



UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Alexandre Miguel Seixas Cabral Gaspar

Avaliação do impacto de medidas de eficiência energética e do controlo de cargas em mercados de capacidade

Dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Área de especialização em Energia

Setembro de 2017





**Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Faculdade de Ciências e Tecnologia
Universidade de Coimbra**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Avaliação do impacto de medidas de eficiência energética e do controlo de cargas em mercados de capacidade

Alexandre Miguel Seixas Cabral Gaspar

Presidente do júri:

Professora Doutora Rita Cristina Girão Coelho da Silva

Vogal:

Professor Doutor Luís Miguel Pires Neves

Orientador:

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura

Coimbra
Setembro de 2017

Agradecimentos

Ao longo da minha vida foram inúmeras as pessoas com quem convivi, em diversas circunstâncias, do convívio realizado aprendi a valorizar sempre os aspetos positivos, por mais pequenos que fossem, assim agradeço a todas essas pessoas, que contribuíram para a minha formação pessoal e para a concretização desta dissertação.

À minha família, em particular aos meus pais e à minha irmã que sempre me apoiaram e motivaram ao longo desta caminhada, sem eles o percurso académico não era possível.

Ao meu orientador, Professor Doutor Pedro Soares Moura, pela sua excelente orientação, disponibilidade e acompanhamento.

Aos meus amigos de sempre e colegas que me acompanharam durante o meu percurso académico, pelos momentos bem passados, mas sobretudo nas dificuldades encontradas, estiveram disponíveis para me apoiar.

A todos dedico esta dissertação.

Resumo

No passado recente, na União Europeia (UE) tem havido um forte aumento de capacidade de produção a partir de fontes renováveis. Contudo, tais tecnologias apresentam uma elevada intermitência e variabilidade, o que associado à natural variabilidade do consumo leva a um elevado desequilíbrio entre a geração e a procura, causando assim uma necessidade crescente de mecanismos de capacidade. Existem assim os mercados de capacidade que têm como grande objetivo fornecer ao sistema electroprodutor incentivos económicos suficientes para planear e desenvolver a capacidade necessária (geração e transporte) para atingir as necessidades dos consumidores durante os períodos de ponta.

A forma mais comum de mecanismo de capacidade é a reserva estratégica, que tradicionalmente inclui capacidade proveniente de centrais elétricas, mas podem incluir capacidade proveniente da variação da procura. Assim, esta dissertação pretende estudar o impacto das medidas de eficiência energética em cargas não controláveis e de *Demand Response* (DR) em cargas que podem ser interrompidas ou reprogramáveis do setor residencial, e do setor dos serviços.

Através da elaboração de casos de estudo, realizados para os diferentes tipos de cargas e para os diferentes dias de análise, conseguiu-se mostrar bons indicadores das medidas de DR implementadas, sendo para as cargas que podem ter o seu consumo interrompido, que se obteve os melhores resultados. Contudo, também para as cargas reprogramáveis se obtiveram bons indicadores na medida de DR implementada, mostrando assim a nível global que as medidas de DR podem ser uma mais valia para os mercados de capacidade, reduzindo a necessidade de centrais produtoras de energia que garantem a energia de reserva e reserva secundária.

Palavras-chave: Eficiência energética, *Demand Response*, mercados de capacidade, serviços de sistema

Abstract

European Union (EU), during the recent past, have been strongly increasing its generation capacity from renewable sources. However, these technologies have a high intermittency and variability, which associated to the natural variability of consumption leads to a high mismatch between generation and consumption, thus causing a growing need of capacity mechanisms. Thus, there are capacity markets which have as aim to provide enough economic incentives to the power system to plan and develop the needed capacity (generation and transmission) to reach the consumer needs during the peak periods.

The most common form of capacity mechanism is the strategic reserve, which is traditionally ensured capacity from power plants, but can also be provided by demand variations. Thus, this thesis aims to study the impact of energy efficiency measures in non-controllable loads and demand response (DR) in loads that can be interruptible or reschedulable in the residential and services sectors.

Through the development of case studies, performed for the different types of loads and for different days, good results were obtained for the implemented DR measures. The best results were obtained for the loads that can have its consumption interrupted. However, the reschedulable loads have also obtained good indicators with the implemented DR measures. Thus, showing that measures of DR can be an asset to capacity markets, reducing the need for power plants that ensuring reserve energy and secondary reserve.

Keywords: Energy Efficiency, *Demand Response*, capacity markets, ancillary systems

Índice

Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1 – Motivação.....	1
1.2 – Objetivos	2
1.3 – Estrutura da dissertação.....	2
Capítulo 2 – Mercados de capacidade.....	5
2.1 – Motivação e funcionamento	5
2.2 – Mercados de capacidade na UE.....	5
2.2.1 - Contexto	5
2.2.2 – Características de conceção dos mercados de capacidade.....	7
2.2.2.1 – Elegibilidade	7
2.2.2.2 – Participação transfronteira.....	7
2.2.2.3 – Processo de atribuição	7
2.2.2.4 – Produto de capacidade	8
2.3 – MIBEL.....	8
2.3.1 – Breve descrição do mercado	8
2.3.2 – Enquadramento do mercado a prazo do MIBEL	8
2.3.3 – Mecanismo de cedência de capacidade (VPP)	9
2.3.3.1 – Portugal.....	9
2.3.3.2 – Espanha.....	10
Capítulo 3 – Participação da procura em mercados de capacidade.....	11
3.1 – Flexibilidade da procura.....	11
3.2 – Participação da procura em mercados	13
3.2.2 – PJM e ISO-NE	14
3.3 – Regras dos mercados de capacidade existentes.....	16
3.3.1 – Definição dos períodos de ponta para medidas de eficiência	17
3.3.2 – Elegibilidade da eficiência medida.....	17
3.3.3 – Duração da medida de eficiência.....	18
3.3.4 – Dimensão mínima dos recursos de eficiência.....	18
3.3.5 – Requisitos de pré-qualificação.....	19

3.3.6 – Pagamento por poupança de capacidade entregue.....	19
Capítulo 4 – Medição e verificação (M&V).....	21
4.1 – Motivação.....	21
4.2 – Metodologias de M&V.....	21
4.2.1 – Opção A.....	21
4.2.2 – Opção B.....	22
4.2.3 – Opção C.....	22
4.2.3 – Opção D.....	23
4.3 – Determinação de condições de base.....	23
4.4 – Cálculo do valor estimado de EE.....	24
Capítulo 5 – Caracterização do consumo de energia.....	27
5.1 – Consumo Global.....	27
5.2 – Setor residencial.....	28
5.3 – Setor dos serviços.....	30
Capítulo 6 – Casos de estudo.....	33
6.1 – Introdução.....	33
6.2 – Caso de estudo nº1 – Cargas não controláveis, setor residencial.....	34
6.3 – Caso de estudo nº2 – Cargas programáveis, setor residencial.....	36
6.3.1 – Método de escolha de dias para análise.....	36
6.3.2 – Análise do impacto da medida de DR para o dia 3 de fevereiro.....	36
6.4 – Caso de estudo nº3 – Cargas que podem ser interrompidas, setor residencial.....	38
6.4.1 – Análise do impacto da medida de DR para o dia 3 de fevereiro.....	39
6.5 – Caso de estudo nº4 – Cargas que podem ser interrompidas, setor dos serviços.....	41
6.5.1 – Análise do impacto da medida de DR para o dia 3 de fevereiro.....	41
Capítulo 7 – Conclusões e trabalho futuro.....	43
7.1 – Conclusões.....	43
7.2 – Trabalho futuro.....	45
Bibliografia.....	47
Anexos.....	49
Anexo A – Caso de estudo nº2 – Cargas programáveis, setor residencial.....	49
A.1 – Análise do impacto da medida de DR para o dia 7 de abril de 2016.....	49
A.2- Análise do impacto da medida de DR para o dia 27 de julho de 2016.....	50
A.3- Análise do impacto da medida de DR para o dia 4 de outubro de 2016.....	52

Anexo B – Caso de estudo nº3 – Cargas que podem ser interrompidas, setor residencial	53
B.1- Análise do impacto da medida de DR para o dia 7 de abril de 2016.....	53
B.2- Análise do impacto da medida de DR para o dia 27 de julho de 2016.....	55
B.3- Análise do impacto da medida de DR para o dia 4 de outubro de 2016.....	56
Anexo C – Caso de estudo nº4 – Cargas que podem ser interrompidas, setor dos serviços	58
C.1- Análise do impacto da medida de DR para o dia 7 de abril de 2016.....	58
C.2- Análise do impacto da medida de DR para o dia 27 de julho de 2016.....	59
C.3- Análise do impacto da medida de DR para o dia 27 de julho de 2016.....	60

Lista de Tabelas

Tabela 1: Objetivos das ações de DSM [8]	11
Tabela 2: Participação da procura em mecanismos de remuneração de capacidade	14
Tabela 3: Metodologia do calculo das condições de base consoante o tipo de projeto	23
Tabela 4: Necessidade de energia de reserva, e energia disponível de cargas programáveis [23]	37
Tabela 5: Necessidade de energia secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de energia secundária por MW [23]	39
Tabela 6: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW [23]	42
Tabela 7: Necessidade de energia de reserva, e capacidade disponível de cargas programáveis	49
Tabela 8: Necessidade de energia de reserva, e capacidade disponível de cargas programáveis	50
Tabela 9: Necessidade de energia de reserva, e capacidade disponível de cargas programáveis	52
Tabela 10: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW	53
Tabela 11: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW	55
Tabela 12: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW	56
Tabela 13: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW	58
Tabela 14: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW	59
Tabela 15: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW	60

Lista de Figuras

Figura 1 - Taxonomia dos mercados de capacidade [5].....	6
Figura 2 - Territórios do PJM e ISO-NE [10]	15
Figura 3 – Alcance das aplicações de M&V [13]	26
Figura 4 - CFT do setor residencial/comercial por fonte de energia, entre 1973-2013 [16].....	27
Figura 5 - Distribuição dos consumos de energia elétrica no setor residencial [17].....	28
Figura 6 - Diagrama de carga médio do setor residencial para os dias úteis	29
Figura 7 - Diagrama de carga médio do setor residencial para os fins de semana.....	29
Figura 8 - Distribuição dos consumos de energia no setor dos serviços em Portugal em 2012 [21]	30
Figura 9 - Diagrama de consumos do aquecimento no setor dos serviços com equipamentos GHPs para o mês de fevereiro	31
Figura 10 - Diagrama de consumos médio extrapolado para os sistemas de aquecimento com sistemas Split.....	31
Figura 11 - Diagrama de carga com divisão entre cargas não controláveis, que podem ser interrompidas, e programáveis nos dias úteis.....	33
Figura 12 - Diagrama de carga que podem ser interrompidas, em dias úteis, no setor dos serviços	34
Figura 13 - Impacto do retrofit da iluminação	35
Figura 14 – Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de EE no sistema	35
Figura 15 – Diagrama de carga das cargas reprogramáveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva	37
Figura 16 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema	38
Figura 17 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor residencial	40
Figura 18 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema	40
Figura 19 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor dos serviços.....	42
Figura 20 – Diagrama de carga das cargas reprogramáveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva	49
Figura 21 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema	50
Figura 22 – Diagrama de carga das cargas reprogramáveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva	51
Figura 23 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema	51

Figura 24 – Diagrama de carga das cargas reprogramáveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva	52
Figura 25 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema	53
Figura 26 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor residencial	54
Figura 27 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema	54
Figura 28 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor residencial	55
Figura 29 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema	56
Figura 30 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor residencial	57
Figura 31 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema	57
Figura 32 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor dos serviços	58
Figura 33 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor dos serviços	59
Figura 34 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor dos serviços	60

Lista de Acrónimos

ADENE – Agência para a Energia

AVAC – Aquecimento, ventilação e ar condicionado

CFL – Lâmpadas Fluorescentes Compactas

CFT – Consumo Final Total

CRM – Mecanismo de remuneração de capacidade

DR – *Demand Response*

DSF – *Demand-Side Flexibility*

DSM – *Demand-Side Management*

EE – Eficiência Energética

GHPs – *Geothermal Heat Pumps* (Bombas de Calor Geotermiais)

GP – Gestão da Procura

INE – Instituto Nacional de Estatística

IPMVP – *International Performance Measurement & Verification Protocol*

ISO-NE - *Independent System Operator of New England*

LED - *Light Emitting Diode*

Mibel – Mercado Ibérico de Eletricidade

M&V – *Measurement & Verification*

OMIP – Operador do Mercado Ibérico pólo Português

PJM – Interligação Pensilvânia New Jersey Maryland

REMODECE - *Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe*

REN – Redes Energéticas Nacionais

RTO - *Regional Transmission Organization*

UE – União Europeia

VPP – Mecanismo de cedência de capacidade

Capítulo 1 – Introdução

1.1 – Motivação

A eletricidade é um produto muito peculiar, pois existe a necessidade de haver um equilíbrio constante entre a geração e a procura e há uma grande dificuldade no seu armazenamento em larga escala. Também pelos limites impostos pelo seu transporte, estas características vão interferir nos mercados de energia. Assim, há a necessidade de garantir serviços do sistema e para tal há a necessidade de mercados de capacidade. Estes mercados têm como principal objetivo fornecer ao sistema electroprodutor incentivos económicos suficientes para planear e desenvolver a capacidade necessária (geração e transporte) para atingir as necessidades dos consumidores durante os períodos de ponta.

Na União Europeia (UE) houve um aumento de capacidade de produção, principalmente a partir de fontes renováveis e simultaneamente, houve uma diminuição da procura, que se explica pelas poupanças introduzidas por medidas de eficiência energética (EE), mas também pela crise económica que afeta a UE desde 2008. Assim há um desequilíbrio entre a geração, que é em grande parte renovável e por isso intermitente e a procura, pelo que houve um reforço de interesse por parte da maioria dos países da UE na utilização de mecanismos de capacidade.

A forma mais comum de mecanismo de capacidade é a reserva estratégica. As reservas estratégicas incluem as centrais elétricas que não participam no mercado grossista, mas que são mantidas separadas apenas para serem utilizadas pelo operador de rede em situações de emergência. Contudo, também se enquadra na reserva estratégica a capacidade proveniente das situações em que o operador de rede convida os seus clientes a reduzir a sua procura em situações de escassez, designado por “regime de interruptibilidade”. São estas situações de “regime de interruptibilidade” e mais genericamente de *Demand Response* (DR) que vão ser alvo de análise, nos casos de estudo desta dissertação. A DR é a capacidade de consumidores de energia elétrica responderem “automaticamente” a preços dependentes do tempo e do local, em função de sinais de contingência para reduzir ou comutar cargas, assegurando assim a flexibilidade da procura.

A procura já participa em algumas vertentes dos mercados de energia, no balanço e em mecanismos de remuneração de capacidade. Contudo, na maioria dos estados membros da União Europeia a participação da DR ainda não é incluída nos mercados, e naqueles em que é incluída, esta é utilizada como mecanismo de reserva.

A presente dissertação estudou o impacto de medidas de EE e de controlo de cargas no âmbito de mercados de capacidade, sendo que a utilização de DR ainda não é utilizada atualmente no mercado português. É importante avaliar como estas medidas podem influenciar o mercado de reserva e a reserva secundária e se apresentarem como uma verdadeira alternativa às centrais de produção de energia, que garantem a reserva.

1.2 – Objetivos

O desenvolvimento desta dissertação tem como objetivo principal avaliar o impacto de medidas de eficiência energética (EE), e de *Demand Response* (DR) em mercados capacidade, no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL).

Pretende-se estudar o impacto das medidas de EE em cargas não controláveis e de DR em cargas que podem ser interrompidas ou reprogramáveis do setor residencial, e do setor dos serviços. Pretende-se através de casos de estudo analisar o impacto das medidas referidas no consumo dos setores residencial e de serviços e do seu impacto para fazer face às necessidades do mercado de capacidade, do ponto de vista energético e económico.

1.3 – Estrutura da dissertação

A presente dissertação é constituída por sete capítulos.

O primeiro capítulo expõe uma breve introdução, as motivações que levaram ao seu desenvolvimento e os objetivos que se pretendem alcançar.

No segundo capítulo é realizada uma contextualização sobre a necessidade e objetivos dos mercados de capacidade, apresentando a situação atual destes mercados na UE, expondo as características dos mecanismos de capacidade. Este capítulo contextualiza ainda o funcionamento do MIBEL, enquadrando o funcionamento dos mecanismos de cedência de capacidade tanto em Portugal como em Espanha.

O terceiro capítulo mostra a necessidade da introdução dos programas de DSM e DR nos mercados de energia elétrica, bem como estes programas já são utilizados em mercados da União Europeia e dos Estados Unidos da América. Demonstrando também as regras existentes para a participação da procura nos mercados de capacidade.

O quarto capítulo mostra de forma mais aprofundada como deve ser realizado o plano de medição e verificação, pois é um dos elementos mais importantes para a candidatura de um projeto, para a participação nos leilões de mercados de capacidade. Assim, neste capítulo são apresentadas as diferentes metodologias, a determinação das condições de base e método de cálculo do valor estimado de EE.

No quinto capítulo é caracterizada a evolução do consumo global de energia em Portugal, realizando uma análise ao nível dos consumos nos edifícios do setor residencial, bem como nos do setor dos serviços. Analisaram-se os diagramas de carga referentes a estes setores de atividade em dias úteis e fins de semana, por uso final de energia.

No sexto capítulo começou-se por fazer uma análise do ponto de vista do tipo de cargas presentes nos diagramas do capítulo anterior, sabendo quais os tipos de cargas que não são controláveis, que podem ser interrompidas e as reprogramáveis. De seguida apresentaram-se casos de estudo para avaliar o impacto tanto a nível energético como económico, de medidas de EE e de DR, em cada um dos tipos das cargas apresentadas anteriormente.

Por fim, no sétimo capítulo apresentaram-se as conclusões do desenvolvimento da dissertação e algumas sugestões para trabalhos futuros.

Nos anexos A, B e C são apresentados os resultados para os restantes dias de análise dos respetivos casos de estudo.

Capítulo 2 – Mercados de capacidade

2.1 – *Motivação e funcionamento*

A eletricidade é um produto muito peculiar, pois existe a necessidade de haver um equilíbrio constante entre a geração e a procura e há uma grande dificuldade no seu armazenamento em grande escala [1]. E também pelos limites impostos pelo seu transporte, o que a torna tão especial. Estas peculiaridades vão interferir nos mercados de energia.

O objetivo dos mercados de capacidade é o de fornecer ao sistema electroprodutor incentivos económicos suficientes para planear e desenvolver a capacidade necessária (geração e transporte) para atingir as necessidades dos consumidores durante os períodos de ponta [2]. Estes mercados garantem também uma adequação dos recursos, sendo a sua finalidade mais básica a de comprar capacidade de geração em antecedência, para assim garantir que vai estar disponível quando for mais necessária [3].

As justificações para a necessidade dos mercados de capacidade assentam em três propriedades físicas da eletricidade. A primeira, que já foi referida, é o facto de a energia elétrica não poder ser armazenada em larga escala a um custo razoável (exceto, indiretamente, através da bombagem hídrica). A segunda justificação reside no facto de se ter de assegurar que a geração e a procura estejam em equilíbrio constante. Um excedente de produção em relação à procura por frações de segundo, vai provocar uma sobrecarga nas linhas de transporte. Um défice de geração vai criar uma instabilidade na rede de energia elétrica, o que no pior dos casos, pode levar a um “blackout”. A terceira razão reside no facto de a eletricidade não poder ser, facilmente, forçada a circular por um determinado caminho. Em vez disso, a corrente elétrica circula por todas as linhas interligadas, de acordo com a impedância relativa das linhas. Sem um controlo centralizado dos fluxos de potência nas linhas de transporte os fluxos de potência podem não ser tao bem repartidos, o que pode levar a um “blackout” [4].

2.2 – *Mercados de capacidade na UE*

2.2.1 - *Contexto*

Desde há alguns anos que a maioria dos países da União Europeia usam mecanismos de capacidade, mas nos últimos anos existiu um reforço de interesse nestes mecanismos. Esta renovação de interesse pode ser explicada pelo desenvolvimento do setor elétrico. Houve um aumento da capacidade de produção, principalmente de produção a partir de fontes renováveis e

simultaneamente, houve uma diminuição da procura, que se explica, em parte devido à crise económica que afeta a UE desde 2008, mas também pelas poupanças introduzidas pelas medidas de eficiência energética. Assim há um desequilíbrio entre a geração e a procura, que vai provocar uma descida dos preços grossistas de eletricidade [5].

