



Flexibilidade de Cargas em Produção Fotovoltaica Local Considerando Prosumers e Agregadores

ANA CATARINA AGUIAR LEITÃO BARBOSA

outubro de 2024

**FLEXIBILIDADE DE CARGAS EM PRODUÇÃO
FOTOVOLTAICA LOCAL CONSIDERANDO
PROSUMERS E AGREGADORES**

Ana Catarina Aguiar Leitão Barbosa

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Zita Maria Almeida do Vale, Professor Coordenador Principal

Co-orientador: Bruno Miguel da Rocha Canizes, Investigador auxiliar

Júri:

Presidente:

Fernando Maurício Teixeira De Sousa Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Zita Maria Almeida do Vale, Professor Coordenador Principal, ISEP

Pedro Nuno da Silva Faria, Professor Adjunto convidado, ISEP

Dedicatória

Antes de mais gostaria de agradecer a todas as pessoas que contribuíram para a realização desta tese. Em primeiro lugar, quero agradecer à minha orientadora Dr^a Zita Vale e em particular ao meu coorientador Dr. Bruno Canizes, cuja orientação e conhecimento foram essenciais para a realização deste trabalho. Agradeço pela constante disponibilidade para responder às minhas questões e a esclarecer as minhas dúvidas, bem como pela paciência e dedicação demonstradas em cada etapa deste processo.

Agradeço também ao Instituto Superior de Engenharia do Porto por fornecer os recursos e o ambiente necessários para o desenvolvimento deste estudo e a todos os professores que me acompanharam e compartilharam o seu conhecimento.

Quero agradecer aos meus amigos e colegas, que sempre me mostraram um apoio constante e contribuíram para a realização deste trabalho.

Em especial, quero agradecer aos meus pais, Catarina Barbosa e Manuel Barbosa, e ao meu irmão, Pedro Barbosa, por todo o apoio, paciência e amor incondicional que tiveram durante estes anos. Vocês sempre acreditaram em mim e me incentivaram a seguir em frente.

Resumo

Os recentes avanços tecnológicos têm provocado um aumento significativo no consumo de energia no setor residencial, sobrecarregando a rede elétrica, especialmente durante períodos de pico e congestionamento. Para enfrentar este inevitável problema, tem surgido um investimento crescente na aplicação de programas de *Demand Response* (DR).

Este trabalho tem como objetivo demonstrar como a flexibilidade de cargas pelos consumidores, atuando como *prosumers*, pode ajudar a reduzir picos de carga, melhorar a estabilidade da rede ao reduzir flutuações de tensão e diminuir os custos totais de energia para os participantes nos programas de *Demand Response*.

Foram realizados dois casos de estudo com agregadores que funcionam como intermediários entre múltiplos consumidores permitindo uma gestão mais eficaz do consumo de energia. Utilizando uma aplicação computacional baseada em algoritmos genéticos, os agregadores otimizaram a transferência de cargas em cenários com e sem produção de energia solar por painéis fotovoltaicos, eliminando problemas de tensão anteriormente presentes na rede.

Além disso, ao realizar uma análise econômica com tarifas bi-horárias e considerando um benefício de 0,05€/kWh pela participação no programa de DR, foi possível verificar uma redução significativa nos custos totais de energia, resultando numa poupança nos custos operacionais dos equipamentos durante a duração do evento de DR.

Os resultados mostram que a aplicação de programas de *Demand Response*, através do método de transferência de carga, não só ajudou a reduzir os custos das faturas elétricas dos participantes, como também solucionou problemas de tensão na rede. Nos dois agregadores em estudo, observou-se uma redução de 49,82% nos custos, para os consumidores do agregador 2 e de 51,77% no agregador 4. Para os mesmos consumidores a atuar como *prosumers*, as poupanças foram de 53,50% e 54,75%, respetivamente.

As conclusões sugerem que, apesar das barreiras, como a falta de consciencialização e as questões legislativas em diferentes países, é importante reconhecer que estes programas têm potencial para se tornarem um forte aliado na integração das fontes renováveis de energia na rede elétrica. A consciencialização e educação dos consumidores sobre os benefícios dos programas de DR são essenciais, assim como a criação de políticas e regulamentações que incentivem a sua adoção. Além disso, os programas de DR são essenciais para limitar o crescimento dos picos de consumo, prevenindo prejuízos e instabilidade na rede de distribuição elétrica. Com a implementação adequada, os programas de DR podem proporcionar uma gestão mais eficiente do consumo de energia, promover a sustentabilidade e aumentar a resiliência da rede elétrica.

Palavras-chave: Agregadores, Consumos de energia, *Demand Response*, Flexibilidade de cargas, *Prosumers*

Abstract

Recent technological advancements have led to a significant increase in energy consumption in the residential sector, overloading the electrical grid, especially during peak periods and times of congestion. To address this inevitable issue, there has been growing investment in the implementation of Demand Response (DR) programs.

This study aims to demonstrate how load flexibility by consumers, acting as prosumers, can help reduce load peaks, improve grid stability, and lower the total energy costs for participants in Demand Response programs.

Two case studies were conducted with aggregators that act as intermediaries between multiple consumers, allowing for more effective energy consumption management. Using a computational application based on genetic algorithms, the aggregators optimized load shifting in scenarios with and without solar energy production from photovoltaic panels, eliminating previously existing voltage issues on the grid.

Additionally, an economic analysis using time-of-use tariffs and considering a benefit of 0,05€/kWh for participating in the DR program revealed a significant reduction in total energy costs, resulting in savings in operational costs of equipment during the DR event.

The results show that the application of Demand Response programs, through the load shifting method, not only helped reduce participants electricity bills but also solved voltage issues on the grid. In the two aggregators studied, a cost reduction of 49,82% was observed for the consumers of aggregator 2 and 51,77% for aggregator 4. For the same consumers acting as prosumers, the savings were 53,50% and 54,75%, respectively.

The conclusions suggest that despite barriers such as lack of awareness and legislative issues in different countries, it is important to recognize that these programs have the potential to become a strong ally in the integration of renewable energy sources into the electrical grid. Consumer awareness and education about the benefits of DR programs are essential, as is the creation of policies and regulations that encourage their adoption. Moreover, DR programs are essential to limiting the growth of consumption peaks, preventing damage and instability in the distribution grid. With proper implementation, DR programs can provide more efficient energy consumption management, promote sustainability, and increase the resilience of the electrical grid.

Keywords: Aggregators, Energy consumption, Demand Response, Load flexibility, prosumers.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	2
1.2	Objetivos	3
1.3	Organização do Documento	4
2	Flexibilidade de Cargas	5
2.1	Programas de <i>Demand Response</i>	6
2.1.1	Programas de DR baseados em preço	7
2.1.2	Programas DR baseados em incentivos	7
2.2	Elementos essenciais à adaptação de programas de <i>Demand Response</i>	9
2.2.1	Operadores de Distribuição de Sistema e Operadores de Rede de Transporte	10
2.2.2	Agregadores	11
2.3	Transferência de Cargas	12
2.4	Programas de <i>Demand Response</i> na Europa	14
2.5	Programas de <i>Demand Response</i> na América	17
2.6	Revisão da Literatura	17
2.7	Conclusão do capítulo	20
3	Metodologia	23
3.1	Seleção, recolha e tratamento dos dados de consumo	23
3.2	Aplicação do método de transferência de cargas	24
3.3	Criação de cenários	26
3.4	Análise económica dos resultados	30
3.5	Conclusões do capítulo	31
4	Casos de Estudo	33
4.1	Caso de estudo 1	35
4.2	Caso de Estudo 2	39
4.2.1	Cenário no Agregador 2	40
4.2.2	Análise Económica	57
4.2.3	Cenário no Agregador 4	61
4.2.4	Análise Económica	67
4.3	Comparação entre as análises económicas	71
4.4	Conclusões do capítulo	72
5	Conclusão	75
5.1	Limitações e trabalhos futuros	77

Lista de Figuras

Figura 1 - Categorias de Programas de <i>Demand Response</i> (adaptado de [5])	6
Figura 2 - Relação entre o mercado de energia e o agregador e a relação deste com o consumidor final (adaptado de [31])	12
Figura 3 - Conceito de <i>Load Curtailment</i> e <i>Load Shifting</i> (adaptado de [37]).....	13
Figura 4 - Horizontes Temporais (adaptado de [38]).....	13
Figura 5 - Potencial teórico de DR implícito para oferecer flexibilidade na UE (adaptado de [43]).....	15
Figura 6 - Potencial teórico de DR explícito para oferecer flexibilidade na UE (adaptado de [43]).....	15
Figura 7 - Níveis de representação de DR explícito nos mercados de energia dos 26 estados-membros até 2021 (adaptado de [44]).....	16
Figura 8 - Opção Bi-horária em ciclo diário para fornecimentos em BTN em Portugal Continental [65]	25
Figura 9 - Estrutura do funcionamento do algoritmo genético (adaptado de [62])	26
Figura 10 - Representação unifilar da rede de Baixa Tensão (adaptado de [62]).....	27
Figura 11 - Representação unifilar da rede de Baixa Tensão com informação sobre os cenários em estudo (adaptado de [62])	29
Figura 12 - Variação dos valores de tensão nos cinco barramentos com problemas de tensão	35
Figura 13 - Período de funcionamento das cargas antes do reescalamento.....	37
Figura 14 - Período de funcionamento das cargas após reescalamento.....	38
Figura 15 - Variação da tensão ao longo dos barramentos 146, 147, 148, 149 e 150 após o reescalamento	38
Figura 16 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2	40
Figura 17 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2	41
Figura 18 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2	41
Figura 19 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2	41
Figura 20 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2	42
Figura 21 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2	42
Figura 22 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 antes do reescalamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2	43
Figura 23 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 antes do reescalamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2	43

Figura 24 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2.....	44
Figura 25 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2.....	44
Figura 26 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2.....	44
Figura 27 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2.....	45
Figura 28 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2.....	46
Figura 29 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2.....	46
Figura 30 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2.....	46
Figura 31 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2.....	47
Figura 32 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2.....	47
Figura 33 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2.....	47
Figura 34 - Período de funcionamento das cargas antes do reescalonamento no agregador 2... 49	
Figura 35 - Período de funcionamento das cargas após o reescalonamento no agregador 2... 49	
Figura 36 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2.....	50
Figura 37 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2.....	51
Figura 38 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2.....	51
Figura 39 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2.....	51
Figura 40 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2.....	52
Figura 41 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2.....	52
Figura 42 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2	53
Figura 43 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2	53
Figura 44 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2	53
Figura 45 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2	54

Figura 46 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2	54
Figura 47 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2	54
Figura 48 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2	55
Figura 49 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2	55
Figura 50 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2	56
Figura 51 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2	56
Figura 52 -Variação dos valores de tensão no barramento 149 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2	56
Figura 53 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2	57
Figura 54 - Evolução dos custos de energia antes e após o reescalonamento no cenário sem painéis fotovoltaicos	58
Figura 55 - Evolução dos custos de energia antes e após o reescalonamento no cenário com painéis fotovoltaicos	59
Figura 56 - Variação da tensão no barramento 233 antes do reescalonamento do cenário sem fotovoltaicos do agregador 4	61
Figura 57 - Variação da tensão no barramento 233 antes do reescalonamento do cenário 32 fotovoltaicos do agregador 4	62
Figura 58 - Variação da tensão no barramento 233 antes do reescalonamento do cenário 96 fotovoltaicos do agregador 4	63
Figura 59 - Período de funcionamento das cargas antes do reescalonamento no agregador 4	64
Figura 60 - Período de funcionamento das cargas após o reescalonamento no agregador 4 ..	65
Figura 61 - Variação da tensão no barramento 233 após o reescalonamento do cenário sem fotovoltaicos do agregador 4	66
Figura 62 - Variação da tensão no barramento 233 após o reescalonamento do cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 4	66
Figura 63 - Variação da tensão no barramento 233 após o reescalonamento do cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 4	67
Figura 64 - Evolução dos custos de energia antes e após o reescalonamento no cenário sem painéis fotovoltaicos	68
Figura 65 - Evolução dos custos de energia antes e após o reescalonamento no cenário com painéis fotovoltaicos	69

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Caracterização das bases de dados utilizadas	24
Tabela 2 - Características dos casos de estudo considerados.....	34
Tabela 3 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 139 e 140 do caso de estudo 1.....	36
Tabela 4 - Características dos consumidores e das cargas selecionadas no caso de estudo 1..	36
Tabela 5 - Energia consumida pelos clientes 58 e 60 durante os períodos 139 a 140.....	37
Tabela 6 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 139 e 140 do caso de estudo 1.....	39
Tabela 7 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 50 a 51 do cenário 1, agregador 2	40
Tabela 8 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 50 a 51 do cenário 2, agregador 2	43
Tabela 9 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 50, 51, 168, 169 e 180 do cenário 3, agregador 2	45
Tabela 10 - Características dos consumidores e das cargas selecionadas no agregador 2.....	48
Tabela 11 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 50 a 51 do cenário 1, agregador 2	50
Tabela 12 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 50 a 51 do cenário 2, agregador 2	52
Tabela 13 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 50, 51, 168, 169 e 180 do cenário 3, agregador 2	55
Tabela 14 - Custos totais das cargas no cenário sem painéis fotovoltaicos.....	58
Tabela 15 - Custos totais das cargas de cada cliente no cenário sem painéis fotovoltaicos	59
Tabela 16 - Custos totais das cargas no cenário com painéis fotovoltaicos	59
Tabela 17 - Custos totais das cargas de cada cliente no cenário com painéis fotovoltaicos	60
Tabela 18 - Comparação dos custos totais a pagar para cada cenário	60
Tabela 19 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 157 e 158 do cenário 1, agregador 4	61
Tabela 20 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 157, 158 e 172 do cenário 2, agregador 4	62
Tabela 21 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 158, 159 e 172 do cenário 3, agregador 4	63
Tabela 22 - Características dos consumidores e das cargas selecionadas no agregador 4.....	64
Tabela 23 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 157 e 158 do cenário 1, agregador 4	65
Tabela 24 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 157, 158 e 172 do cenário 2, agregador 4	66
Tabela 25 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 158, 159 e 172 do cenário 3, agregador 4	67

Tabela 26 - Custos totais das cargas no cenário sem painéis fotovoltaicos	68
Tabela 27 - Custos totais das cargas de cada cliente no cenário sem painéis fotovoltaicos	69
Tabela 28 - Custos totais das cargas no cenário com painéis fotovoltaicos	69
Tabela 29 - Custos totais das cargas de cada cliente no cenário com painéis fotovoltaicos	70
Tabela 30 - Comparação dos custos totais a pagar para cada cenário	70
Tabela 31 - Comparação global das análises económicas	71

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

ASM	<i>Ancillary Service Market</i>
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CMP	<i>Capacity Market Program</i>
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
DB	<i>Demand Bidding</i>
DLC	<i>Direct Load Control</i>
DR	<i>Demand Response</i>
ERDP	<i>Emergency Demand Response Program</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	<i>Estados Unidos da América</i>
GECAD	Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento
I/C	<i>Interruptible/Curtailable</i>
IEA	Agência Internacional de Energia
ODS	Operadores de Distribuição de Sistema
ORT	Operadores de Rede de Transporte
PLP	<i>Peak Load Pricing</i>
PTR	<i>Peak Time Rebates</i>

RTP	<i>Real-Time Pricing</i>
SCE	<i>Southern California Edison</i>
SPEAR	<i>Smart Prognosis of Energy with Allocation of Resources</i>
TOU	<i>Time-Of-Use</i>
UE	União Europeia
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo

Lista de Símbolos

W	Watt
VA	Voltampere
kWh	Quilowatt-hora
kW	Quilowatt
kWp	Quilowatt pico

1 Introdução

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) alterações no setor de energia elétrica são fundamentais para reduzir as emissões de gases de estufa, sendo que este setor corresponde a dois terços das emissões globais destes gases. Para corresponder a estas alterações climáticas todo o nosso sistema elétrico e estilo de vida terá de sofrer alterações [1].

Tradicionalmente, os mercados de eletricidade têm-se desenvolvido e funcionado em regimes estritamente regulados, em que os serviços públicos integrados verticalmente controlam todas as atividades do mercado. Em muitas situações, a entidade proprietária da rede elétrica naturalmente se tornava num monopólio de mercado criando grandes obstáculos na entrada de potenciais concorrentes [2]. A variabilidade na produção de eletricidade também aumentou, devido ao aumento da utilização de fontes de energia renováveis intermitentes como a energia fotovoltaica, energia eólica e hídrica, que surgem como soluções à diminuição da utilização de sistemas de produção de energia, baseados em fontes de combustíveis fósseis. A energia solar tem se destacado como uma das fontes de energia renováveis que se tem vindo a apostar mais nos últimos anos. A energia solar constitui um dos recursos mais abundantes na maioria dos países, com o seu potencial teórico a exceder muito o atual abastecimento total de energia. Esta tecnologia poderia ajudar a melhorar o acesso à energia e aumentar a segurança energética em várias comunidades rurais, como também funcionar como uma ferramenta na redução das emissões de carbono [3].

Ao aplicar tecnologias que utilizam fontes de energia renovável no nosso mercado de eletricidade, é necessário considerar que tanto a produção de energia se tornará mais variável, como também surgirá um aumento na volatilidade de preços. A implementação de fontes de energia variáveis resulta em vários desafios tecnológicos, institucionais e de gestão associados à operação da rede, como a crescente necessidade no controlo da qualidade de energia, melhorar a coordenação inter-regional, desenvolver métodos sofisticados para o dimensionamento de reserva e a necessidade de implementação de recursos flexíveis, como por exemplo, recurso a centrais flexíveis, armazenamento de energia e programas de *Demand Response* (DR) [4]. Estas barreiras e a variabilidade característica destas fontes de energia, certamente provocará períodos onde a produção de energia elétrica não conseguirá responder

com precisão à procura. Estas situações aplicaram um maior esforço na rede elétrica que, por sua vez a longo prazo, poderá provocar complicações no fornecimento de energia. Mesmo com o recurso a centrais de reserva girante, o sistema elétrico atual não tem capacidade para responder com rapidez às diferenças de produção provocada.

Como resposta a estes problemas surgem várias soluções, desde alterar a forma como transportamos a energia, ou uma alteração a todo o sistema de mercado elétrico. Uma das soluções mais interessantes passa em vez de apenas gerir a oferta, passar a controlar a procura [5]. O setor residencial é dos setores onde se tem verificado um maior aumento no consumo médio, devido a inovações tecnológicas por exemplo nos aparelhos de cozinha, aquecimento, ar condicionado e iluminação que utilizam maioritariamente energia na forma de eletricidade [2].

Esta adaptação dos perfis de consumo à oferta de energia é designada por *Demand Response*. Através de *Demand Response* os consumidores são capazes de adaptar os seus consumos aos perfis de produção, proporcionando um maior equilíbrio na rede entre a procura e a oferta. Para além da estabilidade concedida à rede elétrica, é igualmente possível que os consumidores também usufruem de benefícios.

1.1 Contextualização

O fornecimento e distribuição de energia elétrica é fundamental em todas as áreas de atividade da nossa sociedade atual. No entanto, com o aumento da procura por eletricidade e com a crescente necessidade de integrar fontes de energia renováveis na nossa produção de energia, é colocada uma maior pressão sobre as infraestruturas elétricas existentes. Assim, surge a necessidade de encontrar soluções inovadoras e sustentáveis para controlar a procura de eletricidade.

Neste contexto, a flexibilidade das cargas em programas de *Demand Response* surge como uma área de estudo que se tem tornado cada vez mais relevante nos últimos tempos. Ao permitir que os consumidores finais possam ajustar as suas necessidades de energia elétrica com resposta a, por exemplo incentivos monetários, os programas de DR têm o potencial de transformarem significativamente a forma como a eletricidade tem sido consumida, distribuída e produzida. Sendo assim, esta dissertação tem o objetivo de responder à pergunta de investigação, “Como a flexibilidade de cargas pelos consumidores, atuando como *prosumers*, pode contribuir para a redução de picos na rede elétrica e melhorar a estabilidade da mesma?”

