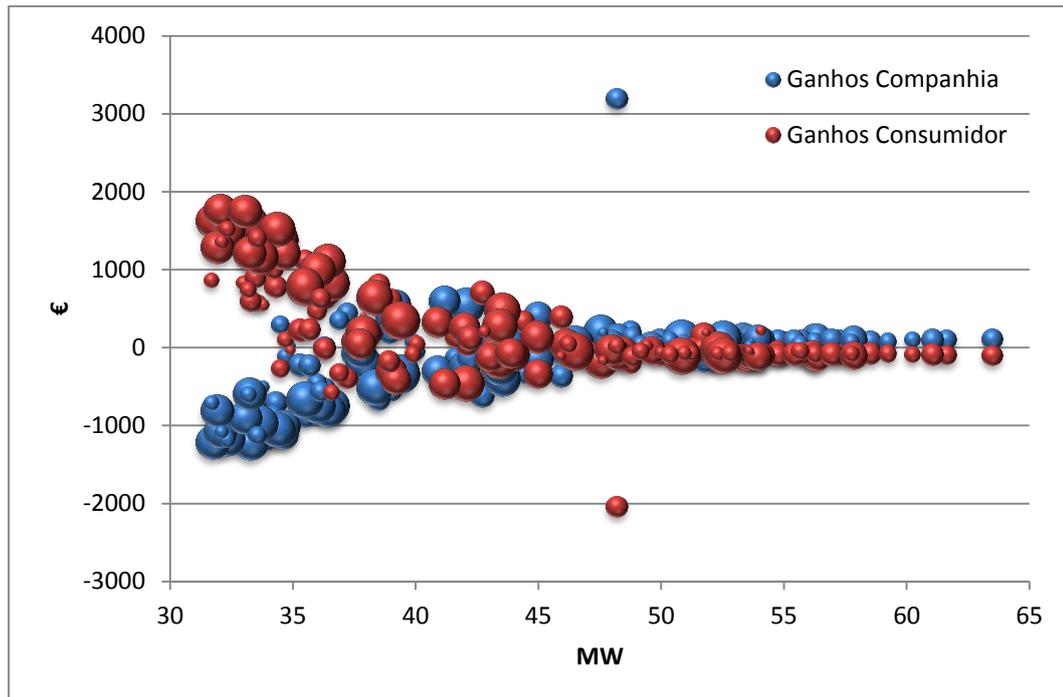


Figura 5.5 - Ganhos da Empresa e dos Consumidores com a alteração da Tarifa Dinâmica para 98 €/MWh (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

5.2.3 Variação da Partilha de Lucro.

Uma vez que o princípio do modelo desenvolvido recai na partilha de proveitos por parte da Empresa Produtora em relação aos consumidores, o objetivo é criar uma partilha equilibrada entre ambas as partes.

Assim, foi verificada a influência da partilha de 0% e 20% face aos 10% assumidos na simulação inicial.

Quando a percentagem de partilha for nula, os Ganhos da Empresa são elevados, ao contrário dos Ganhos dos Consumidores que decrescem drasticamente com esta alteração (Tabela 5.4 e Tabela 5.5). Por outro lado, com o aumento da partilha para 20% dá-se um desequilíbrio nos Ganhos da Empresa produtora face ao aumento dos Ganhos dos Consumidores.

O cenário inverte-se e, os Ganhos da Empresa produtora caem drasticamente, dando prejuízo, uma vez que o Lucro não é suficientemente alto para partilhar uma percentagem tão grande da sua remuneração (Figura 5.7).