Os mecanismos de capacidade implementados pelos estados membros podem ser agrupados em duas grandes categorias, como se pode observar na taxonomia da figura 1:

- Mecanismos específicos, que preveem remunerações apenas a determinadas categorias de fornecedores de capacidade;
- Mecanismos a nível do mercado, que são abertos à participação de todas as categorias de fornecedores de capacidade;

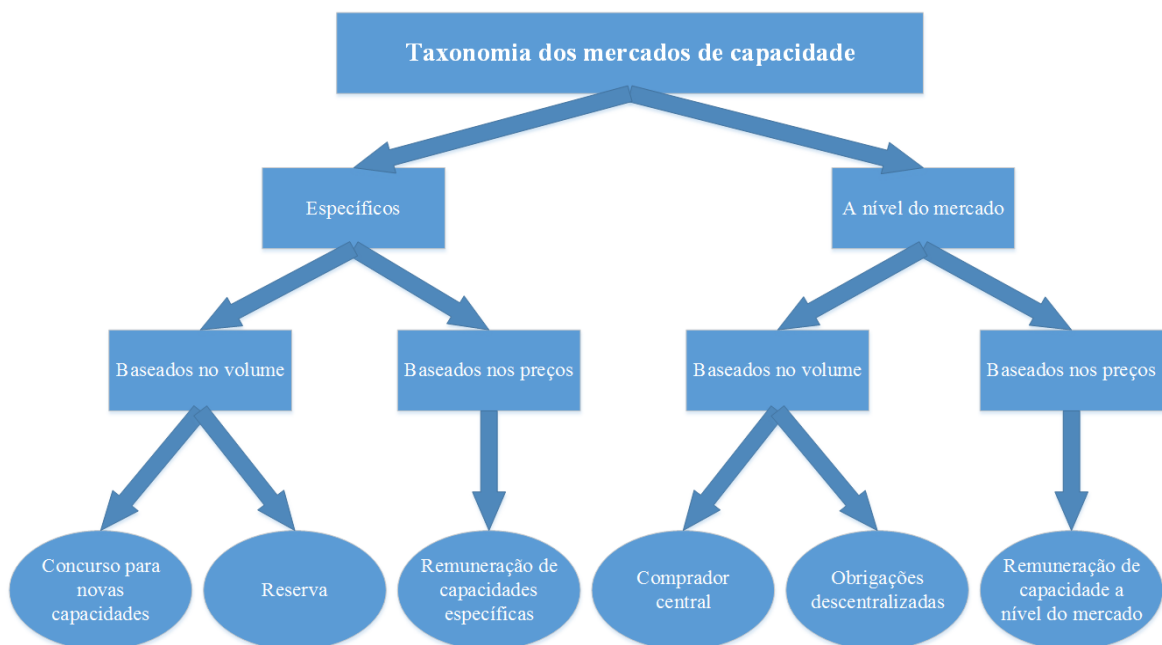


Figura 1 - Taxonomia dos mercados de capacidade [5]

A forma mais comum de mecanismo de capacidade é a reserva estratégica. As reservas estratégicas incluem as centrais elétricas e outras capacidades que não participam no mercado grossista, mas que são mantidas separadas apenas, para serem utilizadas pelo operador de rede em situações de emergência. Nos “regimes de interruptibilidade”, onde os clientes são convidados pelo operador de rede a reduzir a sua procura em situações de escassez, também se incluem na categoria de reserva estratégica, uma vez que também fornecem capacidades que são apenas ativadas a pedido do operador de rede.

2.2.2 – Características de conceção dos mercados de capacidade

Depois de um estudo efetuado pelos estados membros [5], para avaliar a situação de adequação de produção de capacidade, chegou à conclusão que as opções de conceção mais importantes são:

- a) Elegibilidade: quem pode participar no mecanismo de capacidade? O mecanismo é aberto à participação de diferentes tipos de fornecedores de capacidade, novas capacidades, *Demand Response*, armazenamento de eletricidade e/ou fornecedores de capacidade de outros Estados-Membros?
- b) Atribuição: como funciona o processo de seleção dos fornecedores de capacidade financiados, e como é determinado o nível de remuneração de capacidade?
- c) Conceção do produto: o que se exige aos fornecedores de capacidade financiados pelo mecanismo, e o que acontece se estes não cumprirem as suas obrigações?

2.2.2.1 – Elegibilidade

Para combater o problema do aprovisionamento, é preciso estabelecer critérios de elegibilidade bem concebidos, para assim garantir a seleção ótima de fornecedores de capacidade.

Alguns estados membros definem requisitos para a participação nos mecanismos de capacidade. Dentro destes requisitos estão incluídos: critérios de dimensão, normas ambientais, desempenho técnico, disponibilidade, tempo de resposta do mecanismo, e a duração do contrato proposto [5].

2.2.2.2 – Participação transfronteiriça

Para que cada estado membro não tenha que usar mecanismos próprios para ser autossuficiente, o que iria implicar uma sobre contratação muito dispendiosa de capacidade, os estados membros recorrem às importações de capacidade para resolver este problema. Assim este mecanismo de capacidade incentiva o investimento nas interligações, que está em conformidade com o objetivo da União da Energia, que pretende um mercado de energia plenamente operacional e interligado [5].

2.2.2.3 – Processo de atribuição

Um processo de atribuição seleciona a opção mais conveniente em termos de benefício-custo entre os fornecedores de capacidade elegíveis e fixa um preço de capacidade que evite a sobrecompensação [5]. Existem dois processos distintos de atribuição, que são:

- Administrativa: todos os fornecedores de capacidade elegíveis são selecionados sem recurso a um processo concorrencial, e a remuneração da capacidade é previamente definida pelas autoridades dos Estados-Membros ou negociada bilateralmente entre o Estado-Membro e o fornecedor de capacidade.
- Concorrencial: os fornecedores de capacidade elegíveis participam num concurso e a remuneração da capacidade é o resultado deste processo.

2.2.2.4 – Produto de capacidade

Em todos os mecanismos de capacidade existem obrigações que os fornecedores de capacidade devem garantir, para assim serem remunerados. Estas obrigações podem ser por exemplo, a construção e exploração de uma central elétrica, obrigações impostas pelo operador de rede, ou obrigações mais complexas envolvendo a fiabilidade da rede elétrica.

Há também sanções para os fornecedores que não cumpram as suas obrigações, que também podem ser diferentes entre os vários mecanismos de capacidade. Estas sanções podem ir da exclusão do fornecedor de qualquer remuneração futura, a sanções em termos financeiros consoante o grau de não cumprimento do fornecedor de capacidade [5].

2.3 – MIBEL

2.3.1 – Breve descrição do mercado

A 20 de janeiro de 2004, foi celebrado o Acordo de Lisboa, que foi o culminar de vários anos de entendimento entre o governo de Portugal e o governo de Espanha, para a criação do MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) [6].

O MIBEL tem como principais objetivos:

- Beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países;
- Estruturar o funcionamento do mercado com base nos princípios da transparência, livre concorrência, objetividade, liquidez, autofinanciamento e auto-organização;
- Favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade de ambos os países;
- Favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, promovendo a livre concorrência entre as mesmas.

2.3.2 – Enquadramento do mercado a prazo do MIBEL

Do Acordo de Santiago de Compostela, de 1 de outubro de 2004, resultou o quadro jurídico que caracteriza o atual modelo de funcionamento do MIBEL. Deste acordo resultou a criação dos seguintes mercados:

- Mercados organizados, dos quais poderão fazer parte:
 - Mercados a prazo;
 - Mercados diários;
 - Mercados intradiários;
- Mercados não organizados, os quais são compostos por contratos bilaterais do MIBEL, de liquidação tanto por entrega física como financeira.

O mercado a prazo funciona diariamente, de acordo com calendário definido e publicado pelo Operador do Mercado Ibérico pólo Português (OMIP) [7].

2.3.3 – Mecanismo de cedência de capacidade (VPP)

2.3.3.1 – Portugal

Em Portugal, a realização de leilões de libertação de capacidade está regulamentada pelo Plano de Compatibilização Regulatória para o setor elétrico. Este plano define que estes leilões sejam implementados com o conceito de operador dominante. Será considerado operador dominante qualquer empresa ou grupo empresarial que detenha uma quota de mercado superior a 10 por cento da energia elétrica produzida no âmbito do MIBEL, e que para efeitos do cálculo da quota de mercado na produção de energia elétrica serão excluídos os valores de produção em regime especial, considerando-se unicamente a produção em regime ordinário.

O principal objetivo dos leilões de libertação de capacidade é o de “fomentar o aparecimento de novos comercializadores no MIBEL”. Mas estes leilões também têm o objetivo de descentralizar a produção de energia elétrica. Como estes leilões têm como base o princípio de licitação competitiva, podem ainda ter o objetivo de afirmação de uma cultura de concorrência no mercado elétrico.

Os leilões de libertação de capacidade virtual formam um mecanismo de mercado, para a aquisição de energia elétrica resultante da libertação de capacidade de uma central elétrica. Esta aquisição é realizada a um preço marginal, que é pago pelos compradores da capacidade em leilão, para todas as horas de período considerado, e para cada um dos blocos individuais de 1 MW transacionado.

Existem regras para as negociações nos leilões de libertação de capacidade de produção (VPP), que são previamente aprovadas à realização do leilão, pela entidade responsável pela organização do mesmo. Estas regras definem a modalidade do leilão, no caso português é aplicada a modalidade de preço uniforme a todos os participantes cujas as ofertas são selecionadas [7].

2.3.3.2 – Espanha

Em Espanha, os leilões virtuais de capacidade são denominados de emissões primárias de energia elétrica. Estas emissões primárias de energia têm dois grandes objetivos que são: o de reforçar a concorrência do mercado elétrico e o de desenvolver o mercado a prazo no âmbito ibérico.

Na realização dos leilões de emissões primárias de energia elétrica, a ferramenta de leilão é a opção de compra de energia até uma potência horária definida e podem ser exercidas ao longo de um período de entrega, ou durante um exercício predefinido. Estas opções são atribuídas através de um leilão, no qual o preço vai aumentando durante as múltiplas rondas. Nestes leilões pode-se ainda licitar dois grupos de produtos, que são a carga base e a carga de ponta. A distribuição desses produtos pelos diferentes períodos de entrega é o resultado das licitações realizadas pelos participantes no leilão. O preço de exercício para cada um destes grupos é acordado previamente à realização do leilão.






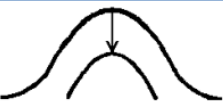
Contrariamente ao caso português, os leilões de emissões primárias de energia elétrica realizados em Espanha não contemplam a possibilidade de instituir um mecanismo de reconhecimento dos custos incorridos pelos vendedores nesses leilões [7].

Capítulo 3 – Participação da procura em mercados de capacidade

3.1 – Flexibilidade da procura

As empresas do setor elétrico desenvolveram programas que incentivam os consumidores a alterar os seus padrões de consumo de eletricidade. Estes programas são internacionalmente designados como *Demand-Side Management* (DSM), sendo em português designados como Gestão da Procura (GP). Os programas de DSM incluem a gestão do diagrama de cargas, identificação e promoção de novas aplicações de eletricidade, conservação estratégica, redução de cargas, auto-produção de eletricidade e ajuste das quotas de mercado como se pode observar na tabela 1 [8].

Tabela 1: Objetivos das ações de DSM [8]

	Desvio de Consumo - O desvio da carga de horas de ponta é normalmente obtido através de tarifas variáveis com a hora do dia, ou por promoção de dispositivos de armazenamento térmico.
	Corte de Pontas - A redução da carga durante períodos de ponta é normalmente obtida por controlo direto de cargas do consumidor ou por estímulos tarifários.
	Enchimento de Vales - O aumento da carga durante os períodos de vazio obtém-se por estímulo de usos de energia elétrica nos períodos de vazio
	Crescimento Estratégico - O crescimento estratégico de consumos procura estimular novas utilizações para a energia elétrica, conquistando porventura mercado a outros combustíveis, através da promoção de equipamento eficiente.
	Diagrama Flexível - O diagrama flexível ou fiabilidade flexível é um conceito relacionado com a fiabilidade. A fiabilidade que pode ser flexível se o consumidor aceitar variações na qualidade de serviço em troca de incentivos.
	Conservação Estratégica - A conservação estratégica obtém-se através de incentivos a utilização mais eficientes para o uso de energia, por exemplo o incentivo para a utilização de equipamentos mais eficientes.

A GP tem potencial para contribuir significativamente para satisfazer a procura de eletricidade futura, de forma economicamente eficiente. No planeamento do DSM deve avaliar-se não apenas o resultado que se espera obter diretamente com o programa, mas também a flexibilidade que este proporciona, estabelecendo-se objetivos tanto a curto como a longo prazo.

As medidas de gestão da procura têm não apenas uma contribuição direta para a redução de emissões, devido à redução de consumos, mas também indireta na medida em que podem ter um forte contributo para a integração de energias renováveis na rede. Em casos de grande penetração de energias intermitentes não basta atenuar o crescimento dos consumos nas horas de ponta, pois devido às grandes variações da produção eólica, não é suficiente atuar sobre a procura a longo prazo. Assim, é também importante assegurar a flexibilidade da procura, para conseguir uma redução “instantânea” de consumos, no preciso momento em que ocorrem as situações críticas de intermitência.

A *Demand Response* (DR) é a capacidade dos consumidores de energia elétrica responderem “automaticamente” a preços dependentes do tempo e do local, em função de sinais de contingência para reduzir ou comutar cargas, assegurando assim a flexibilidade da procura. Uma diferença substancial entre DR e eficiência energética é a periodicidade, pois enquanto no caso da DR a alteração é transitória, no caso da eficiência energética esta é de longa duração.

Genericamente, os programas de DR podem proporcionar:

- Aumento da fiabilidade do sistema;
- Uso mais eficiente do sistema elétrico;
- Limitação do risco de exposição a situações de emergência e volatilidade dos preços de energia elétrica;
- Tanto os consumidores participantes como os não participantes podem ser beneficiados através das reduções das tarifas energéticas que advém da redução dos custos;
- Redução dos encargos ambientais devido à diminuição da ponta da procura energética;
- Aumento da eficiência energética.

Existem duas aproximações básicas que orientam o desenvolvimento das opções de DR. A primeira aproximação baseia-se em sinais económicos (estrutura de preços) para induzir mudanças no consumo de energia elétrica. A outra baseia-se em infraestruturas tecnológicas que promovem alterações no consumo de energia elétrica, desejadas pela *utility* sem intervenção obrigatória por parte do consumidor.

No modelo baseado em princípios económicos utilizam-se estruturas de preços variáveis com o tempo, de forma a induzir alterações na forma de utilização e no consumo dos clientes. Contudo, os clientes nem sempre atingem o mesmo consumo para uma determinada utilização. Consequentemente, os incentivos nem sempre alcançam a mesma resposta, reduzindo assim a importância que este tipo de programas tem para as *utilities*.

As opções baseadas na tecnologia dependem de sistemas de controlo, interruptores horários ou outros dispositivos de hardware, que modifiquem diretamente o padrão de consumo sem necessitar do envolvimento direto do consumidor. As *utilities* consideram tradicionalmente as opções tecnológicas mais fiáveis pois podem ser despacháveis.

Os programas baseados em opções económicas foram os primeiros a ser introduzidos, pois eram baratos e não requeriam equipamentos adicionais. Esta aproximação dá ao consumidor um preço consistente com o valor dos investimentos em energia e de mudanças de operação, sendo os incentivos normalmente atribuídos através de pagamentos fixos ou descontos na fatura. Os programas baseados em opções tecnológicas só começaram a dominar o mercado no final da década de 1970. As opções de DR começaram então a ser vistas como alternativas válidas aos recursos de geração, de transmissão e de distribuição [8].

3.2 – Participação da procura em mercados

A procura já participa em algumas vertentes dos mercados de energia, nomeadamente no mercado grossista, no balanço e em mecanismos de remuneração de capacidade, tanto em estados membros da União Europeia, como nos Estados Unidos da América.

Os fornecedores que compram eletricidade no mercado grossista podem usar a flexibilidade do lado da procura “*Demand Side Flexibility*” (DSF) para ajustar as suas necessidades, e assim corresponder à sua posição no mercado grossista. A integração total da DSF no mercado grossista requer que os recursos do lado da procura possam licitar diretamente no mercado grossista. Em aproximadamente 60% dos estados membros da União Europeia é possível, ou está planeado, que os recursos do lado da procura participem diretamente no mercado grossista. Em 35% dos estados membros é permitido que os recursos do lado da procura participem em base igual à geração, e em 30% dos estados membros é permitido que a agregação de procura possa participar no mercado. Existe uma tendência semelhante nos mercados dos estados membros, relativamente à participação da procura no balanço.

No que diz respeito aos mecanismos de remuneração de capacidade (CRM), somente nove estados membros, estão a operar ou têm planeado este mecanismo, como se pode verificar na tabela 2. Analisando pelos consumos de eletricidade, estes nove estados membros ainda representam uma porção significativa do mercado, contudo nos sistemas que se encontram em fase de planeamento, dominam a categoria dos CRM. A maioria destes países já tem implementado ou tem planeado que estes recursos do lado da procura participem em base igual à geração, e também que agregadores de procura entrem nos seus mercados [9].

Tabela 2: Participação da procura em mecanismos de remuneração de capacidade

	Existente	Planeado	Nenhum
Localização do Mecanismo de Capacidade	BE, EL, IE, PL, ES, SE	FR, IT, UK	AT, BG, HR, CY, CZ, DK, EE, FI, DE, HU, LV, LT, LU, MT, NL, PT, RO, SK, SI
Participação em Mecanismos de Capacidade	BE, SE	FR, IE, IT, UK	AT, BG, HR, CY, CZ, DK, EE, FI, DE, EL, HU, LV, LT, LU, MT, NL, PL, PT, RO, SK, SI, ES
Em condições iguais à geração	SE	BE, FR, IE, UK	AT, BG, HR, CY, CZ, DK, EE, FI, DE, EL, HU, LV, LT, LU, MT, NL, PL, PT, RO, SK, SI, ES
Participação de Agregadores	BE, SE	FR, IE, UK	AT, BG, HR, CY, CZ, DK, EE, FI, DE, EL, HU, LV, LT, LU, MT, NL, PL, PT, RO, SK, SI, ES

Nenhuma resposta de pesquisa foi recebida de BG, CY, DK, EL, IE, PL, SI. Estes países foram incluídos com base em dados que podem subestimar a absorção real.

Na maioria dos países da União Europeia a participação da *Demand Response* ainda não é incluída nos mercados. e naqueles em que é incluída existem numerosas barreiras para a sua participação, privilegiando a participação da geração.

Atualmente, os países em que a *Demand Response* participa nos mercados são os Países Nórdicos, a Bélgica e a França. Estes países utilizam a DR principalmente como mecanismos de reserva. É também permitida a participação nos mercados à vista, mas ainda não é economicamente interessante para atrair o interesse dos retalhistas [9].

3.2.2 – PJM e ISO-NE

Nos Estados Unidos existem dois mercados de eletricidade que permitem a participação dos habituais recursos de capacidade vindos do lado da geração, mas também dos recursos de

capacidade vindos do lado da procura. Estes dois mercados são a interligação Pensilvânia New Jersey Maryland (PJM), e o operador independente de sistema de Nova Inglaterra. A interligação PJM é uma organização regional de transporte (RTO), que coordena as transações do mercado grossista de eletricidade, na totalidade, ou em partes de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Marilândia, Michigan, Nova Jérsei, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virginia, Virginia Ocidental no Distrito de Columbia, como se pode visualizar na figura 2. O ISO-NE supervisiona o mercado grossista de eletricidade de New England, servindo os estados de Connecticut, Maine, Massachusetts, Nova Hampshire, Ilha de Rodes e Vermont, como também se pode visualizar na figura 2.

Os recursos de capacidade elegíveis incluem o lado da geração, e o lado da procura, ambos os mercados incluem a eficiência energética como um recurso elegível do lado da procura, juntando-se assim, à *Demand Response* e à geração distribuída.

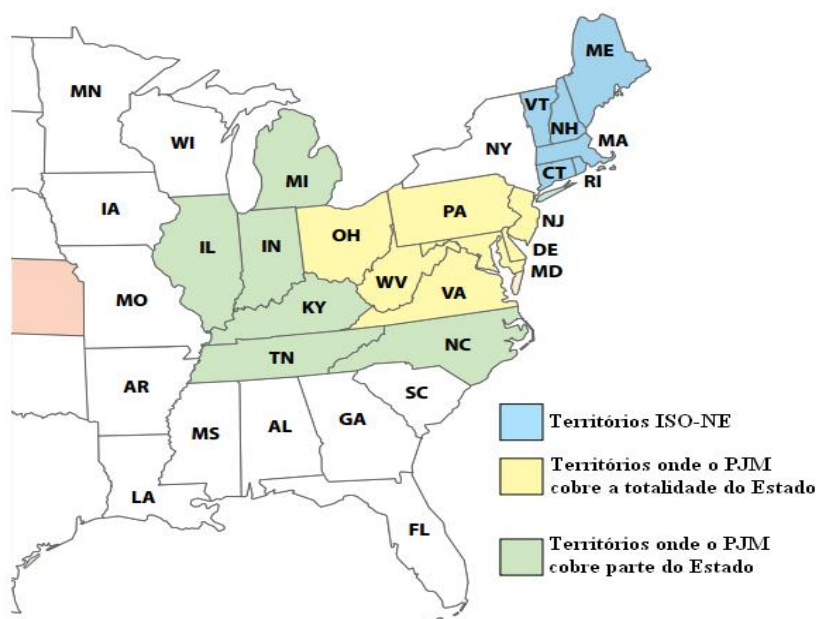


Figura 2 - Territórios do PJM e ISO-NE [10]

Em cada ano, os mercados detêm um leilão de capacidade de 3 anos em avanço ao período de entrega. O PJM define o nível de capacidade necessária, e o leilão estabelece o preço e quantidade real de capacidade adquirida, enquanto que o ISO-NE apenas define o volume de capacidade que pode ser adquirida no leilão.