Uma das principais motivações para estudar este tema é o impacto positivo que a flexibilidade das cargas pode ter na garantia e eficiência da rede elétrica e nos preços da eletricidade a nível residencial ou industrial. Segundo Departamento de Energia dos Estados Unidos da América, os benefícios dos programas de *Demand Response* podem ser divididos em quatro tipos: benefícios financeiros para os participantes; benefícios financeiros para o mercado; benefícios de confiabilidade; benefícios de desempenho do mercado [6].

Os benefícios financeiros para os participantes incluem os incentivos dados aos participantes pelo ajuste que estes realizam no seu consumo de energia elétrica, o que por sua vez também ajuda na redução de custos nas suas faturas mensais. Para o mercado como um todo, os programas de DR podem reduzir a carga durante as horas de pico, evitando a necessidade de construção de novas instalações de produção e transporte de energia [7]. No caso dos benefícios de confiabilidade são previstos aumentos na segurança operacional e redução de interrupções forçadas, o que diminui os custos financeiros para os clientes. Por último, estes programas podem ajudar na integração das fontes de energia renováveis, como solar e eólica, ao suavizar as flutuações na geração destas energias [7] e auxiliar na mitigação do poder de mercado dos fornecedores, evitando aumentos de preço de eletricidade acima dos custos de produção [6].

Em conclusão, o estudo da flexibilidade de cargas em programas DR para além de se posicionar como uma solução para os problemas de procura de energia em horas de pico da rede e problemas na integração de fontes de energia renováveis, este também se pode tornar um conceito importante na transição do sistema elétrico de energia para um sistema cada vez mais sustentável, eficiente e centrado no consumidor.

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho será analisar os benefícios da implementação de uma aplicação de *Load Shifting* baseada em algoritmos genéticos existentes. A expressão *Load Shifting* pode ser traduzida para português como transferência de cargas, sendo esta última a expressão que será mais utilizada no decorrer do trabalho.

Para a análise dos benefícios da transferência de cargas, será necessário cumprir um conjunto de objetivos que são fundamentais para o desenvolvimento do trabalho. Estes objetivos são os seguintes:

- Estudo do estado atual do desenvolvimento de programas de *Demand Response*;
- Análise, adaptação e aplicabilidade da aplicação de Transferência de Cargas em contexto prático;
- Preparação e análise dos consumos e impacto na rede elétrica de casos de estudo baseados na aplicação de Transferência de Cargas.

Neste trabalho também será utilizada a expressão *Demand Response* que se traduz para português como resposta ativa de carga, mas que ao longo do trabalho será utilizada a expressão inglesa.

1.3 Organização do Documento

Este trabalho será dividido em 5 capítulos principais. No capítulo 1, será feita uma introdução ao tema e uma numeração dos objetivos do trabalho e sua contextualização na área de Sistemas Elétricos de Energia. No capítulo 2, será apresentado um estado de arte onde serão expostos os conceitos de *Demand Response* e Transferência de Cargas, assim como o estado atual da implementação de programas de *Demand Response* nos sistemas de energia. No capítulo 3, será feita a abordagem à metodologia utilizada na aplicação computacional utilizada no presente trabalho e no desenvolvimento dos casos de estudo definidos. No capítulo 4, serão apresentados os diferentes casos de estudo que posteriormente também serão analisados. Por fim existirá um capítulo 5, de conclusão, onde serão apresentadas as principais conclusões que são possíveis de retirar deste trabalho.

2 Flexibilidade de Cargas

Para alcançar os objetivos formulados segundo as novas medidas europeias e mundiais para alcançar *Net Zero* até 2050, os sistemas elétricos vão ter de sofrer uma grande alteração tanto no lado da produção como no lado do consumo [8]. O conceito de *Net Zero* ou neutralidade carbónica requer uma alteração na operacionalização das atividades a nível social, político e económico, o que se traduzirá na implementação de vários riscos políticos, económicos, legais e comportamentais que podem estabelecer uma implementação bem-sucedida da neutralização carbónica [9]. Este trabalho será desenvolvido considerando o lado do consumo, isto é, o que os consumidores podem fazer para reduzir ou transferir os seus consumos de energia elétrica dos períodos de pico de consumo elétrico para períodos com menor consumo médio. A este fenómeno dá-se a denominação de *Demand Response* (DR).

A DR permite dar aos consumidores uma oportunidade para desempenharem um papel significativo no funcionamento da rede elétrica, através da transferência das suas cargas durante os períodos de pico, em resposta a tarifas baseadas no tempo ou outras formas de incentivo financeiro [10]. A DR pode ainda ser definida como incentivos monetários desenhados para induzir o menor uso de eletricidade em momentos, em que os preços de eletricidade estão mais altos ou quando o sistema elétrico está comprometido [5].

A utilização de programas de DR traduz-se em vários benefícios a nível financeiro, a nível da transição energética e do desempenho dos sistemas elétricos. Uma das maiores vantagens do uso de programas de DR é a facilidade que apresenta na transição do modelo de fornecimento de energia atual para um mais sustentável, aplicando-se mais em situações para produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis de diferentes escalas [11]. Outra vantagem da utilização de programas de DR é a capacidade de estes conseguirem reduzir a necessidade de criação de novas centrais de produção de energia, tornando as existentes mais eficientes e com melhor desempenho económico [11].

Os programas de DR possibilitam também a redução do consumo de energia nas horas de ponta ou horas de maior congestionamento da rede elétrica, desta forma o operador do sistema não é obrigado a reduzir cargas e consequentemente a viabilidade do sistema elétrico melhora [12].

2.1 Programas de *Demand Response*

Considerando a definição de *Demand Response* do Departamento de Energia dos Estados Unidos, os programas de DR podem ser classificados em duas categorias: os baseados em preço e os baseados em incentivos. Estas duas categorias apresentam diversos tipos de programas de DR. Na figura 1 estão apresentados no diagrama os diferentes tipos de programas DR que serão posteriormente apresentados [6].

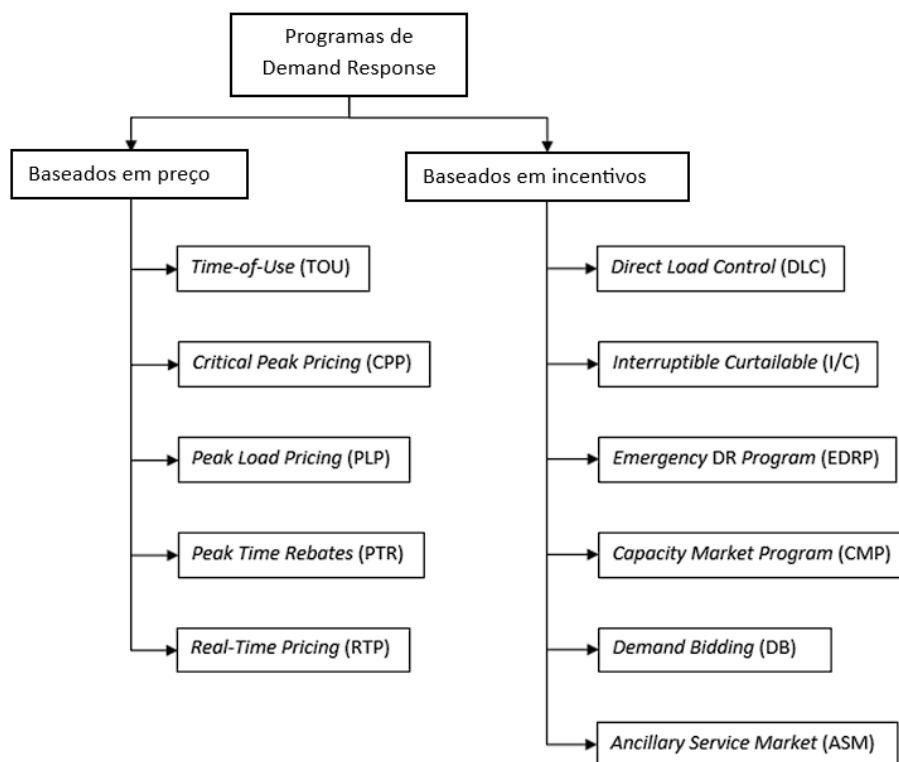


Figura 1 - Categorias de Programas de *Demand Response* (adaptado de [5])

Os programas de *Demand Response* que serão apresentados, baseiam-se em métodos de motivação criados ou aplicados aos consumidores pelo seu esforço em reduzir os seus consumos ou mudar as suas cargas de energia. Os programas baseados em preço oferecem aos consumidores preços que variam ao longo do dia, e que são definidos através dos custos de eletricidade em diferentes períodos de tempo. Os programas baseados em incentivos, oferecem incentivos fixos ou que variam no tempo, aos consumidores que conseguem reduzir o uso de eletricidade durante períodos de maior uso da rede. O princípio destes programas é dar aos consumidores conhecimento quanto aos seus perfis de consumo, de forma a que estes tomem decisões mais consciencializadas para modificar ou reduzir os seus consumos e assim reduzir as suas faturas de eletricidade através da variação de preços que variam no tempo e através de incentivos financeiros fixos quando o consumo é reduzido.

De seguida será feita uma introdução aos vários tipos de programas inseridos na categoria de programas de DR baseados em preço e baseados em incentivos.

2.1.1 Programas de DR baseados em preço

- *Time-Of-Use* (TOU) – Neste programa os preços da energia são fixos, mas variam entre períodos de tempo, ou seja, neste programa o cliente sabendo que a uma certa hora o preço da eletricidade será mais baixo tenderá a gerar mais consumo, nesse período de tempo em vez de em períodos cujo preço seja superior [13]. A ideia por detrás dos programas de TOU é refletir melhor as variações do custo de fornecimento de eletricidade ao longo do tempo, em diferentes períodos do dia [14]. No TOU são usados três períodos diferentes, o fora de ponta (*off-peak*), meia ponta (*midpeak*) e ponta (*peak*) [15];
- *Critical Peak Pricing* (CPP) – O programa de DR CPP utiliza o mesmo conceito que o anterior (TOU) em termos da implementação de um preço fixo em diferentes períodos de tempo, no entanto o preço de um determinado período de tempo pode-se alterar devido a situações críticas que possam estar a acontecer no sistema elétrico. No CPP o cliente é notificado no dia anterior de que o preço num determinado período será mais baixo do que o habitual, permitindo-lhe decidir se deseja agir em função dessa informação [13];
- *Peak Load Pricing* (PLP) – Neste programa o dia é dividido em diferentes períodos de tempo e os preços são definidos para cada período. Os preços são anunciados aos clientes no dia anterior. Este preço é calculado através do consumo médio dos consumidores em cada período de tempo, assim é possível maximizar o retorno económico que o fornecedor poderá ter [13];
- *Peak Time Rebates* (PTR) – Através do programa PTR os clientes podem decidir se querem ou não responder a uma situação crítica, isto é, o consumidor tem uma fatura padrão, mas tem a possibilidade de receber um determinado pagamento cada vez que consegue reduzir o seu consumo abaixo de um limite base [13].
- *Real-time Pricing* (RTP) – Este programa difere devido a exigir um número alto de clientes. O conceito do RTP é que o fornecedor de energia elétrica anuncia os preços de eletricidade de uma forma contínua, isto é, o preço é definido e anunciado antes do início de cada período. Para um bom funcionamento deste programa, é necessária uma comunicação eficaz entre o fornecedor e os clientes. Para isso, utiliza-se um Controlador de Gerenciamento de Energia, que facilita a divulgação dos preços, permitindo que os clientes tomem decisões mais informadas, ajudando a reduzir a fatura elétrica [13].

2.1.2 Programas DR baseados em incentivos

- *Direct Load Control* (DLC) – Nestes programas os consumidores e os seus eletrodomésticos podem ser registados de forma a que a concessionária de eletricidade

possa desligar ou ligar remotamente, quando necessário, as cargas do consumidor, normalmente em situações de pico de procura [13]. Ao participarem neste programa, os consumidores recebem incentivos financeiros sem a sua intervenção direta [14];

- *Interruptible/Curtailable (I/C)* – Os consumidores que utilizam programas de I/C recebem um desconto na sua fatura em troca de concordar em reduzir a carga durante determinados períodos de tempo. Os consumidores que concordam em reduzir as suas cargas e não conseguem são penalizados [15];
- *Emergency DR Program (ERDP)* – Os ERDP fornecem pagamentos de incentivos aos consumidores para reduzir o consumo de energia durante determinados períodos de tempo [15]. A diferença com o programa anterior é que os consumidores podem simplesmente optar por não reduzir os seus consumos, abdicando do pagamento [13];
- *Capacity Market Program (CMP)* – Os consumidores comprometem-se a reduzir uma carga pré-especificada quando surgem situações problemáticas no sistema. Nestes programas os consumidores que não conseguirem fornecer a carga já estabelecida podem ser penalizados [15];
- *Demand Bidding (DB)* – Estes programas incentivam grandes consumidores a reduzir a sua carga. Os consumidores definem previamente a quantidades de carga que estão dispostos a reduzir com base num preço que deve ser inferior ao preço de mercado. Os consumidores devem reduzir o seu consumo de energia pelo preço acordado, caso contrário são penalizados [13].
- *Ancillary Service Market (ASM)* – Os programas ASM permitem aos consumidores fazer ofertas para redução de carga no mercado como reservas operacionais. No caso de as ofertas serem aceites, os consumidores recebem o preço do mercado por terem esperado. Nas situações em que fossem necessários cortes de carga, os consumidores são notificados e são pagos pelo fornecimento de energia [13].

A implementação de programas de *Demand Response*, como os mencionados anteriormente, não enfrentam barreiras tecnológicas significativas, uma vez que a maioria das tecnologias de comunicação e monitorização já estão em desenvolvimento. Nos países com mercados de energia liberalizados, já têm vindo a ser preparados planos operacionais para a instalação de medidores avançados, aparelhos essenciais para a comunicação bidirecional e em tempo real necessária para os programas de DR [16].

No entanto, um dos maiores desafios tecnológicos que a *Demand Response* ainda enfrenta é a harmonização dos componentes deste sistema complexo [17]. Além disso, outros desafios incluem a falta de interesse e conhecimento dos consumidores, bem como questões relacionadas à proteção de dados e segurança cibernética [18]. Outro grande obstáculo para a implementação de programas de DR são as barreiras que os consumidores enfrentam para participar e aceder aos mercados de energia [18].

A seguir, serão apresentados os principais desafios e os elementos necessários para a correta implementação desses programas nos mercados de energia.

2.2 Elementos essenciais à adaptação de programas de *Demand Response*

Com o aumento da flexibilidade da carga e participação em sistemas de distribuição de recursos, começa a surgir uma necessidade em partilhar e organizar, junto dos operadores de rede de transporte e de distribuição e dos utilizadores de rede significativos, a informação das transferências de energia.

Os programas de DR, permitem que os consumidores finais se tornem cruciais na resolução de problemas na rede de distribuição, através da transferência ou redução das suas cargas em períodos de pico da rede elétrica.

Para implementar corretamente programas de DR é importante estabelecer que os consumidores não são um grupo homogêneo e por isso têm necessidades e comportamentos diferentes entre si, pelo que é importante projetar programas de DR que se acomodem aos diferentes comportamentos estabelecidos por consumidores residenciais, comerciais e industriais [19]. Para além desta distinção de programas é necessário também consciencializar os consumidores para os possíveis benefícios individuais e globais que estes podem retirar da sua participação nestes tipos de programas. É essencial promover uma discussão com os participantes dos programas de DR, de modo a estabelecer qual o melhor programa que estes podem optar para rentabilizar ao máximo a sua participação, de forma a que estes tomem as suas decisões de uma forma consciente e assim, também ser possível desenvolver melhores abordagens para aumentar o alcance dos programas [5].

Outro elemento essencial para a implementação de programas de DR em consumidores finais, é a instalação de medidores de energia avançados, capazes de medir e transmitir ao consumidor o seu consumo de energia, com intervalos de tempo pré-definidos, e com uma plataforma simplificada para facilitar a sua leitura por qualquer tipo de cliente [19]. Os medidores inteligentes, devem poder oferecer aos consumidores informações sobre o consumo e geração de energia, apoiar os comandos de controlo de funções, permitir a sua utilização em programas de DR e permitir uma variedade de capacidades de comunicação para limitar ao máximo barreiras técnicas [20].

Na cadeia de transporte e distribuição da energia elétrica, os elementos que podem mais beneficiar com o uso dos programas de DR são os Operadores de Distribuição de Sistema (ODS) e os Operadores de Rede de Transporte (ORT), e para além destes, os agregadores, um conceito relativamente novo, mas com capacidade de se tornar um elemento crucial para a participação de consumidores em programas de DR.

2.2.1 Operadores de Distribuição de Sistema e Operadores de Rede de Transporte

As principais entidades que poderão utilizar os serviços de *Demand Response* são os Operadores de Distribuição de Sistema (ODS) e os Operadores de Rede de Transporte (ORT).

Os Operadores de Distribuição da Rede são responsáveis pelo fornecimento e operação das redes de Baixa, Média e Alta Tensão para distribuição regional de eletricidade, bem como pelo fornecimento de sistemas de distribuição de nível inferior e clientes diretamente conectados [21]. Estas entidades devem ainda facilitar a ligação de novos clientes à rede, resolver problemas de falhas ou cortes na rede de distribuição e garantir uma correta manutenção das infraestruturas de distribuição da energia elétrica [22].

Os ODS focam-se sobretudo na distribuição física da eletricidade para os consumidores finais, tornando-se por isso menos envolvidos nos mercados grossistas de eletricidade e mais presentes nos mercados de retalho a nível da distribuição de energia [22].

Os Operadores de Rede de Transporte, segundo a Comissão Europeia, representam uma organização responsável pela estabilidade e eficiência do transporte de energia em Alta e Muito Alta Tensão a nível nacional ou regional utilizando infraestruturas fixas [21]. Outras responsabilidades incluem, facilitar a negociação da eletricidade entre diferentes localidades e garantir que a rede se mantenha dentro de limites de frequência considerados como aceitáveis. Uma vez que os custos de manter uma infraestrutura de transporte de energia são elevados o ORT é normalmente considerado um monopólio e é sujeito às regulamentações em vigor [23].

Um dos principais compromissos dos ORT nos mercados de energia é simplificar o acesso à rede de transporte para geradores de energia elétrica, comerciantes e grandes consumidores [23].

Com as crescentes e importantes alterações que estão a acontecer no mercado de energia, principalmente com o aparecimento de consumidores que participam ativamente nos mercados de energia, ou por assumirem a função de *prosumer* ou por participarem em programas de *Demand Response*, mais que nunca as entidades de ORT e ODS podem beneficiar do uso de recursos de flexibilidade para a distribuição de energia pela rede [22]. As ORT poderiam utilizar sistemas de flexibilidade para melhorar o controlo da frequência, tensão e congestionamento da rede e as ODS poderiam beneficiar da flexibilidade na gestão do congestionamento da rede local em períodos de pico e controlo da tensão [24]. Estes últimos, podem ainda beneficiar da participação nos programas de DR, ao evitar a necessidade de grandes investimentos de capital na melhoria e manutenção dos equipamentos, na redução nos custos de operação ao estabelecer novas formas de planejar interrupções e reduzir perdas técnicas na rede de distribuição elétrica [19].

Ao estabelecer uma estrutura de mercado que responda mais assertivamente às necessidades atuais, será possível garantir que os consumidores maximizem os seus ativos e a sua atividade nos sistemas de energia, o que se tem tornado crucial com a gradual evolução da tecnologia [22].

Os Operadores de Transporte e Distribuição da Rede só poderão usufruir de recursos de flexibilidade quando forem feitas as devidas alterações regulamentares necessárias, que a Comissão Europeia já tem vindo a publicar através de diretivas e regulamentos focados na criação de uma melhor coordenação entre os ORT e ODS, e na integração de programas de *Demand Response* e fontes de energia renováveis, por exemplo, na Diretiva (EU) 2019/944 [25] e Regulamento (EU) 2019/943 [26].