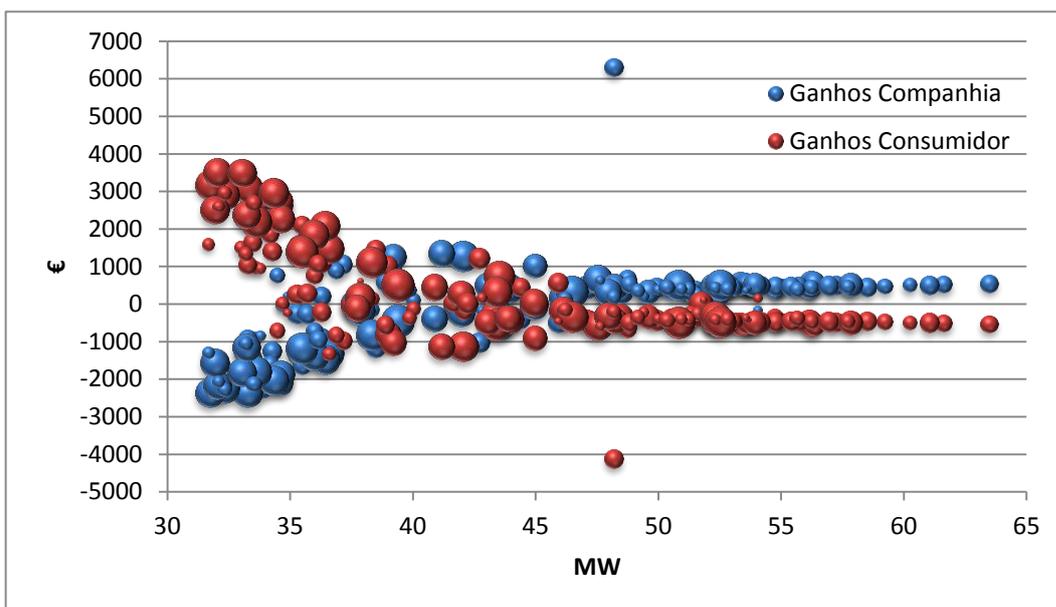


Figura 5.6 - Ganhos da Empresa e dos Consumidores com a alteração da Partilha de Lucro para 20% (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

A variação da Partilha de Lucro afeta também a relação $\frac{\text{Desconto}}{\text{Tarifa Dinâmica}}$, uma vez que quanto mais elevado for esta taxa de partilha, mais elevada será a razão entre Desconto e Tarifa Dinâmica. Assim, o valor da Carga Extra aumentará de acordo com o aumento do Desconto (Tabela 5.5).

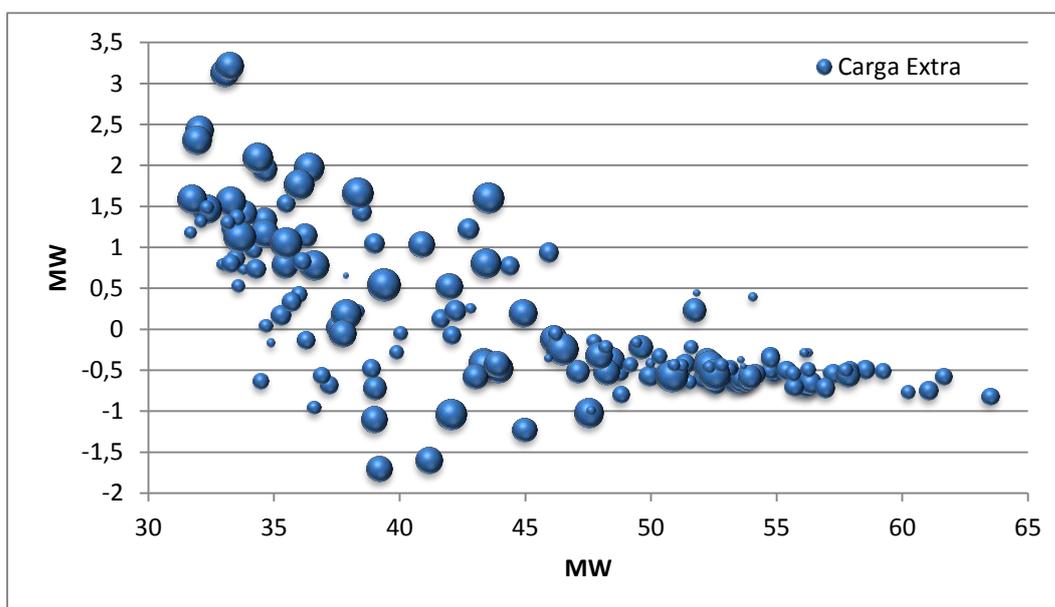


Figura 5.7 - Carga Extra com a alteração da Partilha de Lucro para 20% (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

De acordo com as Figuras 5.2 e 5.7, é notório o impacto da Partilha de Lucro nos valores da Carga Extra. De facto, existindo uma taxa de partilha elevada (Figura 5.7) o Desconto será

mais elevado, e assim a sua relação com a Tarifa Dinâmica aumentará. Assim, o valor da Carga Extra para a mesma situação irá crescer (Tabela 5.4 e Tabela 5.5).