Uma diferença que existe no funcionamento dos leilões destes mercados, é que o ISO-NE realiza voluntariamente, leilões de reconfiguração, que podem ser mensais ou anuais. Estes leilões permitem que os fornecedores que estejam com déficit de capacidade possam adquirir a capacidade

em falta, e que o operador de sistema possa comprar ou vender capacidade, consoante a previsão de carga do sistema.

Outra diferença é que o ISO-NE nos seus leilões coloca apenas uma quantidade de capacidade disponível em leilão, chamada de “Requisito de Capacidade Instalada”. Durante os leilões é usado um relógio com contagem decrescente, os preços vão diminuindo até que a quantidade de capacidade disponível em leilão, seja o “Requisito de Capacidade Instalada”. Enquanto que o PJM utiliza um mecanismo denominado de “Requisito de Recurso Variável” adiciona administrativamente elasticidade à procura no leilão, através da imposição de uma curva da procura com declive negativo, o que ajusta a quantidade de recursos adquiridos com base nos preços exercidos no leilão. Se os preços da capacidade se encontrarem baixos, o PJM intencionalmente, compra capacidade em excesso, sendo o pagamento total pela capacidade mais baixo. Se o preço da capacidade estiver elevado, o PJM não compra a totalidade de capacidade para atingir o seu objetivo, deixando o défice de capacidade, para ser adquirida num leilão para o ano de entrega.

O PJM define uma penalização por falha na entrega da capacidade proposta pelo licitador. Basicamente, o licitante não é pago pela capacidade não produzida e deve pagar uma multa de valor maior ou igual a 20% do preço de equilíbrio que se encontra no mercado. Para além desta penalização imposta pelo PJM, o ISO-NE reduz também, o pagamento às centrais produtoras que não estão a produzir à sua capacidade nominal, durante períodos de críticos de falta de capacidade [10].

3.3 – Regras dos mercados de capacidade existentes

A maioria dos recursos que são oferecidos nos mercados de capacidade, são recursos de geração, pelo que as regras de qualificação e licitação foram inicialmente concebidas para os recursos vindos exclusivamente do lado da geração, pelo que houve a necessidade de reestruturar as regras de participação desses mercados para incluir a procura. Assim, dois mercados de capacidade regionais, o PJM e o ISO-NE, criaram um novo conjunto de regras e procedimentos que regem os recursos de eficiência energética que pretendem participar nos seus mercados de capacidade.

Este conjunto de regras abrange uma série de aspetos tais como:

- Os períodos de ponta;
- Os tipos de medidas de eficiência energética que podem participar;
- Tempo esperado de duração das medidas de eficiência;
- Tamanho mínimo do recurso eficiência;
- Requisitos de pré-qualificação;
- Requisitos de medição e verificação (M&V);
- Como são pagos os recursos de eficiência;
- Consequências por falha na entrega da poupança de capacidade prometida;

Estes tópicos vão ser abordados mais aprofundadamente nas secções imediatamente a seguir deste documento [11].

3.3.1 – Definição dos períodos de ponta para medidas de eficiência

O ISO-NE definiu o seu período de ponta, durante os dias de semana durante o verão, num horário compreendido entre as 13.00h e as 17.00h. O ISO-NE licita também recursos, para os períodos de ponta durante o inverno, caso tenha capacidade disponível.

O PJM concentra-se apenas no seu período de ponta do verão que define o seu horário entre as 14.00h e as 18.00h, em dias de verão [11].

3.3.2 – Elegibilidade da eficiência medida

Quaisquer ganhos de eficiência energética gerada pela instalação de diversos equipamentos, tais como, a iluminação elétrica, motores, equipamentos de climatização, envelope térmico do edifício, sistemas de controlo, e outros tipos de sistemas que geram poupança de energia podem ser licitados nos mercados de capacidade, desde que dentro do tempo de interesse da norma ISO-NE (discutida na secção 3.3.1), e ainda que o licitador tenha um plano aprovado e devidamente documentado com as poupanças energéticas que se propõe alcançar.

Os manuais de M&V do ISO-NE tornam claro quais as linhas orientadoras para o cálculo das poupanças a que as medidas de eficiência energética se propõem alcançar. As linhas orientadoras devem ser consistentes com o que um consumidor típico iria fazer sob as circunstâncias em que as medidas de eficiência foram instaladas.

O licitador não tem que mostrar que o aumento da eficiência relativamente às linhas orientadoras é apropriado, e não teria sido instalado por falta de capacidade do mercado, ou por falta de incentivos governamentais para o financiamento de tais medidas. Ou seja, não há distinção feita entre eficiência introduzida por um programa, e eficiência que resulta pelas ações introduzidas por vontade própria do licitador. Não há requisitos para demonstrar o que é chamado de ‘adicionalidade’.

A razão fundamental do ISO-NE para ignorar as preocupações sobre a ‘adicionalidade’, é por causa de não se preocuparem de o porquê das medidas de eficiência estarem instaladas. Só que estas medidas foram instaladas e reduzem a ponta do consumo.

O único tipo de poupança de energia que não pode ser licitada nestes mercados é a que resulta de programas comportamentais do consumidor [11].

3.3.3 – Duração da medida de eficiência

O ISO-NE permite que os donos de recursos de eficiência energética possam participar nos leilões dos seus mercados de capacidade, e recebem o pagamento enquanto o seu recurso gerar poupança de energia elétrica. Contudo, o PJM só permite que as medidas de eficiência possam ser tratadas como um recurso durante um período máximo de 4 anos, independentemente da duração da medida de eficiência. Esta limitação temporal tem como explicação o facto de o PJM ter em consideração a procura durante o período de ponta, pelo que as poupanças de energia conseguidas durante esses quatro anos vão influenciar as previsões para os anos seguintes [11].

3.3.4 – Dimensão mínima dos recursos de eficiência

O ISO-NE define um mínimo de 100 kW para poderem licitar no seu mercado de capacidade. Este mínimo é definido uma vez que o ISO-NE tem 8 regiões, para as quais adquire capacidade, e para haver um equilíbrio no mercado não pode haver diferenças de preços e o requisito de 100 kW aplica-se aos recursos dentro de uma zona específica.

O PJM também define um mínimo de 100 kW. O PJM tem também diferentes regiões e sub-regiões para as quais a capacidade é adquirida, e o preço da capacidade adquirida também não é muito diferente do preço de equilíbrio do mercado. Assim, como no caso anterior, os 100 kW são também para uma determinada zona do PJM [11].

3.3.5 – Requisitos de pré-qualificação

Tanto o PJM e o ISO-NE são mercados a 3 anos. Isto é, feita a previsão da capacidade necessária para 3 anos à frente, nos leilões é feita a compra dessa capacidade com 3 anos de antecedência do período de entrega. Alguns meses antes desses leilões, os responsáveis por projetos de eficiência energética têm que enviar o projeto para o ISO-NE e receber aprovação para poder participar nos mercados [11].

3.3.6 – Pagamento por poupança de capacidade entregue

No ISO-NE, um novo recurso que entra no mercado tem a opção de um tempo de bloqueio do preço de equilíbrio do mercado em qualquer período desde 1 ano até 5 anos. Estes vão receber o pagamento que o mercado estabelecer numa base mensal até ao fim do contrato. No PJM o recurso é pago ao preço de mercado para o ano em que é efetuado o contrato. O PJM define os preços com uma base semanal, e o pagamento é feito todas as semanas [11].

Capítulo 4 – Medição e verificação (M&V)

4.1 – Motivação

Um dos elementos mais importantes para a candidatura de um projeto, para a participação nos leilões de mercados de capacidade, é o plano de medição e verificação, para se poder avaliar corretamente o impacto as ações implementadas.

A determinação da poupança de energia requer uma medição precisa e uma metodologia replicável, conhecido como protocolo de medição e verificação. Para uma normalização, existe o “*International Performance Measurement & Verification Protocol*” (IPMVP) [12].

4.2 – Metodologias de M&V

A poupança de energia ou a redução da procura é determinada através da comparação, de medições de energia ou potência, realizadas antes e depois da instalação de um programa de poupança energética, como é traduzido na equação (1):

$$\text{Poupança de energia} = \text{Energia consumida no Ano Base} - \text{Energia Consumida no Ano Pós Retrofit} \pm \text{Ajustes} \quad (1)$$

Os “ajustes” que constam da equação (1), podem ser positivos ou negativos, e traduzem a diferença do consumo de energia entre dois períodos de tempo distintos, devida à alteração das condições de base. As condições que normalmente afetam o consumo de energia são: as condições meteorológicas, a ocupação do edifício, o rendimento do edifício, e a operação requerida dos equipamentos para estas condições.

O IPMVP fornece quatro opções para a determinação da poupança (A, B, C e D) [12].

4.2.1 – Opção A

A poupança é determinada através de medições parciais realizadas no terreno, dos parâmetros chave do desempenho energético que definem o consumo de energia dos sistemas afetados pelas medidas de EE.

O facto de a medição ser parcial significa que os parâmetros que não são seleccionados para medição, podem ser estimados, o que vai introduzir um erro no cálculo da poupança. As estimativas podem basear-se em dados históricos, especificações do fabricante ou avaliação de engenharia. As estimativas devem ser apenas utilizadas onde se possa verificar que a incerteza combinada de todas as estimativas não prejudicará significativamente a poupança global reportada. Deste modo é importante decidir quais os parâmetros a medir, e quais os parâmetros a estimar, tendo em consideração a contribuição individual de cada parâmetro para a incerteza global da poupança. A avaliação da poupança pode ser efetuada através de métodos de engenharia ou monitorização de curto prazo, bem como de modelação matemática.

Esta abordagem destina-se a medidas de EE em que os fatores de desempenho (por exemplo, a potência de iluminação), ou os fatores operacionais (por exemplo, as horas de funcionamento) podem ser medidas pontualmente, ou num curto prazo após o *retrofit* [12].

4.2.2 – Opção B

A opção B requer a medição de todas as quantidades de energia, ou de todos os parâmetros necessários para calcular a energia. Os parâmetros chave, bem como os fatores operacionais (por exemplo, as horas de ocupação de um edifício, ou as horas de utilização de um motor) são medidos continuamente durante o período de reporte.

A poupança é calculada pela medição no terreno do consumo de energia do sistema afetado pela medida de EE. A frequência de medição vai desde curto prazo a contínua, dependendo das variações esperadas na poupança, e da duração do período de reporte.

Esta opção é indicada para cargas com um perfil variável [12].

4.2.3 – Opção C

A opção C é um processo orientado para fazer medições e verificações em toda a instalação onde os sistemas de energia estão interativos, isto é, são feitas medições contínuas do consumo de energia durante todo o período de reporte.

Esta opção determina a poupança coletiva de todas as medidas de EE instaladas e a análise dos dados é complementada através de técnicas que vão desde a comparação de faturação, até à análise de regressões multivariadas.

Esta opção é apropriada quando a poupança esperada é grande comparada com as variações de energia aleatórias que ocorrem ao nível da instalação [12].

4.2.3 – Opção D

A opção D consiste na aplicação de um software de simulação que prevê a energia da instalação, para o período anterior ao *retrofit* e para o período pós-*retrofit*. Um método de simulação deve ser “calibrado” de modo a prever um padrão de energia que corresponda aproximadamente aos dados reais horários provenientes da faturação.

A poupança baseia-se numa ou mais estimativas complexas de consumo de energia e a precisão da poupança depende do bom desempenho dos modelos de simulação dos equipamentos, e da boa calibração do desempenho energético.

Esta opção é a principal abordagem de M&V para avaliar a utilização de medidas de EE na conceção de novas instalações.

4.3 – Determinação de condições de base

O fornecedor de recursos de EE deve descrever no seu plano de M&V a metodologia utilizada para determinar as condições de base para as medições que compõe o seu projeto. A metodologia utilizada para determinar as condições de base vai variar consoante o tipo de projeto, tal como está descrito na tabela 3 [14].

Tabela 3: Metodologia do calculo das condições de base consoante o tipo de projeto

Tipo de Projeto	Cálculo das Condições de Base
A redução da procura resulta de medições envolvendo equipamentos de carga variável, ou equipamentos cuja operação é dependente do tempo ou dependente das condições meteorológicas.	Devem ser calculadas para cada período horário, durante as horas de desempenho.
A procura é controlada ativamente pelo fornecedor de recursos de EE ou por um sistema de gestão de energia.	São calculadas com base no histórico horário da carga, nos dados de saída.
A redução da procura resulta de medições, envolvendo equipamentos de carga variável, ou equipamentos cuja operação é dependente do tempo ou dependente das condições meteorológicas.	O fornecedor de recursos de EE deve demonstrar que a variação no histórico horário da carga está de acordo com o calculado

A procura é controlada ativamente pelo fornecedor de energia elétrica ou por um sistema de gestão de energia.	São calculadas usando uma média móvel usando o histórico horário das cargas, ou dados de saída, durante um período anterior às horas de desempenho. O fornecedor de recursos de EE deve excluir o histórico horário das cargas, ou dados de saída coincidentes com as horas de desempenho.
Em que os equipamentos existentes e operacionais são removidos de serviço, ou o seu consumo elétrico é reduzido durante as horas de desempenho.	Será a carga em kW desses equipamentos nas horas de performance antecedentes à remoção ou redução de utilização.
Em que os equipamentos defeituosos são substituídos por equivalentes mais eficientes, ou por uma estratégia alternativa que entrega uma saída comparável.	Será a classificação de eficiência energética, consoante a norma existente disponível no local do projeto.
Em que os equipamentos operacionais são substituídos por unidades equivalentes mais eficientes.	Será a carga em kW dos equipamentos operacionais durante as horas de desempenho. Na ausência de medições no período anterior à substituição dos equipamentos, as condições devem ser a classificação de eficiência energética dos equipamentos.

Sempre que o fornecedor de recursos de EE recorrer a dados históricos, ou utilizar amostragem de dados, para conseguir obter extrapolações de resultados, deve-o fazer consoante as normas presentes nos manuais de M&V do ISO-NE e do PJM.

4.4 – Cálculo do valor estimado de EE

O fornecedor de recursos de EE deve descrever no seu plano de M&V como irá calcular o valor estimado de redução da procura durante as horas de desempenho. A descrição deve incluir os fatores utilizados nos cálculos:

- Equações e fórmulas;
- Premissas;
- *Datasheet* do equipamento;
- Dados de medições diretas;
- Dados de medições indiretas;
- Fatores de engenharia, parâmetros e outras variáveis;

No caso de um, ou mais fatores acima listados não serem conhecidos, ou não estiveram disponíveis no momento em que o fornecedor de recursos de EE submeter o seu plano de M&V ao PJM (ou ISO), o fornecedor de recursos de EE deverá descrever em que ponto do ciclo de vida do projeto esses fatores ficarão disponíveis ou serão conhecidos, e como serão usados nos cálculos do valor de redução da procura [14][15].

O valor estimado de EE é a redução esperada de procura (MW) durante as horas de desempenho, definidas no ano de entrega. As cargas do consumidor final têm um padrão de consumo, consoante o tipo de cliente (residencial, comercial, industrial, etc.), hora do dia, dia da semana e estação do ano. O padrão de consumo é analisado para determinar a redução de procura, quando os equipamentos ou sistemas elétricos são substituídos por outros mais eficientes [14].

O fornecedor de recursos de EE deve ter em consideração os seguintes aspectos no seu plano de M&V:

- O valor estimado de EE anunciado deve atingir uma precisão relativa mínima de 10% com um nível de confiança de 90%. O ISO para todos os seus cálculos define um nível de confiança de 80%;
- Se as condições de base forem utilizadas no cálculo de redução de procura, o fornecedor de recursos de EE deverá fazer ajustes nas condições de base, de forma a refletir as condições operacionais no momento das horas de desempenho;
- As fórmulas usadas pelo fornecedor de recursos de EE para determinar o valor de redução de procura, devem incluir fatores modificadores, incluindo, mas não se limitando ao fator de coincidência para o tipo de EE especificado, as horas de desempenho, taxa de realização, e a taxa de avarias do equipamento;
- Se o projeto de EE consiste em várias zonas e/ou medidas, o fornecedor de recursos de EE pode calcular o valor de redução da procura durante as horas de desempenho em cada zona, como a soma de todos os valores de redução de procura medidos, desde que cada valor de redução de procura atinja pelo menos uma precisão relativa de 10% a um nível de confiança de 90%, ou o valor da redução da procura do agregado atinja pelo menos uma precisão relativa de 10% a um nível de confiança de 90%;
- No caso de se usar amostragem, o valor do agregado de redução da procura do projeto em cada zona, deve ser calculado a partir das amostras dos dados medidos, e o plano M&V deve descrever como esse cálculo será realizado;

- Todos os equipamentos de medição ou monitorização de corrente e tensão, utilizados para calcular a procura devem incluir o fator de potência nos cálculos finais de cálculo de procura em kW;

As diretrizes para o cálculo do valor estimado de EE são relativas às opções A, B e C da metodologia de M&V do IMPVP, a figura 3 resume o alcance das aplicações de M&V, ilustrando o seu âmbito espacial e temporal [12].

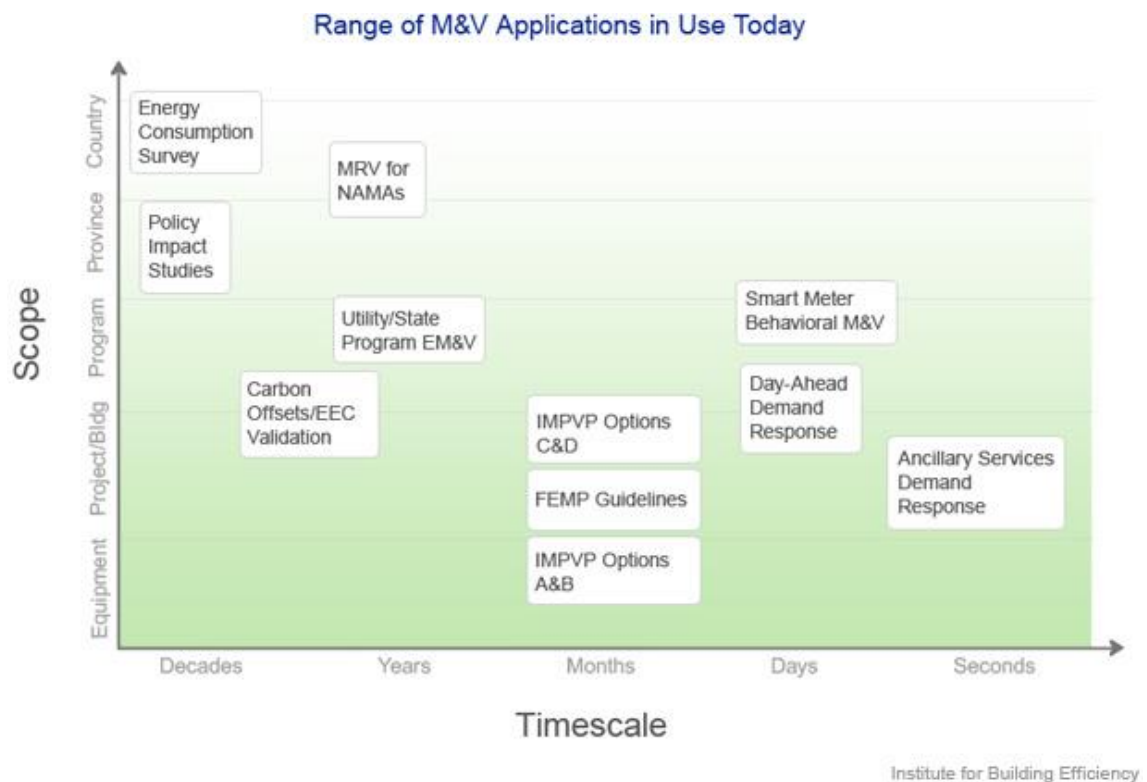


Figura 3 – Alcance das aplicações de M&V [13]

Capítulo 5 – Caracterização do consumo de energia

5.1 – Consumo Global

O consumo final total (CFT) de energia em Portugal foi de 16.2 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) em 2013. A procura de energia foi inferior em 18.9% em 2013 relativamente ao ano de 2003. A procura atingiu um pico de 20.5 Mtep em 2005, e vem-se contraindo firmemente deste então, principalmente desde a crise de 2008.

