



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Delfim Pedro Almeida de Brito

AS ENERGIAS RENOVÁVEIS E O *MERIT ORDER EFFECT*
ESTIMAÇÃO DOS IMPACTOS SOBRE OS PREÇOS DO MERCADO
GROSSISTA

Trabalho de Projeto no âmbito do Mestrado em Economia,
Especialização em Economia Industrial, orientado pelo Professor Doutor Adelino Manuel
Guimarães Fortunato e apresentado à Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra
para obtenção do grau de Mestre.

Julho de 2019



FACULDADE DE ECONOMIA
UNIVERSIDADE D
COIMBRA

AS ENERGIAS RENOVÁVEIS E O *MERIT ORDER EFFECT*
ESTIMAÇÃO DOS IMPACTOS SOBRE OS PREÇOS DO MERCADO
GROSSISTA

Delfim Pedro Almeida de Brito

Trabalho de Projeto no âmbito do Mestrado em Economia,
Especialização em Economia Industrial, orientado pelo Professor Doutor Adelino Manuel
Guimarães Fortunato e apresentado à Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra
para obtenção do grau de Mestre.

Julho de 2019

Agradecimentos

Aos meus pais, irmão e toda a família que ao longo da minha vida sempre apoiaram e incentivaram incondicionalmente o meu percurso académico e aos quais devo tudo.

Aos professores da Faculdade de Economia com os quais me cruzei durante estes anos de aprendizagem desde a Licenciatura em Economia e que me proporcionaram a possibilidade de aprender inúmeras áreas do saber da Economia, através do rigor e da exigência, em especial ao Professor Doutor Adelino Fortunato pelo apoio neste trabalho e pela sua contribuição sobre o tema das Energias Renováveis.

Aos meus amigos e antigos colegas de Coimbra que desde há mais de duas décadas fazem parte da minha vida.

Resumo

As Renováveis e a Cogeração são fonte de polémica por serem fortemente subsidiadas e dessa forma contribuírem para o aumento das tarifas de eletricidade. No entanto o papel das poupanças geradas por essas novas fontes de energia (Efeito Ordem de Mérito) no preço final da eletricidade não é ainda tão conhecido pelo consumidor quanto são os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), que resultam da subsidiação das Renováveis e da Cogeração (Produção em Regime Especial - PRE) e que estão incorporados nas faturas de eletricidade pagos pelos consumidores.

Pretende-se, através do estudo do comportamento do Preço da energia elétrica no Mercado Grossista, em função das quantidades de energia produzidas pelas principais fontes de energia primárias em PRO e PRE entre 2014 e 2018, provar que a poupança no mercado Grossista de produção de eletricidade em Portugal, gerada pela utilização crescente de novas fontes de energia menos caras (Renováveis), produz um efeito positivo sobre a diminuição do preço da eletricidade no mercado grossista português – o Efeito Ordem de Mérito (Merit Order Effect). A redução dos Custos Marginais de Produção da energia elétrica induzem à redução do Preço de venda da eletricidade praticada no Mercado Grossista, pois permite ao produtor apresentar-se no mercado com mais energia e mais barata, pelo que uma substituição crescente da utilização das fontes de energia primárias com custos marginais mais elevados por outras com custos inferiores, como é o caso das renováveis, permite geração de poupança e a criação de uma oportunidade para a redução dos custos suportados na fatura energética com a subsidiação das Renováveis.

Metodologia de Abordagem: Modelo de formação do Preço da eletricidade no Mercado Grossista: Oferta e Procura de Eletricidade (MIBEL); Estimção e análise econométrica do impacto das quantidades de energia elétrica geradas pelas fontes de energia primária, sobre o valor dos Preços de Eletricidade no Mercado Grossista; Estatística Descritiva.

Classificação JEL: H23; L11; L94; Q42; Q48.

Palavras-chave: Energias Renováveis; Efeito Ordem Mérito; Preços Eletricidade; Subsídios.

Abstract

Renewables and cogeneration are a source of controversy because they are heavily subsidized and thus contribute to the increase in electricity tariffs. However, the role of the savings generated by these new sources of energy (Merit Order Effect) on the final price of electricity is not yet as well known by the consumer as are the General Economic Interest Costs (CIEG), which result from the subsidization of Renewables and of Cogeneration (Special Regime Production - PRE) and which are incorporated in the electricity bills paid by consumers.

It is intended, through the study of the behavior of Electric Energy Price in the Wholesale Market, based on the amounts of energy produced by the main primary energy sources in PRO and PRE between 2014 and 2018, to prove that savings in the wholesale market of electricity in Portugal, generated by the increasing use of new less expensive energy sources (Renewables), has a positive effect on the decrease in the price of electricity in the Portuguese wholesale market - the Merit Order Effect. The reduction of Marginal Costs of Production of electric energy induce the reduction of the Electricity Sale price of the Wholesale Market, since it allows the producer to present itself in the market with more energy and cheaper, reason why an increasing substitution of the use of the sources of energy costs with higher marginal costs for others with lower costs, such as renewables, allows savings and the creation of an opportunity to reduce costs incurred in the energy bill with the subsidization of Renewables.

Approach Methodology: Electricity Price Formation Model in the Wholesale Market: Supply and Demand of Electricity (MIBEL); Estimation and econometric analysis of the impact of the amounts of electric energy generated by the primary energy sources, on the value of Electricity Prices in the Wholesale Market; Descriptive statistics.

JEL Classification: H23; L11; L94; Q42; Q48.

Keywords: Renewables; Merit-Order Effect; Electricity Prices; Subsidies.

ÍNDICE

Agradecimentos	iii
Resumo	iv
Abstract	v
Índice	vii
Índice de Figuras	viii
Abreviaturas e Siglas	ix
1 Introdução	1
2 Revisão da Literatura	2
2.1 O setor elétrico português	2
2.1.1 Evolução	2
2.1.2 Cadeia de Valor	5
2.1.3 Tarifas de Eletricidade	6
2.2 Enquadramento das Renováveis no Mercado da Eletricidade em Portugal	7
2.2.1 Subsídios e Investimento nas Renováveis	7
2.2.2 O Efeito Ordem de Mérito	9
2.2.3 O European Electricity Market Model (EMMA)	11
2.3 A Formação do Preço da Eletricidade no Mercado Grossista	12
2.3.1 Oferta e Procura	12
2.3.2 Custos de Investimento e Custos Marginais	14
2.3.3 Cournot-Bertrand – Modelo Estático de Oligopólio	14
2.3.4 O Impacto das Renováveis no Mercado Grossista Alemão	16
3 Metodologia e Descrição de Dados	16
3.1 Escolha da Função Objetivo para o problema de otimização	16
3.2 A aplicação do método de determinação do Preço em função das Quantidades produzidas pelas fontes de Energia em PRO e PRE	18
4 Resultados	18

4.1 Resultados da estimação	18
4.2 Testes	20
5 Conclusões	21
Referências Bibliográficas	22
Anexo I. Efeito Ordem de Mérito das Renováveis no Mercado Grossista Alemão	23
Anexo II. Fontes de Dados e Informação Estatística	24
Anexo III. Estimações do Modelo	25
Anexo IV. Representações gráficas das variáveis do Modelo estimado	27

Índice de Figuras

Figura 1: % de utilização das Fontes de Energia na geração de eletricidade (Amador, 2010)	4
Figura 2: Mix energético referente ao 1.º Trimestre 2019 (Fonte EDP)	5
Figura 3: Evolução dos CIEG apurados nas tarifas desde 2000 (Fonte ERSE)	5
Figura 4: Cadeia de valor (Fonte EDP)	6
Figura 5: Tarifas de acesso (Fonte ERSE)	7
Figura 6: Tarifas de Venda a Clientes Finais (Fonte ERSE)	7
Figura 7: Modelo FIT em % do Preço	8
Figura 8: Remuneração da produção renovável (Fonte APREN)	10
Figura 9: Efeito Ordem de Mérito (Fonte APREN)	11
Figura 10: Efeito Ordem de Mérito (Deslocação da Procura)	11
Figura 11: Efeito Ordem de Mérito (Fonte ERSE)	12
Figura 12: DWL (Hirth, 2015)	13
Figura 13: Caso concreto no MIBEL (Fonte Conferência APREN, 2017)	14
Figura 14: Efeitos das renováveis e das não-renováveis nos consumidores	15
Figura 15: Energias Renováveis no Balanço Energético (Fonte DGEG/PORDATA)	17
Figura 16: Produção de eletricidade por Energias Renováveis GWh (Fonte DGEG)	17

Abreviaturas e Siglas

AT	Alta Tensão
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BT	Baixa Tensão
CAE	Contratos de Aquisição de Energia
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CMEC	Custos de Manutenção dos Equilíbrios Contratuais
CUR	Comercializador de Último Recurso
DWL	Dead Weight Loss
EMMA	European Electricity Market Model
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FIP	<i>Feed-In-Premium</i>
FIT	<i>Feed-In-Tariffs</i>
LEC	Levelized Electricity Cost
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
OLS	<i>Ordinary Least Squares</i>
OMIP	Operador de Mercado Elétrico Português
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

1 Introdução

A elaboração deste trabalho resulta da perceção generalizada de que as Energias Renováveis pesam no preço da eletricidade. Em primeira instância o cidadão comum pressupõe, a partir da informação disponível na sua fatura energética e pela tão veiculada discussão ao redor dos elevados custos de instalação que possuem a geração da energia eólica e solar, os chamados Custos de Interesse Económico Geral (CIEG). Ainda assim, os custos suportados em Portugal com a utilização de fonte de matéria-prima de origem fóssil na produção de energia elétrica parecem ser, injustificadamente, insignificantes quando comparados com os gastos a suportar com as Renováveis e que permitiram o crescimento do “déficit tarifário”.

O objetivo primordial deste estudo é demonstrar que a crescente utilização das fontes de energia renováveis permite gerar preços mais baratos da eletricidade no mercado grossista, em virtude dos seus reduzidos custos marginais de produção e, pelo contrário, evidenciar os elevados encargos provenientes do consumo do petróleo, do carvão e do gás natural pelas centrais térmicas portuguesas.

A segunda questão a determinar consiste na constatação de que as poupanças geradas com a introdução de matérias-primas mais baratas na fase de produção poderão permitir a criação de uma janela de oportunidade para, pelo menos, reduzir em semelhante proporção os encargos com subsídio prestada às Renováveis.

A metodologia aplicada neste trabalho inicia-se com uma revisão da literatura aplicável a esta temática, abordando-se uma caracterização do setor elétrico português; elaborando o enquadramento das renováveis no mercado de eletricidade em Portugal; estudar a formação do preço da eletricidade no mercado grossista; determinar um modelo explicativo para o impacto da utilização das fontes de energia sobre o valor do preço da eletricidade e estudá-lo no âmbito econométrico; e por fim apresentar conclusões.

2 Revisão da Literatura

2.1 O setor elétrico português

2.1.1 Evolução

A produção de eletricidade em Portugal é feita de duas formas: produção em regime ordinário (PRO) e produção em regime especial (PRE).

O regime ordinário de produção de eletricidade aplica-se à produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos.

O regime ordinário desenvolve-se em regime de concorrência desde 2007, após a implementação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Desde então, a atividade de produção foi liberalizada e os produtores passaram a oferecer a sua energia numa plataforma comum de energia, integrada a nível ibérico.

Também a remuneração das centrais sofreu alterações e os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) deram lugar aos Custos de Manutenção dos Equilíbrios Contratuais (CMEC).

Quanto à decisão de operação das centrais, deixou de ser operada centralmente pela REN e passou para um regime de despacho descentralizado a cargo dos diferentes operadores.

Em termos de remuneração das centrais, antes da implementação do MIBEL o mercado funcionava através dos CAE e a decisão de operação das centrais era realizada centralmente pela Rede Elétrica Nacional (REN). Com o MIBEL houve uma transição para um regime descentralizado a cargo dos operadores, e o fim antecipado dos CAE, que deram lugar aos CMEC para as centrais do Grupo EDP, são instrumentos que proporcionaram taxas de rentabilidade em linha com os CAE iniciais.

A gestão dos mercados que integram o MIBEL está a cargo do Operador do Mercado Ibérico de Energia. O Pólo Operador de Mercado Português (OMIP) é o responsável pela gestão do mercado a prazo.