Contrariamente a este aumento, se a Partilha de Lucro diminuir, a relação entre o Desconto e a Tarifa Dinâmica decrescerá. Esta ocorrência terá como consequência uma diminuição da Carga Extra a produzir (Tabela 5.4 e 5.5). Desta forma, quando existe uma Partilha de Lucro de 20%, o máximo e o mínimo de produção extra são muito superiores aos valores obtidos para uma partilha de apenas 10%.

5.2.4 Comparação entre variação da Tarifa Dinâmica, da Partilha de Lucro e da Tarifa Fixa em relação à Carga Extra.

Relativamente à Carga Extra, a diminuição da Tarifa Dinâmica para 98 €/MWh irá diminuir a Receita de produção de energia elétrica. Desta forma, esta variação será refletida na determinação do Lucro, que diminui e, portanto, o Lucro Marginal calculado é mais baixo e não anula a diminuição da Tarifa Dinâmica (Tabela 5.5).

Se existe uma variação da Tarifa Dinâmica, existirá como resultado, uma variação do Lucro Marginal que afetará o Desconto efetuado no preço de venda de energia ao consumidor.

$$\text{Desconto} = \text{Lucro Marginal} * \text{Partilha do Lucro}, (30)$$

Muito embora exista um decréscimo dos valores tanto do Desconto, devido à sua dependência do Lucro Marginal, como da Tarifa Dinâmica, estipulada para o cenário em questão, a diminuição do Desconto é variável.

$$\text{Carga Extra} = \frac{\text{Desconto}}{\text{Tarifa Dinâmica}} * \text{Elasticidade} * \text{Carga}, (37)$$

Quando a Carga Extra assume valores negativos (Tabela 5.5), o Lucro Marginal é negativo, ou seja, o aumento de produção em uma unidade implica uma perda de Lucro.

Capítulo 5 Resultados

Quanto menor for o indicador Tarifa Dinâmica, ao qual será subtraído o Desconto dando origem ao Preço Específico, menor será o valor da Carga Extra a produzir, uma vez que o Lucro Marginal será cada vez mais baixo. Contrariamente, quanto mais elevado for este indicador, mais Carga Extra será produzida, refletindo assim uma relação superior entre Desconto e Tarifa Dinâmica (Tabela 5.4 e Tabela 5.5).

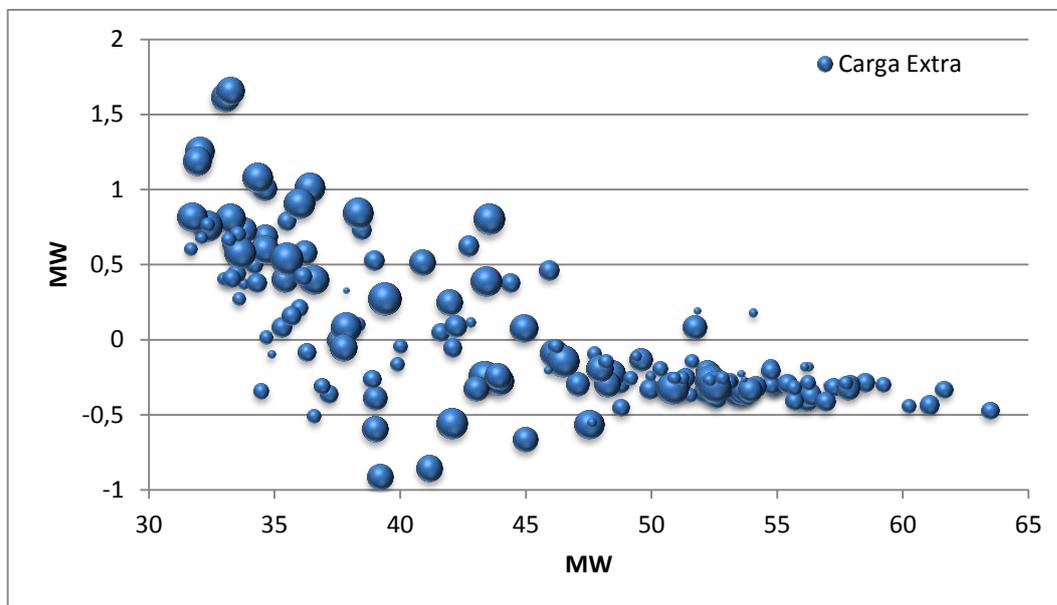


Figura 5.8 - Carga Extra com a alteração da Tarifa Dinâmica para 98 €/MWh (Pontos de maior dimensão representam maior geração eólica).