A indústria representa o maior consumo, com um consumo final de 5.9 Mtep em 2013 ou 36.7% do CFT. O consumo residencial foi de 2.6 Mtep em 2013 ou 16.3% do CFT, uma queda de 15.3% em relação a 2003. O consumo residencial estagnou entre 2004 e 2008, e caiu 15.5% desde a crise de 2008. O setor comercial, incluindo o setor dos serviços públicos, da agricultura e pesca, é o setor de menor consumo com 2.2 Mtep em 2013, ou 13.7% do CFT, comparando com os 11.6% em 2003. A procura deste setor cresceu ligeiramente entre 2004 e 2008, mas contraiu 7.1% desde a crise económica de 2008. Na figura 4 estão representados graficamente a evolução dos consumos finais de energia no setor residencial e serviços, por tipo de fonte de energia entre 1973 e 2013 [16].

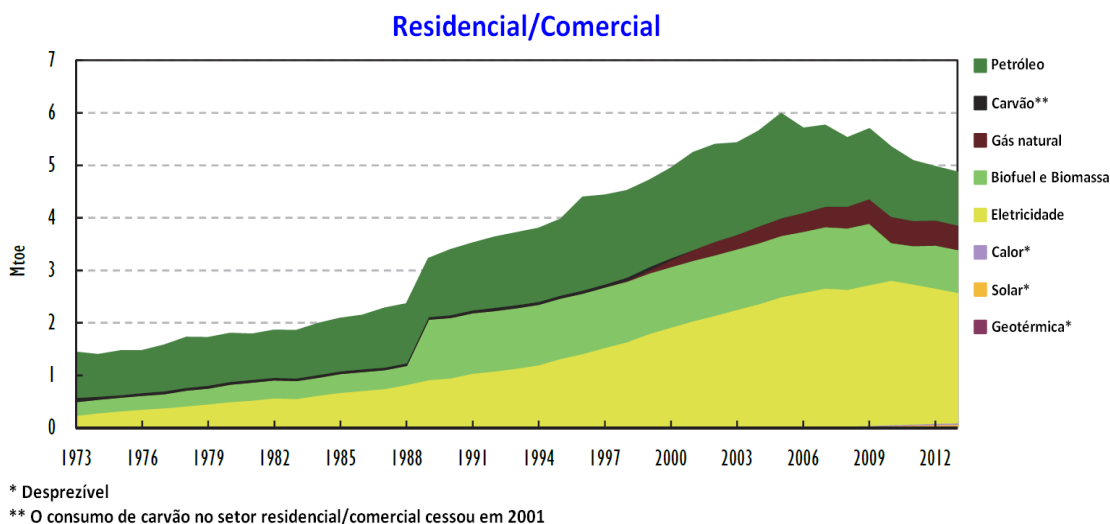


Figura 4 - CFT do setor residencial/comercial por fonte de energia, entre 1973-2013 [16]

5.2 – Setor residencial

Em 2014 o setor residencial representava 26 % dos consumos de eletricidade em Portugal. A distribuição dos consumos de energia elétrica no setor residencial, organizados pelo tipo de utilização final pode ser observada na figura 5.

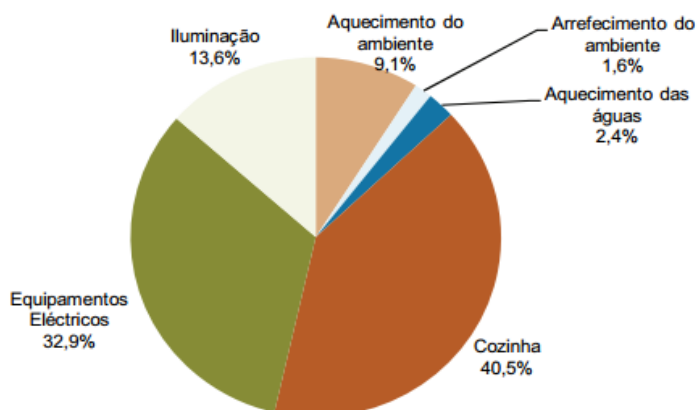


Figura 5 - Distribuição dos consumos de energia elétrica no setor residencial [17]

Pela observação do gráfico anterior, pode-se verificar que os sistemas de aquecimento e arrefecimento, seja ambiente ou de águas, quando somados ocupam uma fatia de 13.1% do gráfico. A cozinha, é nos edifícios residenciais o local onde o consumo energético é mais elevado, sendo de 40.5%. Os outros equipamentos elétricos consomem 32.9% da utilização final de energia e a iluminação apenas 10.3% [17].

O projeto *Residential Monitoring to Decrease Energy Use and Carbon Emissions in Europe* (REMODECE), teve como objetivo contribuir para o conhecimento mais detalhado da forma como se processa o consumo de energia elétrica no setor residencial da UE, desagregado pelas principais categorias de equipamentos [18]. Para tal fez a monitorização de cerca de 1300 unidades residenciais, distribuídas por 12 países da EU. Para isso, o projeto REMODECE estimou os diagramas de carga com desagregação de consumos para o setor residencial europeu, em dias úteis e fins de semana. Com base nos resultados deste projeto e nas taxas de posse de equipamentos e número de residências (3.9 milhões) em Portugal [19], obtidos num estudo do INE [17], foram obtidos os diagramas de carga para o setor residencial em Portugal.

Da observação dos diagramas de carga para o setor doméstico, estimados para o caso português em dias úteis (figura 6) e fins de semana (figura 7), pode-se ter uma ideia mais precisa de como são divididos os consumos nos edifícios residenciais.

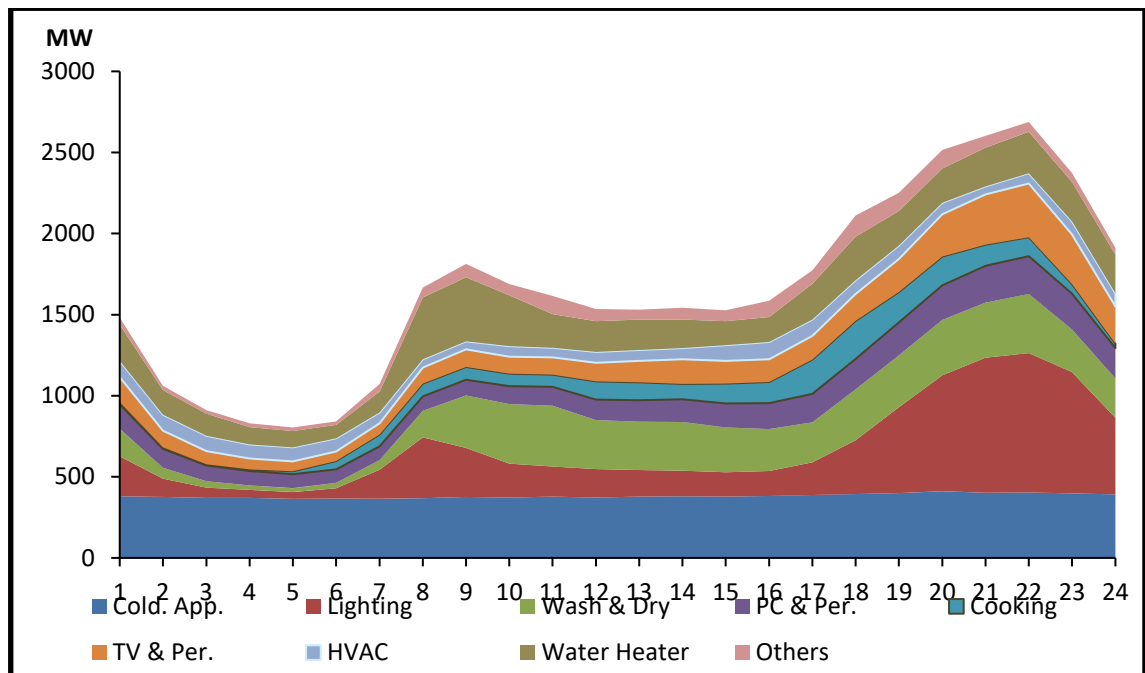


Figura 6 - Diagrama de carga médio do setor residencial para os dias úteis

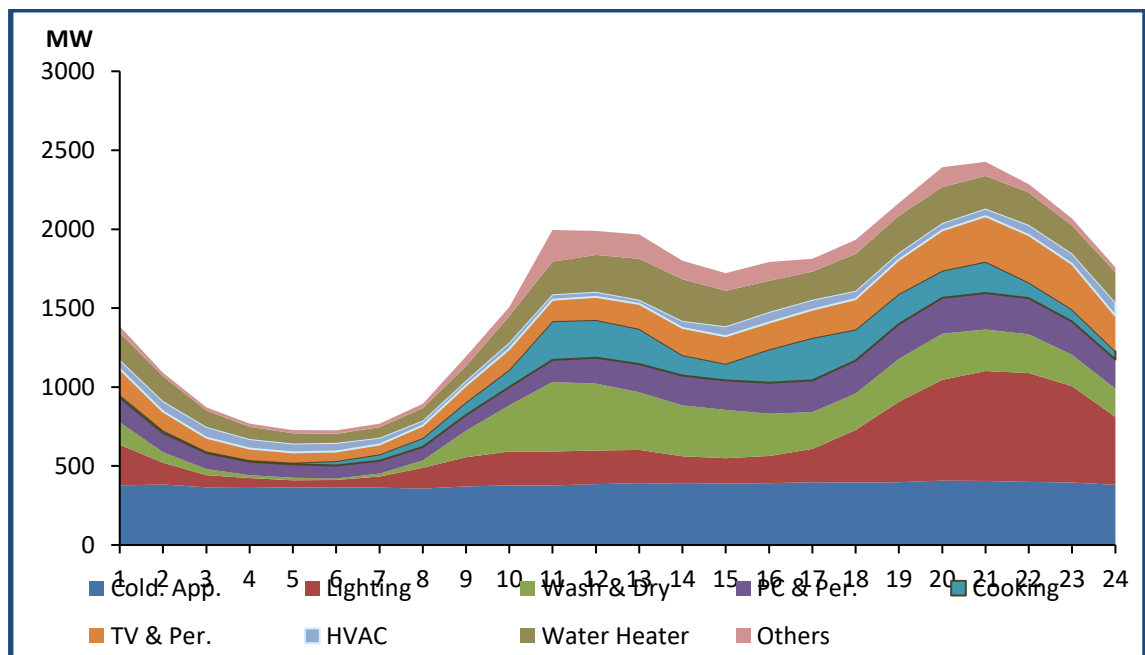


Figura 7 - Diagrama de carga médio do setor residencial para os fins de semana

Através da análise dos diagramas de carga é observável uma utilização contínua de sistemas de aquecimento e arrefecimento, e uma redução notória durante o período entre as 2h e as 7h da iluminação e de sistemas de lavagem e secagem. A observação destes diagramas é muito importante, de forma a analisar as cargas que podem ser desviadas para outros horários, bem como as cargas que podem ser desligadas em certos períodos de tempo, e o efeito destas medidas no diagrama de carga.

5.3 – Setor dos serviços

O setor dos serviços tem sofrido um crescimento nos consumos energéticos de 3% na última década [20], representando em 2014, 34% dos consumos de energia em Portugal. Os consumos de eletricidade no setor dos serviços estão divididos pela climatização dos espaços, sendo cerca de 19.4% para equipamentos de ar condicionado e 18.5% para equipamentos de aquecimento. A iluminação dos espaços representa 25.9% dos consumos nesse setor e os equipamentos elétricos 35.2% [21], como pode ser observado na figura 8.

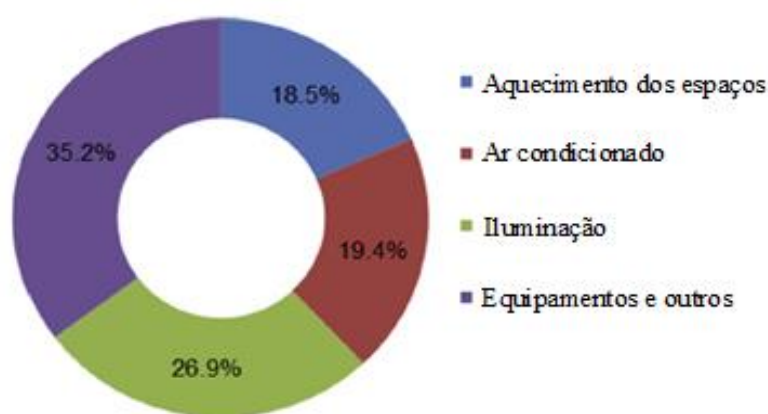


Figura 8 - Distribuição dos consumos de energia no setor dos serviços em Portugal em 2012 [21]

Nos edifícios deste setor parte dos consumos não podem ser alterados. No entanto, através de sistemas de controlo de cargas alguns equipamentos podem ser desligados durante períodos de tempo curtos ou reduzido o seu consumo, como por exemplo os equipamentos de climatização. Estes equipamentos podem ser regulados de forma a manter o nível de conforto desejado, reduzindo ou aumentando a temperatura, de forma em que nos períodos de tempo em que a procura é mais elevada não consumam tanta energia.

Na figura 9 está representada a extrapolação dos diagramas de consumo da climatização no setor dos serviços a nível nacional para sistemas AVAC centralizados. Para a obtenção destes resultados, foi considerado um edifício piloto, localizado em Coimbra, cujo funcionamento foi analisado durante uma semana, e em que o seu período de funcionamento se localiza entre as 8h e as 19h, sendo este edifício aquecido através de bombas de calor geotérmicas (GHPs). Para extrapolação foi considerado que apenas 50% dos espaços públicos são aquecidos por sistemas de controlo centralizados, e nesta percentagem de edifícios dos serviços apenas 25% são aquecidos através de sistemas com um padrão de consumo semelhantes às GHPs (por escalões de potência). Para a obtenção de um total nacional, foi feita uma extrapolação, cujo fator foi calculado através

da comparação entre o consumo em aquecimento do edifício que foi levado em conta neste estudo, durante o Inverno, e o consumo em aquecimento total a nível nacional nos edifícios de serviços. Este fator foi aplicado ao diagrama de carga médio do edifício considerado [22].

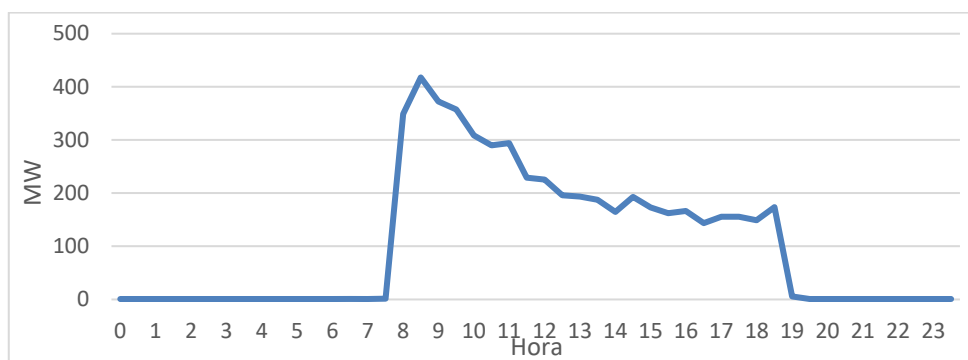


Figura 9 - Diagrama de consumos do aquecimento no setor dos serviços com equipamentos GHPs para o mês de fevereiro

De forma a obter o diagrama de consumos para os restantes 25% correspondentes aos edifícios aquecidos por sistemas AVAC centralizado, considerou-se que estes são aquecidos por sistemas de consumos semelhantes aos sistemas *Split*. Através do diagrama médio de consumos para os dias úteis, dados estes fornecidos pela ADENE, foi feita uma extrapolação para o total nacional, de forma idêntica à extrapolação feita para os GHPs. Este procedimento permitiu obter o diagrama de cargas de consumos extrapolado presente na figura 10.

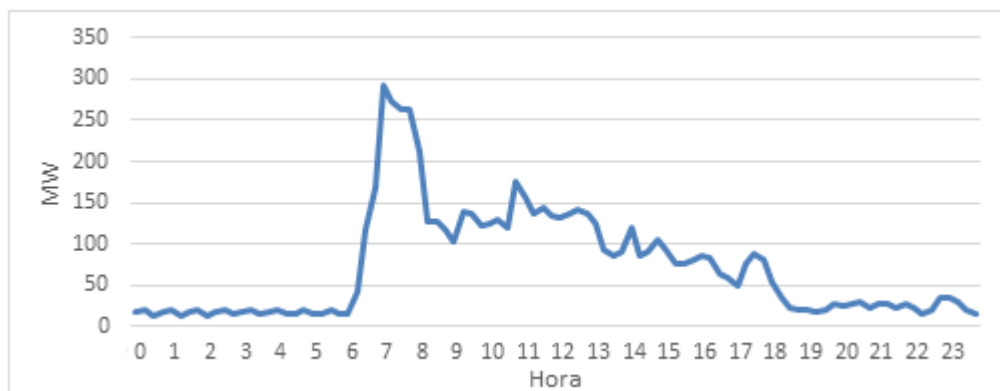


Figura 10 - Diagrama de consumos médio extrapolado para os sistemas de aquecimento com sistemas *Split*

Capítulo 6 – Casos de estudo

6.1 – Introdução

No capítulo anterior foi realizada uma análise dos consumos nos setores dos serviços e residencial, nomeadamente do seu potencial de alteração para aplicar medidas de *Demand Response* (DR).

De forma a saber que cargas podem ser deslocadas ou desligadas, será efetuada uma análise das cargas domésticas presentes na figura 6, e as cargas de climatização presentes nas figuras 9 e 10. Uma parte das cargas presentes nos diagramas não pode ser controlada pois isso iria provocar uma diminuição do conforto e das condições necessárias à boa utilização dos espaços, como por exemplo a iluminação. Por outro lado, existem cargas em que pode ser efetuado um ajuste no seu funcionamento de forma ao seu consumo de energia ter um menor impacto, em momentos em que a rede necessita de comprar energia de reserva ou secundária. Exemplos dessas cargas são frigoríficos, máquinas de lavar e secar roupa e sistemas de climatização. Na figura 11, pode ser observado de forma mais nítida as cargas controláveis (divididos em cargas interrompíveis e reprogramáveis) e não controláveis, para os dias úteis.

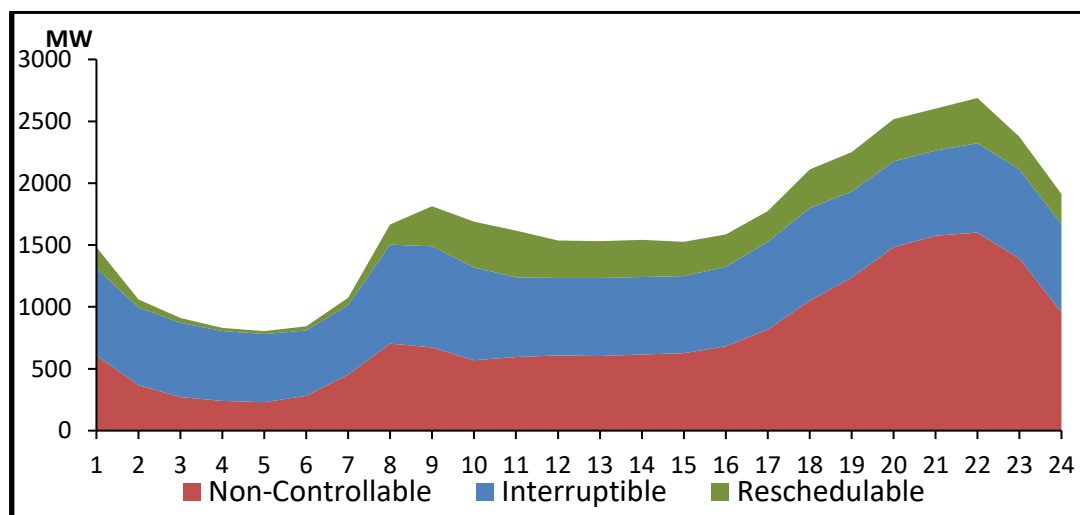


Figura 11 - Diagrama de carga com divisão entre cargas não controláveis, que podem ser interrompidas, e programáveis nos dias úteis

Nesta secção vão ser apresentados quatro casos de estudo, três deles referente a cada zona do gráfico da figura 11, e outro relativo a cargas que podem ser interrompidas no setor dos serviços, ilustradas na figura 12. As cargas que podem ser interrompidas da figura 12, foram obtidas através da soma das cargas presentes nas figuras 9 e 10. Os casos de estudo vão apresentar o impacto que

as medidas de EE ou de DR, têm impacto relativamente aos mercados de energia existentes em Portugal. Este estudo vai ser focado unicamente nos dias úteis, pois são os dias com maior potencial de impacto.