2.2.2 Agregadores

Apesar da *Demand Response* ter sido bem-sucedida no setor industrial, a sua implementação no setor residencial apresenta ainda algumas dificuldades. Se os esquemas atuais de DR fossem adotados no setor residencial, o operador obteria a maioria dos benefícios da DR, já que cada utilizador individual contribui apenas com uma pequena fração do consumo total, possuindo assim um poder de negociação reduzido. Além disso, o elevado número de utilizadores residenciais levanta problemas de escalabilidade e a maior parte dos operadores de serviços de utilidade pública geralmente não possui o conhecimento necessário para projetar e implementar mecanismos de DR em larga escala [27].

Os agregadores têm a funcionalidade de agregar os diferentes agentes que compõem um sistema de energia e atuar como uma única entidade na participação nos mercados de sistemas de energia [28]. Os agregadores gerem os consumos dos clientes e fornecem flexibilidade de energia à rede quando for mais necessário [29]. Com as alterações que se estão a sentir e que se vão sentir na rede elétrica, cada vez mais o papel de um agregador de energia será mais importante no futuro dos sistemas de energia. Por exemplo, um agregador poderá negociar contratos com vários consumidores de forma a gerir as intermediações entre os mesmos e os mercados de energia, podem agregar cargas que permitam utilizar programas de flexibilidade ajustando o uso destas para alturas de menor pico de rede, que possam também ajudar na redução da fatura de energia dos consumidores finais [30].

O principal objetivo dos agregadores é de maximizar os lucros ao compensar os seus utilizadores finais associados, incentivando-os a alterarem os seus padrões de consumo de energia. Por sua vez, o objetivo dos utilizadores finais é encontrar um equilíbrio ideal entre o rendimento obtido através das compensações oferecidas pelo agregador e a inconveniência resultante das mudanças no seu comportamento [30]. Desta forma, tanto o agregador quanto os utilizadores finais buscam otimizar os seus próprios benefícios, o agregador focado no lucro e os utilizadores finais na gestão eficiente do seu consumo energético.

Os agregadores podem participar em diversos mercados de eletricidade em nome dos consumidores, utilizando os seus ativos, como eletrodomésticos, veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia em bateria, com o intuito de obter lucro [31].

De forma a obter este lucro, os agregadores devem poder beneficiar os consumidores finais ao oferecerem incentivos por exemplo na forma de recompensas financeiras. Na figura 2 abaixo é demonstrada a relação entre o agregador e os consumidores.

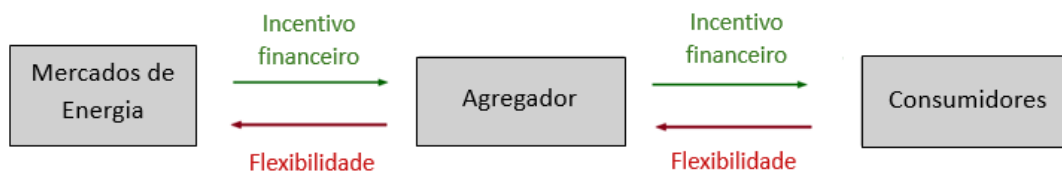


Figura 2 - Relação entre o mercado de energia e o agregador e a relação deste com o consumidor final (adaptado de [31])

Um agregador pode ainda apresentar-se como uma solução para facilitar a flexibilidade dos *prosumer*, isto é, um consumidor que possui a capacidade de produção de energia. Um agregador ao agregar a flexibilidade de vários *prosumers* permite que estes possam participar em mercados e apresentar uma maior capacidade de flexibilidade [32].

A importância dos agregadores nos sistemas de energia evolui dinamicamente à medida que as regras e as tecnologias mudam. O valor fundamental dos agregadores deriva das variáveis que são inerentes ao ato de agregação. Embora as legislações e políticas possam impactar se o valor dos agregadores é capturado e por quem, esse valor não é, em si, influenciado pelas regulamentações ou políticas. Os agregadores podem fornecer um valor no contexto económico e diminuir a imprevisibilidade de um sistema [28].

No entanto, os agregadores ainda enfrentam várias barreiras à sua utilização. Conforme demonstrado por Selina Kerscher et al. [33], existem obstáculos regulamentares, técnicos e económicos, tais como: diferentes regulamentos de intercomunicação dos recursos de distribuição de energia entre regiões, a dificuldade de integrar equipamentos de diferentes fabricantes e tecnologias numa única plataforma de agregação, e os significativos investimentos necessários em hardware e software para a implementação dessas plataformas [33]. Além destas barreiras, também há desafios na definição legal de um agregador independente e na integração destes com outros mercados de energia [34].

2.3 Transferência de Cargas

Nos programas de DR a procura de energia elétrica funciona como uma fonte de flexibilidade, cujas características dependem da capacidade que os equipamentos elétricos e consumidores têm de alterar os seus consumos. A modelação de cargas pode ser caracterizada em várias categorias, no entanto as duas categorias com maior aplicabilidade e relevância são, o conceito de reduzir a energia consumida durante períodos de pico de consumo (*load curtailment*), e o de transferir as cargas de um período de pico para outro período de tempo fora dos períodos de pico da rede (*load shifting*) [35].

Estratégias de reduzir a energia consumida podem ser atingidas ao desligar ou reduzir os níveis de iluminação das lâmpadas, ou ao diminuir a temperatura ou intensidade dos sistemas de ar condicionado. A transferência de cargas pode ser realizada por consumidores ao transferirem as suas cargas para períodos fora dos períodos de congestionamento da rede onde podem também poder usufruir de um custo total a pagar de energia mais baixo [36].

Como representado na figura 3, o princípio de reduzir as cargas pode ajudar a reduzir o consumo global da energia elétrica por parte de um consumidor e a transferência de cargas permite tornar um certo pico de consumo em vários picos mais pequenos, resultando numa redução dos consumos ao implementar uma tarifa dinâmica.

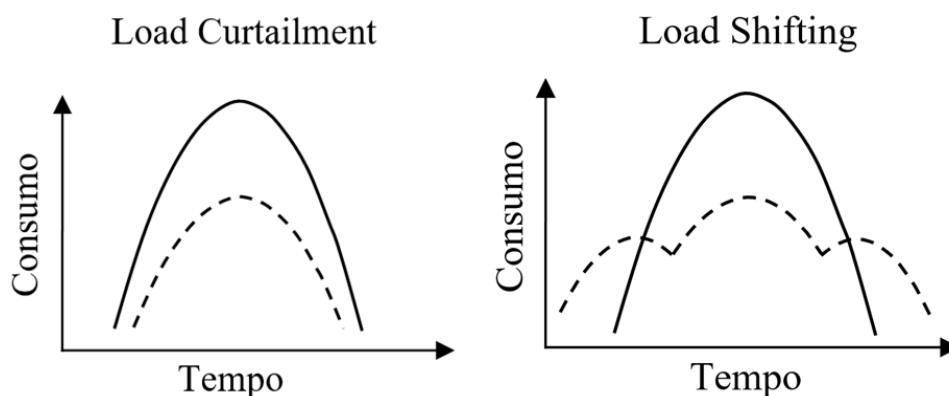


Figura 3 - Conceito de *Load Curtailment* e *Load Shifting* (adaptado de [37])

Neste trabalho será explicado o princípio de utilização dos métodos de *Load Shifting*. O *Load Shifting* ou flexibilidade de cargas é essencialmente a deslocação das cargas de um período de tempo de pico de procura para outros períodos de tempo, que podem ser antes ou depois do período de pico de consumo, como demonstrado na figura 4 [38].

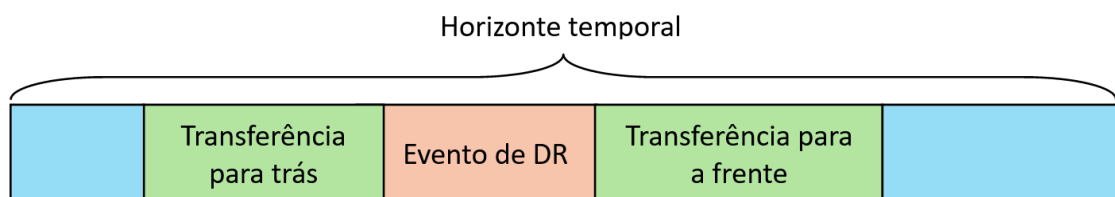


Figura 4 - Horizontes Temporais (adaptado de [38])

O princípio de transferência de cargas baseia-se na ideia que ao deslocar as cargas de um período de tempo para outro é possível reduzir os consumos.

Uma aplicação prática da transferência de cargas seria, a deslocação de uma carga como uma máquina de lavar de um período de tempo onde há uma maior procura de energia elétrica que, por sua vez pode provocar um congestionamento da rede para um período de tempo antes ou depois do pico de procura. Desta forma permite que a rede elétrica não sofra um pico

exagerado de consumo de energia e se o consumidor tiver uma tarifa bi-horária, isto é, em períodos de tempo predefinidos o preço da energia elétrica a pagar é diferente, possibilita ainda uma redução a fatura elétrica [39].

Outra aplicação da flexibilidade de cargas seria a participação em linhas de produção. A flexibilidade ou deslocação de cargas para períodos de tempo diferentes permite a participação em programas de *Demand Response* sem redução da produção. Ao participar em programas de DR é possível aos utilizadores de linhas de produção saber quando o evento vai acontecer e reagir de acordo com a situação, reprogramando as tarefas sem comprometerem os compromissos de produção [40].

2.4 Programas de *Demand Response* na Europa

Devido aos vários benefícios que os programas de *Demand Response* têm revelado e as suas potencialidades, tem havido um crescente interesse em desenvolver estes programas tanto a nível industrial como residencial.

Na Europa, a legislação relativa aos programas de DR tem progredido lentamente, devido ao conhecimento limitado sobre o potencial que estes programas apresentam para poupar energia, e devido aos elevados custos associados à implementação de tecnologias e infraestruturas necessárias para o seu funcionamento. No entanto, nos últimos anos, tem surgido uma maior necessidade de controlar a procura de energia elétrica, em resposta ao uso cada vez mais frequente de fontes de energia com maior variabilidade na produção. Com o aumento da implementação de energia renováveis, que apresentam maior variabilidade e dificuldade de controlo, o papel do consumidor no controlo da procura de energia tem se tornado mais importante do que nunca [41].

Vários países europeus como a França, Suíça, Finlândia, Bélgica, Grã-Bretanha e Irlanda têm promovido a implementação de uma nova legislação que permite a participação em programas de DR. A França e a Suíça apresentam estruturas detalhadas para agregações independentes, incluindo papéis padronizados e responsabilidades dos participantes do mercado. A Grã-Bretanha apresenta uma gama de mercados abertos para participação em DR, e a Bélgica e Irlanda têm previsto a implementação de uma nova legislação para ajudar a aumentar a participação em programas de DR [42].

No entanto a maioria dos países europeus, apresenta algumas barreiras legislativas e de mercado para a implementação de *Demand Response*. Existem países que continuam a apresentar barreiras regulamentares que dificultam a implementação prática de programas de DR e outros que não têm criado grandes alterações regulamentares que permitam a sua participação [42].

Segundo a DELTA, um projeto de pesquisa financiado pelo fundo europeu Horizon 2020 para desenvolver novas inovações, baseadas em tecnologia de Blockchain, para aumentar a

participação dos programas de *Demand Response* na Europa apresenta dois gráficos sobre a implementação teórica de programas de DR em 2016, 2020 e 2030 para vários países da União Europeia (UE). A figura 5 e 6, apresentadas abaixo apresentam o potencial teórico de DR para oferecer flexibilidade na UE para programas de DR baseado em preço (*implicit DR*) e baseados em incentivos (*explicit DR*) [43].

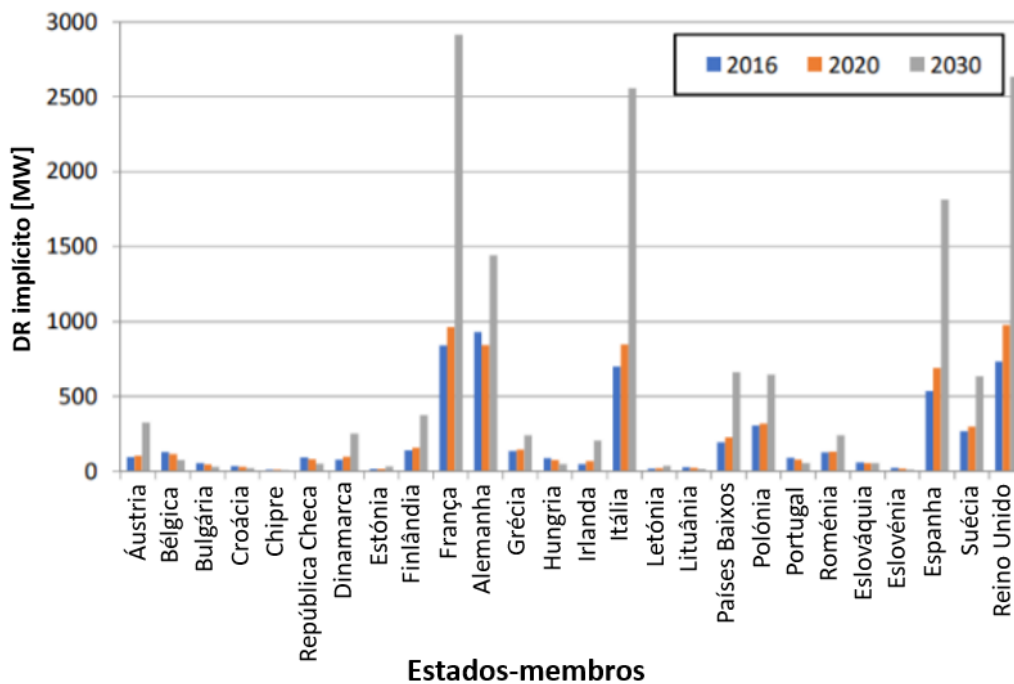


Figura 5 - Potencial teórico de DR implícito para oferecer flexibilidade na UE (adaptado de [43])

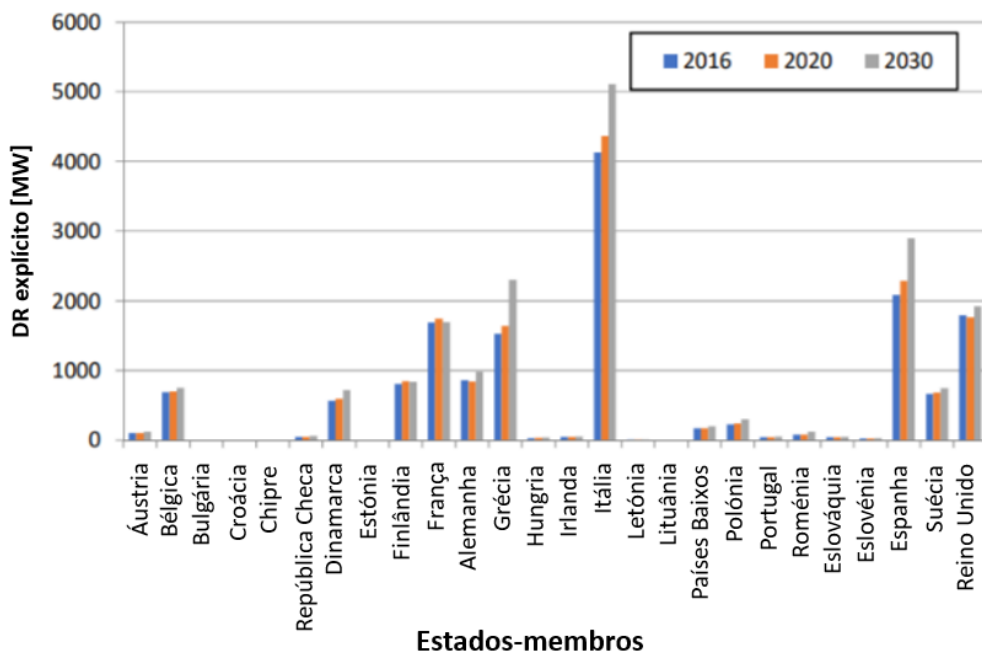


Figura 6 - Potencial teórico de DR explícito para oferecer flexibilidade na UE (adaptado de [43])

Flexibilidade de Cargas

Como é possível verificar, países como a França, Itália e Grã-Bretanha apresentam a maior potencialidade em participação em programas baseados em preço para oferecer flexibilidade até 2030. Para os programas baseados em incentivos Itália apresenta a maior potencialidade de oferecer flexibilidade até 2030.

Em 2022, a Comissão Europeia publicou um artigo com o objetivo de acompanhar as medidas que têm vindo a ser implementados nos vários estados-membros da União Europeia, no que se refere aos programas de DR e agregadores. Este artigo destaca, que uma das principais conclusões dos resultados do relatório elaborado, é a possibilidade de participar em programas de DR é maioritariamente regulamentar e que difere da efetiva possibilidade de participar nestes programas na realidade [44]. Como é possível verificar na figura 7 abaixo, ainda que na maioria dos estados-membros seja legal e tecnicamente possível a participação de pequenos consumidores e agregadores em pelo menos um mercado de energia, apenas sete dos países que pertencem à União Europeia conseguem que agregadores independentes de pequenos consumidores participem em pelo menos um mercado de energia.

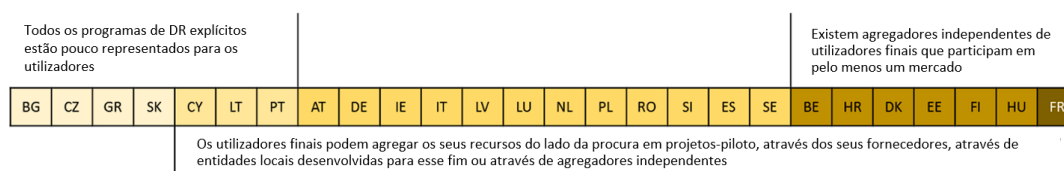


Figura 7 - Níveis de representação de DR explícito nos mercados de energia dos 26 estados-membros até 2021 (adaptado de [44])

Em França foi lançado em 2008, pela Operadora *Réseau de Transport d'Électricité* o programa *EcoWatt*, onde as pessoas recebem alertas em tempo real da ocorrência de um período de pico na rede elétrica e onde são incentivados a reduzir o seu consumo de energia elétrica [45]. Este Programa, tem o objetivo de consciencializar as pessoas a gerirem melhor a sua energia, em períodos de pico na rede e a promover a poupança de energia.

No caso de Portugal, em 2019 foi lançado o primeiro projeto piloto de participação no mercado de reserva de regulação, destinado aos consumidores com capacidade de oferta igual ou superior a 1MW e que estejam ligados à rede em nível igual ou superior a Média tensão. Segundo a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), o projeto piloto tinha como principais objetivos garantir um tratamento igual na participação dos consumidores habilitados, ou dos seus representantes, no mercado de reserva de regulação [46].

De momento, em Portugal, é possível verificar a implementação de um projeto piloto que permitirá que os consumidores da rede elétrica possam ajustar os seus consumos e ou produção de energia elétrica, de forma a dar resposta às necessidades de operação da rede através de incentivos monetários por parte da EREDES. Este projeto será aplicado em resposta a falhas da rede, estrangimentos durante indisponibilidade de ativos da rede e gestão de picos de consumo em regime normal da rede [46] [47].

2.5 Programas de *Demand Response* na América

Nos últimos anos, a nível mundial muitos países têm vindo a incentivar cada vez mais a sua população a participar em programas de *Demand Response* como parte das suas políticas energéticas.

Nos Estados Unidos da América (EUA) os fornecedores de energia, já no início de 1970 tinham começado a implementar programas de controlo das cargas, através de tarifas de interrupção ou corte de energia. Este primeiro incentivo à implementação de programas de *Demand Response*, foi promovido pelo aumento do uso de sistemas de ar condicionado que resultavam na criação de períodos de pico na rede elétrica [48].