As diferenças entre a influência da Tarifa Dinâmica e da Partilha de Lucro sobre a Carga Extra dizem respeito ao facto de, uma vez que a Tarifa Dinâmica influencia diretamente o cálculo do Lucro Marginal e, se este for negativo, a Carga Extra assume valores negativos. No caso da Partilha de Desconto, a única coisa que varia é a percentagem partilhada do Lucro Marginal e, assim, muito embora este valor decresça, não atinge valores negativos, de acordo com as variáveis inicializadas.

Além disso, ambos os Ganhos variam diretamente com a variação quer da Partilha de Lucro quer da Tarifa Dinâmica (Tabela 5.4 e 5.5). Posto isto, quando a Partilha de Lucro aumenta, os Ganhos da Empresa diminuirão ao contrário dos Ganhos do Consumidor, que aumentam. O inverso também se verifica. Se a Tarifa Dinâmica aumenta, os Ganhos da Empresa (38) aumentam e os dos consumidores diminuem. O contrário também se verifica.

Em relação à Taxa Fixa, uma vez que esta não influencia o cálculo da Carga Extra (37), a sua alteração não tem qualquer impacto. No entanto, uma vez que é a taxa de referência considerada para o cálculo dos ganhos, quando aumenta em relação ao Preço Dinâmico, os Ganhos da empresa serão menores.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Objetivos alcançados

O desenvolvimento do modelo de geração de preços dinâmicos de eletricidade constitui um passo importante na implementação de um mecanismo de partilha, que beneficia não só a empresa produtora, mas igualmente os consumidores.

Através do estudo efetuado, foi possível definir uma metodologia que permite não só o aproveitamento mais eficiente dos recursos renováveis, bem como a salvaguarda da operação dos geradores dentro dos seus limites técnicos, ao mesmo tempo que resguarda os interesses dos compradores de energia elétrica.

O estudo desenvolvido sobre a viabilidade do projeto revelou bons resultados ao nível dos ganhos dos intervenientes, assumindo-se assim como uma proposta viável para as situações em estudo.

De facto, partindo dos custos médios e marginais de produção e, explorando modelos económicos associados à receita e ao lucro, foi possível alcançar resultados equilibrados, tendo sempre em atenção a coerência dos valores obtidos, face à definição de cenários e ao período de teste.

O estabelecimento de um mercado elétrico em concorrência, em sistemas insulares, torna-se inexequível uma vez que não existem condições quer geográficas quer financeiras para o fazer. Assim, a implementação deste mecanismo torna-se uma alternativa viável nas perspetivas do produtor e do consumidor.

Para o efeito, o estabelecimento de uma percentagem de partilha dos lucros por parte da Empresa produtora assume-se como um incentivo ao consumo energético ponderado, por parte dos consumidores, enquanto que esta consegue melhorar os seus índices de performance e evita o aproveitamento dos geradores em regimes de risco de funcionamento.

Apesar dos resultados serem positivos, a implementação deste sistema requer alguma atenção. Na verdade, existe uma grande variabilidade associada à definição das variáveis de entrada.

Capítulo 6 Conclusão

De facto, quando se estabelece uma Tarifa Dinâmica inferior à Tarifa Fixa, a empresa produtora não conseguirá obter qualquer Lucro. Pelo contrario, quanto maior for essa diferença maiores serão os seus prejuízos.

Por outro lado, a taxa de Partilha de Lucro a aplicar como Desconto ao preço final de venda de energia elétrica impõe uma grande restrição ao sistema. Se este valor foi muito elevado, ocorre uma oscilação negativa nos Ganhos da empresa produtora. Por outro lado, se esta partilha for muito baixa, os proveitos atribuídos aos consumidores serão muito reduzidos.

Relativamente aos termos fixos de entrada, Custos Fixos e Receita Fixa, estes não afetam o valor final dos ganhos de nenhuma das partes. Tendo em conta que o modelo assenta na marginalidade dos custos e da receita, muito embora ambos os termos sejam considerados, estes anulam-se mutuamente na determinação das suas componentes marginais. Assim, os valores do Custo Marginal e da Receita Marginal dependerão apenas da variação de carga produzida de acordo com a Tarifa Dinâmica.

Estas considerações justificam o facto de o Custo Médio Marginal e o Lucro Médio serem constantes ao longo de todas as simulações efetuadas.