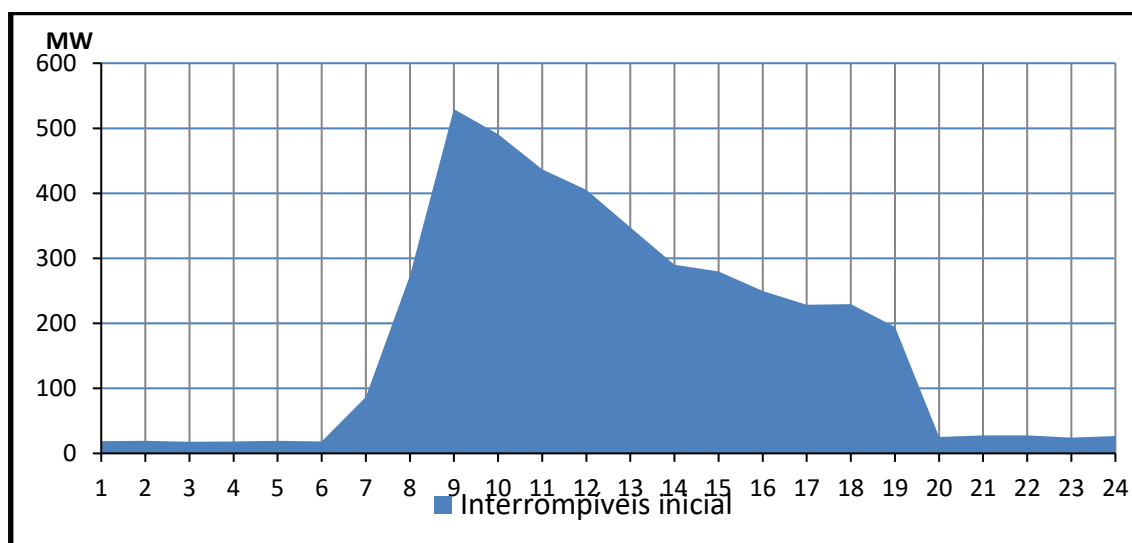


Figura 12 - Diagrama de carga que podem ser interrompidas, em dias úteis, no setor dos serviços

6.2 – Caso de estudo nº1 – Cargas não controláveis, setor residencial

Este primeiro caso de estudo analisou as cargas não controláveis do setor residencial (a zona vermelha do gráfico da figura 11), sendo a carga escolhida a iluminação. Assim, o consumo desta carga não pode ser desviado nem interrompido, pois tem que estar sempre disponível para o consumidor, sendo por isso uma carga não controlável. Neste primeiro caso verificou-se apenas o impacto que uma medida de EE, tem em termos de redução da ponta do sistema de energia, alterando a tecnologia de iluminação para outra mais eficiente.

Para o sistema apresentado na figura 6, considerou-se que a base de iluminação no setor residencial eram lâmpadas fluorescentes compactas (CFL) de 18 W. Aplicou-se um retrofit a toda a iluminação, substituindo por lâmpadas LED equivalentes de 10 W. Determinou-se o fator de redução de consumo que esta alteração de tecnologia introduziu no sistema, através da equação (2), seguidamente utilizou-se este mesmo fator de redução para saber a redução total do consumo de iluminação num dia útil de utilização no setor residencial a nível nacional, e o impacto que teve na redução da ponta

$$\text{Fator de redução} = \frac{\text{Consumo pós_retrofit}}{\text{Consumo ante_retrofit}} = \frac{10}{18} = 0.555 \quad (2)$$

A figura 13 mostra o impacto que este fator de redução teve no consumo horário da iluminação, e a figura 14 mostra graficamente o impacto global desta medida de EE, na redução da ponta do sistema.

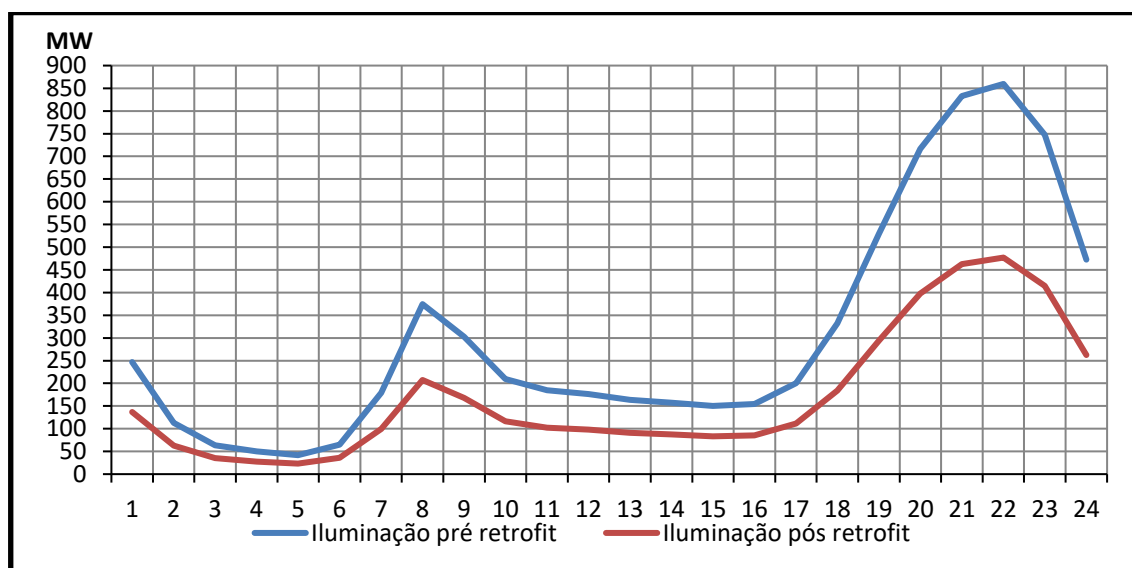


Figura 13 - Impacto do retrofit da iluminação

Como se verifica na figura 13 a ponta da iluminação ocorre às 22h, inicialmente com um valor de 859.60 MW, depois de ser aplicado o fator de redução calculado na equação 2, esse valor passou para 477.08 MW. A ponta global do sistema da figura 11 apresenta um valor de 2687.95 MW, após este retrofit de iluminação, esse valor passou para 2305.43 MW, o que equivale a uma redução de 14.23% do valor da ponta, como apresentado na figura 14.

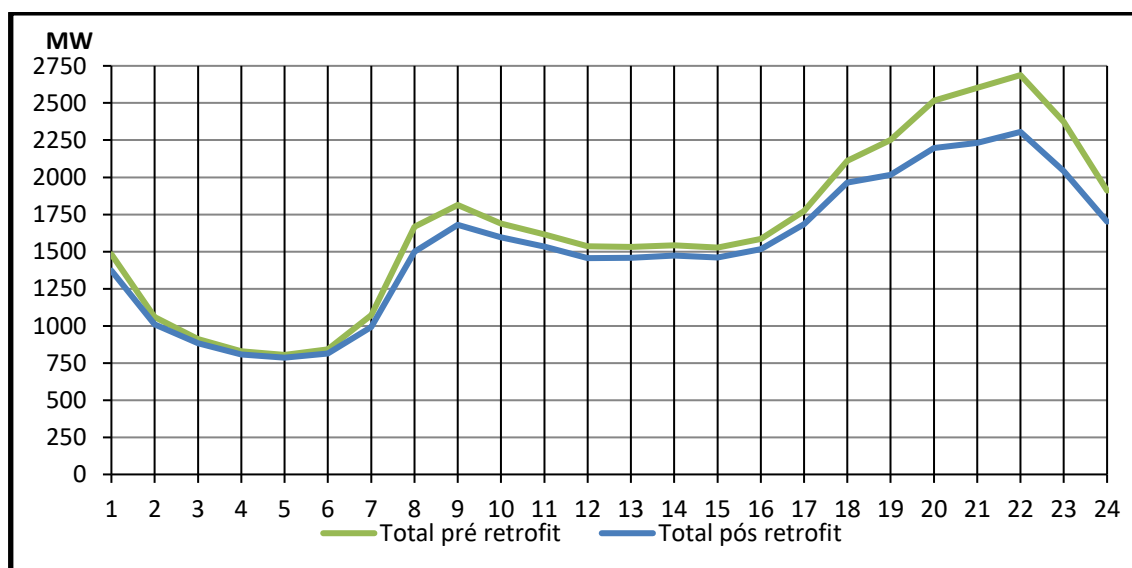


Figura 14 – Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de EE no sistema

6.3 – Caso de estudo nº2 – Cargas programáveis, setor residencial

Neste segundo caso de estudo, foram analisadas as cargas reprogramáveis do setor residencial (zona verde do gráfico da figura 11), programáveis, que correspondem às máquinas de lavar e secar roupa, do gráfico da figura 6.

O funcionamento destas cargas pode ser deslocado para horas em que a rede não tenha necessidade de comprar energia de reserva. Nas horas em que a rede tem necessidade de comprar energia de reserva, o consumo destes equipamentos é alterado, reduzindo o seu consumo para a necessidade de energia de reserva, garantindo assim parcialmente ou totalmente a necessidade de energia de reserva que a rede necessita.

6.3.1 – Método de escolha de dias para análise

Para efetuar este estudo de forma transversal, para as quatro estações do ano, foram escolhidos quatro dias, um por cada estação. Para escolher estes quatro dias percorreram-se os dias úteis para cada mês do ano 2016, e analisaram-se os parâmetros de interesse: total de produção em regime ordinário, saldo importador, bombagem, total de produção em regime especial e o consumo. Analisou-se a diferença entre o valor diário de cada parâmetro e média mensal. Os dias que apresentaram melhor compromisso, entre o desvio apresentado nos parâmetros e a média mensal, foram escolhidos para análise, nomeadamente os dias: 3 fevereiro, 7 de abril, 27 de julho e 4 de outubro. Estes dias vão ser estudados para todos os restantes casos de estudo apresentados.

6.3.2 – Análise do impacto da medida de DR para o dia 3 de fevereiro

A tabela 4 mostra as horas em que a rede tem necessidade de comprar energia de reserva, bem como capacidade disponível no setor residencial de cargas programáveis, para cada hora, que através de medidas de DR o seu consumo pode ser alterado. A tabela mostra ainda a diferença de potência existente entre as cargas programáveis e a necessidade de reserva.

Após análise da tabela 4 verifica-se que apenas no período horário compreendido entre as 2h e às 5h, a necessidade de energia de reserva é inferior à capacidade disponível das cargas programáveis no setor residencial. Nesse período deslocaram-se as cargas programáveis para horas em que a rede não tinha necessidade de comprar energia de reserva, garantindo apenas a percentagem de energia apresentada na última coluna da tabela 4. Nas restantes horas em que a rede necessita de energia de reserva, e o setor residencial tem capacidade em excesso para essas

mesmas horas, baixou-se o valor de energia de reserva para o valor da diferença, sendo a restante energia deslocada também para horas em que a rede não necessita de comprar energia de reserva.

Tabela 4: Necessidade de energia de reserva, e energia disponível de cargas programáveis [23]

Horas	Reserva (MW)	Cargas Programáveis Inicial (MW)	Cargas Programáveis Final (MW)	Diferença (MW)	%
1	50.0	169.00	119.00	119.00	
2	109.0	65.45	0.00	-43.55	60.05
3	70.0	38.24	0.00	-31.76	54.63
4	188.0	25.78	0.00	-162.22	13.72
5	147.9	23.78	0.00	-124.12	16.01
6	29.4	32.11	2.71	2.71	
7	0.0	58.69	314.19	58.69	
8	0.0	163.93	317.19	163.93	
9	0.0	323.13	323.13	323.13	
10	0.0	367.83	367.83	367.83	
11	0.0	375.91	375.91	375.91	
12	0.0	301.83	301.83	301.83	
13	11.0	297.60	286.60	286.60	
14	0.0	300.93	359.12	300.93	
15	0.0	277.50	442.70	277.50	
16	0.0	259.96	398.76	259.96	
17	0.0	247.49	297.49	247.49	
18	0.0	314.87	314.87	314.87	
19	0.0	320.19	320.19	320.19	
20	0.0	341.06	341.06	341.06	
21	17.8	338.89	321.10	321.10	
22	255.5	365.24	109.74	109.74	
23	138.8	263.83	125.03	125.03	
24	165.2	242.34	77.14	77.14	

A ilustração da implementação desta medida de DR é mostrada na figura 15 onde se verifica as horas em que as cargas reprogramáveis foram desligadas. Na figura 16, demonstra-se o impacto desta alteração ao nível global do sistema.

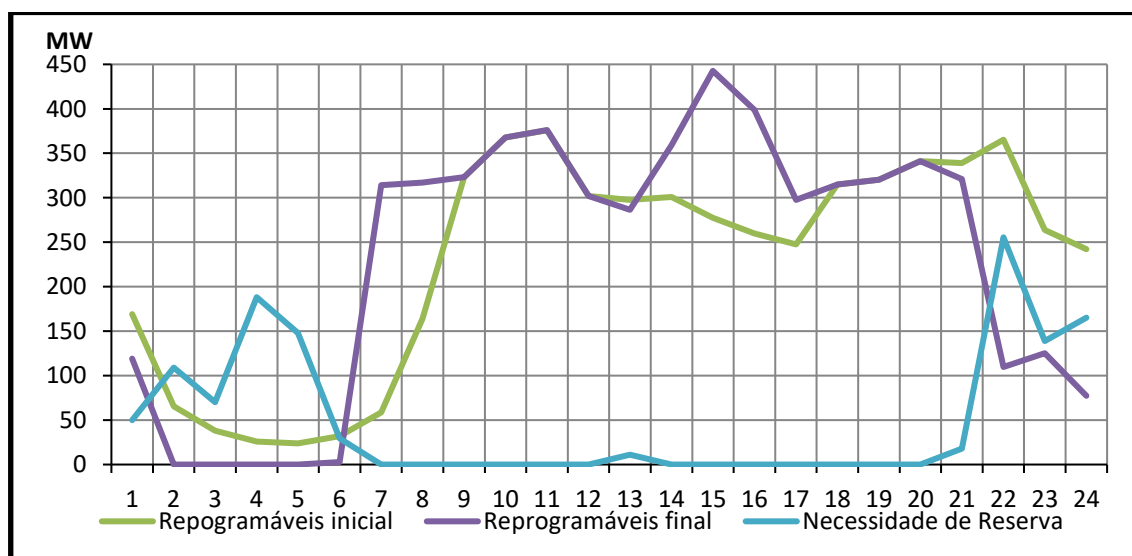


Figura 15 – Diagrama de carga das cargas reprogramáveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva

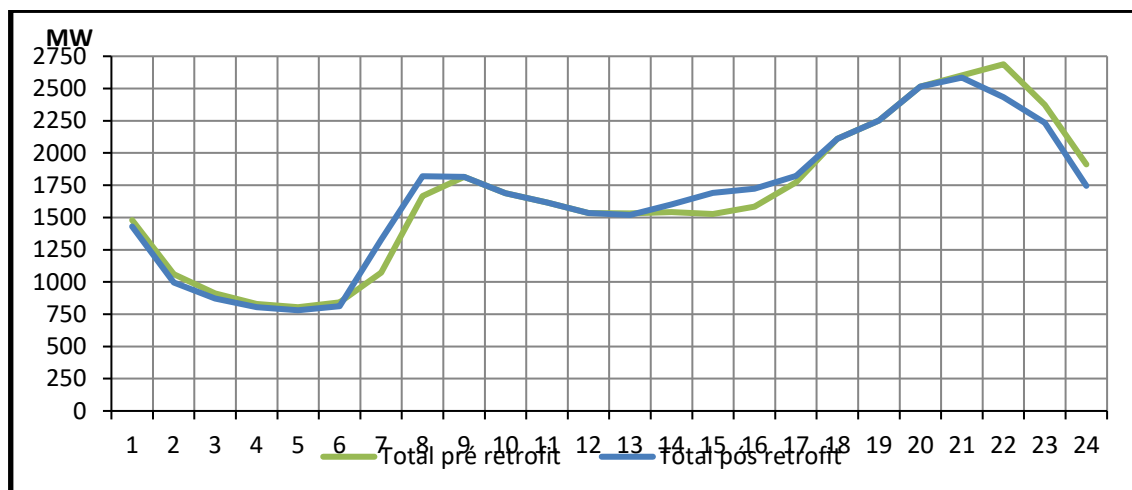


Figura 16 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema

Esta medida de DR para este dia de análise mostrou-se bastante satisfatória, não garantindo as necessidades de energia de reserva para todas as horas, mas reduzindo, garantindo uma grande percentagem. Por exemplo às 2h do dia 3 de fevereiro de 2016, a rede necessitava de comprar 109 MW, e a quantidade de cargas programáveis é de 65.45 MW, baixando este valor para 0 MW, existia ainda uma diferença de 43.55 MW para conseguir garantir a total necessidade de energia de reserva, garantindo-se assim 60.05% da totalidade de energia de reserva para esse período horário. O que implicaria que um conjunto de centrais produtoras de energia, que garantem esta energia de reserva, podem ser desligadas ou terem os seus níveis de produção em níveis mais baixos.

A análise para os restantes dias estudados vai ser apresentada no anexo A.

6.4 – Caso de estudo nº3 – Cargas que podem ser interrompidas, setor residencial

Neste terceiro caso de estudo foram analisadas as cargas interrompíveis do setor residencial (correspondentes à zona azul do gráfico da figura 11), nomeadamente carga de climatização e de aquecimento de águas. Este tipo de cargas pode ter o funcionamento interrompido durante certos períodos de tempo, sem que a qualidade exigida pelo detentor dos equipamentos seja prejudicada.

Como se vai verificar de forma aprofundada, para todos os dias estudados e para todas as horas desses mesmos dias, a necessidade de energia de reserva secundária vai ser bastante inferior, à capacidade disponibilizada pelas cargas do setor residencial, podendo assim garantir na totalidade a energia de reserva secundária, através desta medida de DR.

O método de cálculo, baseou-se em baixar a quantidade de energia de reserva secundária que a rede precisava, desligando essa percentagem de cargas durante uma hora, e voltando a ligá-las na hora seguinte. Considerou-se que na hora seguinte a que os equipamentos são desligados, há um acréscimo de 25% no consumo, pois quando se volta a ligar o equipamento, como a temperatura está afastada da temperatura ótima, o equipamento vai ter um consumo maior para retomar a temperatura desejada. Considerou-se que a mesma carga pode ser utilizada mais do que uma vez, mas garantindo sempre um intervalo mínimo de 5 horas, até voltar a desligar um equipamento que já tenha sido desligado.

6.4.1 – Análise do impacto da medida de DR para o dia 3 de fevereiro

A tabela 5 mostra as horas em que a rede tem necessidade de comprar reserva secundária e o seu preço por MW, bem como a capacidade disponível no setor residencial de cargas interrompíveis, para cada hora, que através de medidas de DR o seu consumo pode ser alterado, de forma a fornecer a energia secundária necessária à rede.

Tabela 5: Necessidade de energia secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de energia secundária por MW [23]

Horas	Reserva Secundária (MW)	Preço (€)	Cargas Interrompíveis Inicial (MW)	Cargas Interrompíveis Final (MW)
1	90.61	35.00	704.18	613.57
2	0.00	38.00	628.16	628.16
3	58.17	38.00	600.71	542.54
4	27.95	38.00	564.45	536.50
5	106.70	38.00	551.65	444.95
6	45.76	38.00	528.45	482.69
7	32.56	38.00	560.09	527.53
8	67.58	40.00	799.79	732.21
9	45.69	35.00	819.06	773.37
10	40.82	36.00	751.89	711.07
11	3.47	36.50	644.71	641.24
12	41.49	38.20	626.73	585.24
13	78.03	86.71	632.13	554.10
14	0.00		625.43	625.43
15	114.99	36.50	622.19	507.20
16	78.33	40.00	641.61	563.28
17	79.13	38.20	709.07	629.94
18	41.31	36.00	745.56	704.25
19	33.14	38.20	695.61	662.47
20	14.05	38.20	693.08	679.03
21	142.40	99.00	689.48	547.08
22	0.00	99.00	722.19	722.19
23	0.00	99.00	719.87	719.87
24	0.00	86.71	711.60	711.60

Como acima mencionado e demonstrado pela tabela 5, a necessidade de energia secundária é bastante inferior à disponível pelas cargas que podem ser interrompidas no setor residencial, assim nenhuma das centrais que assegura o fornecimento desta energia secundária, necessita de estar em funcionamento. Considerando os preços do mercado e como a capacidade disponível no

setor residencial assegura toda a necessidade de energia de reserva secundária para este dia em análise, a capacidade que foi interrompida através da medida de DR, apresenta um valor de, 55.464,61 € em mercado.

A ilustração da implementação desta medida de DR é mostrada na figura 17 onde se verifica as horas em que as cargas interrompíveis foram desligadas. Na figura 18, demonstra-se o impacto desta alteração ao nível global do sistema.