Em várias regiões dos EUA têm sido implementados vários conceitos de DR, como por exemplo mais recentemente pela companhia de energia *Southern California Edison* (SCE) que apresenta vários tipos diferentes de programas de DR, que podem ajudar os seus participantes a reduzir a sua fatura mensal e a melhorar o desempenho geral da sua rede elétrica. A companhia disponibiliza aos seus clientes alguns programas baseados em preço como *Critical Peak Pricing*, *Real-Time Pricing* e *Time-of-Use*, como também programas baseados em incentivos como é o caso dos programas de *Emergency Load Reduction Program* [49]. Um dos programas de DR da SCE mais populares, pelos consumidores é o programa chamado Plano de Desconto de Verão, onde os seus participantes recebem um crédito nas suas contas em troca de permitir que a SCE possa controlar remotamente os seus aparelhos de ar condicionado, permitindo desligar estes em períodos de pico de energia na rede [50]. Em 2019 este programa conseguiu arrecadar mais de um milhão de participantes devido aos benefícios diretos que oferece aos seus clientes e à sua simplicidade [45].

Em 2007 em Ontário Canadá, foi lançado um programa que funcionou por 10 anos, com o objetivo de temporariamente reduzir o consumo de energia elétrica utilizada em equipamentos como ar condicionados em períodos de pico de consumo na rede [51]. À semelhança do programa utilizado pela SCE nos Estados Unidos da América, o programa denominado *PowerShift* da operadora *HydroOne*, permitia a esta desligar remotamente os equipamentos durante um período de pico da rede elétrica [51].

2.6 Revisão da Literatura

Neste capítulo, serão apresentados alguns trabalhos desenvolvidos na área dos programas de *Demand Response*, baseados nos conceitos de transferências de cargas. Esta abordagem visa modificar os padrões de consumo de eletricidade dos consumidores, oferecendo benefícios como estabilidade do sistema, redução de custos e uso mais eficiente da energia.

A participação em programas de *Demand Response* pode trazer benefícios, tanto para o consumidor como a rede de distribuição como um todo, no entanto é também importante reconhecer as diferenças de comportamento dos consumidores finais. Na [52] é proposto um

algoritmo de transferência de carga capaz de otimizar padrões de consumo tendo em conta as preferências dos clientes e os custos de eletricidade. Para isso, os autores deste modelo, introduzem um componente de custo de transferência de carga para registar o incómodo sentido pelos clientes durante os períodos de transferência de carga. O algoritmo proposto permitiria que o programa de *Demand Response* fosse conduzido de forma descentralizada, onde não existe problema de sincronização de carga. Também em [53] é desenvolvido um modelo para *Demand Response* utilizando os comportamentos dos consumidores, considerando diferentes cenários e níveis de racionalidade do cliente final. A modelagem do comportamento do consumidor foi feita desenvolvendo extensas matrizes de elasticidade de consumo-preço para diferentes tipos de consumidores. Neste caso, para além do reconhecimento necessário a ter quanto aos comportamentos dos participantes nos programas de DR, uma das principais conclusões que os autores demonstram é o grande potencial que a *Demand Response* tem para aumentar os níveis de tensão do sistema de distribuição de energia, pelo que propõem uma integração dos programas de DR com o controlo de Volt/VAR no lado da procura. Os autores concluíram que essa coordenação pode gerar enormes lucros para as concessionárias de energia e consumidores se for aplicada adequadamente durante as horas de pico de consumo na rede [53]. Na [27] são abordados dois cenários de gestão de demanda energética: um com um operador, que pretende minimizar os custos e que possui um sistema de preço fixo, e outro, que participa no mercado de *Demand Response* onde as entidades agem por autointeresse e de forma não cooperativa. O esquema de DR proposto, demonstrou um padrão de carga significativamente mais suave, conseguindo assim, distribuir o consumo das cargas ao longo do dia e reduzir também os custos de operação até 15%, quando comparado com o cenário de referência que apresenta preços fixos.

Na [54], são avaliadas duas estratégias para reduzir a fatura de eletricidade de um estabelecimento de ensino. Neste estudo, os consumidores podiam decidir diminuir o seu consumo de eletricidade, substituindo os seus equipamentos elétricos atuais, por equipamentos de economia de energia ou, através da transferência de cargas que permite a minimização dos custos de consumo de energia ao transferir as cargas para outros períodos de tempo. Uma das principais conclusões dos autores foi como a estratégia de transferência de carga ofereceu uma maior redução no valor da fatura de eletricidade ao invés da estratégia de substituir os equipamentos atuais. Também em [55] é simulada a implementação de programas de *Demand Response* num estabelecimento de ensino, concluindo que os métodos de redução de consumo de energia e transferências de carga em períodos de pico de consumo na rede, conseguem uma redução significativa na redução do consumo máximo e nos custos anuais na fatura de eletricidade.

Em [56], é apresentado um modelo de otimização de controlo, para o problema de transferência de carga na gestão de energia e a sua aplicação numa mina de carvão na África do Sul. Neste modelo é utilizada a tarifa de eletricidade de TOU como entrada para a função objetivo, a fim de obter uma solução que minimize os custos de eletricidade e, assim, maximize a transferência de cargas. Na [57] é utilizada a mesma tarifa, mas agora num cenário residencial equipado com eletrodomésticos inteligentes e uma unidade de armazenamento de energia com perdas de conversão. Os autores estabelecem uma estrutura de Controlo Preditivo

baseado em eventos, com o objetivo de responder às dinâmicas reais e manter o impacto do sistema de controlo no consumo total de energia elétrica baixo. Esta abordagem permitiu ao consumidor minimizar o custo diário de energia nos cenários caracterizados por tarifas do tipo *Time-of-Use*, avaliando assim os melhores períodos para transferir as cargas.

Também na referência [58] é analisado o potencial do recurso a programas de *Demand Response*, em agregados familiares equipados com eletrodomésticos inteligentes e também com postos de carregamento de veículos elétricos. Neste modelo, os autores realizaram duas análises, uma utilizando um modelo de otimização capaz de calcular o potencial económico da transferência de cargas, assumindo as escolhas racionais dos agregadores familiares. A outra análise foi realizada numa casa inteligente num laboratório, conduzindo estudos experimentais para observar os potenciais da transferência de cargas. Os resultados tanto do modelo real como do modelo experimental mostraram que como os eletrodomésticos inteligentes, os veículos elétricos também são adequados para atividades de transferência de cargas, devido às suas longas horas de estacionamento e alto consumo de energia e potência.

Para além dos eletrodomésticos inteligentes (máquinas de lavar loiça e máquinas de secar roupa) e veículos elétricos, os sistemas de aquecimento também podem ser facilmente adaptados para a utilização em métodos baseados na transferência de cargas. Em [59] são apresentadas duas estratégias de controlo baseadas em otimização para transferir cargas de sistemas de aquecimento em edifícios. O método de truncagem equilibrada e o método de otimização contínua no tempo, foram utilizados para desenvolver um controlo em tempo real da potência de aquecimento. O algoritmo usado neste estudo é baseado num método de penalidade interna. Segundo os autores, as transferências de carga permitiram reduzir o custo de aquecimento até 6 a 13% em comparação com o cenário de referência.

As fontes de energia renováveis também podem ser fortes aliados dos programas de *Demand Response* quando bem integrados. Como demonstrado em [38] onde é utilizado um gestor de energia virtual que administra programas de *Demand Response*, com o objetivo de minimizar os custos operacionais de 218 consumidores num contexto de uma rede de distribuição. Os autores deste modelo focam a sua análise na integração de fontes de energia renováveis suportadas por programas de DR. No final, foi comprovada a vantagem de considerar os programas de DR em vez de usar apenas as fontes de energia renováveis durante os períodos de menor geração de energia. Desta forma o gestor virtual evita ter de pagar por energia não fornecida.

Na referência [16], é proposto um modelo utilizando o conceito de não-dominância, amplamente utilizado em problemas de otimização multiobjectivo. A programação da DR é realizada simultaneamente com a distribuição das unidades de geração e armazenamento com o objetivo de encontrar valores ótimos para os incentivos financeiros horários oferecidos aos utilizadores finais

Na implementação de métodos para minimizar os custos totais da energia elétrica através de algoritmos genéticos é proposto em [60] um sistema inteligente de programação conjunta de produção e manutenção capaz de minimizar os custos totais de uma indústria têxtil através de

um algoritmo genético para resolver os problemas de agendamento das atividades da indústria, de forma a minimizar os custos energéticos através da otimização da transferência das cargas de consumidores residenciais que participam em programas de *Demand Response*. O mesmo autor, noutro estudo, propõe também o desenvolvimento de um algoritmo genético, que leva em consideração tarifas dinâmicas, geração distribuída e a partilha de energia em comunidades [61].

Na referência [62], propõe também um modelo baseado em algoritmos genéticos, utilizando a flexibilidade da carga dos consumidores que participam no programa de *Demand Response*. O modelo proposto, permite transferir as cargas respeitando as preferências e restrições dos consumidores. Neste modelo foi utilizada uma rede de distribuição de baixa tensão para ilustrar a aplicação do modelo proposto, obtendo uma redução nos custos de energia e uma melhoria no perfil de tensão.

Na implementação de algoritmos de programação linear na minimização dos custos, o autor Antonio J. Conejo, et al. em [63] descreve um modelo de otimização para ajustar o nível de carga horária de um determinado consumidor em resposta aos preços horários de eletricidade. O modelo utiliza um algoritmo de programação linear simples que pode ser integrado no Sistema de Gestão de Energia de um agregado familiar ou pequena empresa. Um dispositivo de comunicação bidirecional simples entre o fornecedor de energia e o consumidor permite a implementação do modelo proposto.

Em [64] é proposto um estudo, que se concentra nas estratégias de modelagem para mercados de energia. No modelo proposto, os agregadores de DR oferecem aos clientes vários contratos para redução de carga, transferência de carga, utilização de geração local e sistemas de armazenamento de energia como possíveis estratégias para reduções horárias de carga. Neste estudo, os autores utilizam um modelo de otimização baseado na formulação de Programação Linear Inteira Mista baseado em métodos de incentivos de preço para determinar as programações ótimas de DR para os participantes nos mercados de energia do dia seguinte.

2.7 Conclusão do capítulo

Em conclusão, os programas de *Demand Response* surgem como um conceito importante na transição para sistemas elétricos de energia cada vez mais eficientes e sustentáveis, que conseguem acompanhar as constantes inovações tecnológicas, alinhando-se assim com as metas estabelecidas no *Net Zero* até 2050. Ao permitir aos consumidores ajustarem os seus padrões de consumo de energia, os programas de DR oferecem uma oportunidade para confrontar alguns desafios sentidos nas redes de distribuição elétrica como por exemplo, os picos de procura de energia, a integração das energias renováveis e otimizar as infraestruturas elétricas.

A diversidade dos programas de DR disponíveis quer baseados em preço ou em incentivos, reflete a flexibilidade necessária para atender às diferentes necessidades dos consumidores e às várias complexidades do sistema elétrico. Estes programas podem oferecer aos

consumidores incentivos financeiros ou tarifas variáveis que podem incentivar a adoção de comportamentos mais conscientes em relação ao consumo de energia.

Além disso, os programas de DR ao coordenarem a flexibilidade na procura de energia, podem com a participação dos Operadores de Rede de Transporte, Operadores de Distribuição de Sistema e agregadores, desempenhar um papel importante na estabilidade e eficiência do sistema elétrico, contribuindo também para a redução dos custos, facilitando a integração das energias renováveis, como a energia fotovoltaica.

A nível da implementação de programas de DR na Europa, alguns países ainda encontram alguns desafios a nível regulamentar, técnico e económico. No entanto, através de avanços legislativos e iniciativas na criação de projetos piloto é possível verificar um crescente reconhecimento da importância dos programas de DR para a transição energética.

Por último, os programas de DR representam uma excelente oportunidade para os consumidores, com o apoio dos reguladores e operadores de rede, desempenharem um papel mais ativo na construção de um futuro energético mais sustentável e na direção de uma rede elétrica mais eficiente e ecologicamente consciente.

3 Metodologia

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para a otimização das cargas do consumidor final, através do método de transferência de cargas nos aparelhos de uma habitação e como este também consegue assim, apoiar a rede elétrica a manter um bom equilíbrio. O capítulo é organizado em seis subcapítulos. No subcapítulo 3.1 será descrita a forma como os dados de consumo foram recolhidos e tratados, para melhor se adaptarem aos casos de estudo a desenvolver. No subcapítulo 3.2, será apresentada a seleção dos períodos e meta-heurística utilizada para a obtenção dos resultados. No subcapítulo 3.3, é apresentada a rede de distribuição adotada. No subcapítulo 3.4, será apresentada a criação dos cenários aplicados com fotovoltaicos e agregadores. No subcapítulo 3.5, são abordados algumas decisões e processos que foram necessários realizar no modelo. No subcapítulo 3.6, é apresentada a forma como a análise dos resultados será realizada.

3.1 Seleção, recolha e tratamento dos dados de consumo

O primeiro passo para o desenvolvimento dos diferentes casos de estudo, foi a recolha de dados de consumo de várias habitações com potências instaladas entre 3,45kVA e 10,35kVA. Esta recolha foi realizada através de bases de dados de consumo disponibilizados por universidades e em plataformas internacionais de partilha de informação.

Foram inicialmente obtidas sete bases de dados de consumo de habitações, que culminaram num total de 51 habitações com diferentes dados de consumo para aparelhos domésticos. Dos sete conjuntos de dados inicialmente selecionados, três deles foram excluídos, devido a apresentarem valores de consumo consideravelmente inferiores, em comparação com as outras quatro bases de dados restantes. Para além da exclusão inicial de quatro das sete bases de dados, algumas habitações foram excluídas por não apresentarem uma quantidade significativa de equipamentos em uso simultâneo. Este facto, entrava em direto conflito com o objetivo de redistribuir as cargas de consumo de energia elétrica em diferentes períodos onde

não fossem apresentados equipamentos em uso, a fim de garantir a estabilidade e eficiência da rede elétrica global. No final foram considerados quatro bases de dados de consumo com um total de 16 habitações.

Na tabela 1 são apresentadas, de forma simplificada, as bases de dados e número de habitações que realmente foram utilizadas no trabalho final, onde é também possível constatar as diferenças relacionadas com os intervalos de tempo e unidades de medida recolhidos.

Tabela 1 - Caracterização das bases de dados utilizadas

Bases de dados	Nº de habitações utilizadas	Período entre registos	Unidade de medida utilizada no registo
UKERC Energy Data Centre	2	6 segundos	W
REDD: The Reference Energy Disaggregation Dataset	1	3 segundos	VA
UMass Trace Repository	3	1 minuto	kW
REFIT: Electrical Load Measurements	10	8 segundos	W

Na seleção dos dados a utilizar foram considerados, dentro dos vários dados recolhidos, apenas os dados referentes a dois dias em que existia consumo de energia por todos ou quase todos os eletrodomésticos.

De forma a facilitar a utilização dos dados recolhidos, foi importante realizar uma conversão dos dados em intervalos de 15 minutos, uma vez que várias das bases de dados selecionadas apresentavam dados com espaçamentos da ordem dos segundos.

Após a conversão de todos os dados para intervalos de 15 minutos, foi possível realizar uma conversão dos dados de Watt (W) e Voltampere (VA) para Quilowatt-hora (kWh). Esta última conversão permitiu facilitar a utilização dos dados e diminuir o tempo de processamento no programa de escalonamento utilizado.

3.2 Aplicação do método de transferência de cargas

Após a seleção e tratamento dos dados obtidos, foi necessário definir os períodos para os quais seria realizada a transferência de cargas dos eletrodomésticos. Na definição dos períodos a utilizar foi tido em conta períodos que apresentassem menos problemas para a rede elétrica, isto é, períodos que se encontrassem fora das zonas de pico da rede e que garantissem um menor custo para a fatura elétrica do consumidor final.

Assim, foi estabelecido que cada consumidor final deveria optar por contratar uma tarifa bi-horária em ciclo diário para fornecimento em Baixa Tensão Normal (BTN) e que as

transferências de carga deveriam ser realizadas para os períodos entre as 22:00H e as 08:00H, conforme a figura 8 abaixo que apresenta os períodos de vazio e fora de vazio para a região de Portugal Continental [65].

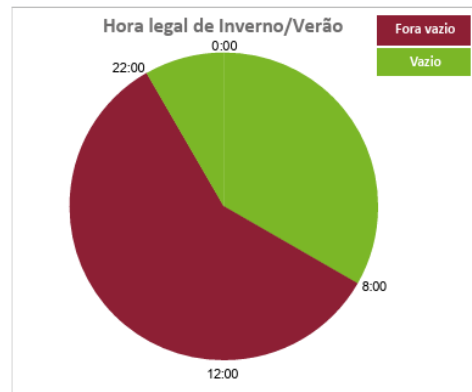


Figura 8 - Opção Bi-horária em ciclo diário para fornecimentos em BTN em Portugal Continental [65]

Nos casos de estudo foi considerado que entre os períodos 1 a 33 e entre os períodos 90 a 96, que equivale entre a 00h00 e as 08h00 e as 22h15 e as 23h45, é utilizado um valor para o preço de energia de 0,101€ e nas restantes horas um valor de preço de energia igual a 0,188€.

Para o escalonamento das cargas foi utilizado o escalonador de tarefas desenvolvido pelo GECAD (Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento), no âmbito do projeto SPEAR (*Smart Prognosis of Energy with Allocation of Resources*) [66]. Este escalonador baseia-se em algoritmos genéticos que ao fornecer os dados de entradas necessários, por exemplo, preços de tarifas de consumo em cada período de tempo, restrições, entre outros, procura encontrar períodos de tempo fora da altura de pico, para que as cargas possam atuar noutro período de tempo, permitindo entre outros uma redução na fatura elétrica.

Os algoritmos genéticos são utilizados para achar soluções aproximadas em problemas de otimização global, baseados em mecanismos de seleção natural e de genética. O algoritmo começa por criar uma população inicial composta por indivíduos aleatórios e não repetidos, representando um horário de funcionamento de um equipamento. Estes, devem ainda ser capazes de cumprir com todas as restrições impostas antecipadamente. Assim, o algoritmo genético trabalha sempre com horários de funcionamento válidos dos aparelhos, o que tende a criar mais horários, ao longo das gerações [61].

Quando as cargas de um respetivo aparelho num período aleatório são atribuídas cria-se um indivíduo. Cada indivíduo é caracterizado por uma matriz, onde as linhas representam o horário de funcionamento do aparelho e as colunas os períodos. No caso de algum indivíduo violar alguma das restrições, o algoritmo deve tentar repará-lo e caso não consiga deve descartar e gerar outro aleatoriamente [61].

Após estabilizar a população inicial, o algoritmo realiza gerações genéticas até que a condição de paragem seja atingida. O cruzamento combina dois indivíduos para gerar novos. Alguns dos indivíduos da população resultante do cruzamento sofrem mutação, definida por uma percentagem estabelecida pelo utilizador, para evitar mínimos locais e melhorar a otimização. Se a mutação resultar num indivíduo inválido, ela é revertida e é realizada outra mutação [61].

Os indivíduos das populações, antiga e nova são combinados e avaliados de acordo com uma pontuação de aptidão, baseada no consumo de energia, custo de energia e uma nova restrição de prioridade da casa. A seleção define quais indivíduos passarão para a próxima geração, por exemplo, se inicialmente tinha sido imposta a regra que a loiça deve ser lavada entre as 9h e as 17h, quando na fase de mutação esta regra é cumprida, o algoritmo irá retornar a melhor solução encontrada. No caso contrário o algoritmo irá realizar novamente o processo de cruzamento de uma nova população e repetir os passos até encontrar uma solução melhor [61].

Na figura 9 abaixo está representada a estrutura de funcionamento brevemente explicada acima para o escalonador utilizado.