A produção em regime especial é a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, como é o caso da produção de eletricidade através de cogeração e de recursos

endógenos, renováveis e não renováveis, a microprodução, a miniprodução e a produção sem injeção de potência na rede.

Em Portugal, a produção em regime especial contempla operações de produção elétrica através de mini-hídricas, cogeração e biomassa. No contexto da política comunitária foi promovida a produção em regime especial, tendo sido definidas as condições técnicas de ligação à rede de distribuição de energia, além de ter sido garantida a compra de energia emitida para a rede, de acordo com processos remuneratórios definidos em vários diplomas legais. Fazem parte deste regime a:

- ✓ Produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, resíduos industriais ou urbanos;
- ✓ Produção de eletricidade em cogeração (calor e eletricidade);
- ✓ Microprodutores: aplicável em Baixa Tensão (BT);
- ✓ Miniprodutores: aplicável em Média Tensão (MT) e BT;
- ✓ UPP: aplicável em MT e BT;
- ✓ UPAC: aplicável em Alta Tensão (AT), MT e BT;

Esta atividade tem um enquadramento legal específico, nomeadamente no que diz respeito à comercialização da eletricidade produzida e à remuneração dos respetivos operadores, com o objetivo de promover o desenvolvimento das energias renováveis. A energia produzida em regime especial beneficia de despacho prioritário em Portugal.

O Comercializador de Último Recurso (CUR) tem a obrigação legal de compra da totalidade de produção em regime especial aos produtores que o queiram fazer, a preços regulados e fixados administrativamente para cada tecnologia (feed-in-tariffs) – regime bonificado, o que não limita contudo a possibilidade de os produtores em regime especial venderem a sua energia a outros comercializadores de eletricidade a operar no mercado.

Recentemente, as leis base do setor foram alteradas no sentido de a PRE poder também ser remunerada em regime de mercado, ou seja, os produtores colocam diretamente a sua energia em mercado em condições semelhantes às dos PRO, podendo também esta colocação ser feita com recurso a um agente agregador. É expectável que, à medida que as tecnologias PRE vão amadurecendo e aumentando a sua competitividade, os produtores em regime especial passem também a oferecer a energia produzida em mercado, em termos semelhantes aos aplicados aos produtores em regime ordinário.

Ao nível da comercialização, tem-se assistido a uma crescente liberalização do sector. Em 2015, o mercado livre representou cerca de 92% do volume total de energia elétrica comercializada (sítio EDP). Os preços de venda finais para clientes domésticos continuam a estar acima da média da União Europeia, sendo esta realidade válida desde o aumento do IVA de 6% para 23% em Outubro de 2011. Para clientes industriais, os preços em Portugal têm-se mantido abaixo da média da UE.

Ao longo das últimas décadas em Portugal constatou-se uma diminuição da utilização de combustíveis fósseis a par do surgimento das Renováveis na geração da energia elétrica (figura 1).

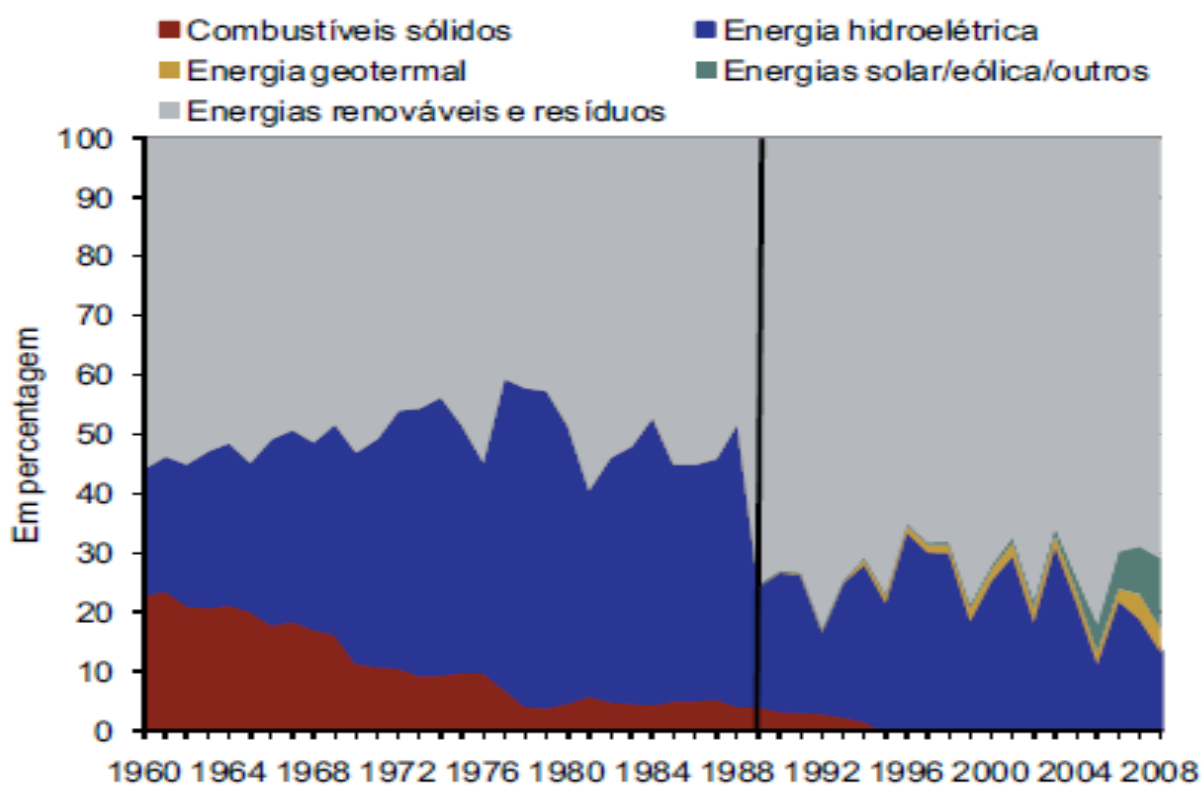


Figura 1: % de utilização das Fontes de Energia na geração de eletricidade (Amador, 2010)

Atualmente, através da consulta de uma normal fatura energética da empresa EDP, pode verificar-se que a utilização da energia eólica é apenas ultrapassada por outra energia renovável – a energia hídrica (figura 2).

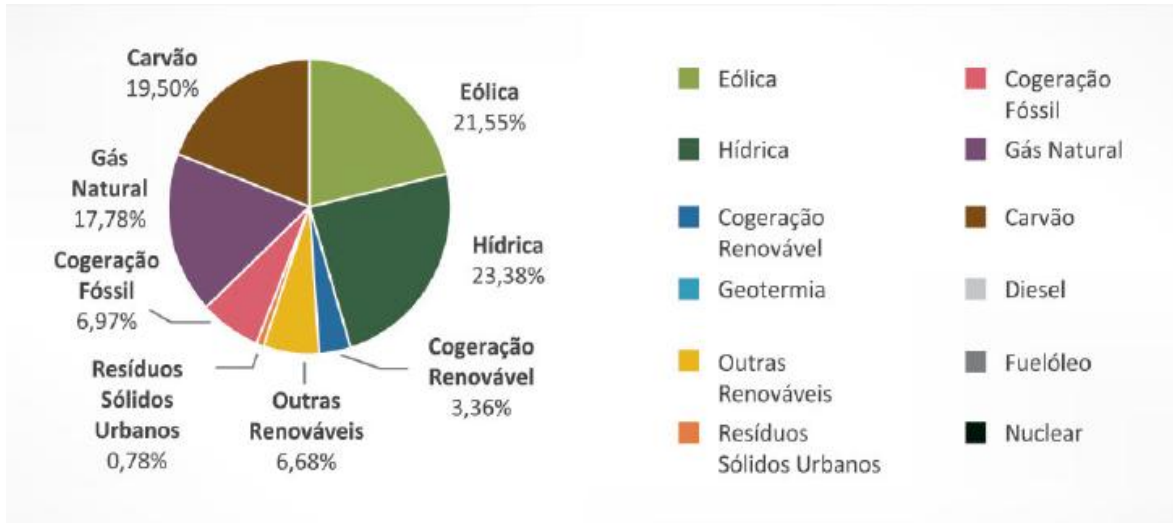


Figura 2: Mix energético referente ao 1.º Trimestre 2019 (Fonte EDP)

Perante uma análise atenta às componentes dos CIEG desde o ano 2000, os encargos com os CMEC são fixos e o peso relativo dos custos da PRE são elevados (figura 3).

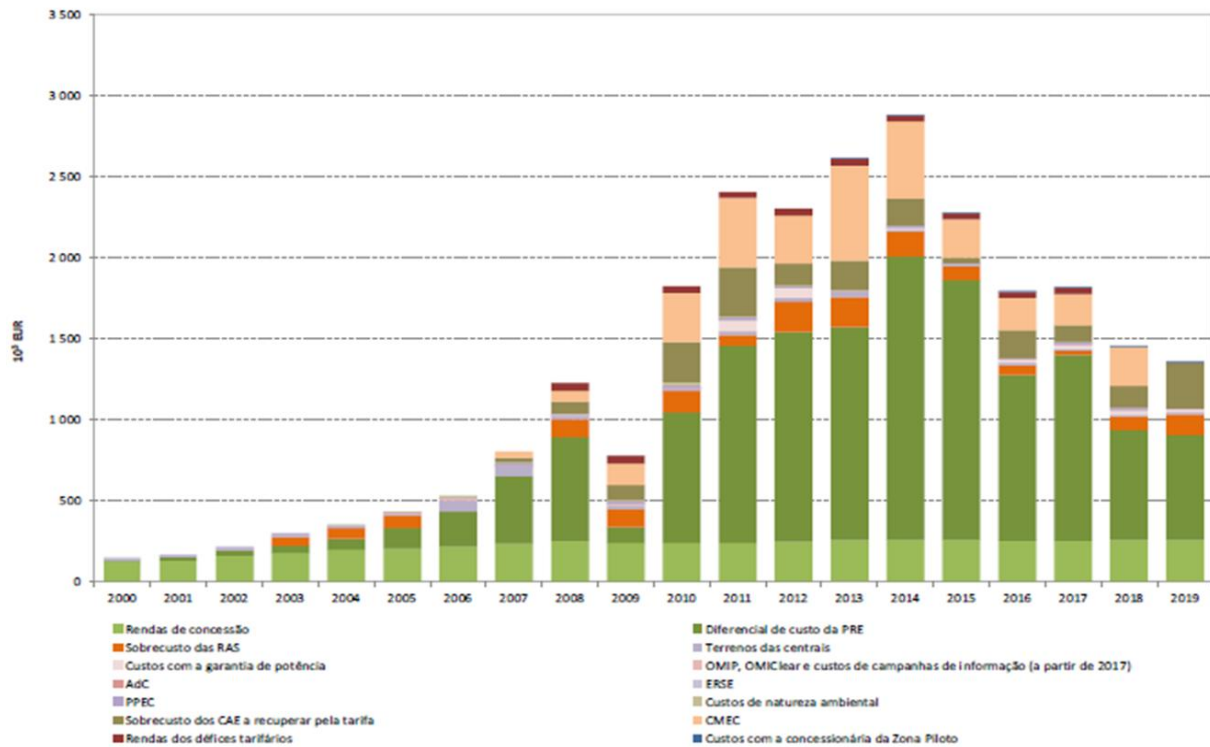


Figura 3: Evolução dos CIEG apurados nas tarifas desde 2000 (Fonte ERSE)

2.1.2 Cadeia de valor

A cadeia de valor no mercado de eletricidade em Portugal (figura 4) é assim constituída:

- I. **PRODUÇÃO:** é um mercado não-regulado em situação de Oligopólio com dois regimes (PRO e PRE). Em PRO atuam empresas como a EDP Produção e em PRE nomeadamente a EDP RENOVÁVEIS, IBERWIND, ENERCON, etc. Atualmente a produção, em centrais electroprodutoras - térmicas, hídricas e a partir de fontes renováveis, é suficiente para satisfazer o consumo de energia elétrica em Portugal Continental.
- II. **TRANSPORTE:** é um mercado operado pela REN que executa o transporte de energia em MAT, em regime de Monopólio Natural.
- III. **DISTRIBUIÇÃO:** é o transporte de energia em AT, MT e BT em regime de Monopólio Natural, que é explorado pela EDP Distribuição.
- IV. **COMERCIALIZAÇÃO:** trata-se de um Oligopólio explorado por comercializadoras que colocam a energia elétrica junto dos consumidores finais (EDP COMERCIAL, ENDESA ENERGIA, GASNATURAL FENOSA, IBERDROLA, GALP POWER, EGL, FORTIA ENERGIA).
- V. **CONSUMO FINAL**