O Lucro Específico, neste sistema, é um indicador que define a diluição da Receita Total face à produção de carga. No entanto, esta é diretamente proporcional à variação da Tarifa Dinâmica. Deste modo, o Lucro Específico apenas sofrerá uma variação quando a Tarifa Dinâmica for alterada. Assim, quanto mais elevada esta for, maior será a diluição da Receita face à carga produzida.

Para que seja possível criar um desconto aplicável ao preço de venda de energia, deverá ser produzida uma carga extra. Esta está diretamente relacionada com a relação entre o Preço Específico e a Tarifa Dinâmica, de modo que, quanto mais elevada for esta relação, menor será a carga produzida. A ocorrência de valores negativos significa que é necessário baixar a produção.

Não obstante de todas as considerações efetuadas, a definição de variáveis de entrada assume-se como um elemento-chave no sucesso deste modelo.

6.2 Trabalhos Futuros

Muito embora o modelo desenvolvido apresente resultados positivos e sustentados, existem algumas áreas que podem ser aprofundadas de modo a obter uma simulação ainda mais real e concisa da solução alcançada.

Desta forma, podem ser considerados vários pontos de exploração futura, nomeadamente:

- Modelização da elasticidade de modo a melhorar a exatidão do método. A determinação da elasticidade da procura é um tema que ainda não foi desenvolvido, muito embora existam variados modelos de aplicação. Assim, tornar-se-ia interessante

observar o comportamento real deste indicador, uma vez que permitiria a avaliação mais concisa dos resultados;

- Aplicação do modelo para um período de teste mais extenso, bem como regiões alternativas. De acordo com os resultados obtidos para um período de teste de uma semana, foi possível atestar a possibilidade de aplicação do modelo. Portanto, seria importante estudar o seu comportamento para um espaço temporal mais longo, bem como para regiões diferentes de modo a verificar a sua versatilidade;
- Otimização do aproveitamento dos recursos renováveis. Através do estudo elaborado, foi desenvolvida uma metodologia que, além de permitir a criação de um sistema de benefício para o consumidor, permite incentiva-lo a adquirir um determinado hábito de consumo de energia. Assim, é possível procurar a operação dos geradores dentro dos seus limites de funcionamento, com a devida integração de energia renovável no despacho. Portanto, a exploração máxima da energia proveniente destas fontes torna-se alcançável;
- Desenvolvimento do modelo cria valor em ambientes onde não podem ser instalados mercados. Assim, seria relevante produzir um estudo económico e social dos locais adequados à implementação deste tipo de solução;
- Adaptação das variáveis de decisão não só aos custos associados à produção de energia, mas igualmente ao custo de vida do local em estudo de modo a alcançar resultados justos para os seus intervenientes.

Capítulo 6 Conclusão

Referências

- [1] MIBEL, "Mercado Ibérico de Eletricidade," [Online]. Available: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=9&relcategoria=1026&idpag=67>. [Accessed Maio 2014].
- [2] The Iberian Energy Derivates Exchange, "OMIP," 2014. [Online]. Available: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>. [Accessed Maio 2014].
- [3] Parlamento Europeu, "Política energética: princípios gerais," [Online]. Available: http://www.europarl.europa.eu/aboutparliament/pt/displayFtu.html?ftuld=FTU_5.7.1.html. [Accessed Maio 2014].
- [4] Comissão Europeia, "Desafios e políticas no domínio," Bruxelas, 2013.
- [5] United Nations, [Online]. Available: http://unfccc.int/essential_background/items/6031.php. [Accessed Maio 2014].
- [6] N. Paterakis, O. Erdinc, J. Catalão and A. Bakirtzis, "Optimum generation scheduling based dynamic price making for demand response in a smart power grid," in *Technological Innovation for Collective Awareness Systems*, Heidelberg, Germany, Springer, Abril 2014, pp. 371-279.
- [7] J. P. Tomé Saraiva, J. L. P. Pereira da Silva and M. T. Ponce de Leão, *Mercados de Eletricidade - Regulação e Tarifas de Uso das Redes*, Porto: FEUP Edições, 2002.
- [8] M. Matos, Peças Lopes and R. Bessa, "Serviços de Sistema - Operação de Sistemas de energia," FEUP, Porto, 2011.
- [9] Investopedia, "Investopedia," Investopedia, [Online]. Available: <http://www.investopedia.com/terms/m/market-price.asp>. [Accessed Maio 2014].