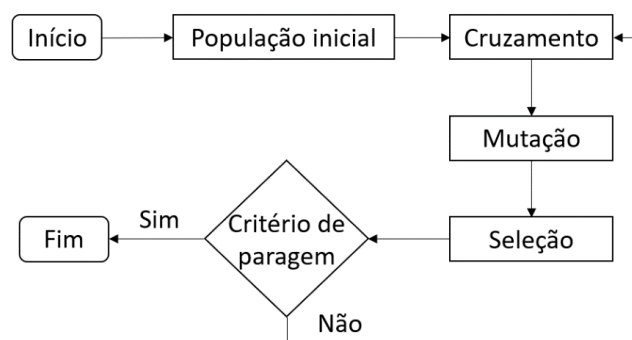


Figura 9 - Estrutura do funcionamento do algoritmo genético (adaptado de [62])

Por fim, depois do algoritmo encontrar a melhor solução e do reescalonamento dos eletrodomésticos, uma comparação com o caso inicial deve ser realizada de forma a verificar as alterações que surgiram nos períodos de funcionamento dos equipamentos como também as alterações na fatura final de cada cliente pelo seu consumo de energia.

3.3 Criação de cenários

Para a aplicação do método em estudo, foi utilizada uma rede de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão [62]. Esta rede elétrica é baseada numa rede de distribuição real composta por 236 barramentos e 235 cabos subterrâneos. O sistema opera utilizando uma topologia radial e possui uma capacidade total instalada de 679,65kVA. Esta rede serve 96 consumidores residenciais e a energia é distribuída através de um transformador de 1000kVA, fornecendo energia elétrica a 10kV na voltagem primária e 420V na voltagem secundária do transformador.

Esta rede elétrica contém também quatro agregadores de energia. Na figura 10 abaixo está apresentada a rede de distribuição que será utilizada no presente trabalho.

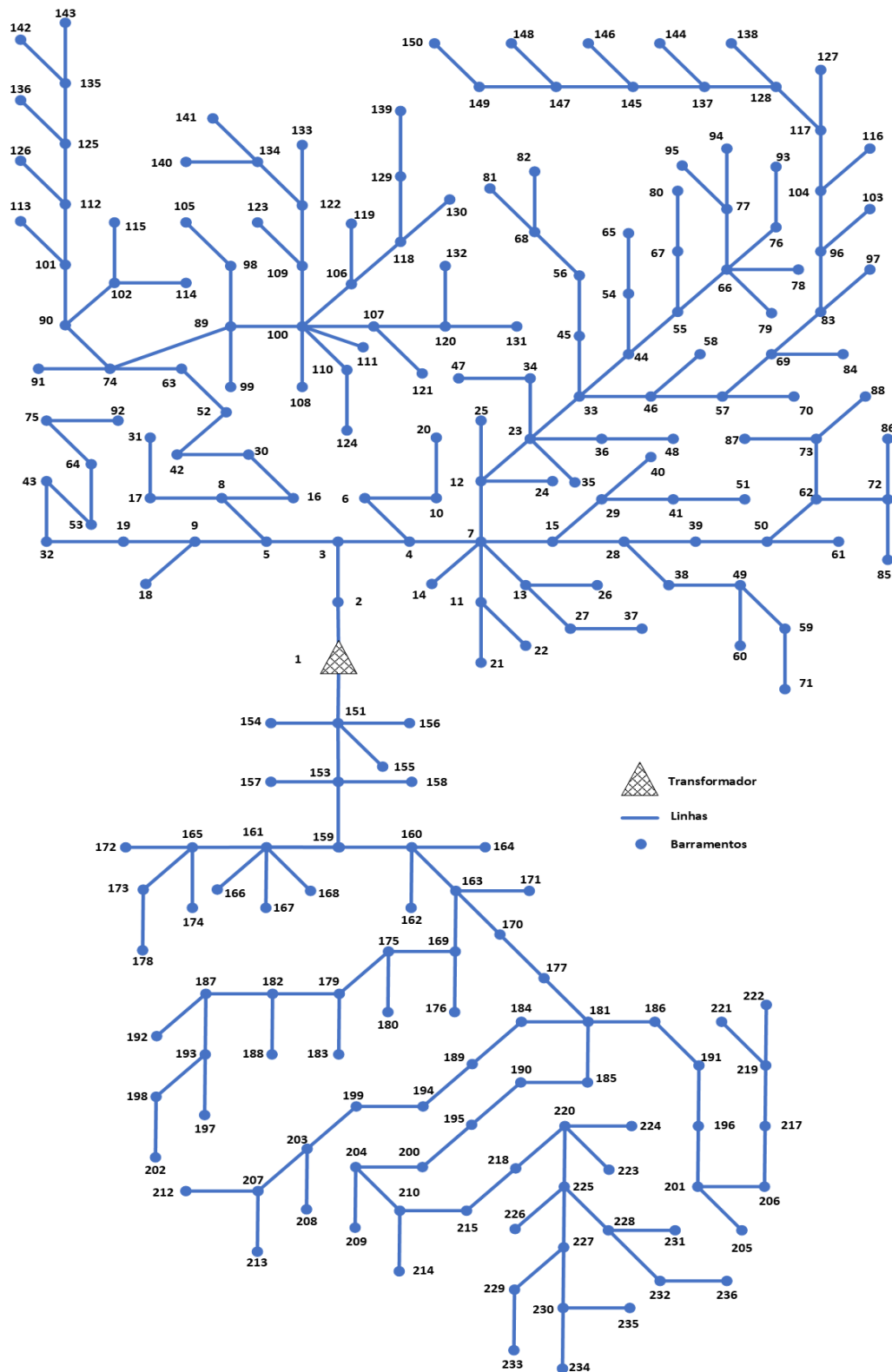


Figura 10 - Representação unifilar da rede de Baixa Tensão (adaptado de [62])

Metodologia

Para a criação dos cenários a implementar na rede de distribuição apresentada no último subcapítulo, foi prevista a associação dos dezasseis consumidores finais a dezasseis barramentos de carga distribuídos pela rede de distribuição, sendo implementada a regra de colocar quatro dos dezasseis consumidores por cada um dos quatro agregadores definidos na rede.

Os cenários seleccionados basear-se-ão na implementação em diferentes consumidores finais de sistemas de produção de energia por autoconsumo através de painéis fotovoltaicos.

Para avaliar o funcionamento da rede elétrica nos vários cenários, será necessário realizar uma simulação de forma a analisar os valores de tensão nos barramentos da rede para identificar possíveis problemas de tensão nos barramentos. Para isso foi necessário começar por determinar que um barramento tem problemas de tensão, quando este apresenta valores de tensão inferiores ou superiores a 5% de 1p.u., isto é, 0,95 p.u. ou 1,05 p.u.

Para a análise foi utilizado o software MATLAB [67] em conjunto com o software MATPOWER [68]. O MATPOWER foi adaptado à rede em estudo e à necessidade de obter dados para um conjunto elevado de períodos.

Será utilizado um algoritmo baseado num dos métodos não lineares de análise de rede, o método de *Newton-Rhapson*. Este é um método iterativo não linear bastante utilizado na análise de sistemas elétricos de energia, que permite através de relativamente poucas iterações, convergir para uma melhor solução do problema.

Para cada agregador foram definidos três cenários diferentes com recurso a Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) instaladas na cobertura das habitações compostas por dois módulos fotovoltaicos com uma potência instalada de 7,5kWp [62].

Para o primeiro cenário será realizada uma simulação da rede em que nenhum dos consumidores finais apresenta sistemas fotovoltaicos, no segundo cenário será considerado que um terço dos consumidores têm instalados sistemas fotovoltaicos e no terceiro cenário será considerado que todos os consumidores finais em estudo, possuem um sistema de fotovoltaico instalado na cobertura das suas habitações.

Os clientes que possuem sistemas de UPAC vão funcionar como *prosumers*, isto é, consumidores que têm a capacidade de produzir e vender energia elétrica com a rede de distribuição. Na figura 11 abaixo é apresentada a rede de distribuição com a informação a verde-claro de quais os barramentos que possuem UPAC no segundo cenário e a verde-escuro os clientes que só possuem UPAC no terceiro cenário.

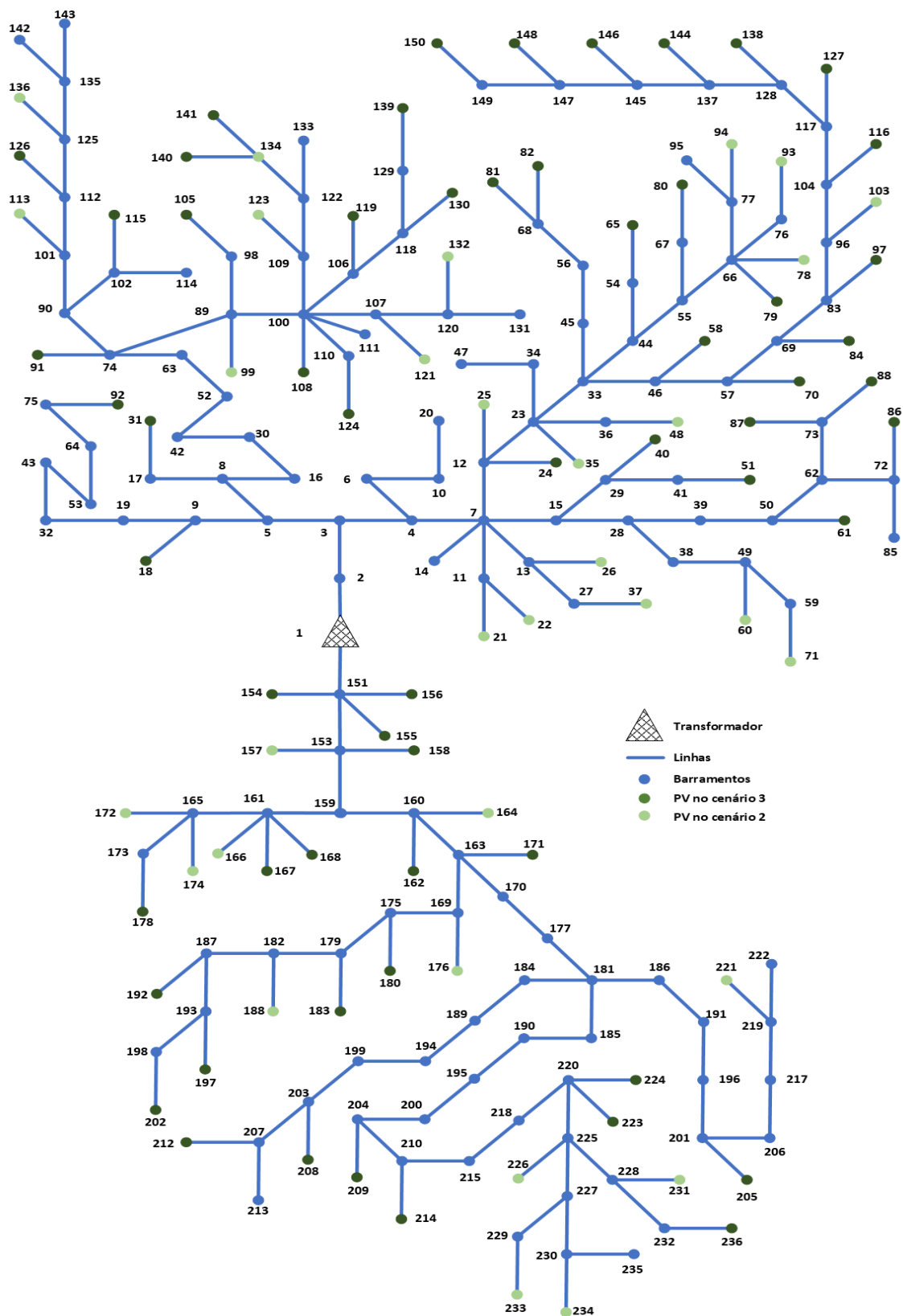


Figura 11 - Representação unifilar da rede de Baixa Tensão com informação sobre os cenários em estudo (adaptado de [62])

No âmbito da realização dos vários casos de estudo será necessário garantir que a simulação inicial da rede, apresenta problemas de tensão nos barramentos, o que resultou no ajuste de alguns valores de consumo de energia de forma a criar mais situações de stresse na rede elétrica.

Foram realizados diferentes ajustes nos valores de consumo de energia utilizados para o primeiro e terceiro cenários, de forma a surgirem problemas de tensão na rede em estudo: o primeiro, considerando 96 consumidores finais sem painéis fotovoltaicos na rede, e o segundo com os 96 consumidores todos com um sistema fotovoltaico instalado nas suas casas.

3.4 Análise económica dos resultados

A metodologia proposta inclui uma análise económica para apoio aos consumidores finais, assim como uma importante análise na qualidade da rede de distribuição elétrica em estudo.

Será utilizado um método de cálculo dos custos finais do consumidor, baseado nos preços de energia elétrica aplicados nos diferentes períodos do dia e a disponibilidade de energia fotovoltaica nesse mesmo período [60].

O consumo de energia num determinado período é calculado a partir da equação (1) abaixo e é representado por $CPE_{procura(p)}$.

$$CPE_{procura(p)} = \sum_{m=1}^M E_{procura(p,m)} \quad (1)$$

onde p é o período específico, m é o índice da máquina, M é o número total de máquinas e $E_{procura(p,m)}$ é a energia consumida num determinado período p na máquina com o índice m .

O custo da energia consumida num determinado é calculado a partir da equação (2) e é representada por $CEC_{procura(p)}$.

$$\begin{cases} 0, se E_{produção(p)} = CPE_{procura(p)} \\ (E_{produção(p)} - CPE_{procura(p)}) \times E_{preço\ de\ venda(p)}, \\ se E_{produção(p)} > CPE_{procura(p)} \\ (CPE_{procura(p)} - E_{produção(p)}) \times E_{preço\ de\ compra(p)}, \\ se E_{produção(p)} < CPE_{procura(p)} \end{cases} \quad (2)$$

onde $E_{produção(p)}$ é a energia produzida que está disponível no período p , $E_{preço\ de\ venda(p)}$ é o preço de venda da energia no período p , $E_{preço\ de\ compra(p)}$ é o preço de compra da energia no período p .

3.5 Conclusões do capítulo

Ao selecionar e tratar os dados de consumo de energia elétrica para este estudo, levando em conta as especificações e características da rede de distribuição em Baixa Tensão, e ao criar casos de estudo que exemplificam o funcionamento do método de transferência de carga, em programas de DR para consumidores finais e agregadores, será possível implementar e demonstrar as vantagens tanto em termos da estabilidade e eficiência da rede elétrica quanto em benefícios económicos para os participantes destes programas.

4 Casos de Estudo

Neste capítulo serão apresentados os casos de estudo desenvolvidos, assim como uma análise e discussão dos resultados obtidos em cada caso de estudo.

No total serão apresentados dois casos de estudo com o objetivo de demonstrar os benefícios da aplicação dos programas de DR baseados na flexibilidade de cargas tanto para a rede de distribuição de energia elétrica quanto para o consumidor final.

Para todos os casos de estudo tratados neste trabalho, considerou-se que o Operador de Distribuição do Sistema (ODS) realizará simulações numa rede de Baixa Tensão (BT), com base nas previsões de consumo dos consumidores de rede. Por meio deste estudo, o ODS verifica se existem problemas de tensão nos barramentos da rede. Caso o ODS detete problemas em algum dos barramentos, este deve determinar a solicitação de DR mais apropriada e, em seguida, encaminhá-la ao agregador para que este a possa executar.

Ao receber a solicitação do Operador o agregador verifica se esse pedido se encontra dentro da sua área de atuação. Em caso afirmativo, o agregador encaminhará o pedido a cada um dos seus clientes com contrato de DR juntamente com as várias condições do pedido. As condições dos pedidos baseiam-se sobretudo na duração das transferências de carga, isto é, por quanto tempo o eletrodoméstico deve estar desligado durante aquele período, nos valores das compensações a dar aos clientes ou qual o percentual de redução é que deve ser feito pelo cliente.

Por fim, cada consumidor final analisará o pedido que o agregador lhe recomenda e tomará a decisão de participar no evento de DR.

No primeiro caso de estudo, considerou-se que a rede de distribuição possuía um único agregador, responsável por agregar todos os participantes do programa, com o objetivo de corrigir potenciais desvios de tensão nos barramentos na rede.

Casos de Estudo

No segundo caso de estudo, os participantes foram distribuídos por quatro agregadores, responsáveis por realizar a troca de informação entre o Operador e os consumidores. Tal como no primeiro caso de estudo, foi inicialmente realizada uma análise dos valores de tensão na rede de distribuição, para corrigir possíveis desvios de tensão nos barramentos. A principal diferença em relação ao caso de estudo anterior é que, neste segundo caso, a análise foi feita para três cenários distintos. No cenário 1, considerou-se que nenhum dos consumidores possui sistema fotovoltaico, no cenário 2, apenas um terço dos consumidores apresenta sistema fotovoltaico e no cenário 3 todos os consumidores possuem sistema fotovoltaico.

Desta forma, foi possível verificar como os consumidores que atuam como *prosumers* podem auxiliar na correção de problemas de tensão que surgem nos barramentos devido a picos de consumo na rede de distribuição elétrica.

No segundo caso de estudo, foi ainda realizada uma análise económica com o objetivo de avaliar de que forma a participação dos consumidores no evento de DR influenciou o custo total a pagar por cada consumidor. Foram comparados dois cenários. No primeiro, todos os participantes possuem sistema fotovoltaico, enquanto no segundo, nenhum possui sistema fotovoltaico. Esta análise permitiu também verificar de que modo a participação como *prosumer* pode impactar os custos totais a pagar por cada consumidor.

Este último caso de estudo foi realizado apenas para os agregadores 2 e 4, pois nos agregadores 1 e 3 não foram identificados problemas de desvios de tensão que comprometessem a continuidade da rede em análise. A ausência de problemas nos agregadores 1 e 3 pode estar relacionada com a forma como os consumidores foram distribuídos entre os diferentes agregadores e com a sua localização na rede de distribuição.

Na tabela 2 abaixo, é possível verificar as características dos casos de estudo considerados neste trabalho.

Tabela 2 - Características dos casos de estudo considerados

Caso de estudo	Agregador	Cenários
Caso de estudo 1	Único	-
Caso de estudo 2	2	Nenhum dos clientes possui sistema fotovoltaico
		Um terço apresenta sistema de fotovoltaico
		Todos possuem sistema de fotovoltaico
	4	Nenhum dos clientes possui sistema fotovoltaico
		Um terço apresenta sistema de fotovoltaico
		Todos possuem sistema de fotovoltaico

4.1 Caso de estudo 1

O principal objetivo deste caso de estudo é corrigir desvios de tensão que possam surgir nos vários barramentos da rede em estudo. Para isso, foi necessário começar por determinar que um barramento tem problemas de tensão, quando este apresenta valores de tensão inferiores ou superiores a 5% de 1p.u., isto é, 0,95 p.u. ou 1,05 p.u.

Após a determinação dos valores de tensão que provocariam problemas na rede, procedeu-se à realização da simulação onde foi possível confirmar problemas de tensão em cinco barramentos da rede.

Os barramentos com problemas de tensão são os barramentos número 146, 147, 148 e 149 no período 139 e o barramento 150 no período 140. A figura 12 abaixo apresenta as variações nos valores de tensão nos cinco barramentos para os vários períodos de dois dias.