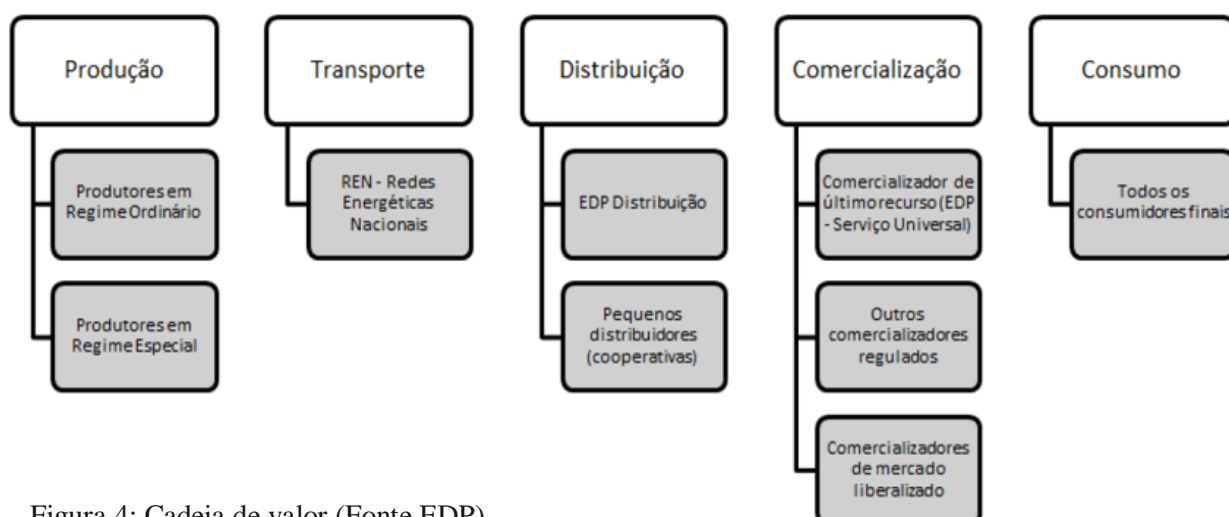


Figura 4: Cadeia de valor (Fonte EDP)

2.1.3 Tarifas de Eletricidade

As tarifas pagas pelos consumidores resultam de um processo aditivo de custos suportados na cadeia de valor para colocar a eletricidade à disposição dos consumidores e incluem as tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição (figura 5).

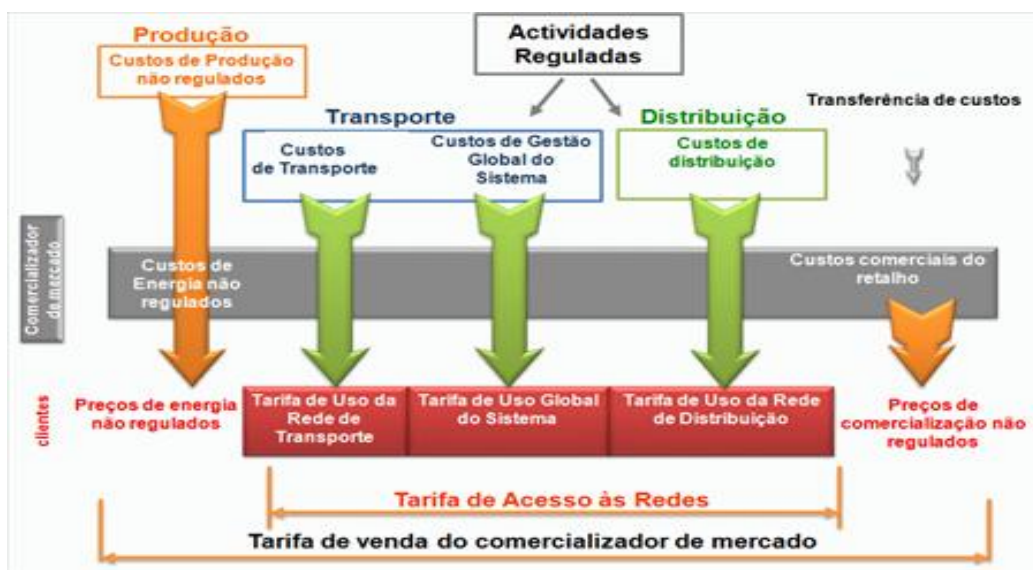


Figura 5: Tarifas de acesso (Fonte ERSE)

As Tarifas de Venda a clientes finais (figura 6) resultam da soma das Tarifas de Acesso com as Tarifas de Energia (para suportar as rendas às Renováveis e os outros CIEG) e com as Tarifas de Comercialização (proveitos da atividade de comercialização).

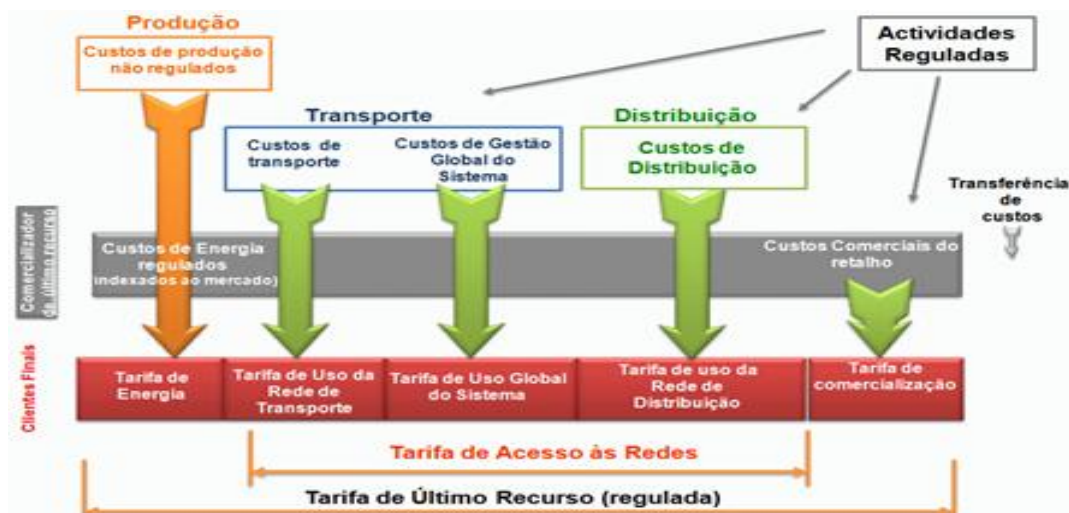


Figura 6: Tarifas de Venda a Clientes Finais (Fonte ERSE)

2.2 Enquadramento das Renováveis no Mercado da Eletricidade em Portugal

2.2.1 Subsídios e Investimento nas Renováveis

A Feed-in Tariff (FIT) é uma política do âmbito da geração de energia que consiste na atribuição de subvenções ao investimento em projetos de energias renováveis, mediante a implementação de acordos de longo-prazo, para promover a venda de energia elétrica produzida pelas indústrias das renováveis (Couture, Cory, Kreycik & Williams, 2010).

Estes compromissos de pagamento de subsídios são firmados através de contratos com 10 a 25 anos de duração, sobre cada *kilowatt* horário produzido. Os níveis de subvenção atribuídos dependem dos tipos de tecnologia utilizados, da dimensão dos projetos, da qualidade dos recursos e da localização dos projetos.

Estes subsídios são de valor constante podendo ou não estar interligados com as flutuações dos preços do mercado grossista (figura 7).

As principais finalidades das FIT são garantir o acesso à rede, assegurar estabilidade de longo-prazo ao mercado e fixar níveis de apoio baseados nos custos de produção das indústrias das Renováveis.

As principais desvantagens habitualmente apontadas são: a subida dos custos com as energias renováveis no curto-prazo; a distorção dos preços no mercado grossista; serem geralmente encaradas como lucros estáveis garantidos por períodos de 15-25 anos em vez de subsidiarem diretamente os custos iniciais de investimento; e a fraca orientação para o mercado pois o seu valor é independente dos sinais dos preços de mercado.

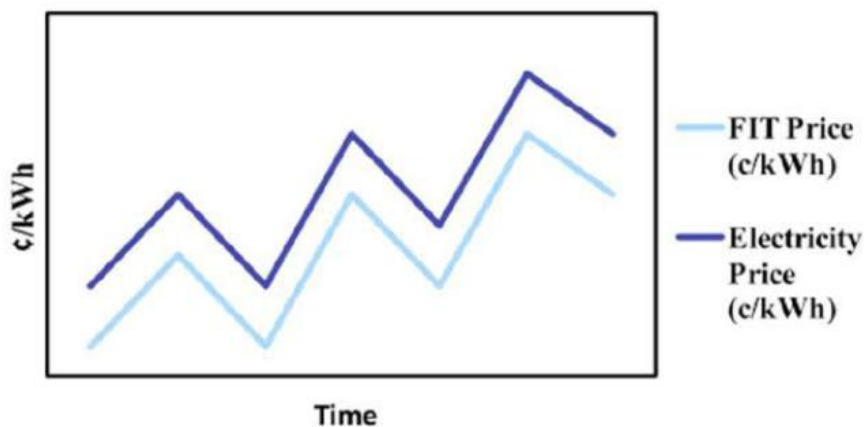


Figura 7: Modelo FIT em % do Preço

Em Portugal, os produtores de energia elétrica com base em fontes de energias renováveis são remunerados com base numa fórmula estabelecida na legislação (Decreto-Lei n.º 168/99). Os elementos da fórmula representam diferentes fatores que influenciam o valor da remuneração pelo fornecimento da electricidade produzida em centrais de energias renováveis entregue à rede.

$$VRD_m = \{ KMHO_m \times [PF(VRD)_m + PV(VRD)_m] + PA(VRD)_m \times Z \} \times (IPC_{m-1}/IPC_{ref}) \times [1/(1-LEV)]$$

- ✓ $KMHO_m$: É o coeficiente de modelação em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida.
- ✓ $PF(VRD)_m$: É a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m .
- ✓ $PV(VRD)_m$: É a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m .
- ✓ $PA(VRD)_m$: É a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m .
- ✓ IPC_{m-1}/IPC_{ref} : É o factor que ajusta à inflação (IPC_{m-1} : É o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês $m-1$ e o IPC_{ref} : é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável).
- ✓ $1/(1-LEV)$: É o factor que representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

A parcela ambiental é multiplicada pelo coeficiente Z , que varia de acordo com a tecnologia associada à fonte de energia renovável. Devido à introdução deste coeficiente em 2001 (Decreto-Lei 339-C/2001), o sistema de remuneração das Renováveis, que apenas se baseava nos custos evitados, evoluiu para um conceito que entra em conta com os custos diferenciados de acordo com as tecnologias, estabelecendo assim, uma remuneração diferenciada por tecnologia.

Relativamente à remuneração da produção com as Renováveis sabe-se que, por intermédio das FIT's, o preço final da eletricidade é onerado e que são os consumidores finais que no final terão de suportar esse encargo na fatura energética. Uma forma de reduzir estes sobrecustos da PRE seria a indexação do preço da PRE ao preço do mercado grossista seguindo um esquema de *Sliding Feed-In-Premium* (FIP), ou seja, o preço do mercado grossista mais um prémio.

A grande diferença entre os custos de geração em PRO e em PRE/Renováveis reside no facto de que para as segundas os encargos são provenientes das rendas auferidas (FIT's) e não pelos custos das fontes de energia. O Efeito Ordem de Mérito confere às renováveis uma tendência decrescente nos seus custos de geração (figura 8).

REMUNERAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL

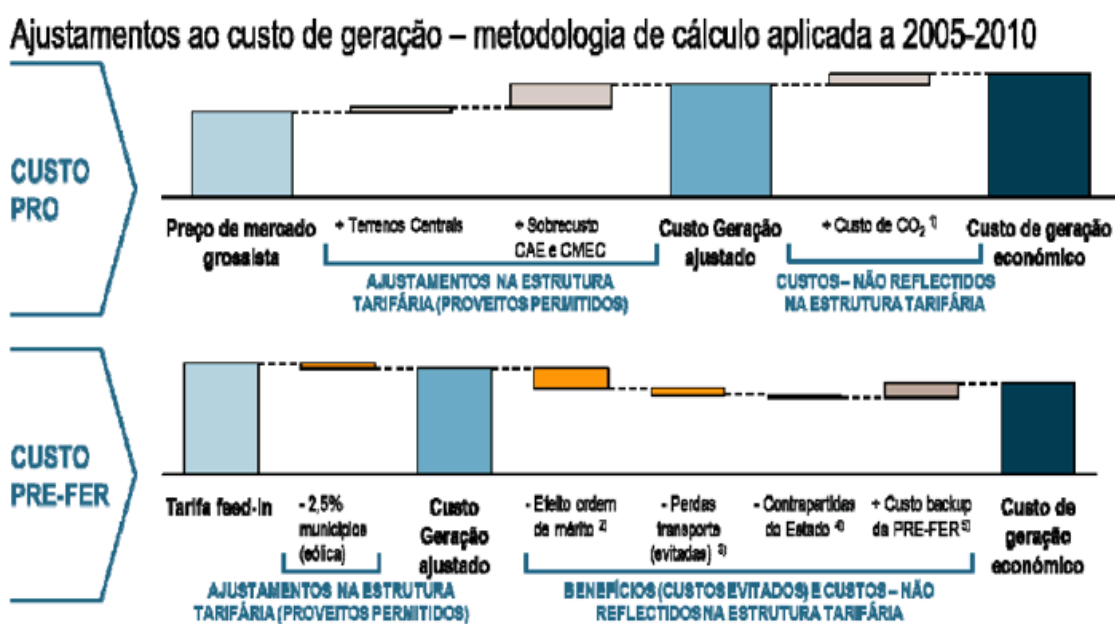


Figura 8: Remuneração da produção renovável (Fonte APREN)

2.2.2 O Efeito Ordem de Mérito

O conceito Ordem de Mérito (Geman e Roncoroni, 2006) descreve a sequência do emprego das fontes de energia primárias utilizadas na produção de energia eléctrica, por forma a otimizar os lucros obtidos no mercado grossista de eletricidade. A ordem de mérito é baseada nos menores custos marginais (custo de produção de 1 MWh) e serão os produtores

que produzirem a eletricidade a preços mais baixos que serão chamados a fornecer energia ao mercado em primeiro lugar. Os restantes serão posteriormente adicionados até que toda a procura seja satisfeita (figura 9).

New Merit Order

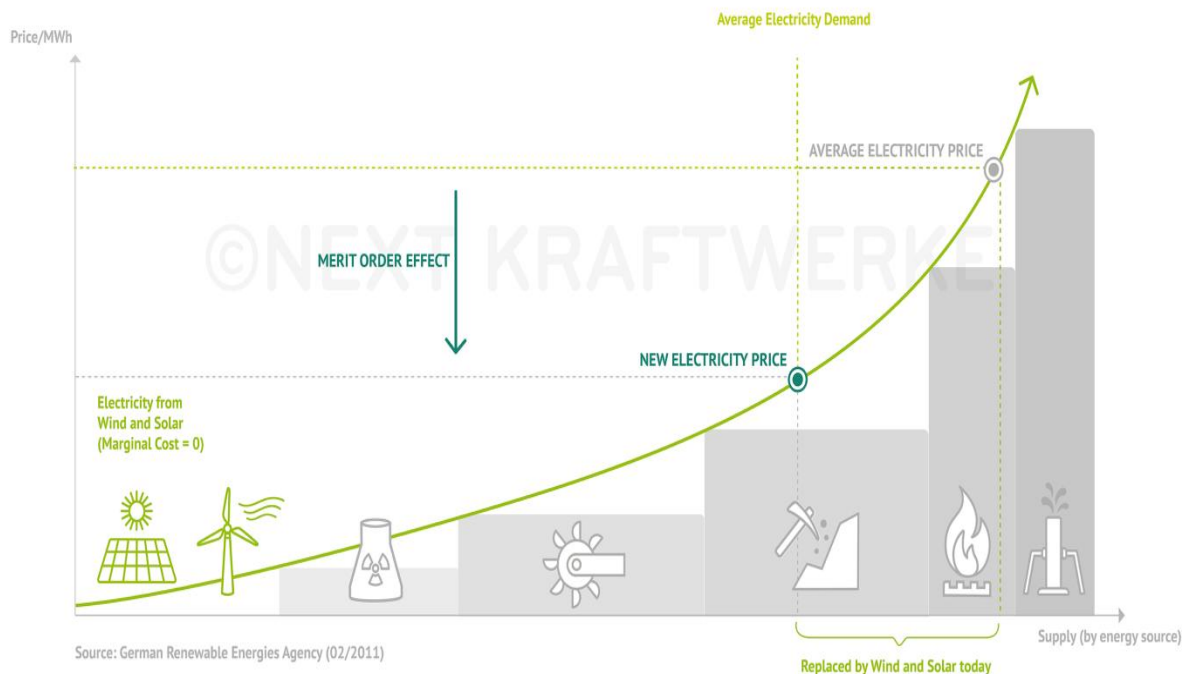


Figura 9: Efeito Ordem de Mérito (Fonte APREN)

À medida que aumenta a quantidade de eletricidade gerada pelas energias solar e eólica diminui o montante empregue de energias fósseis. Esta situação é demonstrada pela deslocação para a esquerda da curva da procura da eletricidade gerada pelas energias fósseis, que é pois substituída pela eletricidade gerada pelas Renováveis (figura 10).

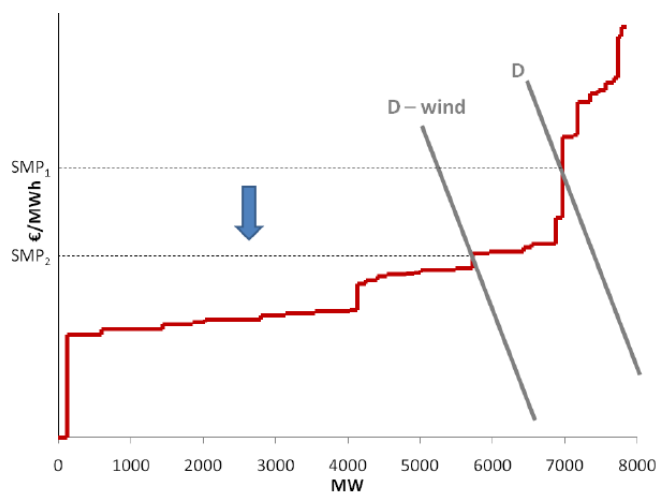


Figura 10: Efeito Ordem de Mérito (deslocação da procura)

A entrada no mercado de oferta da energia mais barata gerada pelas renováveis irá provocar uma diminuição do preço da eletricidade transacionada uma vez que a procura será satisfeita aos preços mais baixos (figura 11).

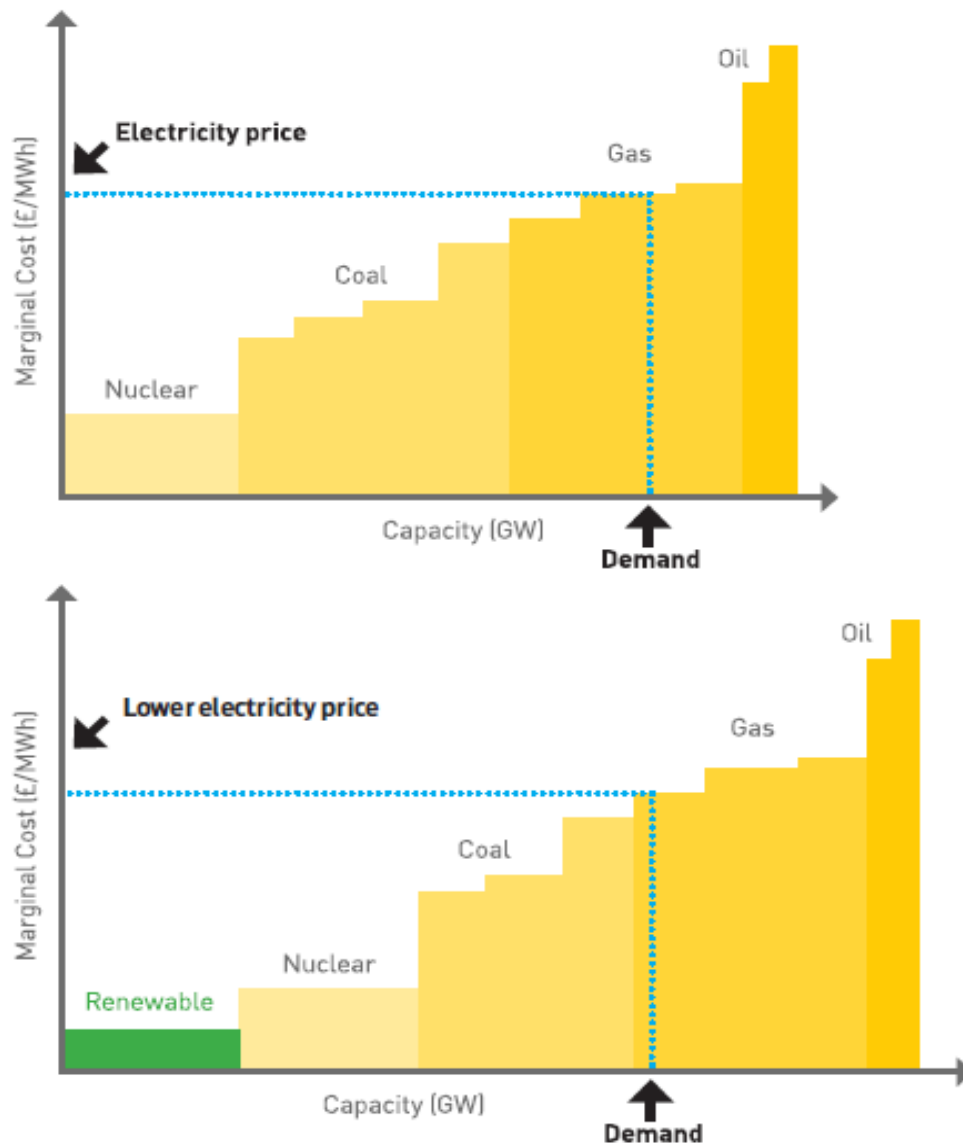


Figura 11: Efeito Ordem de Mérito (Fonte ERSE)

2.2.3 O European Electricity Market Model (EMMA)

O EMMA é um modelo integrado de desenvolvimento de estudos que são realizados regularmente para um conjunto de países do noroeste europeu (Hirth, 2017).

O objetivo deste modelo é a minimização dos valores dos custos totais e dos custos variáveis das energias geradoras de eletricidade (das fósseis às renováveis).

A contabilização do MWh renovável, é feita com base no cálculo do Levelized Electricity Cost (LEC), enquanto o custo do MWh de origem fóssil convencional é feito apenas com base no custo do combustível utilizado.

O LEC é assim definido como a curva dos custos marginais de longo-prazo, onde c_y são os custos imputados no ano y , g_y é o montante de electricidade gerada nesse ano, i é a taxa de desconto real e Y é o período máximo de vida, em anos, da empresa estudada.

$$LEC = \sum_{y=1}^Y \frac{1}{(1+i)^y} \frac{c_y}{g_y}$$

O cálculo do LEC torna-se relevante pois permite determinar o montante de subsídio necessário, nomeadamente para a produção de energia eólica, através diferença entre o seu custo marginal e a sua procura, o que corresponde ao DWL (figura 12).