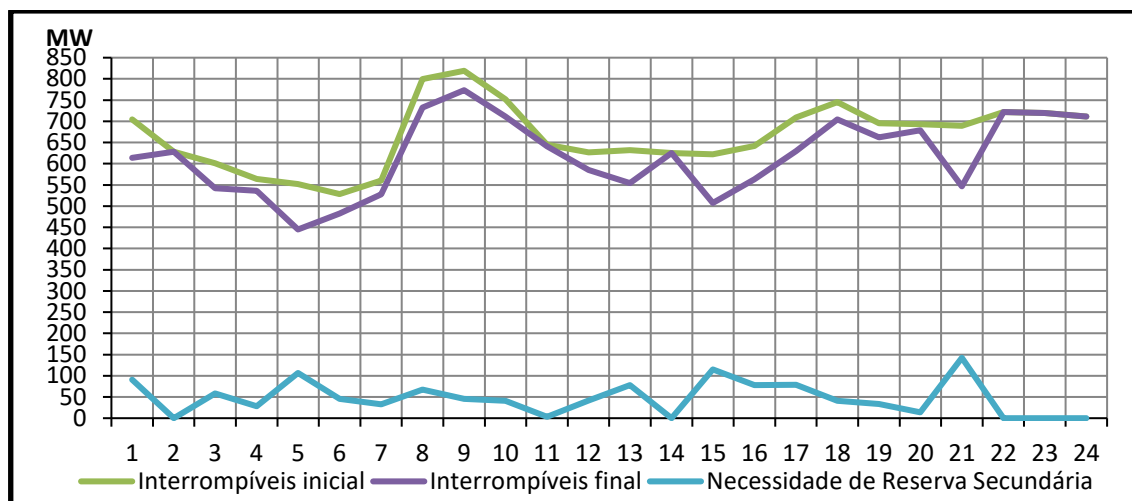


Figura 17 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor residencial

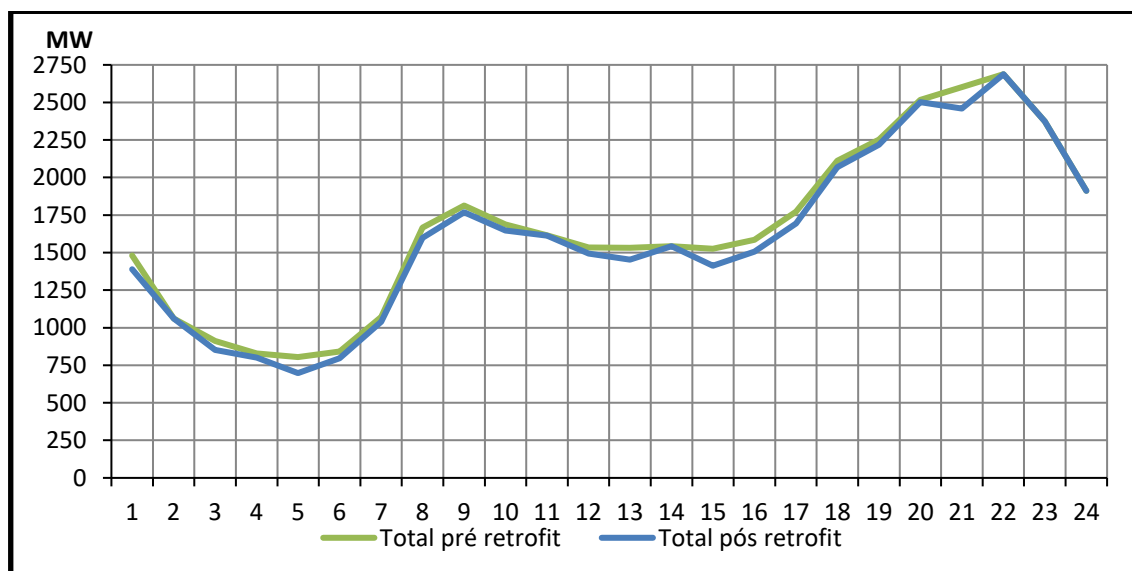


Figura 18 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema

Assim através deste caso de estudo, e de forma mais incisiva que o caso de estudo nº2, verifica-se o enorme potencial das medidas de DR em âmbito de mercado, tanto em termos energéticos, pois não são necessárias centrais de produção de energia elétrica para garantir a reserva secundária, como o impacto em termos económicos que estas medidas têm.

A análise para os restantes dias estudados vai ser apresentada no anexo B.

6.5 – Caso de estudo nº4 – Cargas que podem ser interrompidas, setor dos serviços

Neste caso de estudo foram estudadas as cargas de climatização no setor dos serviços a nível nacional para sistemas AVAC centralizados. De modo a garantir os níveis de conforto necessários aos utilizadores destes edifícios de serviços, as cargas de climatização não foram totalmente desligadas durante uma hora, mas sim o consumo global dessa hora, foi reduzido para metade.

Como mencionado na secção 5.3 os edifícios do setor dos serviços têm um período de funcionamento compreendido entre as 8h e às 19h, assim o estudo foi focado nesse período horário, desprezando a análise para as restantes horas.

6.5.1 – Análise do impacto da medida de DR para o dia 3 de fevereiro

A tabela 6 mostra as horas em que a rede tem necessidade de comprar energia secundária e o seu preço por MW, bem como a capacidade disponível no setor dos serviços de cargas de climatização, para cada hora, que através de medidas de DR o seu consumo pode ser alterado, de forma a fornecer a reserva secundária necessária à rede.

De forma semelhante ao caso de estudo nº3, a necessidade de energia secundária é sempre bastante inferior à capacidade disponível no setor dos serviços, assim através desta medida de redução de funcionamento em 50%, dos equipamentos de climatização, necessários para igualar a reserva secundária que a rede necessita de comprar em cada hora, no período horário de análise consegue-se garantir toda a reserva secundária que a rede necessita. Considerou-se que na hora seguinte a que os equipamentos são desligados, há um acréscimo de 25% no consumo, pois quando se volta a ligar o equipamento, como a temperatura está afastada da temperatura ótima, o equipamento vai ter um consumo maior para retomar a temperatura desejada. Não sendo necessário para este dia de análise, recorrer a centrais de produção de energia elétrica para satisfazer as necessidades da rede.

Tabela 6: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW [23]

Horas	Reserva Secundária (MW)	Preço (€)	Cargas Interrompíveis Inicial (MW)	Cargas Interrompíveis Final (MW)
8	67.58	40.00	273.64	206.06
9	45.69	35.00	529.45	483.76
10	40.82	36.00	490.81	449.99
11	3.47	36.50	436.91	433.44
12	41.49	38.20	405.18	363.69
13	78.03	86.71	347.58	269.55
14	0.00		289.83	289.83
15	114.99	36.50	279.92	164.93
16	78.33	40.00	249.47	171.14
17	79.13	38.20	228.67	149.54
18	41.31	36.00	229.42	188.11
19	33.14	38.20	194.60	161.46

Para este dia estudo, e com os preços apresentados na tabela 6, a capacidade que o setor dos serviços poderia negociar em termos de mercado tinha um valor de 27.355,63 €. Mais uma vez as medidas de DR apresentam um enorme impacto a nível de mercado de energia, tanto a nível energético, como a nível financeiro.

A ilustração da implementação desta medida de DR é mostrada na figura 19 onde se verifica as horas em que as cargas interrompíveis foram desligadas e o impacto desta alteração ao nível global do sistema.

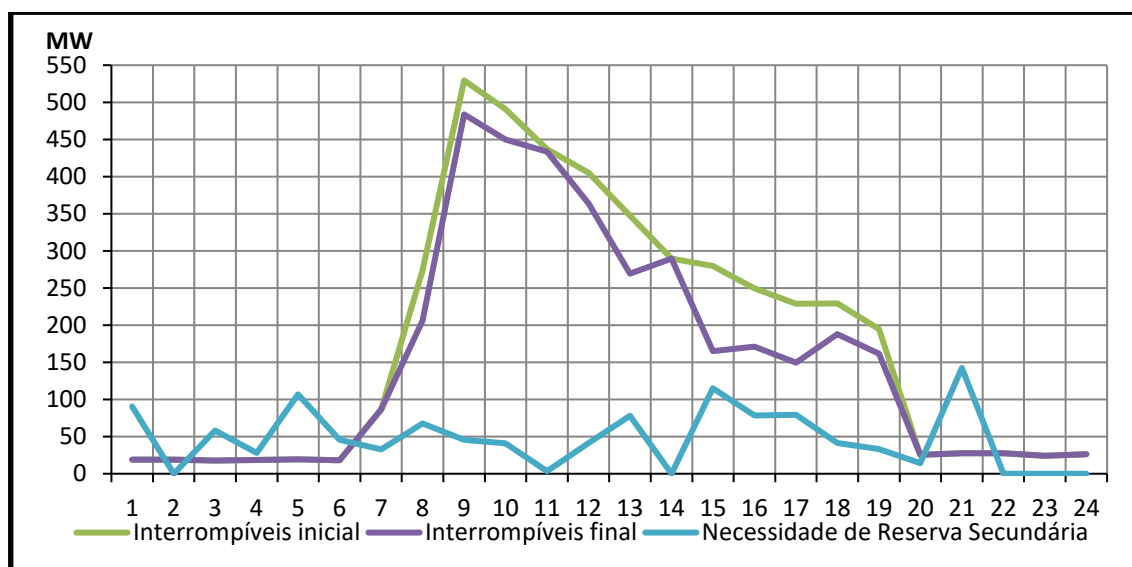


Figura 19 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor dos serviços

A análise para os restantes dias estudados vai ser apresentada no anexo C.

Capítulo 7 – Conclusões e trabalho futuro

7.1 – Conclusões

Nesta dissertação foi analisado o impacto de medidas de eficiência energética e de controlo de cargas em mercados de capacidade, para isso começou-se por analisar o ponto de situação dos mercados de capacidade na União Europeia (UE), e as condições de funcionamento de mecanismos de cedência de capacidade (VPP) no mercado ibérico de eletricidade (MIBEL).

Seguidamente estudaram-se as vantagens que programas de *Demand Response* (DR) têm nos mercados de energia, e em que mercados a sua participação é significativa. Da análise realizada verificou-se que na maioria dos países da União Europeia a participação da DR ainda não é incluída nos mercados, e naqueles em que é incluída existem inúmeras barreiras à sua participação, privilegiando a participação de recursos vindos do lado da geração. Nos países da UE em que a DR participa no mercado, utilizam-na principalmente como mecanismo de reserva. Nos Estados Unidos existem dois mercados de eletricidade que permitem a participação de recursos de capacidade vindos do lado da geração, mas também de recursos de capacidade vindos do lado da procura. Estes dois mercados são o ISO-NE e o PJM, como a participação de recursos de capacidade vindos do lado da procura já está bem estabelecida nestes mercados, estes foram os pontos de referência para perceber como estes recursos podem funcionar neste tipo de mercado.

Depois de se perceberem todas as condicionantes da participação de recursos vindos do lado da procura em mercados de eletricidade, realizou-se a elaboração de casos de estudo, afim de se perceber em que medida a introdução de medidas de eficiência energética e de controlo de cargas têm nos diagramas de cargas do setor residencial e no setor dos serviços.

Nesta dissertação foram estudados quatro casos de estudo, um que analisa o impacto de impacto de uma medida de EE em cargas não controláveis do setor residencial, outro que analisa uma medida de DR, em cargas reprogramáveis no setor residencial, e os outros dois para cargas que podem ser interrompidas, no setor residencial e no setor dos serviços.

Do primeiro caso de estudo, em que apenas se realizou um retrofit da tecnologia da iluminação do setor residencial, verificou-se que esta medida de EE introduziu uma redução da ponta do diagrama de carga, passando o valor da ponta global do sistema, que ocorria às 22h, de 2687.85 MW para 2305.43 MW, o que equivale a uma redução de 14.23%.

No segundo caso de estudo em que foi realizado um estudo de cargas reprogramáveis do setor residencial, correspondentes às máquinas de lavar e secar roupa, concluiu-se que para os dias estudados, excetuando o dia 27 de julho de 2016, em que houve uma necessidade de reserva muito acima de todos os outros dias estudados (como se verifica anexo A), conseguiu-se sempre para todas as horas em que a rede necessita de comprar energia de reserva, garantir a totalidade ou uma percentagem dessa energia,. Esta medida de DR mostrou-se assim bastante satisfatória, uma vez que um conjunto de centrais produtoras de energia que garantem esta energia de reserva possam ser desligadas, ou terem os seus níveis de produção mais baixos.

No terceiro caso de estudo em que foi realizado um estudo de cargas do setor residencial que podem ter o seu consumo interrompido, correspondentes a sistemas de climatização e aquecimento de águas, concluiu-se que para todos os dias analisados consegue-se sempre garantir as necessidades de reserva secundária da rede, através da medida de DR aplicada. Uma vez que a capacidade disponível para ser interrompida é superior em todas as horas à necessidade de reserva secundária para as mesmas horas. Este caso de estudo mostra de forma mais efetiva o potencial de aplicação de medidas de DR para garantir as necessidades da rede. Pois conseguindo garantir toda a reserva secundária através desta medida de DR não são necessárias as centrais de produção de energia elétrica. Neste caso de estudo mostra-se também o grande impacto que as medidas de DR podem ter em termos económicos no âmbito de mercado.

No quarto caso de estudo, e de forma semelhante ao caso de estudo nº3, mostrou-se que para os dias 3 de fevereiro de 2016 e 7 de abril de 2016, para todas as horas de funcionamento a capacidade disponível para intervenção da medida de DR é sempre superior à necessidade de reserva secundária que a rede necessita de comprar. Por isso consegue-se sempre garantir a necessidade de reserva secundária através de medidas de DR. Para os dias 27 de julho de 2016 e 4 de outubro de 2016, existe um curto período de tempo em a reserva secundária que a rede necessita de comprar é ligeiramente superior à capacidade disponível para intervenção de DR, garantindo-se assim para esses períodos uma grande percentagem da reserva secundária que a rede necessita de comprar.

Em conclusão, através da análise realizada para os diferentes casos de estudo e para os diferentes dias de análise, conseguiu-se mostrar bons indicadores das medidas de DR implementadas, sendo para as cargas que podem ter o seu consumo interrompido, onde se apresentaram os melhores resultados. Contudo também para as cargas reprogramáveis se obtiveram bons indicadores da medida de DR implementada. Mostrando assim a nível global que as medidas de DR podem ser uma mais valia para os mercados de energia, reduzindo as centrais produtoras de energia que garantem a energia de reserva e reserva secundária.

7.2 – Trabalho futuro

Como trabalho futuro desta dissertação, seria interessante o estudo da combinação de medidas de DR e EE na mesma análise, uma vez que para além da redução global do consumo do sistema, ir-se-ia ainda deslocar ou desligar cargas em certos períodos horários, alterando assim o valor de capacidade disponível para o mercado.

Um estudo interessante seria a simulação calibrada de um sistema que reproduzisse um edifício, ou conjunto de edifícios do setor dos serviços, e verificar o impacto da medida de DR aplicada no caso de estudo nº4, a redução de consumo para diversas percentagens de sistemas AVAC centralizados, e verificar como iria interferir a nível de mercado.

Uma outra opção de estudo seria realizar, simulações para todos os dias do ano, incluindo nesse estudo modelos detalhados da variação do consumo, considerando-se as variações ocorridas ao longo do ano.

Bibliografia

- [1] Anna Creti, Natalia Fabra, “Capacity Markets for Electricity”, 2004
- [2] A. Gabaldón, C. Alvarez, A. Marín Parra, A. Gillamón, S. Valero Verdu, C. Senabre, M. López, “A Methodology for the Design of Offer Curves in the Future Capacity Markets through Energy Efficiency”, 2015
- [3] Peter Cramton, Axel Ockenfels, “Economics and design of capacity markets for the power sector”, 2011
- [4] Andrew N. Kleit, Robert J. Michaels, “Does Competitive Electricity Require Capacity Markets? The Texas Experience”, 2013
- [5] Comissão Europeia, “Relatório intercalar do inquérito sectorial sobre os mecanismos de capacidade”, 2016
- [6] OMIP, “MIBEL”, acessado a 6 de setembro de 2017 em: <http://www.omip.pt/OMIP/MIBEL/tabid/72/language/pt-PT/Default.aspx>
- [7] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Descrição do funcionamento do MIBEL”, 2009
- [8] Pedro Moura, “Planeamento Energético”, 2013
- [9] Cambridge Economic Policy Associates Ltd, TPA Solutions & Imperial College London, “Demand Side Flexibility the potential benefits and state of play in the european union”, 2014
- [10] Meg Gottstein, Lisa Schwartz, “The role of forward capacity markets in increasing demand-side and other low-carbon resources”, 2010
- [11] Chris Neme, Richard Cowart, “Energy efficiency participation on electricity capacity markets – the US experience”, 2014
- [12] International Performance Measurement & Verification Protocol, “Concept and options for determining energy and water savings”, vol. 1, 2002
- [13] Building Efficiency Initiative, “Trust but verify – M&V: the key to monetizing energy efficiency improvements” acessado a 6 de setembro de 2016 em <http://www.buildingefficiencyinitiative.org/articles/trust-verify-%E2%80%93-mv-key-monetizing-energy-efficiency-improvements>

- [14] ISO New England Inc, “Measurement and verification of demand reduction value from demand resources”, Manual M-MVDR, 2007
- [15] PJM Capacity Market Operations, “PJM manual 18”, 2016
- [16] International Energy Agency, “Energy policies of IAE countries, Portugal”, 2016
- [17] I. N. d. Estatística e D. G. d. E. e. Geologia, “Inquérito ao Consumo de Energia no Sector Doméstico 2010,” 2001
- [18] F. Couto, “Demand Response Residencial para a Integração de Renováveis Intermitentes, Tese de Mestrado,” Universidade de Coimbra, 2012.
- [19] P. S. Moura, G. L. López, J. I. Moreno e A. T. de Almeida, “,” em *7th International Conference on Energy Efficiency in Domestic Appliances and Lighting*, Coimbra, Portugal, 2013.
- [20] Direcção-Geral de Energia e Geologia- Energia em Portugal 2014, março 2016.
- [21] B. Sovacool, “The intermittency of, wind, solar, and renewable electricity generators: Technical barrier or rhetorical excuse?,” *Utilities Policy*, vol. 17, pp. 288-296, 2009.
- [22] S. Martín-Martínez, E. Gómez-Lázaro, A. Molina-García e A. Honrubia-Escribano, “Impact of wind power curtailments on the Spanish Power System operation,” em *PES General Meeting / Conference & Exposition, 2014 IEEE*, National Harbor, 2014.
- [23] REN, “Sistemas de informação de mercados de energia”, acedido em 6 de setembro de 2017 em : http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/Energia_de_Regulacao/Paginas/Pr ecoReserva.aspx

Anexos

Anexo A – Caso de estudo nº2 – Cargas programáveis, setor residencial

A.1 – Análise do impacto da medida de DR para o dia 7 de abril de 2016

Tabela 7: Necessidade de energia de reserva, e capacidade disponível de cargas programáveis

Horas	Reserva (MW)	Cargas Programáveis Inicial (MW)	Cargas Programáveis Final (MW)	Diferença (MW)	%
1	406.34	169.00	0.00	-237.34	41.59
2	110.00	65.45	0.00	-44.55	59.50
3	288.00	38.24	0.00	-249.76	13.27
4	288.00	25.78	0.00	-262.22	8.95
5	93.30	23.78	0.00	-69.52	25.49
6	517.50	32.11	0.00	-485.39	6.21
7	492.80	58.69	0.00	-434.11	11.91
8	0.00	163.93	332.93	163.93	
9	0.00	323.13	348.91	323.13	
10	0.00	367.83	367.83	367.83	
11	0.00	375.91	375.91	375.91	
12	0.00	301.83	367.28	301.83	
13	0.00	297.60	348.55	297.60	
14	0.00	300.93	351.88	300.93	
15	0.00	277.50	379.40	277.50	
16	0.00	259.96	374.54	259.96	
17	0.00	247.49	332.29	247.49	
18	0.00	314.87	355.71	314.87	
19	0.00	320.19	320.19	320.19	
20	0.00	341.06	341.06	341.06	
21	2.60	338.89	336.29	336.29	
22	0.00	365.24	365.24	365.24	
23	84.80	263.83	179.03	179.03	
24	203.80	242.34	38.54	38.54	

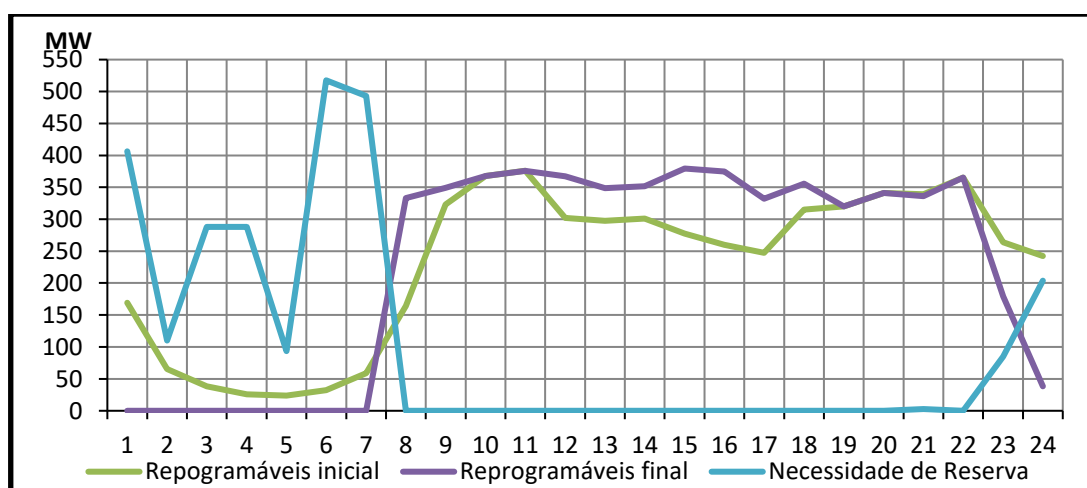


Figura 20 – Diagrama de carga das cargas reprogramáveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva

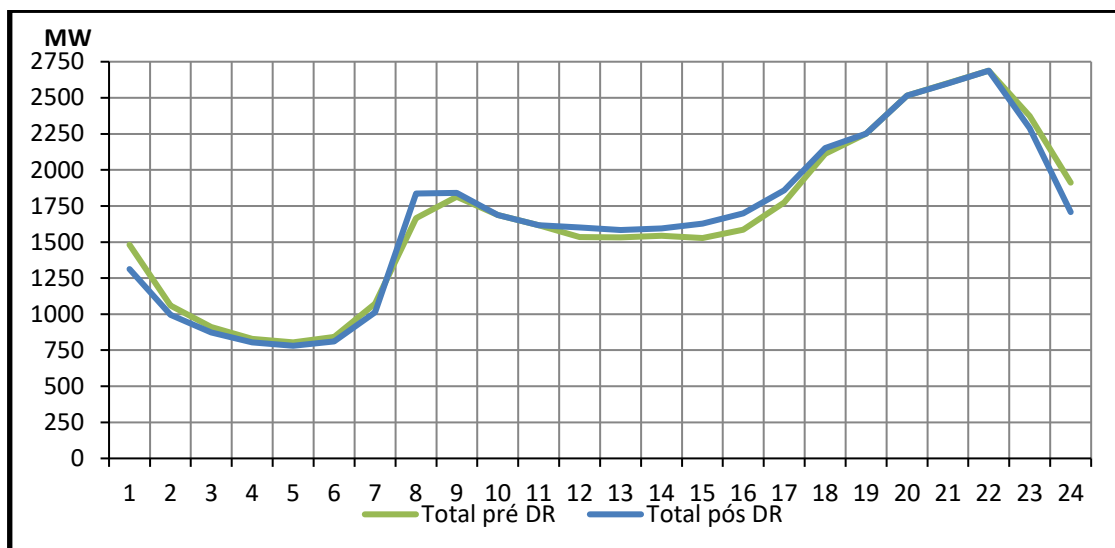


Figura 21 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema

Esta medida de DR para este dia de análise mostrou-se bastante satisfatória, não garantindo as necessidades de energia de reserva para todas as horas, mas garantindo uma grande percentagem. Por exemplo, às 2h do dia 7 de abril de 2016, a rede necessitava de comprar 110 MW, mas a quantidade de cargas programáveis era de 65.45 MW, sendo assim possível garantir, no máximo 59,50% da totalidade de energia de reserva para esse período horário.