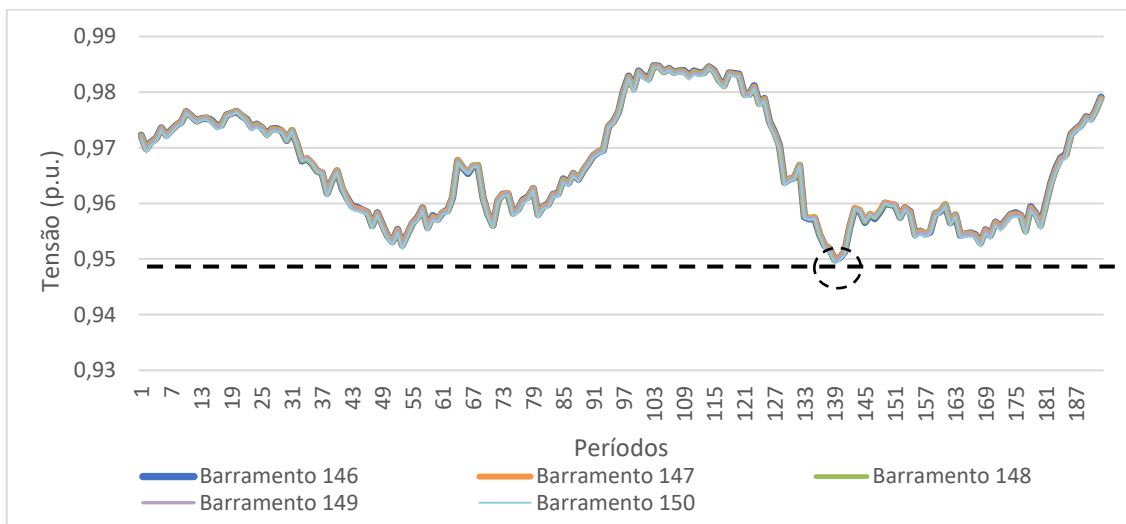


Figura 12 - Variação dos valores de tensão nos cinco barramentos com problemas de tensão

A figura 12 mostra que, nos períodos 139 e 140, os cinco barramentos selecionados apresentam valores de tensão inferiores a 0,95 p.u. Os detalhes desses valores de tensão nos barramentos 146 a 150 nos períodos 139 e 140 estão apresentados na tabela 3 abaixo.

Tabela 3 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 139 e 140 do caso de estudo 1

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos	
	139	140
146	0,9498	0,9502
147	0,9498	0,9503
148	0,9496	0,9501
149	0,9497	0,9501
150	0,9492	0,9497

Uma vez que estes barramentos ultrapassam o limite mínimo de 0,95p.u. para os valores de tensão, foi necessário proceder a um pedido de *Demand Response* de forma a corrigir e manter os valores de tensão dentro de níveis estipulados e aceitáveis para o correto funcionamento da rede elétrica.

Dos vários clientes com contrato de DR com o agregador, foram selecionados os clientes 58 e 60 para responderem ao pedido de DR realizado, já que estes clientes apresentam equipamentos a consumir energia durante os períodos 139 e 140.

Para realizar o pedido, será necessário efetuar uma transferência das cargas que estariam a funcionar durante os períodos com problemas de tensão, para períodos com valores de tensão que se mantivessem dentro dos limites estipulados anteriormente, neste caso acima dos 0,95p.u.

Para além da seleção dos clientes, é necessário definir também as cargas a utilizar para reduzir a procura indesejada de energia, que acontece nos períodos onde está a haver problemas de tensão.

Na tabela 4 é possível verificar as características dos clientes e as cargas selecionadas para o reescalonamento. Os clientes selecionados apresentam uma tarifa contratada do tipo bi-horária.

Tabela 4 - Características dos consumidores e das cargas selecionadas no caso de estudo 1

Cientes	Potência contratada (kVA)	Cargas selecionadas
Cliente 58	10,35	Máquina de Secar Roupa
		Máquina de Lavar roupa
Cliente 60	3,45	Máquina de Secar Roupa

Na tabela 5 abaixo são apresentados os valores de consumo de energia em kWh que os equipamentos que os clientes 58 e 60 estavam a consumir entre os períodos 139 e 140.

Tabela 5 - Energia consumida pelos clientes 58 e 60 durante os períodos 139 a 140

Clientes	Cargas Selecionadas	Energia consumida (kWh)
139	Cliente 58 – Máquina de Secar Roupas	5,03
	Cliente 60 – Máquina de Lavar Roupas	1,09
	Cliente 60 – Máquina de Secar Roupas	0,96
140	Cliente 58 – Máquina de Secar Roupas	1,10
	Cliente 60 – Máquina de Lavar Roupas	0,07
	Cliente 60 – Máquina de Secar Roupas	1,28

Também na figura 13 é possível observar os períodos de funcionamento de cada equipamento antes da realização da transferência de cargas.

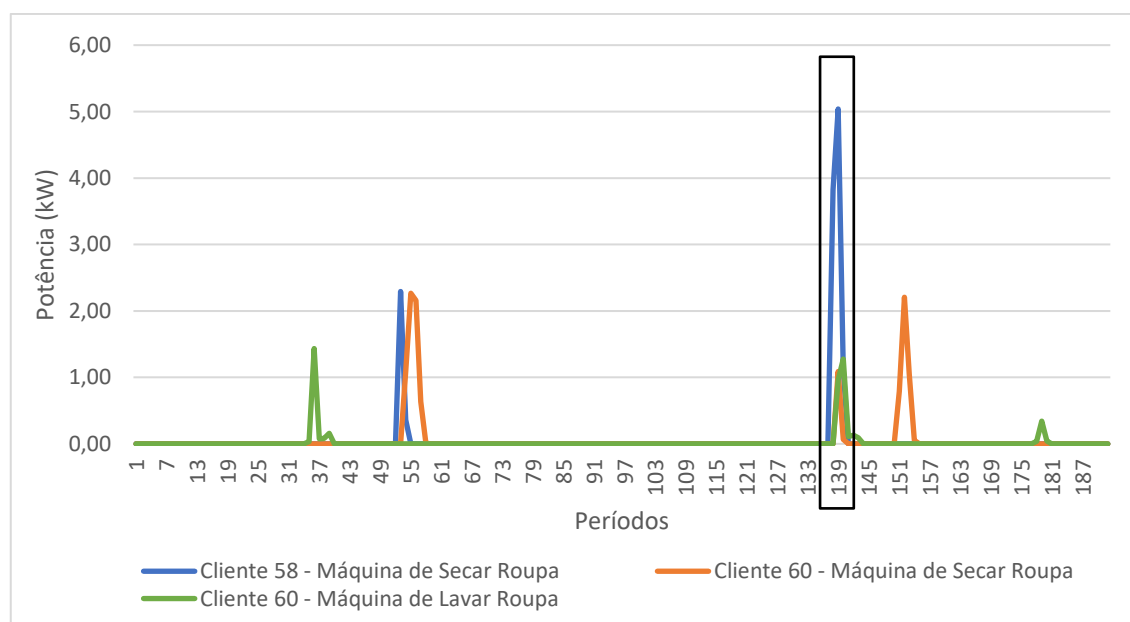


Figura 13 - Período de funcionamento das cargas antes do reescalamento

Como é possível verificar ao comparar a tabela 5 e figura 13, todos os equipamentos selecionados para a realização da transferência de carga têm um ciclo de funcionamento, nos períodos que coincidem com os períodos onde se verificam problemas de tensão.

Após a realização do reescalamento das cargas, para que estas passem a funcionar em períodos fora das horas de pico de consumo da rede, foi possível obter o gráfico apresentado na Figura 14 abaixo. Foi considerado que as cargas selecionadas deveriam passar a funcionar entre as 00h00 e as 08h00, já que, como mencionado anteriormente no capítulo 3.2, o custo de

Casos de Estudo

energia será 0,0869€ mais barato do que durante as 08h15 e as 22h00 e por sua vez fora das horas de pico de consumo na rede elétrica.

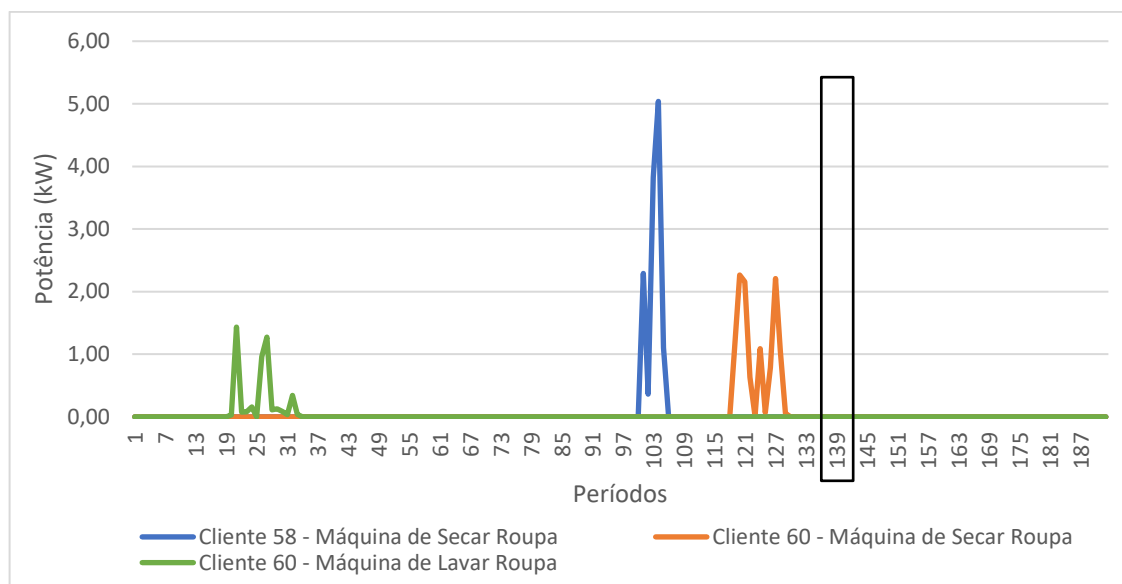


Figura 14 - Período de funcionamento das cargas após reescalonamento

Conforme o apresentado na Figura 14, é possível verificar que a transferência de carga foi realizada para os períodos de madrugada dos dois dias, isto é, entre os períodos 1 a 33 e 97 a 129, que são as alturas em que a rede apresenta menor congestionamento e menor custo pelo consumo de energia, devido à tarifa bi-horária.

Na Figura 15 é possível verificar a variação dos valores de tensão, nos cinco barramentos ao longo dos dois dias de estudo, depois do acontecimento de reescalonamento das cargas previamente selecionadas para cada um dos clientes.

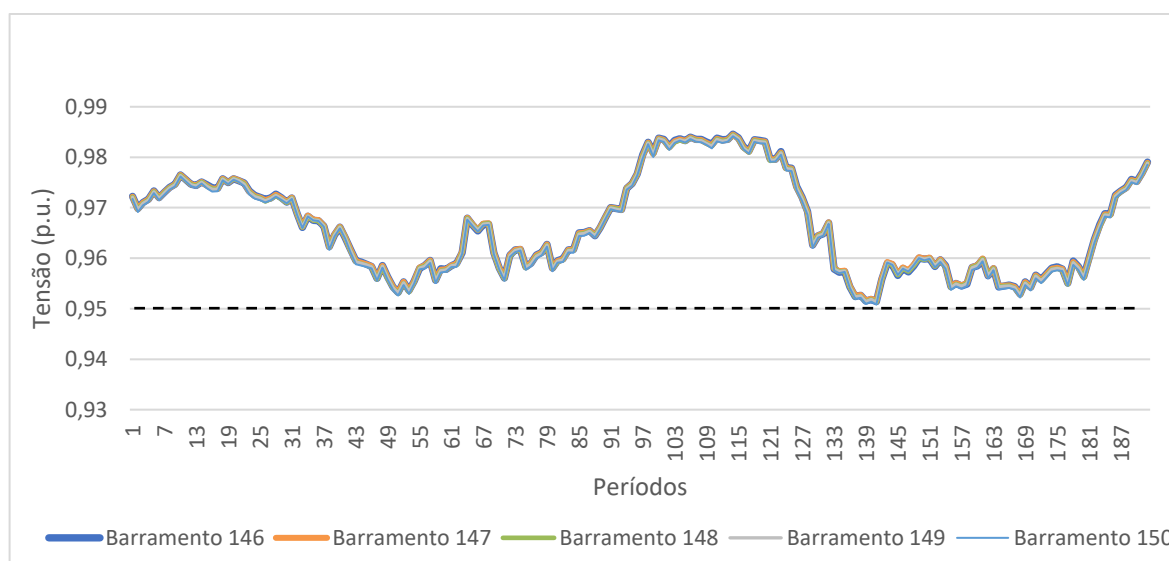


Figura 15 - Variação da tensão ao longo dos barramentos 146, 147, 148, 149 e 150 após o reescalonamento

Ao comparar a Figura 15 e a Figura 12, é possível verificar que, ao realizar a transferência de cargas foi possível corrigir os problemas de tensão apresentados inicialmente, passando os valores de tensão dos barramentos a se encontrarem dentro dos limites previamente estabelecidos de 1,05p.u. e 0,95 p.u. Na tabela 6 abaixo, é possível verificar que os valores de tensão que anteriormente se encontravam abaixo de 0,95 p.u., conforme o apresentado na tabela 3, após o reescalonamento esses mesmos valores de tensão já se encontram dentro do limite de 0,95p.u.

Tabela 6 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 139 e 140 do caso de estudo 1

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos	
	139	140
146	0,9515	0,9518
147	0,9516	0,9519
148	0,9514	0,9518
149	0,9513	0,9518
150	0,9595	0,9514

4.2 Caso de Estudo 2

Neste caso de estudo, foi proposto que a rede de distribuição elétrica seja dividida em quatro agregadores diferentes. Conforme apresentado no subcapítulo 3.4., foi prevista a associação de dezasseis consumidores finais, a dezasseis barramentos de carga distribuídos pela rede de distribuição, implementando a regra de colocar quatro dos dezasseis consumidores por cada um dos quatro agregadores definidos na rede.

Após estabelecer este pressuposto, foram criados os três cenários com recurso a Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC), compostas por dois módulos fotovoltaicos com uma potência instalada de 7,5kWp [62]. Estes cenários foram depois implementados nos agregadores 2 e 4. Os agregadores 1 e 3 não foram considerados, uma vez que, devido à sua distribuição na rede de distribuição elétrica, nenhum dos seus clientes apresentava problemas de desvios de tensão que pudessem trazer problemas de continuidade na rede em estudo.

No primeiro cenário, foi considerada uma rede de distribuição sem a inclusão de nenhum sistema de UPAC instalado nas habitações dos vários consumidores, para o segundo cenário foi considerado que um terço dos consumidores finais possuía um sistema de UPAC, isto é, 32 habitações com dois módulos fotovoltaicos instalados na sua cobertura e no último cenário foi considerada a situação em que todos os 96 consumidores finais possuíam o sistema de UPAC.

Este caso de estudo tem como principais objetivos corrigir desvios de tensão que possam surgir nos vários barramentos da rede, adotando o mesmo método definido no caso de estudo 1, analisar as disparidades nos custos finais de energia, se os clientes participassem ou não no programa de DR, se estes produzissem sistemas fotovoltaicos e avaliar o papel dos *prosumers* na garantia de continuidade de serviço da rede e o papel dos agregadores no processo.

4.2.1 Cenário no Agregador 2

Utilizando os dados de consumo dos clientes que pertencem ao agregador 2, procedeu-se à simulação da rede para verificar os problemas de tensão que podem ocorrer nos barramentos, para os três cenários explicados anteriormente.

Para o cenário em que nenhum cliente possui painéis fotovoltaicos foram detetados problemas de tensão nos barramentos 145 a 150, particularmente nos períodos 50 e 51, conforme o demonstrado na tabela 7 abaixo e nas figuras 16 a 21.

Tabela 7 - Valores de tensão antes do reescalamento nos períodos 50 a 51 do cenário 1, agregador 2

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos	
	50	51
145	0,9506	0,9496
146	0,9503	0,9492
147	0,9502	0,9490
148	0,9499	0,9488
149	0,9500	0,9489
150	0,9495	0,9485

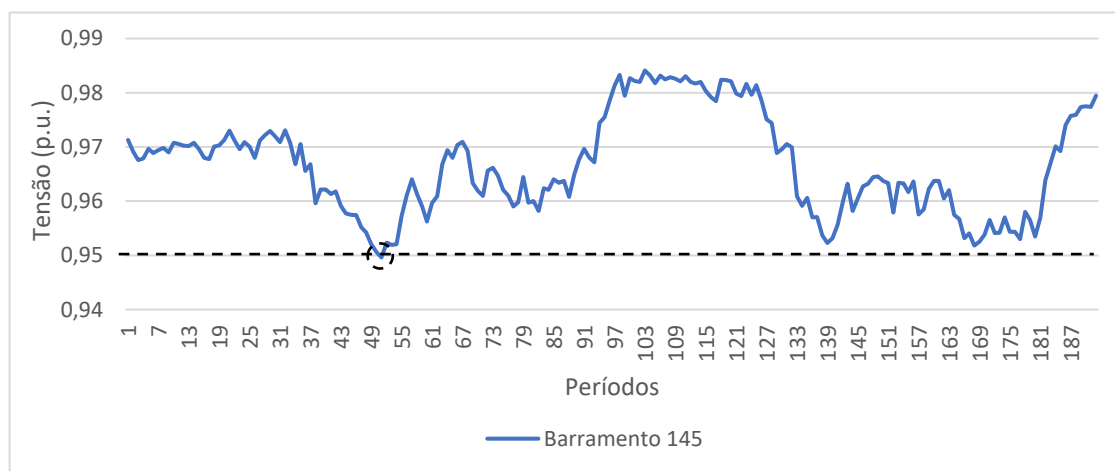


Figura 16 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

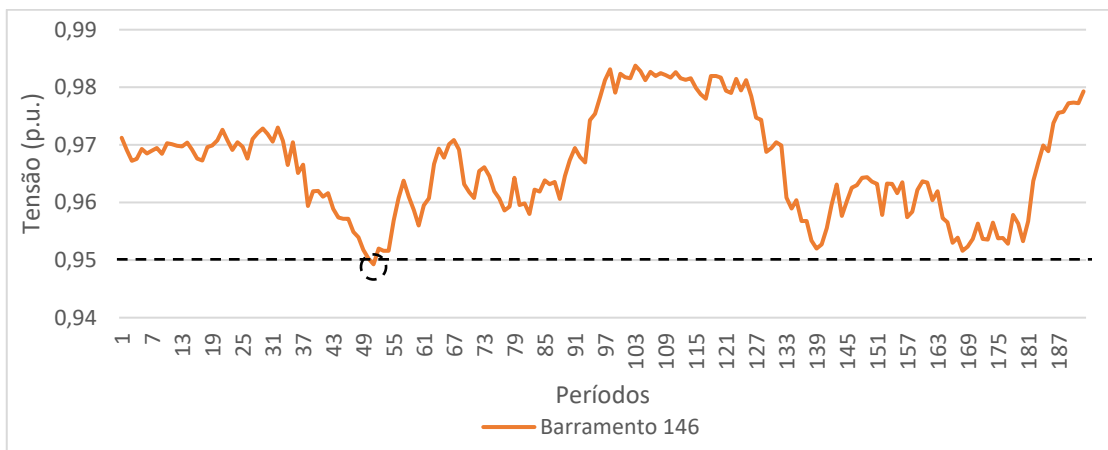


Figura 17 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

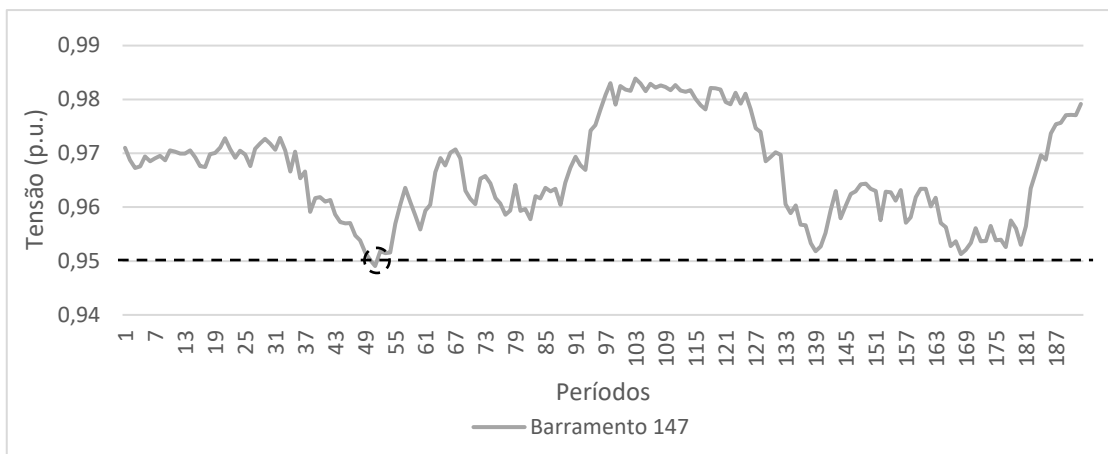


Figura 18 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

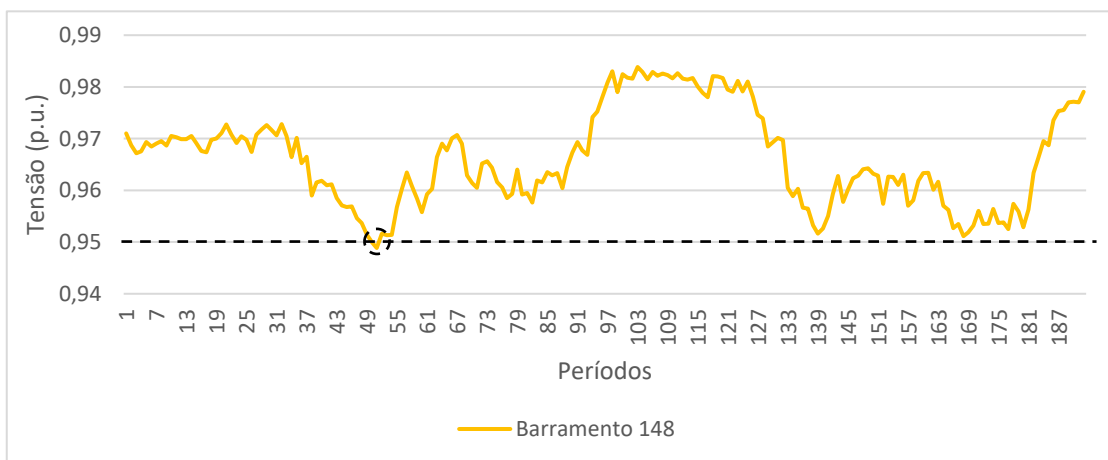


Figura 19 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 antes do reescalamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