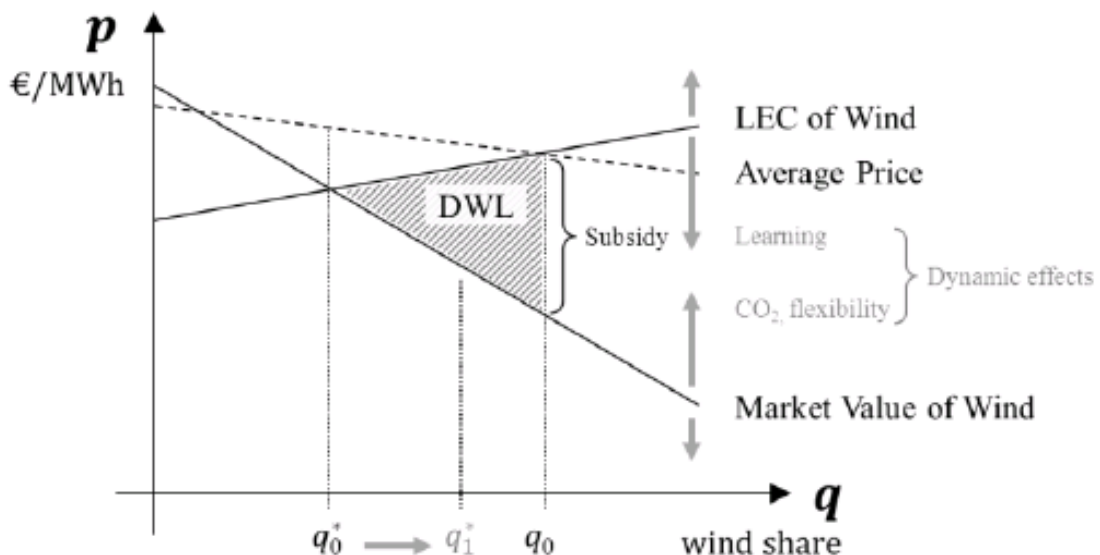


Figura 12: DWL (Hirth, 2015)

2.3 A Formação do Preço da Eletricidade no Mercado Grossista

2.3.1 Oferta e Procura

O OMIP é um Operador de Mercado Regulado português que oferece uma plataforma de negociação para derivados de energia, nomeadamente Futuros, Forwards, Swaps e Opções, cujos ativos subjacentes são electricidade e gás natural.

A negociação realizada no OMIP é anónima. Tal significa que os participantes do mercado não detêm qualquer informação sobre a identidade dos agentes compradores e vendedores. Do mesmo modo, durante o processo de compensação, os agentes nunca têm conhecimento de quem detém as posições, nem quais são essas posições em termos desagregados. Este modelo é extremamente útil, uma vez que permite, a cada participante, formular expectativas relativamente às variações de preços com base em estratégias e posições cuja titularidade não é identificada pelos outros participantes.

Através do estudo de um caso concreto realizado pela APREN (figura 13) com dados fornecidos pelo MIBEL sobre os custos marginais da PRE do dia 01/01/2016, e apresentado em conferência em 2017, conseguiu-se demonstrar que a curva da oferta de electricidade sem as quantidades oferecidas de energia das PRE encontrar-se-á mais à esquerda, ou seja, seriam transacionadas menores quantidades no mercado grossista e a preços mais elevados.

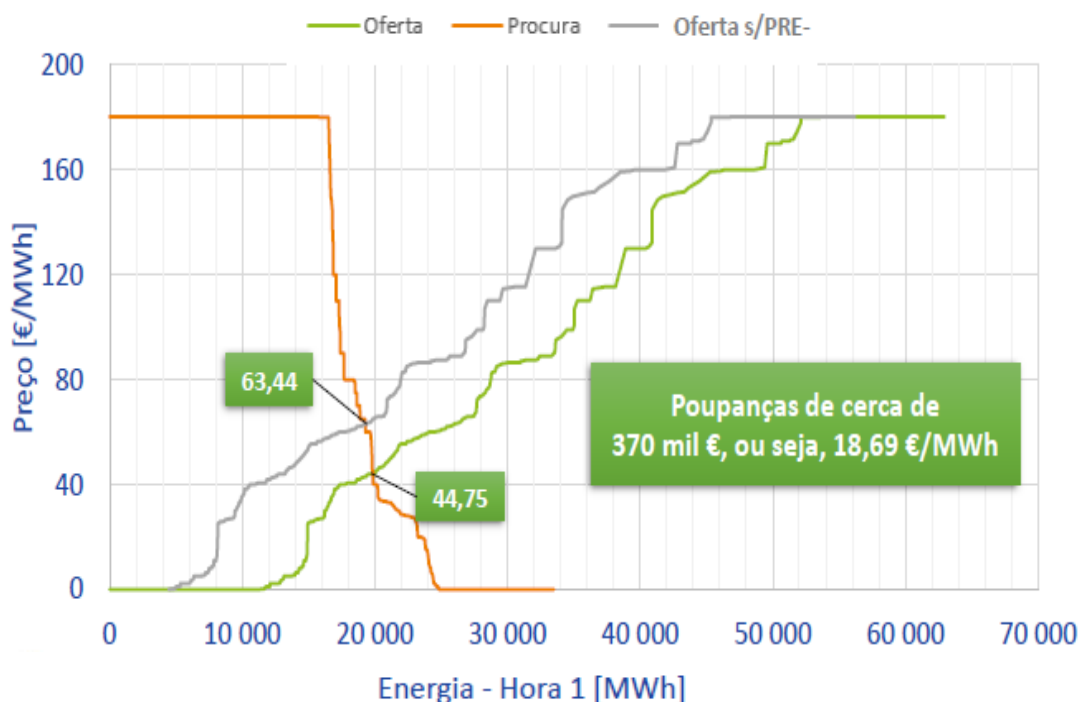


Figura 13: Caso concreto no MIBEL (Fonte Conferência APREN, 2017)

2.3.2 Custos de Investimento e Custos Marginais

No mercado português de eletricidade as fontes de energia fósseis não apresentam custos de investimentos fixos de grande monta (apenas na refinaria), uma vez que Portugal tem de importar produtos como o petróleo, carvão e hulha, para a produção de energia elétrica nas centrais térmicas. Por outro lado os custos marginais de produção para este tipo de fontes são bastantes voláteis e criam ao país dependência energética face ao exterior.

Por essa razão tem sido tão importante o crescente investimento em fontes de energia renováveis. No entanto os custos de investimento são avultados e são amortizados ao longo de vários anos. Por outro lado, depois da capacidade se encontrar instalada o valor dos custos marginais de geração de energia elétrica são bastante diminutos e seguem tendencialmente para “zero”.

Apesar dos benefícios económicos trazidos pelas Renováveis sobre a redução do preço da eletricidade, os apoios aos produtores das Renováveis são imputados aos consumidores através das rendas pagas nas faturas energéticas. Em sentido inverso, são os prejuízos provocados pelas emissões de CO₂ e das subidas de preços que incentivam a que os produtores das não-renováveis sejam penalizados por esses factos (figura 14).

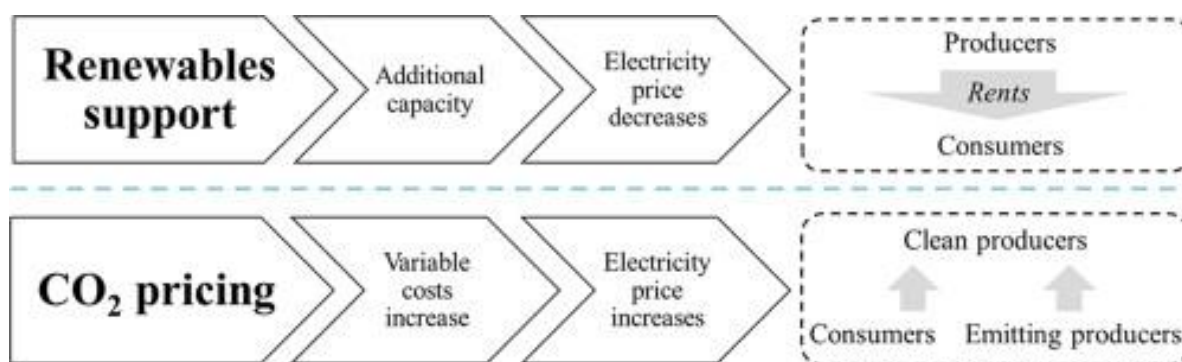


Figura 14: Efeitos das renováveis e das não-renováveis nos consumidores

2.3.3 Cournot-Bertrand - Modelo Estático de Oligopólio

No mercado grossista de eletricidade como é o MIBEL a concorrência entre os produtores é efetuada pelos preços à Bertrand, mas converte-se numa concorrência à Cournot quando as empresas têm restrições de capacidade. Neste mercado tal situação pode perfeitamente acontecer e então a competição passará a ser através das quantidades oferecidas.

Em ambas as situações estamos perante um mercado onde o produto transacionado é homogêneo, onde são os produtores que escolhem as quantidades que oferecem ao mercado, onde as decisões de venda são efetuadas em simultâneo no mercado grossista (jogos estáticos em equilíbrio de Nash), e onde não existe entrada de novas empresas e a procura é linear e iguala os custos marginais (Church & Ware, 2000).

No entanto, se se introduzir o conluio tácito existirá a possibilidade de as empresas retirarem capacidade do mercado grossista, diminuindo as ofertas de venda, para provocarem o aumento do preço e o modelo poder-se-á tornar-se dinâmico.

2.3.4 O Impacto das Renováveis no Mercado Grossista Alemão

Johanna Cludius apresentou em 2014 um estudo sobre o Efeito Ordem de Mérito das energias eólica e solar no preço da eletricidade no mercado grossista alemão, para o período entre 2008 e 2012 (Cludius *et al*, 2014). Foi estimado, em média, quanto é que o preço da eletricidade é reduzido pela introdução de maior capacidade de geração renovável (eólica e fotovoltaica) e pela procura total, através do seguinte modelo que incluiu dummies sazonais:

$$Spot_t = \beta_1 wind_t + \beta_2 PV_t + \beta_3 load_t + \sum_{k=1}^{23} \beta_{k+3} dh_{kt} + \sum_{l=1}^7 \beta_{l+26} dd_{lt} + \sum_{m=1}^{11} \beta_{m+33} dm_{mt} + \sum_{n=1}^4 \beta_{n+44} dy_{nt} + u_t$$

Os resultados obtidos (ANEXO I) apontaram efeitos notórios da geração das Renováveis sobre a redução do valor dos preços, principalmente nos anos em que os preços das energias fósseis foram mais elevados.

3 Metodologia e Descrição dos Dados

3.1 Escolha da Função Objetivo para o Problema de Otimização

Em virtude da dificuldade de obtenção de dados que satisfizessem uma função Preço como sendo igual ao somatório dos custos fixos e dos custos variáveis (em PRO e em PRE), por sua vez divididos pelas quantidades produzidas, decidi tentar explicar o Efeito de Ordem

de Mérito adotando um Modelo que relaciona diretamente o preço do mercado grossista com as quantidades utilizadas de fontes de energias fósseis e de energias renováveis.

A realidade portuguesa demonstra que a partir de 2005 a geração eólica teve o seu surto e em 2009 observa-se uma diminuição da utilização das energias fósseis e da biomassa (figura 15). O crescimento e forte peso da energia eólica, entre as renováveis, também são notórios (figura 16).