- [10] M. Johson, "Economic Basics: Supply and Demand," [Online]. Available: <http://www.sophia.org/tutorials/economic-basics-supply-and-demand>. [Accessed Maio 2014].
- [11] ESF Gabinete de Estudo, "Lições de Microeconomia," [Online]. Available: <http://www.escolacarlosnabais.org/gabinete/contents/temas/microeconomia/indexlic.htm>. [Accessed Maio 2014].
- [12] P. António, "O que é a oferta de mercado?," [Online]. Available: <http://comoeconomizar.net/o-que-e-a-oferta-de-mercado/>. [Accessed Maio 2014].
- [13] M. T. d. Santos, "Apoio às aulas, texto 3," Faculdade de Economia da Universidade do Porto, 2008.
- [14] F. Branco, "Economia Aplicada - O mercado de oligopólio," Faculdade de Ciências Económicas e Empresariais, Universidade Católica Portuguesa, 2003/2004.
- [15] J. C. d. Silva, "Estruturas de Mercado," Faculdade de Economia da Universidade do Porto, 2005/2006.
- [16] Instituto Superior de Economia e Gestão, "Glossário de termos," Dezembro 199. [Online]. Available: <http://www.iseg.utl.pt/disciplinas/mestrados/dci/glossario.html>.
- [17] N. Mira, *Microeconomia*, Edições Sílabo, 2011.
- [18] B. S. Brandão, *Algoritmos de Otimização de Despacho de Produção Elétrica Considerando Previsão de Produção Renovável*, Porto, 2013.
- [19] P. Fonte, B. Santos, C. Monteiro, N. Barrento and R. Mendonça, "Renewable power forecast to scheduling of thermal units," in *Technological Innovation for Collective Awareness Systems*, Heidelberg, Germany, SPRINGER, April 2014, pp. 361-368.
- [20] SiNGULAR, "SiNGULAR - Smart and Sustainable Insular Electricity Grids Under Large-Scale Renewable Integration," 2014. [Online]. Available: <http://www.singular-fp7.eu/home/>.
- [21] SiNGULAR, "SiNGULAR deliverable 2.1 "Report on the mathematical formulation of the different forecasting models and analysis," SiNGULAR, July 2014.

- [22] SiNGULAR, "SiNGULAR deliverable 5.1." Report on the state-of-the-art on scheduling tools and the mathematical formulation of the proposed scheduling models", SiNGULAR, July 2014.
- [23] J. Catalão, *Electric Power Systems: Advanced Forecasting Techniques and Optimal Generation Scheduling*, Boca Raton, Florida, USA: CRC Press, 2012.
- [24] R. Kerestes, "Economic analysis of grid level energy storage for the application of load levelling," University of Pittsburgh, 2010.
- [25] J. Juban, L. Fugon and G. Kariniotakis, "Probabilistic short-term wind power forecasting based on kernel density estimators," *European Wind Conference*, Maio 2007.
- [26] R. J. Bessa, V. Miranda, A. Botterud and J. Wang, "Time Adaptive Conditional Kernel Density Estimation of Wind Power Forecasting," *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, Outubro 2012.
- [27] J. Jeon and J. W. Taylor, "Using Conditional Kernel Density Estimation for Wind Power Density Forecasting," *Journal of the American Statistical Association*, vol. 107, pp. 66-79, 2012.
- [28] H. Bludszuwiet, J. Dominguez-Navarro and A. Llombart, "Statistical Analysis of Wind Power Forecasting Error," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 983-991, Agosto 2008.
- [29] M. A. Matos and R. J. Bessa, "Setting the Operating Reserve Using Probabilistic Wind Power Forecast," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, 2011.
- [30] R. C. Williamson, "Probabilistic Arithmetic," University of Queensland, 1989.
- [31] P. Kumar Singhal and R. N. Sharma, "Dynamic Programming Approach for Solving Power Generating Unit Commitment Problem," in *International Conference on Computer & Communication Technology*, 2011.
- [32] Eletricidade dos Açores, *CARACTERIZAÇÃO DAS REDES DE TRANSPORTES E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES, situação em 31 de Dezembro 2012*, 2013.

- [33] C. Monteiro, I. J. Ramirez-Rosado and L. A. Fernandez Jimenez, "Short-term Forecasting model for electric power production of small-hydro power plants," *Renewable Energy*, pp. 387-394, 2013.
- [34] SiNGULAR, "SiNGULAR deliverable 6.2 "Analysis for the insular electricity grids"," SiNGULAR, July 2014.