Casos de Estudo

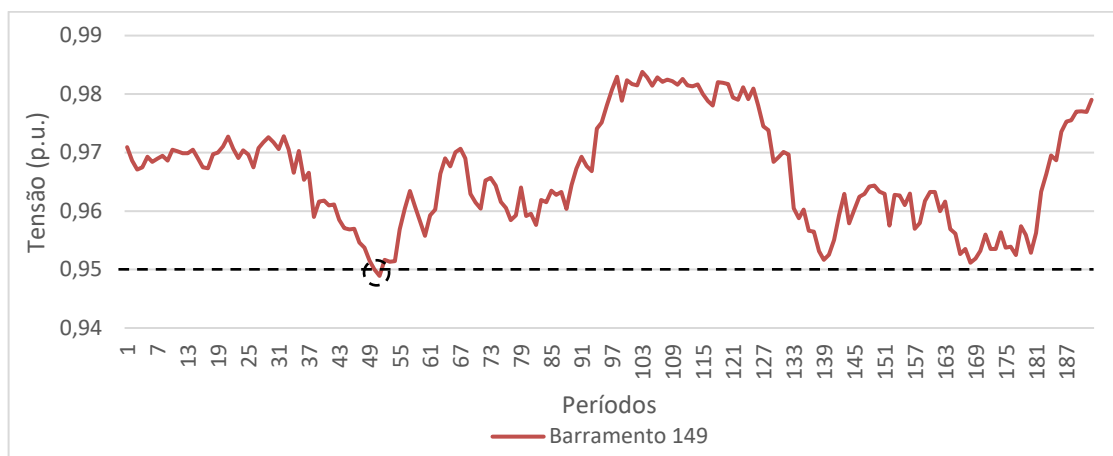


Figura 20 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 antes do reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

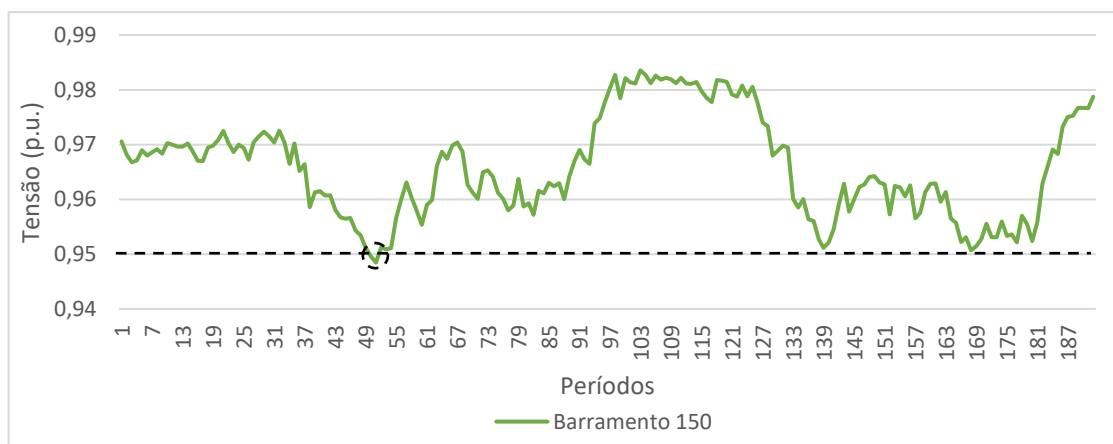


Figura 21 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 antes do reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

No cenário em que 32 clientes possuem painéis fotovoltaicos, isto é, no cenário 2, foram detetados problemas de tensão nos barramentos 145 a 150 nos períodos 50 e 51, conforme o demonstrado na tabela 8 abaixo e nas figuras 22 a 27.

É importante também salientar que, conforme indicado no capítulo 3.4, para este cenário 2 foram aleatoriamente considerados sistemas fotovoltaicos em 13 clientes.

Tabela 8 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 50 a 51 do cenário 2, agregador 2

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos	
	50	51
145	0,9507	0,9497
146	0,9504	0,9494
147	0,9503	0,9492
148	0,9500	0,9490
149	0,9501	0,9490
150	0,9497	0,9486

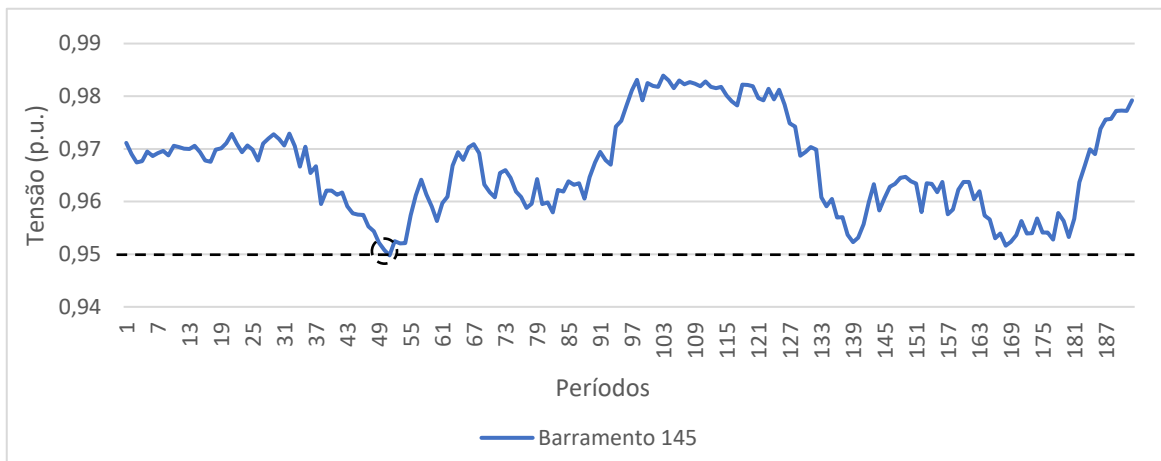


Figura 22 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

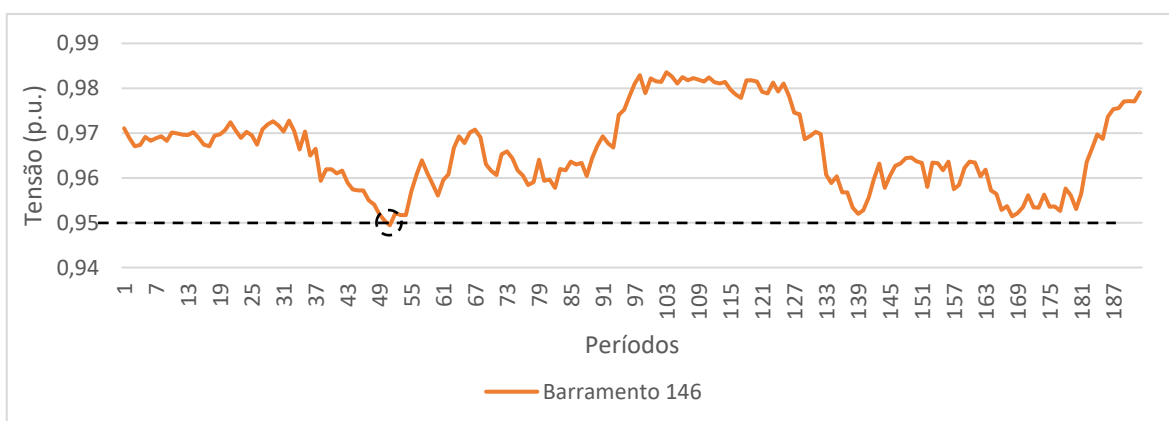


Figura 23 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

Casos de Estudo

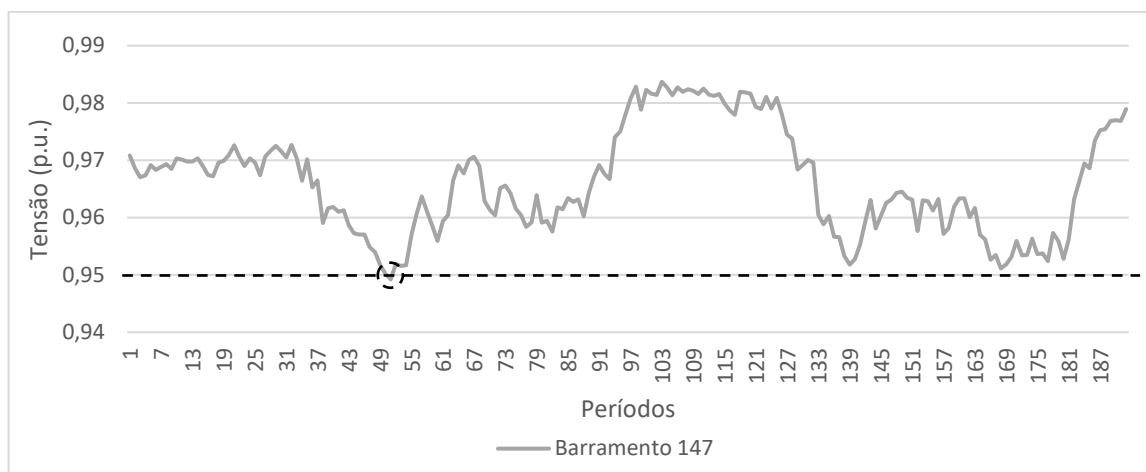


Figura 24 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

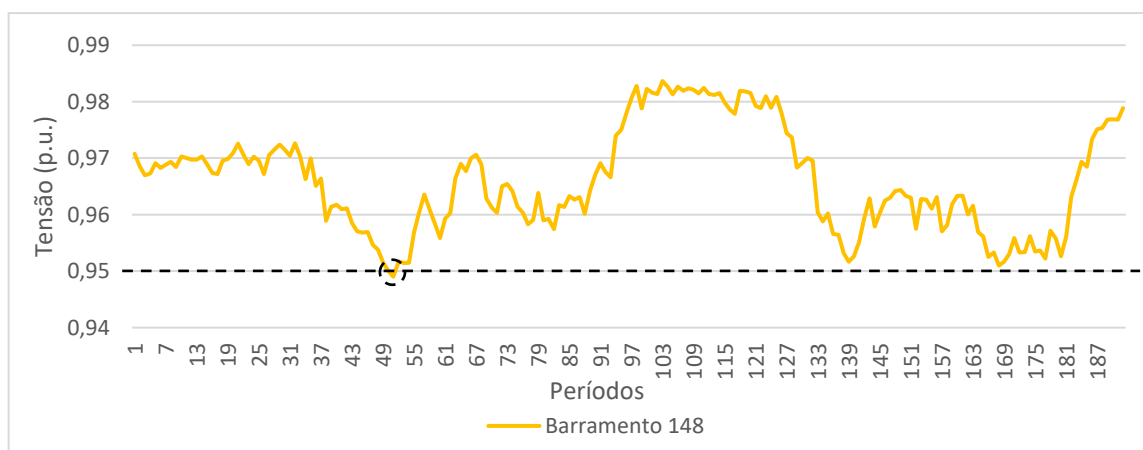


Figura 25 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

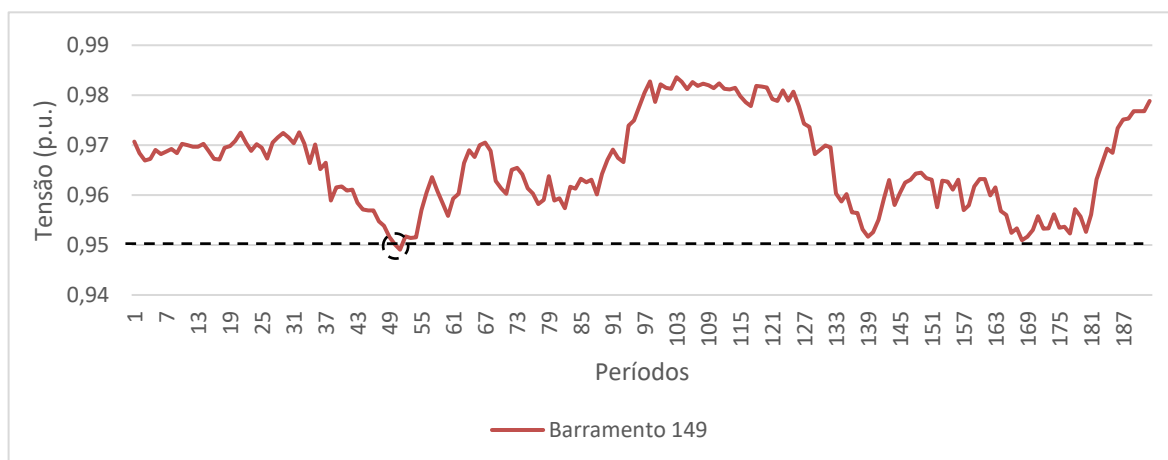


Figura 26 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

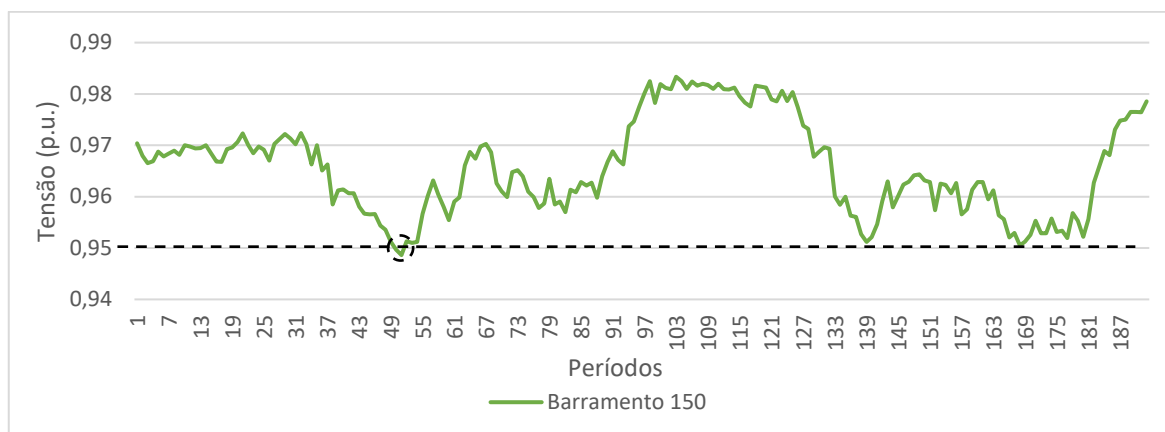


Figura 27 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 antes do reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

No cenário 3, onde todos os clientes estão equipados com sistemas fotovoltaicos, os mesmos dados de consumo utilizados nos cenários 1 e 2 não revelaram problemas de tensão nos barramentos. Esta situação pode ser explicada pelo facto de neste cenário todos os clientes se tornam *prosumers*, isto é, consomem e produzem energia. Isso influenciou a mudança nos níveis de tensão na rede, uma vez que os períodos críticos de tensão nos cenários 1 e 2, às 12h15 e 12h30, coincidem com os picos de geração de energia solar. Neste cenário, uma vez que todos os clientes contribuem com energia para a rede durante os períodos de pico, evita-se assim a ocorrência de problemas de tensão.

De forma a tornar o estudo mais interessante, foi preciso ajustar os valores de consumo inicialmente obtidos, a fim de identificar eventuais problemas de tensão neste cenário.

Sendo assim com os novos valores de consumo, no cenário 3, em que todos os clientes possuem sistemas de painéis fotovoltaicos, foram detetados problemas de tensão nos barramentos 145 a 150 nos períodos 50, 51, 168, 169 e 180, conforme é possível verificar na tabela 9 e nas figuras 28 a 33.