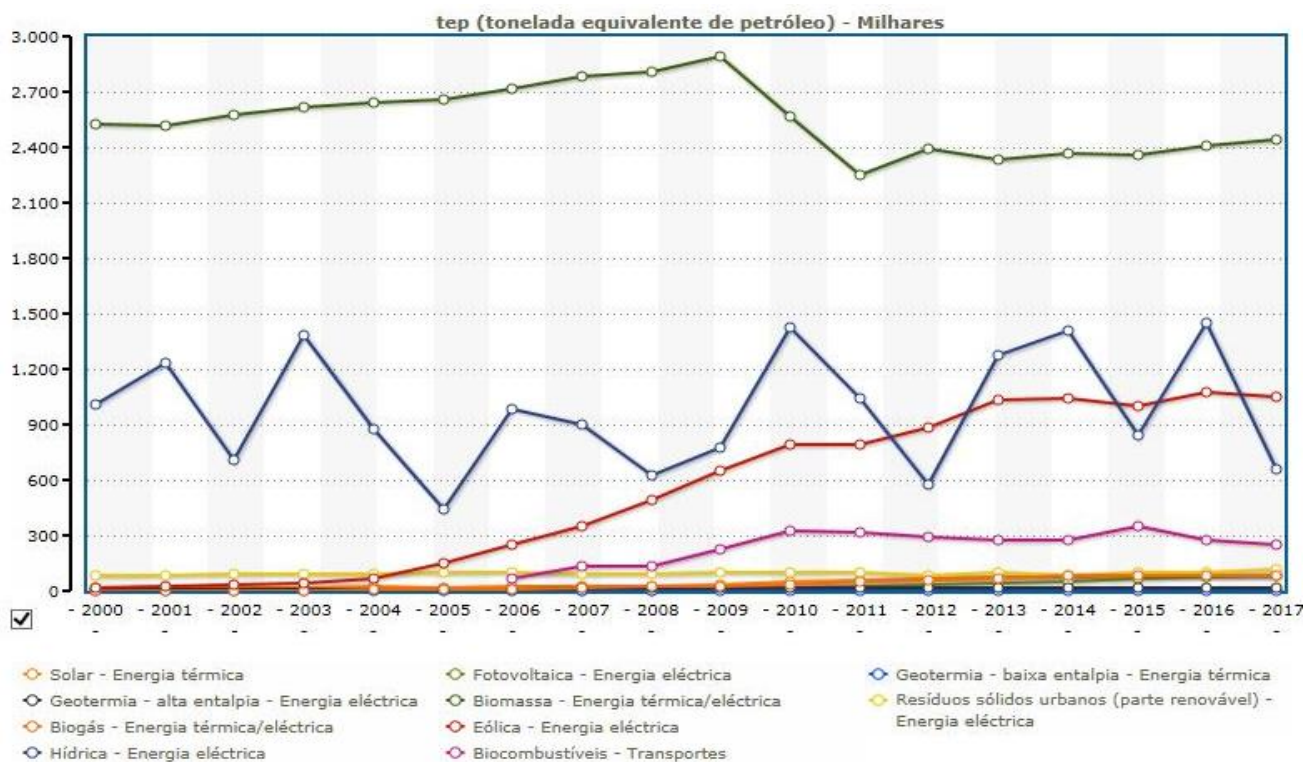


Figura 15: Energias Renováveis no Balanço Energético (Fonte DGEG/PORDATA)

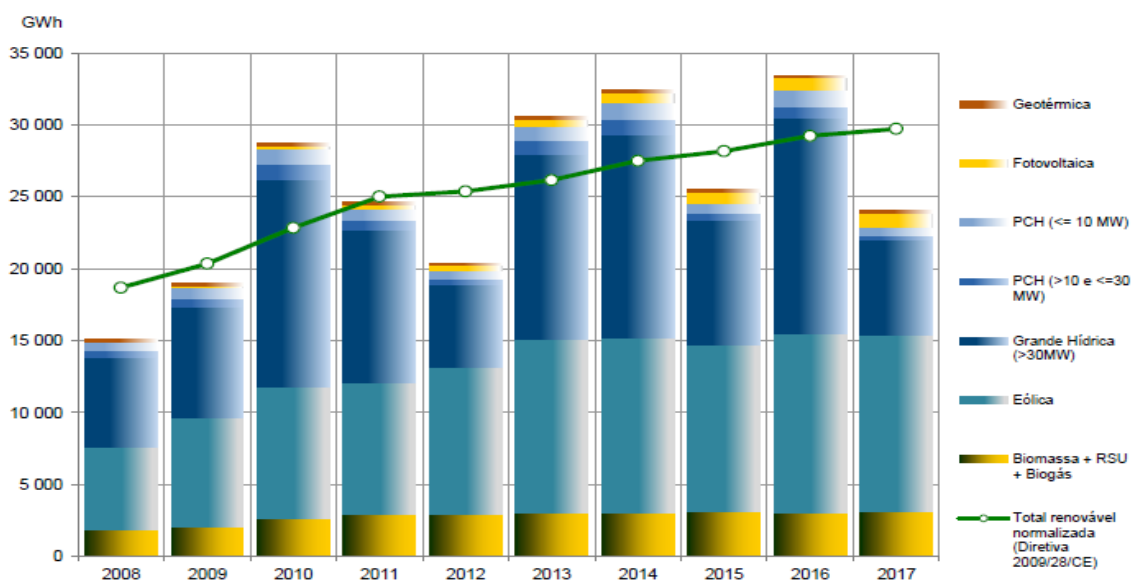


Figura 16: Produção de eletricidade por Energias Renováveis GWh (Fonte: DGEG, 2017)

3.2 A aplicação do Método de Determinação do Preço em função das quantidades de energia produzidas pelas fontes de energia em PRO e PRE

Neste estudo, e tendo como referência o modelo alemão anteriormente referenciado na Revisão da Literatura, pretendo relacionar diretamente os preços do mercado grossista português apenas com as quantidades utilizadas de cada uma das fontes de energia primária, necessárias para produzir 1 MWh:

$$P_t = \beta_0 + \beta_1 \text{LOAD}_t + \beta_2 \text{WIND}_t + \beta_3 \text{SOL}_t + \varepsilon_t$$

β_0 – Constante

P – Preços do mercado grossista de eletricidade por MWh (sem Renováveis)

LOAD – Quantidades utilizadas de petróleo + gás natural + carvão por MWh

WIND – Quantidades utilizadas de energia eólica por MWh

SOL – Quantidades utilizadas de energia fotovoltaica por MWh

ε_t – Termo de erro

Os dados estatísticos utilizados, que neste modelo foram trabalhados através da análise de uma serie temporal, foram obtidos a partir da Associação Europeia das Empresas de Transporte de Eletricidade (ENTOSE), a qual tem como fonte de informação a REN.

No programa GRET, com o intuito de obterem os valores desejados para os estimadores β_1 , β_2 e β_3 , foram utilizadas 30457 observações horárias da variável explicada (PRICE) e das variáveis explicativas (LOAD, WIND e SOLAR), no período compreendido entre 10-12-2014 e 31-05-2018.

4 Resultados

4.1 Resultados da Estimação

Com a aplicação do modelo de Mínimos Quadrados (OLS) à função Preço (Modelo 1 – Anexo III) tornaram-se claros os efeitos que a substituição da energia produzida com base

em fontes de matéria-prima fóssil (LOAD) por fontes de energias renováveis (WIND e SOL) tem sobre a redução do valor dos preços da eletricidade no mercado grossista.

Conforme esperado foi verificada uma correlação positiva entre o preço e o aumento da produção de energia baseada em combustíveis fósseis LOAD (β_1 com sinal positivo) e uma correlação inversa entre preço e a energia produzida com base nas energias eólica e fotovoltaica (β_2 e β_3 com sinal negativo).

Todas as variáveis apresentam valores inferiores a 5% para o *p value*, o que representa um bom indicador do seu nível de significância neste modelo, com um intervalo de confiança de 95%. Este dado é de facto relevante num contexto em que a amostra estudada abrange até 30457 observações.

Também o valor de R-Quadrado é satisfatório, com um nível de explicação dos regressores de 23,2380% para este modelo. Ainda assim, de seguida foram aplicados outros modelos lineares e de séries temporais por forma a melhor testar a qualidade explicativa desta função.

Por outro lado, e em razão da intermitência que é uma das principais características das energias renováveis, verificam-se valores omissos nas observações da variável SOL, podendo tal facto constituir também um problema de heterocedasticidade.

Do ponto de vista da análise gráfica do comportamento das variáveis explicada e explicativas da função em estudo (ANEXO IV) podemos concluir que:

- ✓ O Preço esperado é tendencialmente crescente, uma vez que no caso português o peso das fontes de energia fósseis utilizadas na geração de eletricidade ainda é elevado (Gráfico 1).
- ✓ O valor do Preço no mercado Grossista oscila essencialmente com a mesma amplitude em torno do seu valor médio (Gráfico 2).
- ✓ O valor do Preço aumenta com o aumento de LOAD (Gráfico 3).
- ✓ O valor do Preço diminui nitidamente com o aumento de WIND (Gráfico 4).
- ✓ O valor do Preço reage pouco com o aumento de SOL (Gráfico 5).

4.2 Testes

Para corrigir as variâncias entre o Preço e as suas variáveis explicativas, para todas as observações, foi aplicado um segundo modelo linear com heterocedasticidade-corrigida, (Modelo 2 – Anexo III). Aqui verificou-se que os sinais dos estimadores β se mantiveram iguais e que os seus valores aumentaram. O valor de R-Quadrado também cresceu para 27,1608% o que demonstra ainda a melhor confiança do modelo. Os valores do *p value* mantiveram-se favoráveis.

De seguida os valores das variáveis foram logaritmizadas e testadas novamente através do modelo de Mínimos Quadrados (OLS) à função Preço (Modelo 3 – Anexo III).

Agora, apesar do valor do R-Quadrado ter regredido para 17,56% é notória a capacidade explicativa que cada uma das fontes de energia tem sobre a formação do preço. Assim, no modelo a utilização das energias fósseis (LOAD) explicam positivamente o aumento do preço em 56,2913%, por outro lado e em sentido inverso a utilização das renováveis WIND em 11,5177% e SOL em 3,05938% e o valor da constante β_0 deixou de ter significância para o modelo.

Por fim aplicou-se o modelo das séries temporais AR(1) Cochrane-Orcutt (Modelo 4 – Anexo III). As variáveis explicativas continuam a apresentar significância estatística e os estimadores mantiveram os mesmos sinais e ainda o R-Quadrado subiu significativamente para 95,6794%, acabando por comprovar em definitivo a relevância deste modelo/estudo.

5 Conclusões

Em primeira instância é inegável a necessidade de descarbonização através da utilização de maiores quantidades de fontes de energias renováveis, para evitar o efeito de estufa gerado pela utilização dos combustíveis fósseis na geração de eletricidade, diminuindo-se assim a dependência energética face ao exterior e às suas subidas dos preços.

Ainda assim, devido à característica da intermitência das Renováveis, não é possível o total abandono das energias fósseis, não obstante as ambiciosas metas de Portugal e da EU no que diz respeito ao aumento da capacidade instalada e da produção efetiva para as Renováveis. Existe ainda um caminho a percorrer.

O elemento fundamental a concluir a partir do Modelo estudado é que o aumento da oferta de energia Renovável, e das suas quantidades empregues, tem impacto positivo no que diz respeito à redução do preço da energia elétrica no mercado grossista.

Neste trabalho foi evidenciado o modo de funcionamento do mercado ibérico da eletricidade, onde apenas são transacionadas unidades de energia elétrica (€/MWh) provenientes da geração de combustíveis fósseis (LOAD) importados por Portugal (gás natural, carvão e petróleo) uma vez que, por imposição legislativa, a eletricidade gerada pelas Renováveis é entregue diretamente ao consumidor final sem presença no mercado.

Nessa perspetiva, os testes efetuados comprovam o Efeito de Ordem de Mérito, uma vez que a utilização crescente das quantidades das renováveis leva a que no mercado grossista de eletricidade sejam diminuídas as quantidades oferecidas das energias fósseis (mais caras) e que sejam substituídas pela maior oferta das Renováveis que possuem custos marginais mais baixos. Neste cenário a poupança gerada pelas renováveis resulta então de uma diminuição da procura das energias fósseis no mercado grossista.


Ora as FIT's são essenciais para apoiar o investimento inicial que os produtores das renováveis precisam para entrarem no mercado, no entanto tal implica um elevado custo social devido ao elevado valor das rendas atribuídas, pelo que apenas deverá ser apenas suportado até ao momento em que a capacidade instalada das empresas das renováveis lhes permita independência e capacidade para operarem no mercado, uma vez que o seu custo marginal de produção segue tendencialmente para ser nulo.

A promoção da utilização das Renováveis revela-se assim numa boa aposta que contribui para a redução do preço da eletricidade e para a redução dos efeitos da poluição.


REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amador, J. (2010). *Produção e consumo de energia em Portugal: Factos estilizados*. Boletim económico. Lisboa: Banco de Portugal, Verão, 72-86. Obtido de https://www.bportugal.pt/sites/default/files/anexos/papers/ab201007_p.pdf
- Church, J.; Ware, R. (2000). *Industrial organization: a strategic approach*. Boston: Irwin/McGraw- Hill. https://works.bepress.com/jeffrey_church/23/
- Conselho de Reguladores do MIBEL. (2018). *Integração da Produção Renovável e de Cogeração no MIBEL e na Operação dos Respectivos Sistemas Eléctricos*. [http://mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Estudo PRE PT 201803.pdf](http://mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Estudo_PRE_PT_201803.pdf)
- Couture, T.D.; Cory, K.; Kreycik, C.; Williams, E. (2010), *A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design*. National Renewable Energy Laboratory Technical Report. <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>
- Cludius, J.; Hermann, H.; Matthes, F.C.; Graichen, V. (2014), *The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications*. *Energy Economics*, 44, pp. 302–313. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988314001042>
- Geman, H. ; Roncoroni, A. (2006). *Understanding the fine structure of electricity price*. *Journal of Business*, 79 (3), pp. 1225-1261. <http://eprints.bbk.ac.uk/499/>
- Hirth, L.; Ueckerdt, F. (2013). *Redistribution effects of energy and climate policy: The electricity market*. Potsdam: Energy Policy, 62, 934-947. Obtido de doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.055
- Hirth, L. (2015). *The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power Affects their Welfare-Optimal Deployment*. Berlin: The Energy Journal. Obtido de <https://neon-energie.de/Hirth-2015-Optimal-Share-Variable-Renewables-Wind-Solar-Power-Welfare.pdf>
- Hirth, L. (2017). *The European Electricity Market Model EMMA Model documentation*. Berlin: Neon Neue Energieökonomik GmbH. <http://neon-energie.de/emma-documentation.pdf>
- Timmons, D.; Harris, J.M.; Roach, B. (2014). *The Economics of Renewable Energy, Global Development And Environment Institute*. Tufts University: GDAE. http://www.ase.tufts.edu/gdae/education_materials/modules/renewableenergyecon.pdf

Anexo I. EFEITO ORDEM DE MÉRITO DAS RENOVÁVEIS NO MERCADO GROSSISTA ALEMÃO



Centre for Energy and Environmental Markets



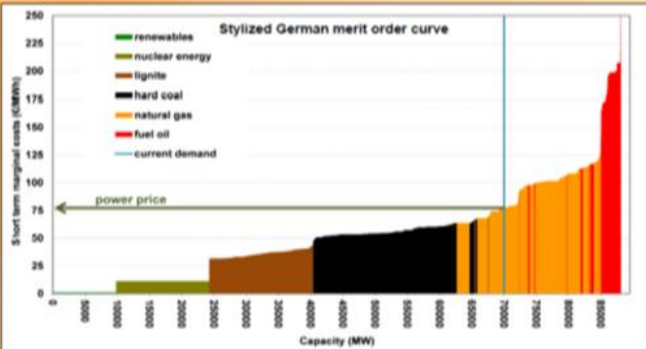
THE MERIT ORDER EFFECT OF WIND AND PHOTOVOLTAIC ELECTRICITY GENERATION IN GERMANY 2008-2012

Johanna Cludius (j.cludius@unsw.edu.au)^{1,2}, Hauke Hermann² and Felix Chr. Matthes²

¹University of New South Wales: School of Economics & Centre for Energy and Environmental Markets (CEEM), Sydney
²Öko-Institut e.V. (Institute for Applied Ecology), Berlin

The Merit Order Effect

- ◆ In an ideal competitive electricity market, wholesale spot price set by operating cost of marginal generator
- ◆ Renewables offer electricity at close to zero marginal cost, thus generally lower wholesale price when high renewable generation

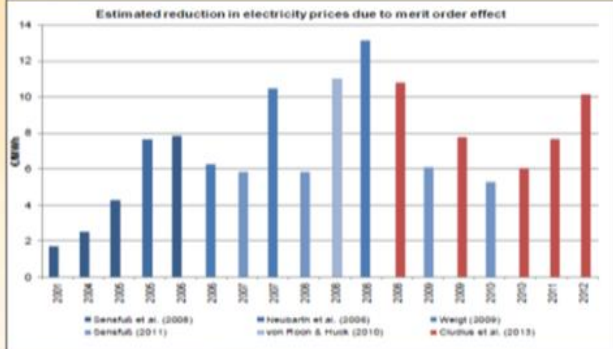


Results

	2008	2009	2010 (first half)	2011	2012	2010-12
Specific merit order effect: Reduction of spot price (€/MWh) per additional GW of wind / PV generation						
Wind (GW)	-2.27*** (0.09)	-1.72*** (0.18)	-1.15*** (0.07)	-0.97*** (0.05)	-1.07*** (0.06)	-1.12*** (0.04)
PV (GW)			-0.84*** (0.16)	-0.90*** (0.07)	-1.29*** (0.11)	-1.09*** (0.05)
Load (GW)	2.58*** (0.07)	1.36*** (0.06)	1.27*** (0.06)	1.13*** (0.05)	1.65*** (0.15)	1.43*** (0.09)
Total merit order effect: Reduction of spot price (€/MWh) due to total generation of wind / PV (GW)						
	-10.80	-7.76	-6.04	-7.67	-10.13	
Observations	8,783	8,760	3,963	8,760	8,784	21,527

Newey-West standard errors in parentheses, robust to heteroskedasticity and autocorrelation
*** significant at the 99% confidence level

- ◆ High specific effects (€/MWh per GW of wind or PV) in years with high fuel / carbon prices (merit order curve steeper)
- ◆ Volume-weighted total effects rise in recent years due to additional renewable capacity



GER Renewable Energy Support Act (EEG)

- ◆ Provides priority feed-in, purchase guarantee and fixed prices
- ◆ Cost passed on to consumers in the form of a surcharge
 - ⇒ Privileged group (mainly energy-intensive industry) pay reduced surcharge of 0.05 ct/kWh
 - ⇒ Non-privileged group (households, small business) pay full surcharge of 1.12 ct/kWh (2008) - 3.59 ct/kWh (2012)
- ◆ Goal: At least 80% renewables in electricity consumption in 2050 (from ~20% in 2012)

Data and Estimation Method

- ◆ Hourly spot market prices (EPEX), load data (entso-e) and generation by wind and PV (EEX)
 - ⇒ Data on PV available from mid-2010 (installed capacity > 10 GW)
 - ⇒ All series stationary in levels
 - ⇒ OLS time-series regression with robust standard errors
- ◆ Spot price modelled as dependent on wind and PV generation, total demand and seasonal dummies

$$Spot_t = \beta_1 wind_t + \beta_2 PV_t + \beta_3 load_t + \sum_{k=1}^{23} \beta_{k+3} dh_{kt} + \sum_{l=1}^7 \beta_{k+10} dd_{lt} + \sum_{m=1}^{11} \beta_{k+17} dm_{mt} + \sum_{n=1}^4 \beta_{k+28} dy_{nt} + u_t$$

- ◆ Assumption: inelastic demand (in the short-run)

Implications

Benefits and costs of EEG in 2012	Estimated merit order effect (ct/kWh)	Surcharge (ct/kWh)
	-1.01	
Privileged group (energy-intensive companies)		0.05
Non-privileged group (households)		3.59

- ◆ Benefits and costs of EEG could be distributed more equally
 - ⇒ Merit order effect likely overcompensates energy-intensive industry for contribution to cost of EEG
 - ⇒ Surcharge for households would be reduced if surcharge for industry closer to merit order effect
 - ⇒ Results for 2012 imply reduced surcharge could be set at 1 ct/kWh instead of 0.05 ct/kWh
 - ⇒ Importance of considering distributional effects ex-ante and including review mechanism when designing renewable energy policies
- ◆ Limitations: Long-term effects, e.g. environmental and energy security benefits, investment in generation / network capacity

Anexo II. FONTES DE DADOS E INFORMAÇÃO ESTATÍSTICA

A. Fonte de dados estatísticos utilizada neste trabalho:

ENTSOE

B. Fontes de dados consultadas:

OMEL, ERSE, PORTAL DO CLIMA, DGEG, REN Centro de Informação, REN Sistema de Informação de Mercados de Energia.

C. Fontes de estatísticas descritivas utilizadas para este trabalho:

Banco Portugal, EDP, ERSE, APREN, MIBEL, OMIP, DGEG, PORDATA.

Anexo III. ESTIMAÇÕES DO MODELO

Modelo 1: Mínimos Quadrados (OLS), usando as observações 1:01-1270:01 (T = 30457)
Variável dependente: PRICE

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>rácio-t</i>	<i>valor p</i>	
const	38,1158	0,291921	130,5686	<0,0001	***
LOAD	0,00294765	4,56245e-05	64,6067	<0,0001	***
SOLAR	-0,00807819	0,000610601	-13,2299	<0,0001	***
WIND	-0,00507735	7,06465e-05	-71,8698	<0,0001	***
Média var. dependente	47,61147		D.P. var. dependente	14,02550	
Soma resíd. quadrados	4598920		E.P. da regressão	12,28890	
R-quadrado	0,232380		R-quadrado ajustado	0,232305	
F(3, 30453)	3072,994		valor P(F)	0,000000	
Log. da verosimilhança	-119622,0		Critério de Akaike	239251,9	
Critério de Schwarz	239285,2		Critério Hannan-Quinn	239262,6	
rho	0,966892		Durbin-Watson	0,066148	

Modelo 2: heterocedasticidade-corrigida, usando as observações 1:01-1270:01 (T = 30457)
Variável dependente: PRICE

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>rácio-t</i>	<i>valor p</i>	
const	26,4247	0,350908	75,3038	<0,0001	***
LOAD	0,00517873	6,40295e-05	80,8803	<0,0001	***
SOLAR	-0,0153182	0,00053751	-28,4984	<0,0001	***
WIND	-0,00539074	7,50086e-05	-71,8683	<0,0001	***

Estatísticas baseadas nos dados pesados:

Soma resíd. quadrados	123143,8	E.P. da regressão	2,010904
R-quadrado	0,271608	R-quadrado ajustado	0,271536
F(3, 30453)	3785,173	valor P(F)	0,000000
Log. da verosimilhança	-64491,39	Critério de Akaike	128990,8
Critério de Schwarz	129024,1	Critério Hannan-Quinn	129001,5
rho	0,971752	Durbin-Watson	0,056226

Estatísticas baseadas nos dados originais:

Média var. dependente	47,61147	D.P. var. dependente	14,02550
Soma resíd. quadrados	4965978	E.P. da regressão	12,76990

Modelo 3: Mínimos Quadrados (OLS), usando as observações 1:01-1270:01 (T = 16286)
 Observações omissas ou incompletas foram ignoradas: 14171
 Variável dependente: L_PRICE

	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>rácio-t</i>	<i>valor p</i>	
const	-0,141006	0,122974	-1,1466	0,2516	
L_LOAD	0,562913	0,0140422	40,0873	<0,0001	***
L_SOLAR	-0,0305938	0,00152149	-20,1078	<0,0001	***
L_WIND	-0,115177	0,00270656	-42,5547	<0,0001	***
Média var. dependente	3,845961	D.P. var. dependente	0,377373		
Soma resíd. quadrados	1911,905	E.P. da regressão	0,342673		
R-quadrado	0,175600	R-quadrado ajustado	0,175448		
F(3, 16282)	1156,042	valor P(F)	0,000000		
Log. da verosimilhança	-5664,853	Critério de Akaike	11337,71		
Critério de Schwarz	11368,50	Critério Hannan-Quinn	11347,88		

Modelo 4: Cochrane-Orcutt, usando as observações 1:02-1270:01 (T = 30456)
 Variável dependente: PRICE
 rho = 0,976157