A.2- Análise do impacto da medida de DR para o dia 27 de julho de 2016

Tabela 8: Necessidade de energia de reserva, e capacidade disponível de cargas programáveis

Horas	Reserva (MW)	Cargas Programáveis Inicial (MW)	Cargas Programáveis Final (MW)	Diferença (MW)	%
1	100.00	169.00	169.00	69.00	
2	282.20	65.45	0.00	-216.75	23.19
3	178.50	38.24	0.00	-140.26	21.42
4	172.40	25.78	0.00	-146.62	14.96
5	336.90	23.78	0.00	-313.12	7.06
6	212.80	32.11	0.00	-180.69	15.09
7	524.40	58.69	0.00	-465.71	11.19
8	355.60	163.93	163.93	-191.67	
9	210.20	323.13	323.13	112.93	
10	341.70	367.83	367.83	26.13	
11	280.00	375.91	375.91	95.91	
12	180.20	301.83	301.83	121.63	
13	92.80	297.60	297.60	204.80	
14	74.40	300.93	300.93	226.53	
15	109.70	277.50	277.50	167.80	
16	0.00	259.96	504.02	259.96	
17	62.40	247.49	247.49	185.09	
18	97.97	314.87	314.87	216.90	
19	231.15	320.19	320.19	89.04	
20	383.80	341.06	341.06	-42.74	
21	387.10	338.89	338.89	-48.21	
22	386.90	365.24	365.24	-21.66	
23	440.00	263.83	263.83	-176.17	
24	403.28	242.34	242.34	-160.94	

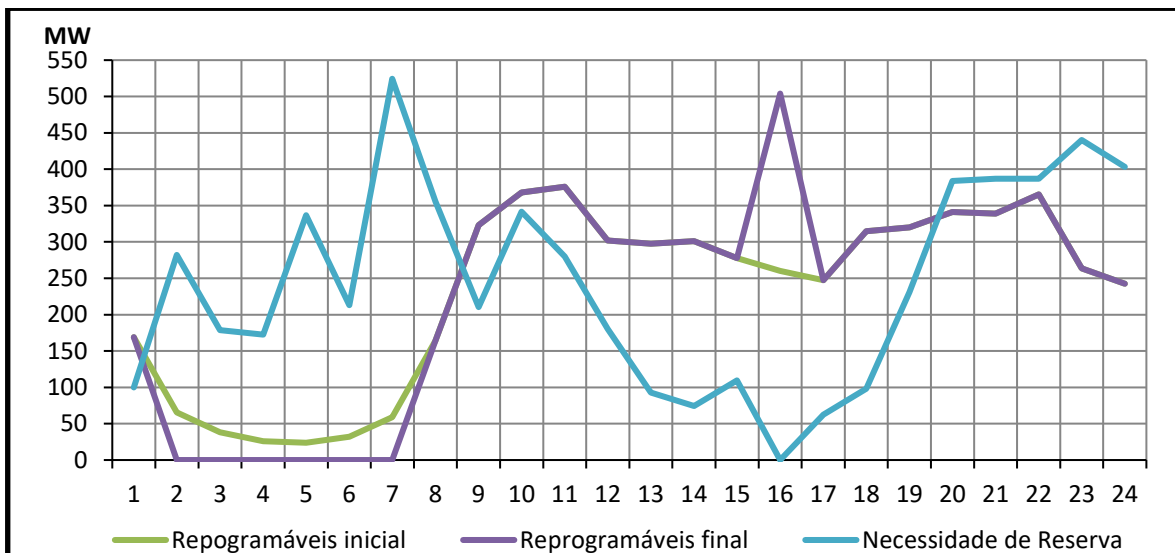


Figura 22 – Diagrama de carga das cargas reprogramáveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva

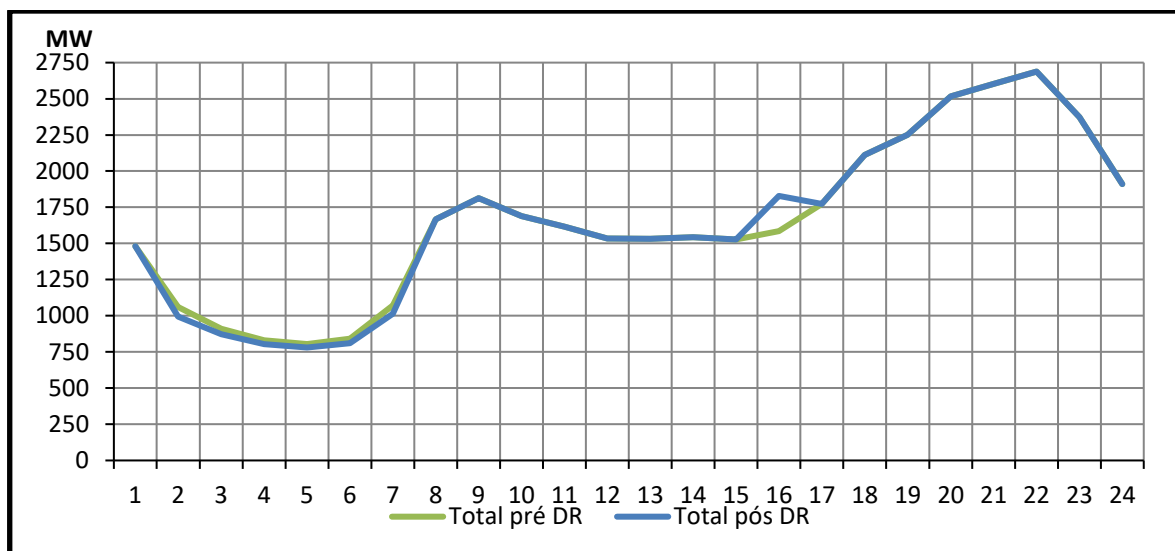


Figura 23 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema

Esta dia de análise mostrou-se bastante diferente no que às necessidades de energia de reserva diz respeito, por isso a medida de DR escolhida, não teve um impacto semelhante aos restantes dias analisados. No período horário compreendido entre as 2h e as 7h conseguiu-se garantir apenas pequenas percentagens de energia de reserva. Contudo, a principal diferença de análise para este dia de estudo foi que no período horário compreendido entre as 20h e as 24h a rede necessitou de comprar energia de reserva, e não conseguimos garantir nem uma pequena percentagem dessa energia através da medida de DR.

A.3- Análise do impacto da medida de DR para o dia 4 de outubro de 2016

Tabela 9: Necessidade de energia de reserva, e capacidade disponível de cargas programáveis

Horas	Reserva (MW)	Cargas Programáveis Inicial (MW)	Cargas Programáveis Final (MW)	Diferença (MW)	%
1	5.10	169.00	163.90	163.90	
2	0.00	65.45	65.45	65.45	
3	6.30	38.24	34.64	31.64	
4	0.00	25.78	25.78	25.78	
5	100.00	23.78	0.00	-76.22	23.78
6	108.00	32.11	0.00	-75.89	29.74
7	129.00	58.69	0.00	-70.31	45.49
8	130.00	163.93	33.93	33.93	
9	0.00	323.13	323.13	323.13	
10	0.00	367.83	367.83	367.83	
11	0.00	375.91	375.91	375.91	
12	0.00	301.83	313.53	301.83	
13	0.00	297.60	353.50	297.60	
14	0.00	300.93	300.93	300.93	
15	0.00	277.50	277.50	277.50	
16	0.00	259.96	259.96	259.96	
17	0.00	247.49	247.49	247.49	
18	0.00	314.87	314.87	314.87	
19	0.00	320.19	320.19	320.19	
20	0.00	341.06	341.06	341.06	
21	0.00	338.89	338.89	338.89	
22	0.00	365.24	365.24	365.24	
23	0.00	263.83	263.83	263.83	
24	0.00	242.34	242.34	242.34	

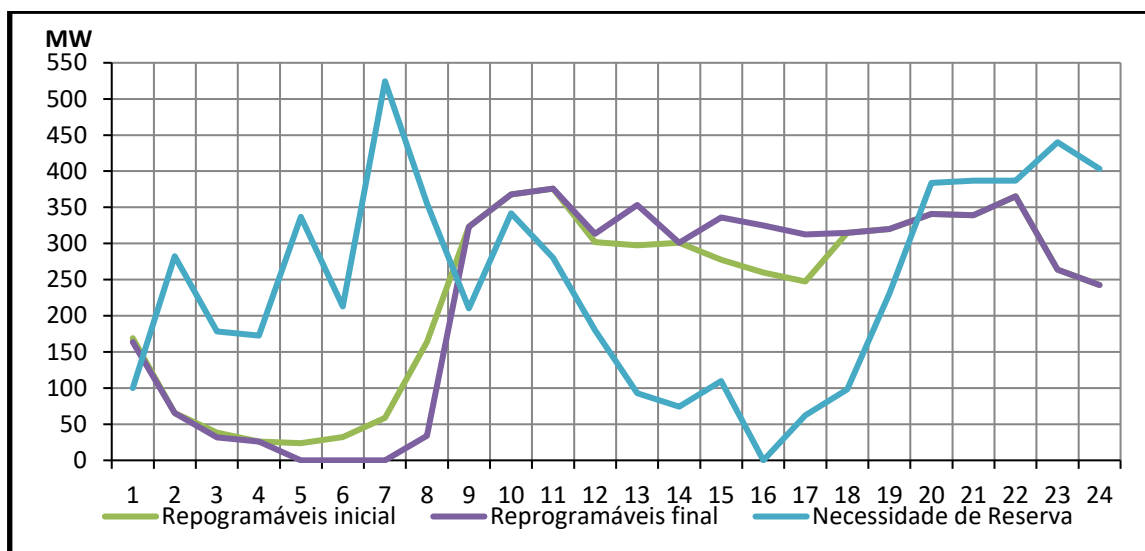


Figura 24 – Diagrama de carga das cargas reprogramáveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva

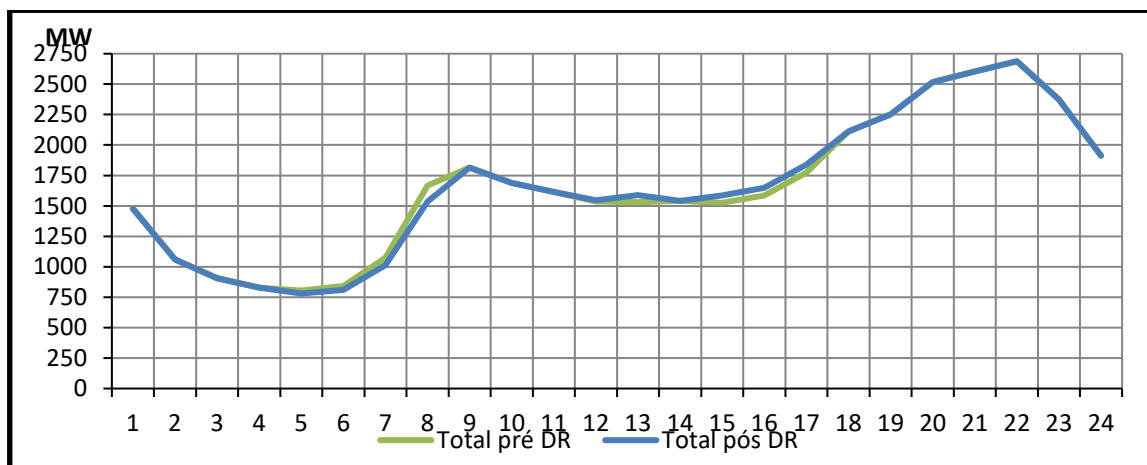


Figura 25 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema

Esta medida de DR para este dia de análise mostrou-se bastante satisfatória, não garantindo as necessidades de energia de reserva para todas as horas, mas garantindo uma grande percentagem. Por exemplo às 7h do dia 4 de outubro de 2016, a rede necessitava de comprar 129 MW, e a quantidade de cargas programáveis é de 58.69 MW, sendo assim possível garantir no máximo 45.49% da totalidade de energia de reserva para esse período horário.

Anexo B – Caso de estudo nº3 – Cargas que podem ser interrompidas, setor residencial

B.1- Análise do impacto da medida de DR para o dia 7 de abril de 2016

Tabela 10: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW

Horas	Reserva Secundária (MW)	Preço (€)	Cargas Interrompíveis Inicial (MW)	Cargas Interrompíveis Final (MW)
1	0.00	34.99	704.18	704.18
2	122.95	34.99	628.16	505.21
3	93.24	31.00	600.71	507.47
4	136.44	31.00	564.45	428.01
5	111.28	34.99	551.65	440.37
6	25.76	34.99	528.45	502.69
7	26.09	34.99	560.09	534.00
8	30.44	31.00	799.79	769.35
9	53.73	31.00	819.06	765.33
10	0.00		751.89	751.89
11	3.71	31.00	644.71	641.00
12	77.50	31.00	626.73	549.23
13	14.89	31.00	632.13	617.24
14	0.00		625.43	625.43
15	31.26	31.00	622.19	590.93
16	8.11	27.00	641.61	633.50
17	0.00		709.07	709.07
18	80.42	27.00	745.56	665.14
19	2.30	27.00	695.61	693.31
20	57.79	27.00	693.08	635.29

21	151.78	74.00	689.48	537.70
22	3.90	27.00	722.19	718.29
23	8.69	34.99	719.87	711.18
24	2.93	27.69	711.60	708.67

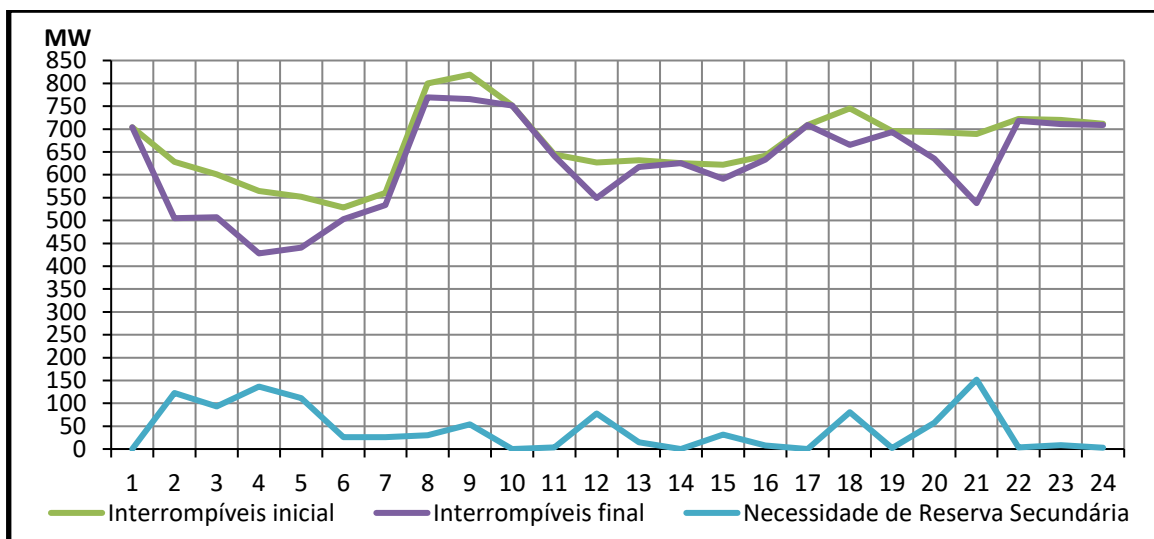


Figura 26 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor residencial

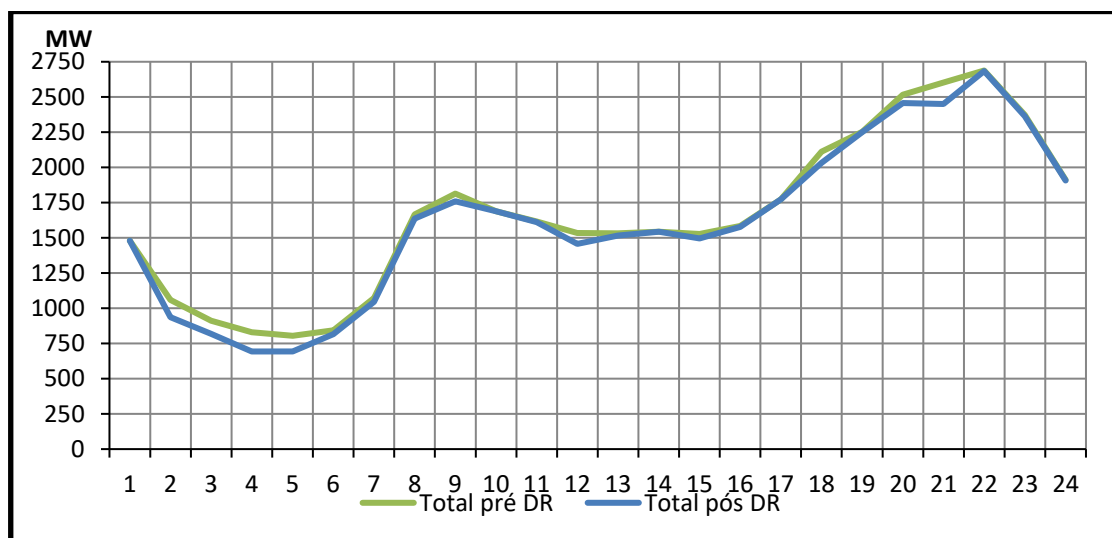


Figura 27 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema

Como acima mencionado e demonstrado pela tabela 10, a necessidade de energia secundária é bastante inferior à disponível pelas cargas que podem ser interrompidas no setor residencial. Assim, nenhuma das centrais que assegura o fornecimento desta energia secundária necessita de estar em funcionamento. Considerando os preços do mercado e como a capacidade disponível no setor residencial assegura toda a necessidade de energia de reserva secundária para este dia em análise a capacidade que foi interrompida através da medida de DR, apresenta um valor de, 39.422,40 € em mercado.