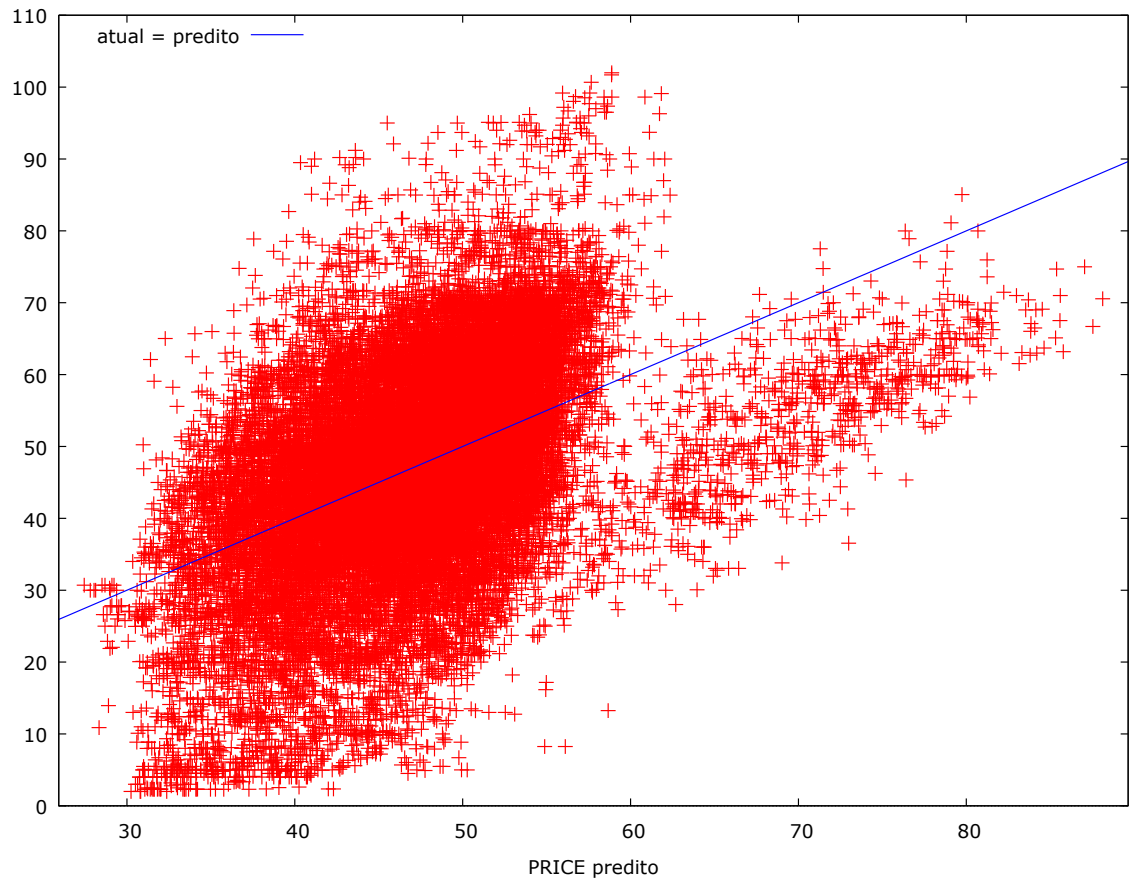
	<i>Coefficiente</i>	<i>Erro Padrão</i>	<i>rácio-t</i>	<i>valor p</i>	
const	18,7609	0,785953	23,8703	<0,0001	***
LOAD	0,00587768	5,42065e-05	108,4313	<0,0001	***
SOLAR	-0,0251716	0,000455583	-55,2513	<0,0001	***
WIND	-0,00237641	0,000110031	-21,5976	<0,0001	***

Estatísticas baseadas nos dados diferenciados-rho:

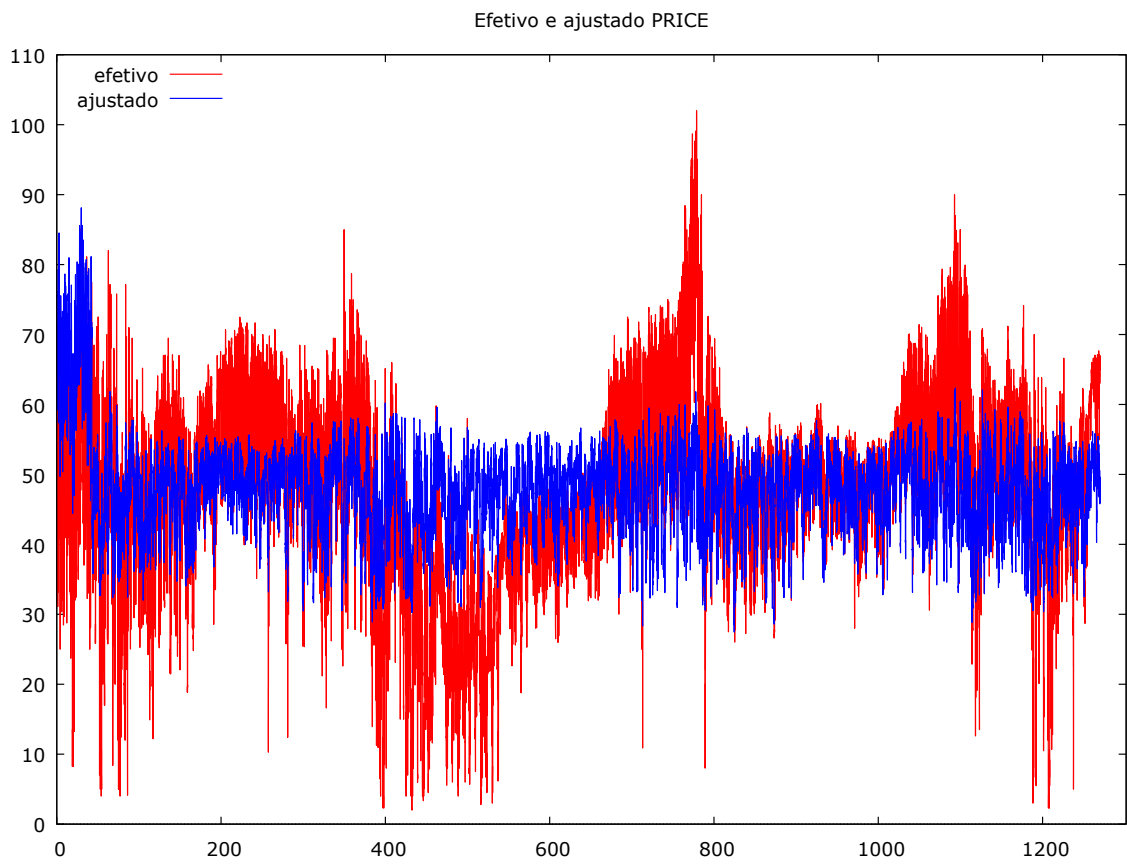
Média var. dependente	47,61152	D.P. var. dependente	14,02573
Soma resíd. quadrados	261511,0	E.P. da regressão	2,930469
R-quadrado	0,956794	R-quadrado ajustado	0,956790
F(3, 30452)	4215,910	valor P(F)	0,000000
rho	0,225921	Durbin-Watson	1,548072

Anexo IV. REPRESENTAÇÕES GRÁFICAS DAS VARIÁVEIS DO MODELO ESTIMADO

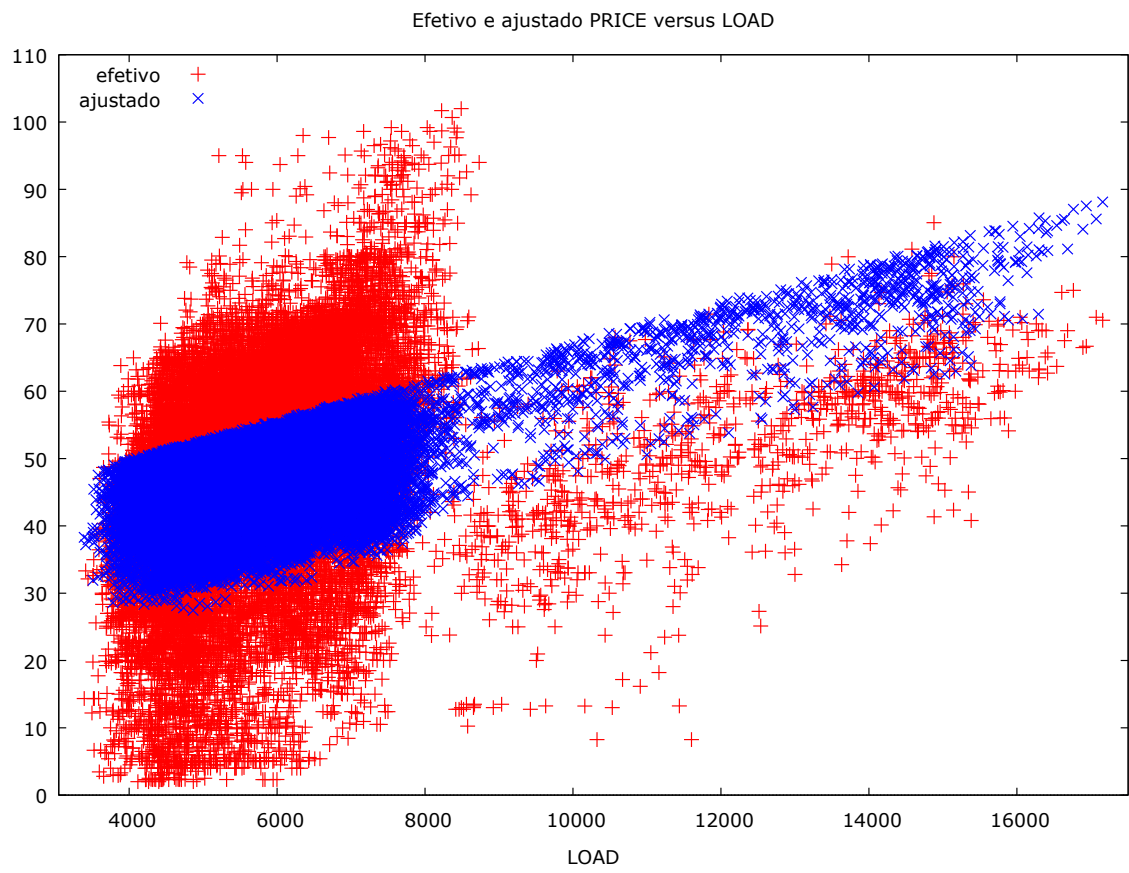
1)



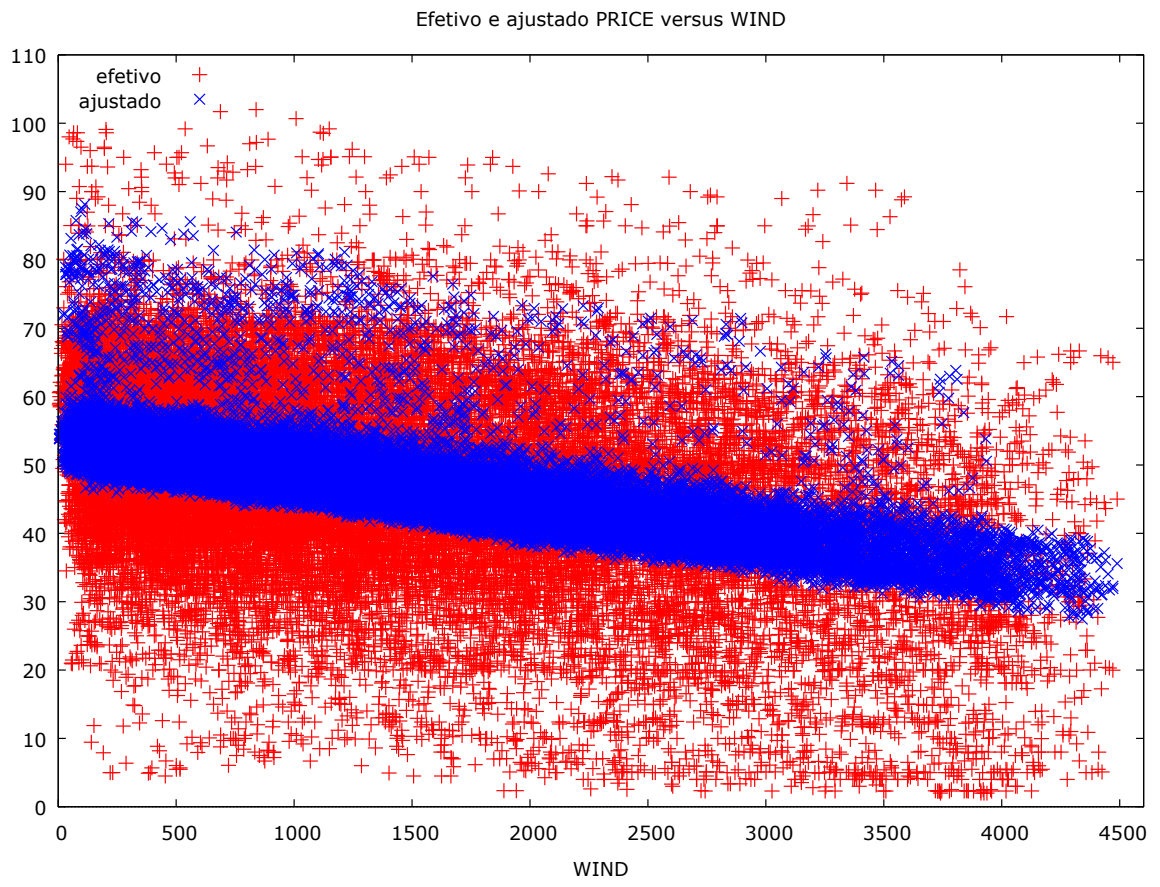
2)



3)



4)



5)