B.2- Análise do impacto da medida de DR para o dia 27 de julho de 2016

Tabela 11: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW

Horas	Reserva Secundária (MW)	Preço (€)	Cargas Interrompíveis Inicial (MW)	Cargas Interrompíveis Final (MW)
1	110.75	41.00	704.18	593.43
2	4.60	41.00	628.16	623.56
3	25.20	38.69	600.71	575.51
4	0.00	38.69	564.45	564.45
5	0.00	38.69	551.65	551.65
6	0.00	38.69	528.45	528.45
7	43.69	49.69	560.09	516.40
8	49.75	51.82	799.79	750.04
9	65.11	49.65	819.06	753.95
10	65.29	74.00	751.89	686.60
11	36.95	74.00	644.71	607.76
12	0.00	51.87	626.73	626.73
13	19.35	50.80	632.13	612.78
14	0.00	50.80	625.43	625.43
15	33.92	74.00	622.19	588.27
16	61.77	50.88	641.61	579.84
17	122.56	74.00	709.07	586.51
18	115.19	74.00	745.56	630.37
19	20.86	74.00	695.61	674.75
20	5.30	51.87	693.08	687.78
21	47.82	51.87	689.48	641.66
22	5.60	51.87	722.19	716.59
23	103.40	51.87	719.87	616.47
24	138.66	51.87	711.60	572.94

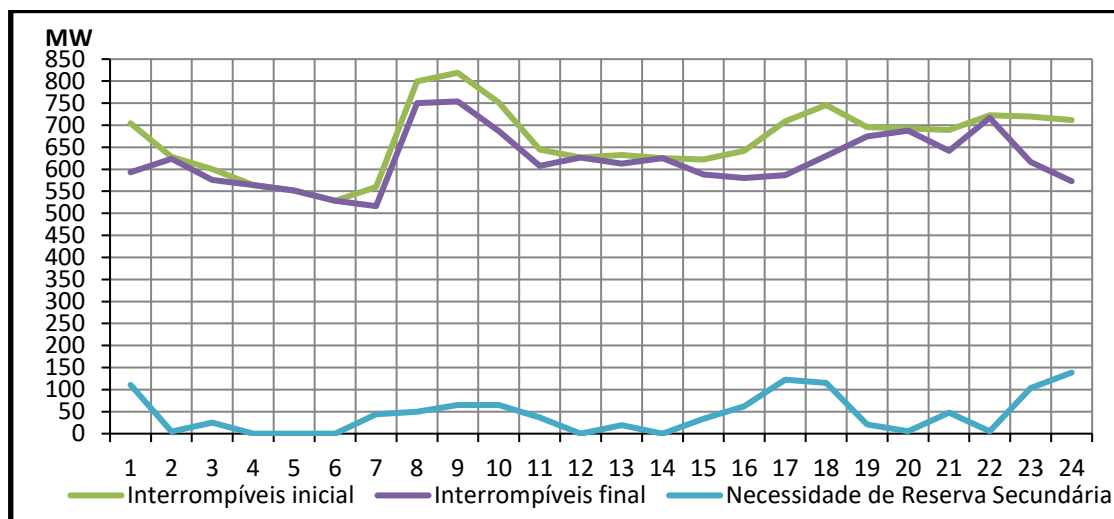


Figura 28 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor residencial

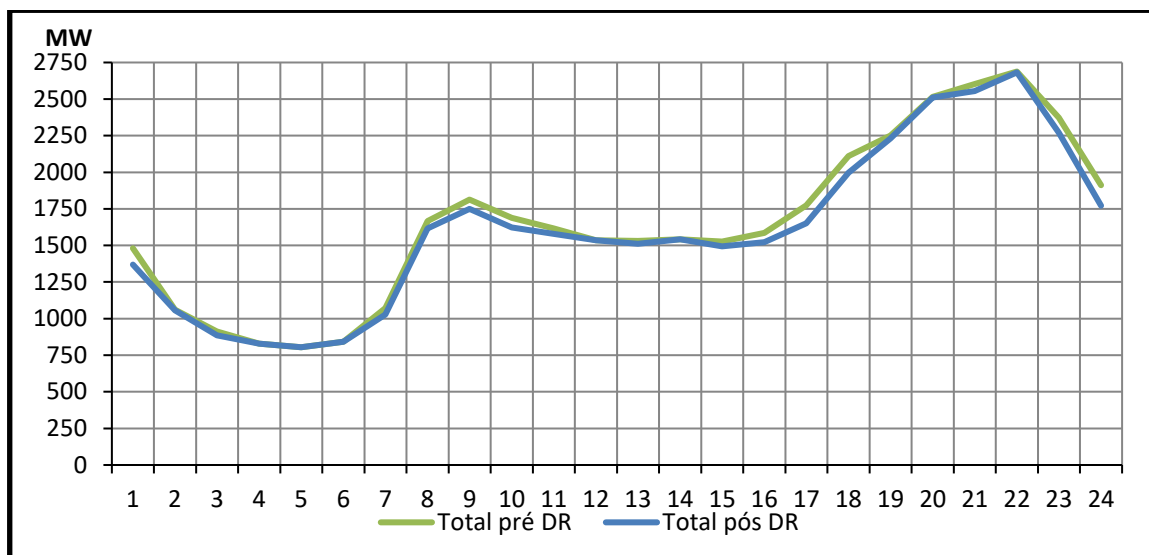


Figura 29 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema

Como acima mencionado e demonstrado pela tabela 11, a necessidade de reserva secundária é bastante inferior à disponível pelas cargas que podem ser interrompidas no setor residencial. Assim, nenhuma das centrais que assegura o fornecimento desta reserva secundária, necessita de estar em funcionamento. Considerando os preços do mercado e como a capacidade disponível no setor residencial assegura toda a necessidade de reserva secundária para este dia de análise, a capacidade que foi interrompida através da medida de DR, apresenta um valor de, 62.626,33 € em mercado.

B.3- Análise do impacto da medida de DR para o dia 4 de outubro de 2016

Tabela 12: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW

Horas	Reserva Secundária (MW)	Preço (€)	Cargas Interrompíveis Inicial (MW)	Cargas Interrompíveis Final (MW)
1	13.53	62.19	704.18	690.65
2	29.10	49.00	628.16	599.06
3	9.90	49.00	600.71	590.81
4	18.80	49.00	564.45	545.65
5	59.10	49.00	551.65	492.55
6	21.40	62.19	528.45	507.05
7	70.10	62.19	560.09	489.99
8	0.00	68.15	799.79	799.79
9	5.30	62.19	819.06	813.76
10	56.76	68.15	751.89	695.13
11	116.73	62.19	644.71	527.98
12	76.91	62.19	626.73	549.82
13	131.93	66.26	632.13	500.20
14	67.25	62.19	625.43	558.19
15	29.03	62.19	622.19	593.16
16	78.76	68.15	641.61	562.85

17	28.31	62.19	709.07	680.76
18	128.17	62.19	745.56	617.39
19	24.99	62.19	695.61	670.62
20	13.89	62.16	693.08	679.19
21	23.57	66.26	689.48	665.91
22	33.00	62.19	722.19	689.19
23	27.75	62.19	719.87	692.12
24	71.40	42.00	711.60	640.20

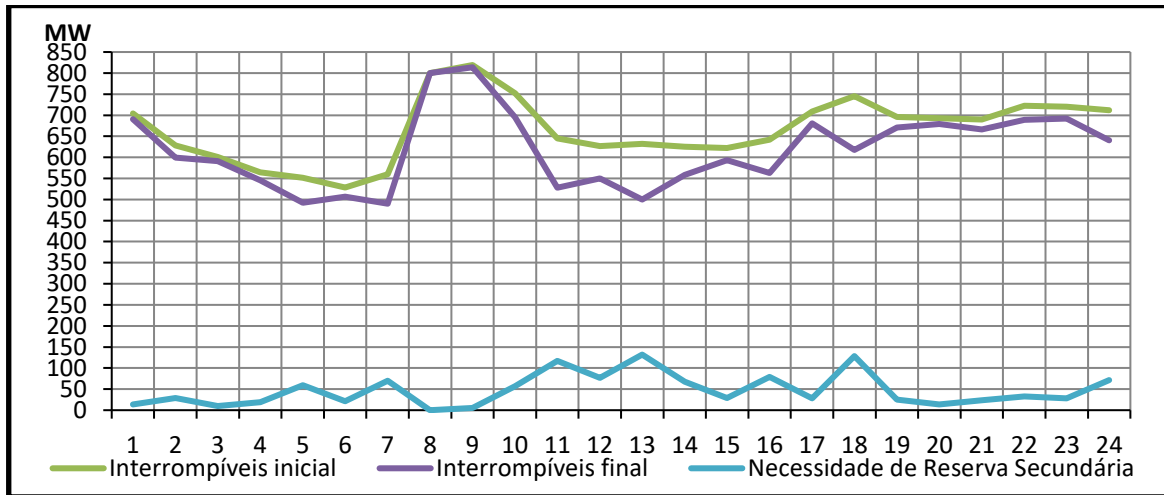


Figura 30 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor residencial

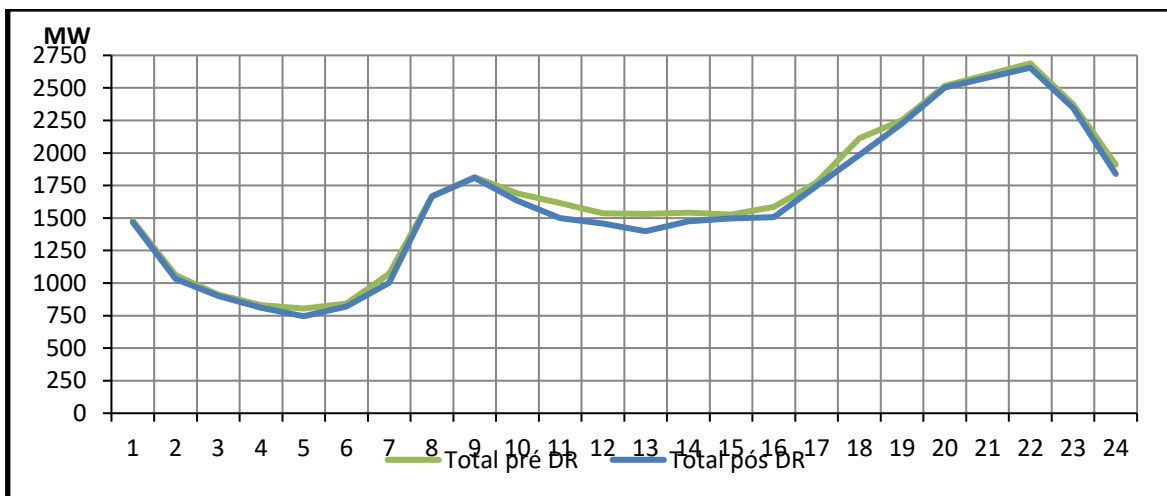


Figura 31 - Diagrama de carga, que mostra o impacto da medida de DR no sistema

Como acima mencionado e demonstrado pela tabela 12, a necessidade de reserva secundária é bastante inferior à disponível pelas cargas que podem ser interrompidas no setor residencial, assim nenhuma das centrais que assegura o fornecimento desta reserva secundária, necessita de estar em funcionamento. Considerando os preços do mercado e como a capacidade disponível no setor residencial assegura toda a necessidade de energia de reserva secundária para este dia de análise, a capacidade que foi interrompida através da medida de DR, apresenta um valor de, 69.085,05 € em mercado.

Anexo C – Caso de estudo nº4 – Cargas que podem ser interrompidas, setor dos serviços

C.1- Análise do impacto da medida de DR para o dia 7 de abril de 2016

Tabela 13: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW

Horas	Reserva Secundária (MW)	Preço (€)	Cargas Interrompíveis Inicial (MW)	Cargas Interrompíveis Final (MW)
8	30.44	31.00	273.64	243.20
9	53.73	31.00	529.45	475.72
10	0.00		490.81	490.81
11	3.71	31.00	436.91	433.20
12	77.50	31.00	405.18	327.68
13	14.89	31.00	347.58	332.69
14	0.00		289.83	289.83
15	31.26	31.00	279.92	248.66
16	8.11	27.00	249.47	241.36
17	0.00		228.67	228.67
18	80.42	27.00	229.42	149.00
19	2.3	27.00	194.60	192.30

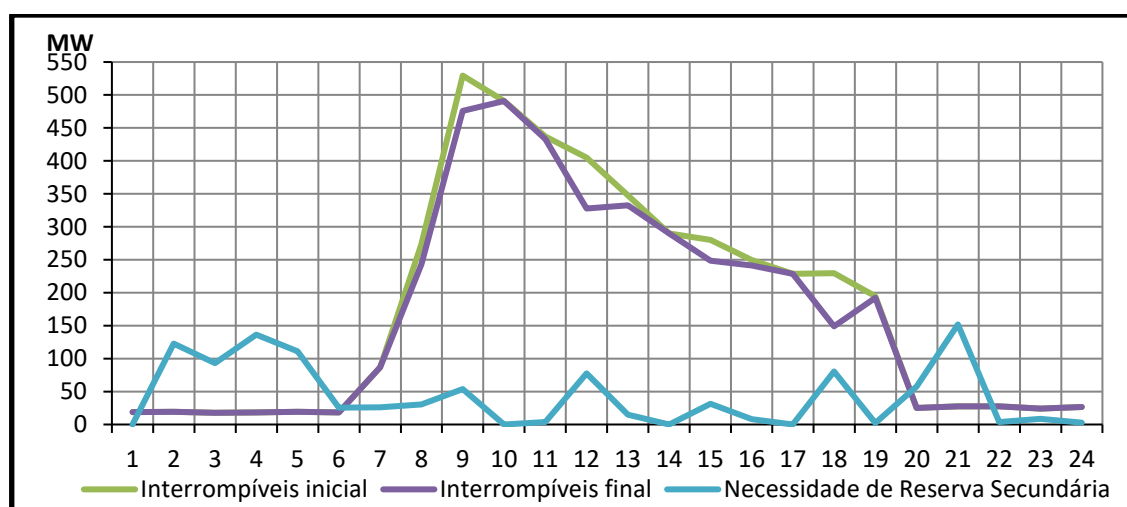


Figura 32 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor dos serviços

Para este dia estudo, e com os preços apresentados na tabela 13, a capacidade que o setor dos serviços poderia negociar em termos de mercado tinha um valor de 9.009,84 €. Mais uma vez, as medidas de DR apresentam um enorme impacto a nível de mercado de energia, tanto a nível energético, como a nível financeiro.

C.2- Análise do impacto da medida de DR para o dia 27 de julho de 2016

Tabela 14: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW

Horas	Reserva Secundária (MW)	Preço (€)	Cargas Interrompíveis Inicial (MW)	Cargas Interrompíveis Final (MW)
8	49.75	51.82	273.64	223.89
9	65.11	49.65	529.45	464.34
10	62.29	74.00	490.81	425.52
11	36.95	74.00	436.91	399.96
12	0.00	51.87	405.18	405.18
13	19.35	50.80	347.58	328.23
14	0.00	50.80	289.83	289.83
15	33.92	74.00	279.92	246.00
16	61.77	50.88	249.47	187.70
17	122.56	74.00	228.67	106.11
18	115.19	74.00	229.42	114.23
19	20.86	74.00	194.60	173.74

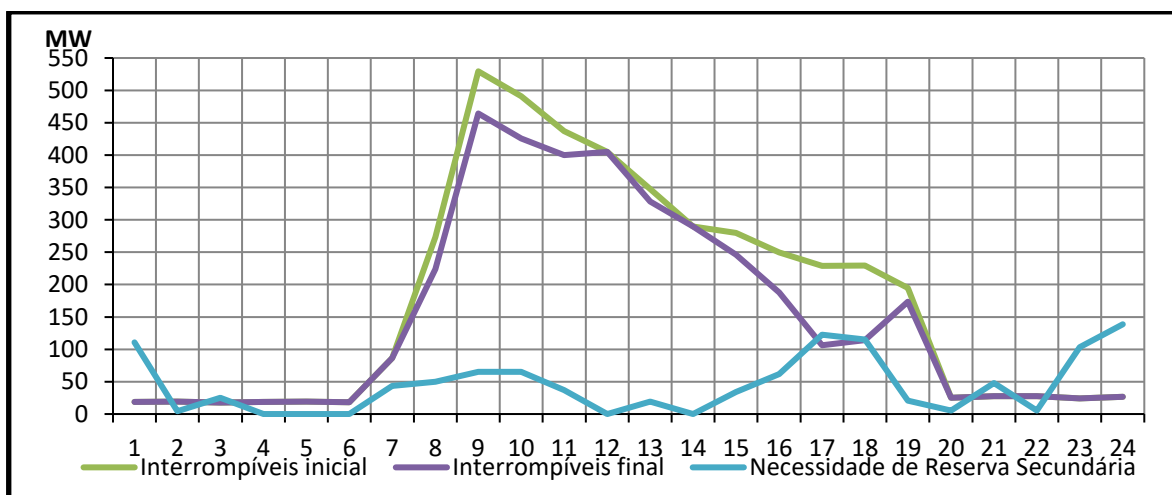


Figura 33 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor dos serviços

Para este dia estudo, e com os preços apresentados na tabela 14, a capacidade que o setor dos serviços poderia negociar em termos de mercado tinha um valor de 37.861,18 €.

Como se pode verificar no período horário compreendido entre as 17 e as 18h, a necessidade de reserva secundária é superior à capacidade disponível para intervenção de DR, garantindo-se assim para as 17h, 86.57% da reserva secundária através das medias de DR. Mais uma vez as medidas de DR apresentam um enorme impacto a nível de mercado de energia, tanto a nível energético, como a nível financeiro.

C.3- Análise do impacto da medida de DR para o dia 27 de julho de 2016

Tabela 15: Necessidade de reserva secundária, capacidade disponível de cargas que podem ser interrompidas, e o preço de reserva secundária por MW

Horas	Reserva Secundária (MW)	Preço (€)	Cargas Interrompíveis Inicial (MW)	Cargas Interrompíveis Final (MW)
8	0.00	68.15	273.64	273.64
9	5.30	62.19	529.45	524.15
10	56.76	68.15	490.81	434.05
11	116.73	62.19	436.91	320.18
12	76.91	62.19	405.18	328.27
13	131.93	66.26	347.58	215.65
14	67.25	62.19	289.83	222.58
15	29.03	62.19	279.92	250.89
16	78.76	68.15	249.47	170.71
17	28.31	62.19	228.67	200.36
18	128.17	62.19	229.42	101.25
19	24.99	62.19	194.60	169.61

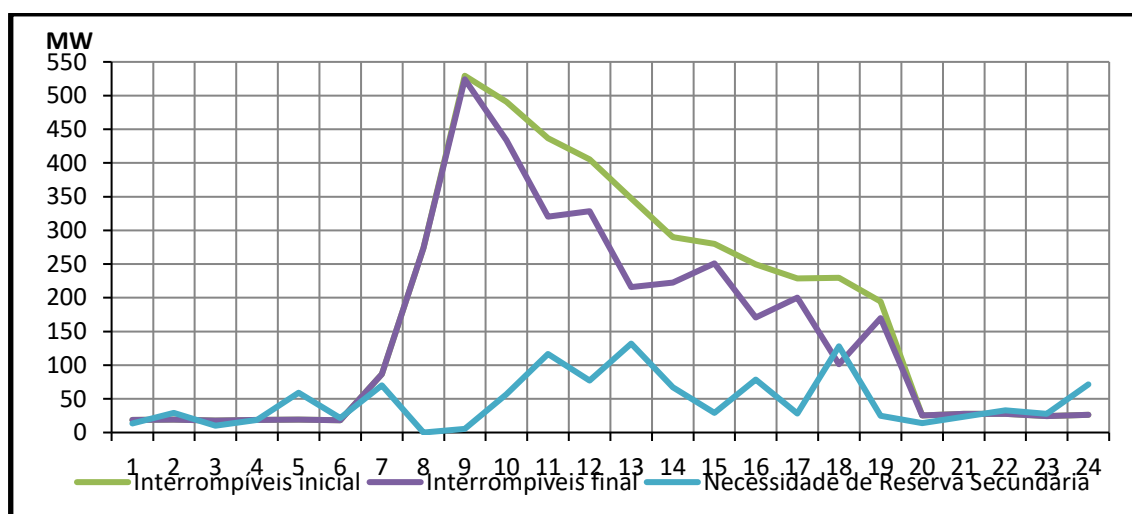


Figura 34 - Diagrama de carga das cargas interrompíveis antes e pós retrofit, a relação com a necessidade de reserva secundária, no setor dos serviços

Para este dia estudo, e com os preços apresentados na tabela 15, a capacidade que o setor dos serviços poderia negociar em termos de mercado tinha um valor de 52.158,79 €.

Como se pode verificar, no período horário compreendido entre às 18h a necessidade de reserva secundária é superior à capacidade disponível para intervenção de DR, garantindo-se assim para as 18h, 79% da reserva secundária através das medidas de DR. Mais uma vez, as medidas de DR apresentam um enorme impacto a nível de mercado de energia, tanto a nível energético, como a nível financeiro.