Tabela 9 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 50, 51, 168, 169 e 180 do cenário 3, agregador 2

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos				
	50	51	168	169	180
145	0,9496	0,9506	0,9505	0,9505	0,9508
146	0,9493	0,9503	0,9503	0,9503	0,9506
147	0,9491	0,9501	0,9500	0,9500	0,9503
148	0,9489	0,9499	0,9498	0,9498	0,9501
149	0,9490	0,9499	0,9498	0,9498	0,9501
150	0,9486	0,9495	0,9494	0,9494	0,9497

Casos de Estudo

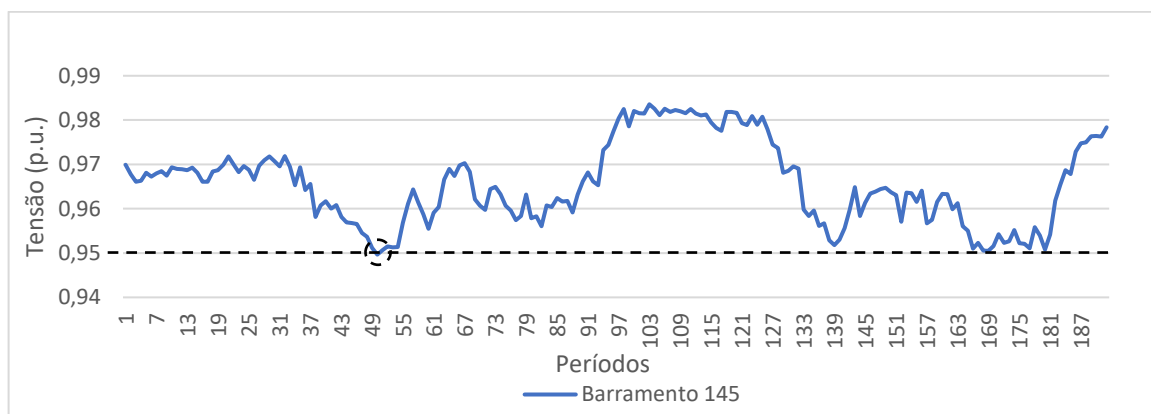


Figura 28 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

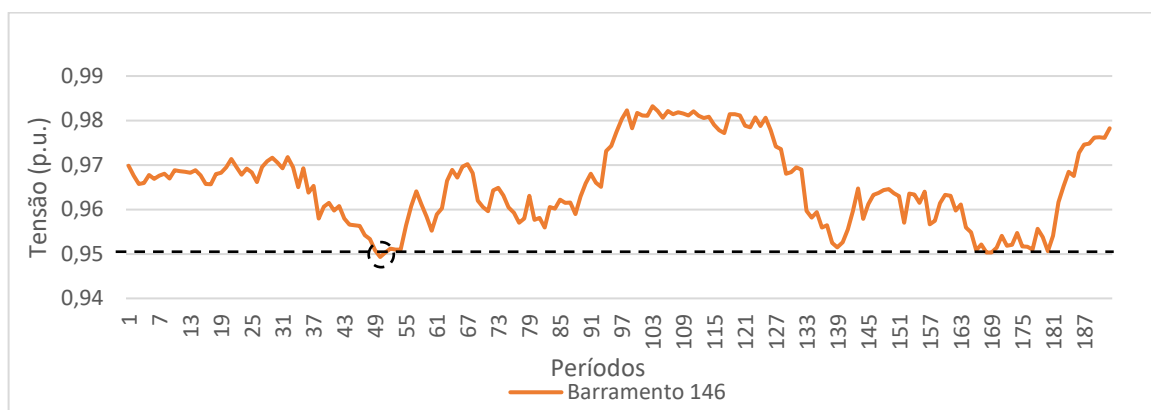


Figura 29 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

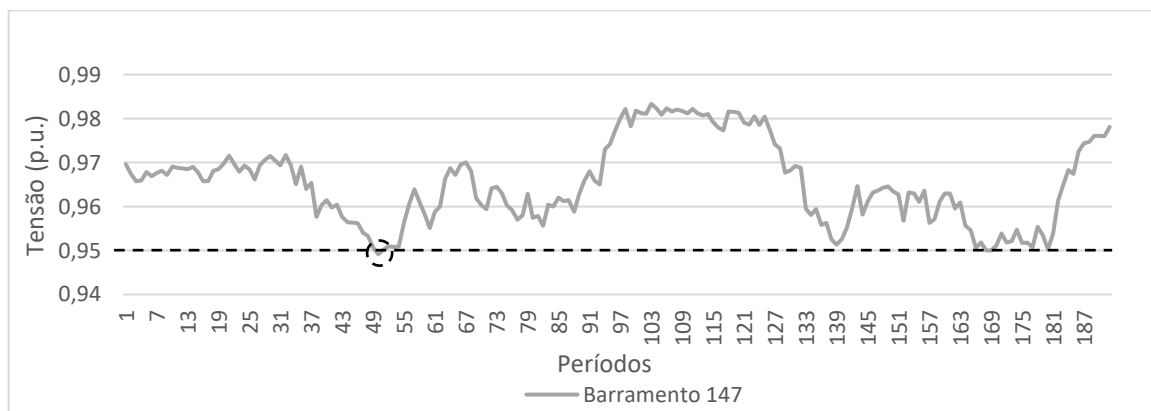


Figura 30 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

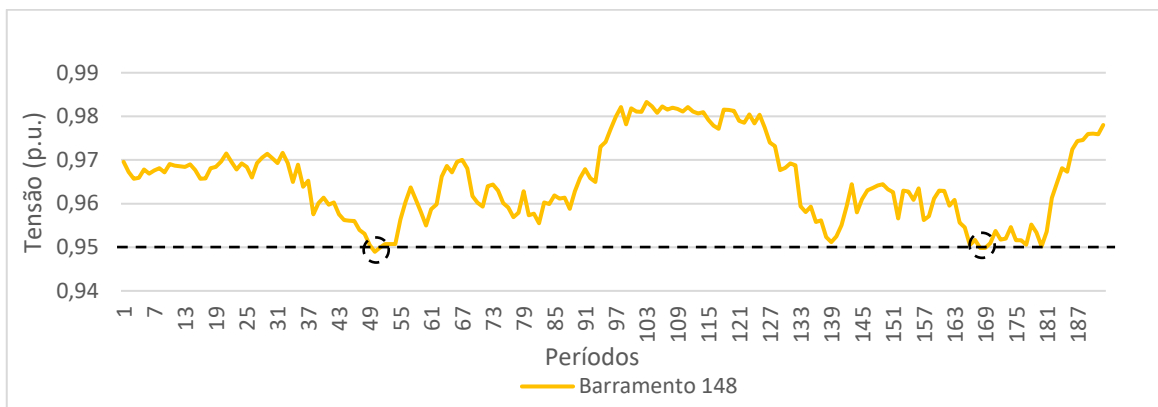


Figura 31 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

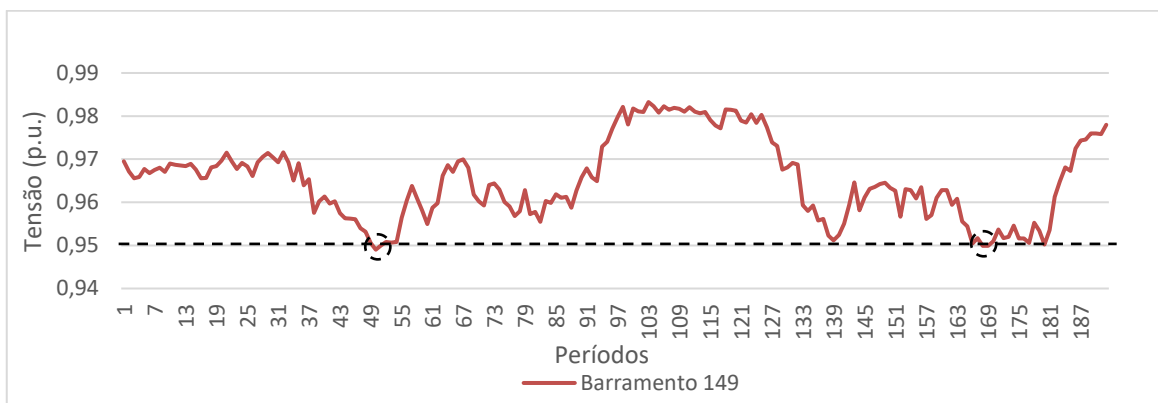


Figura 32 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

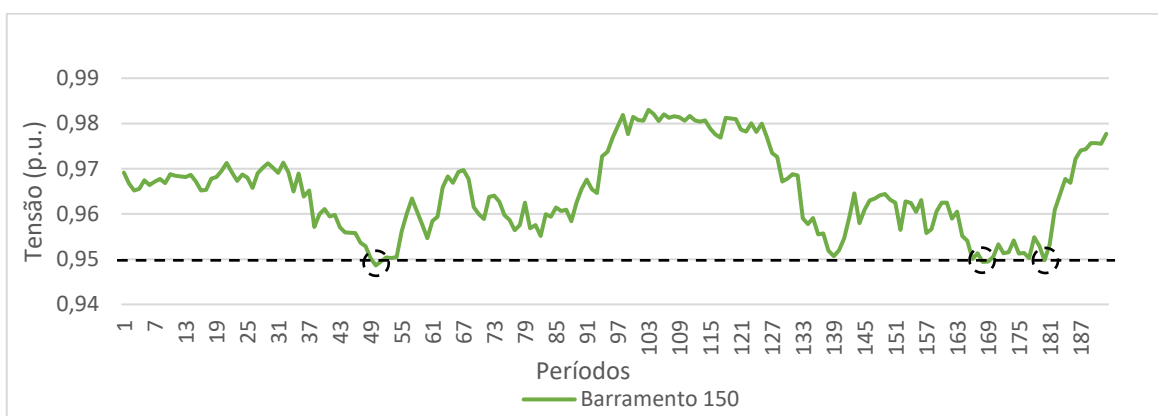


Figura 33 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 antes do reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

Casos de Estudo

Ao analisar novamente as tabelas 7, 8 e 9 é possível verificar, que existem valores de tensão inferiores a 0,95 p.u. nos seis barramentos selecionados. Conforme o caso de estudo 1, será agora necessário proceder a um pedido de *Demand Response*, de forma a corrigir e manter os valores de tensão dentro dos níveis estipulados e aceitáveis, para o correto funcionamento da rede elétrica.

Para o pedido de DR foi necessário selecionar quatro clientes do agregador 2, uma vez que estes apresentavam equipamentos a consumir energia durante os períodos onde a rede apresentou valores de tensão abaixo dos 0,95p.u. Na tabela 10 abaixo estão apresentadas as características dos clientes e as cargas selecionadas para o reescalamento. Os clientes selecionados apresentam uma tarifa contratada do tipo bi-horária e todas as cargas selecionadas apresentam consumos de energia durante os períodos com problemas de tensão na rede.

Tabela 10 - Características dos consumidores e das cargas selecionadas no agregador 2

Clientes	Potência contratada (kVA)	Cargas selecionadas
Cliente 58	10,35	Máquina de Lavar Louça
		Máquina de Lavar Roupa
		Máquina de Secar Roupa
Cliente 59	10,35	Máquina de Lavar Louça
		Máquina de Lavar Roupa
		Máquina de Secar Roupa
Cliente 60	3,45	Máquina de Lavar Louça
		Máquina de Lavar Roupa
		Máquina de Secar Roupa
Cliente 61	6,90	Máquina de Lavar Louça
		Máquina de Secar Roupa

Na figura 34 é possível observar os períodos de funcionamento de cada equipamento antes da realização da transferência de cargas.

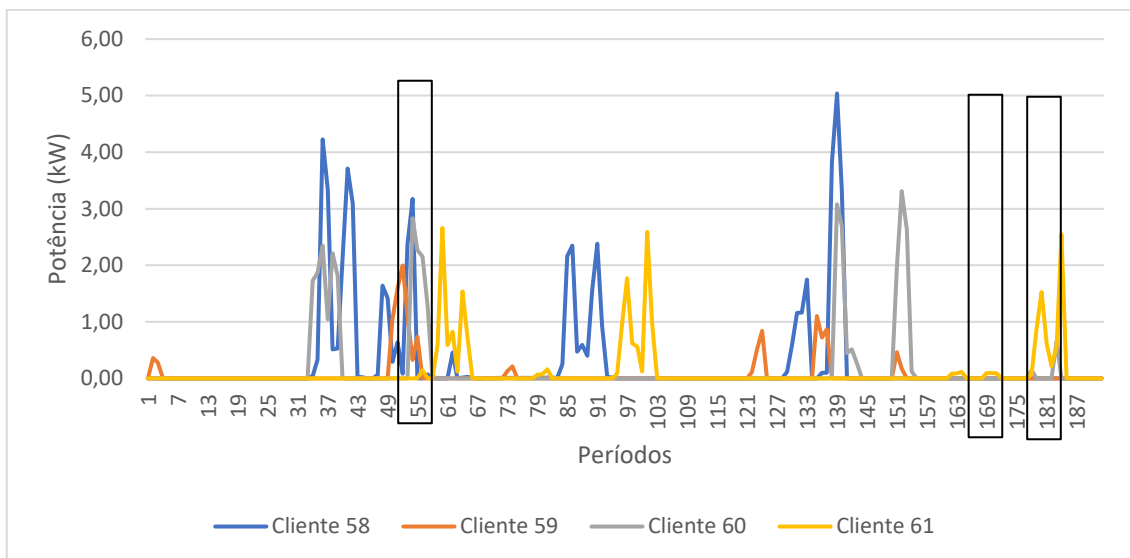


Figura 34 - Período de funcionamento das cargas antes do reescalonamento no agregador 2

Como é possível verificar ao observar a figura 34, todos os clientes selecionados para a realização da transferência de carga, têm um ciclo de funcionamento nos períodos que coincidem com os períodos onde se verificam problemas de tensão na rede.

Ao realizar o reescalonamento das cargas, para que estas passem a funcionar em períodos onde não existem problemas de tensão, foi possível obter o gráfico apresentado na figura 35 abaixo.

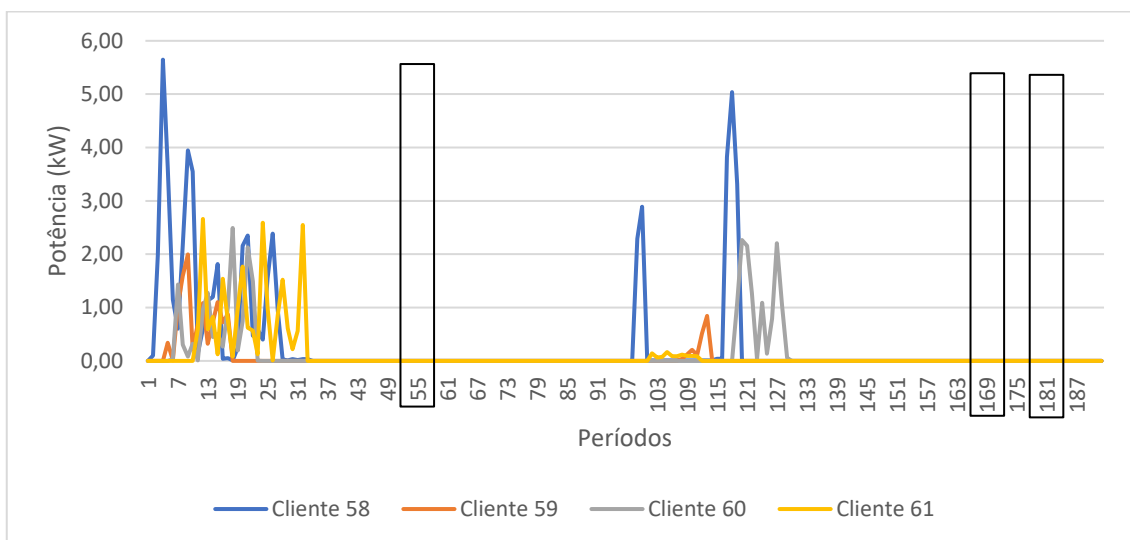


Figura 35 - Período de funcionamento das cargas após o reescalonamento no agregador 2

Conforme o apresentado na figura 35 e conforme o realizado no caso de estudo 1, foi considerado que as cargas selecionadas deveriam passar a funcionar entre as 00h00 e as 08h00, já que o custo de energia será 0,0869€ mais barato, do que durante as 08h15 e as 22h00 e por sua vez fora das horas de pico de consumo na rede elétrica.

Casos de Estudo

Nas tabelas 11 a 13 e nas figuras 36 a 53 é possível verificar a variação dos valores de tensão nos seis barramentos ao longo dos dois dias de estudo, depois do acontecimento de reescalonamento das cargas previamente selecionadas para cada um dos clientes.

Tabela 11 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 50 a 51 do cenário 1, agregador 2

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos	
	50	51
145	0,9515	0,9510
146	0,9512	0,9508
147	0,9510	0,9505
148	0,9508	0,9503
149	0,9508	0,9503
150	0,9504	0,9499

O valor de tensão 0,9499 p.u. presente na tabela 11, referente ao barramento 150 no período 51, uma vez que se encontra muito próximo do valor limite de 0,95 p.u., este foi desprezado como um valor que pudesse causar problemas significativos na rede de distribuição elétrica.

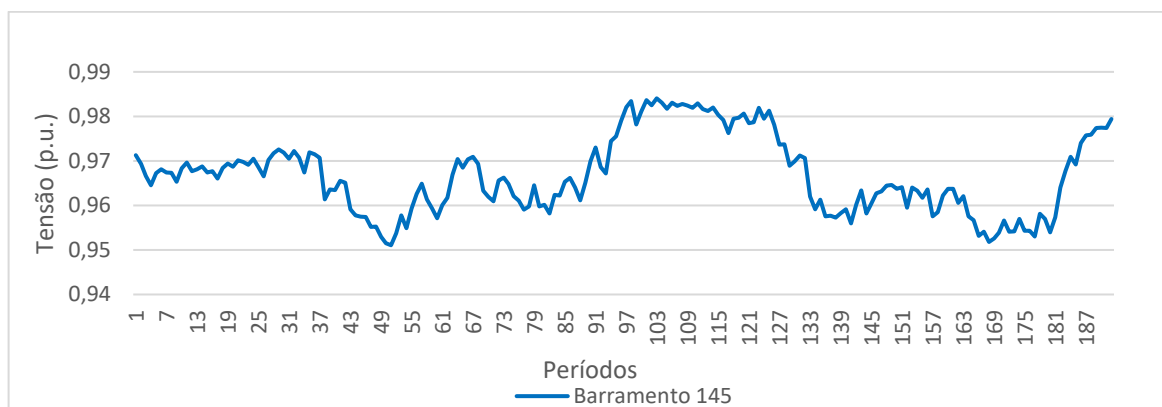


Figura 36 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

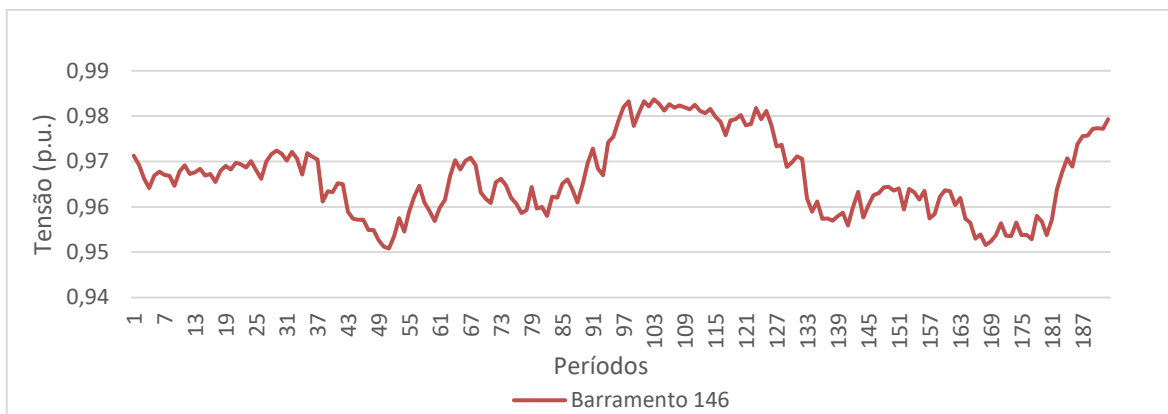


Figura 37 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

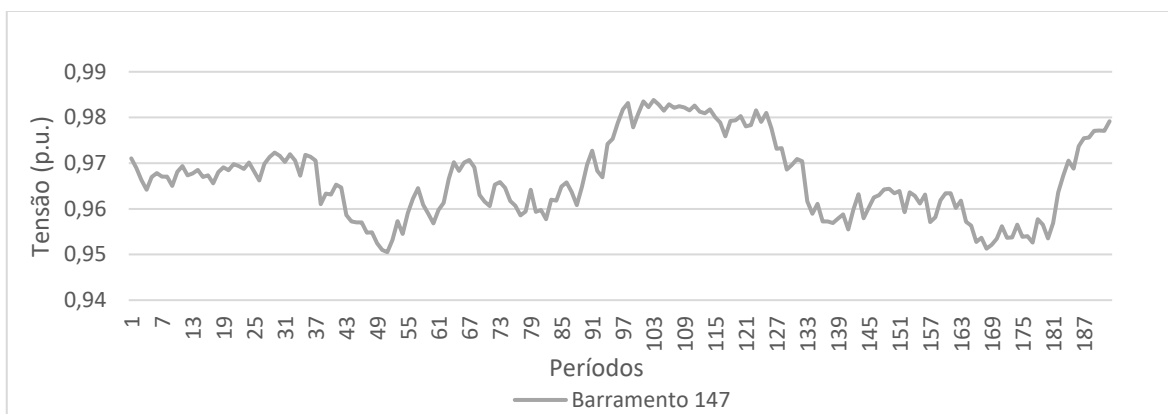


Figura 38 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

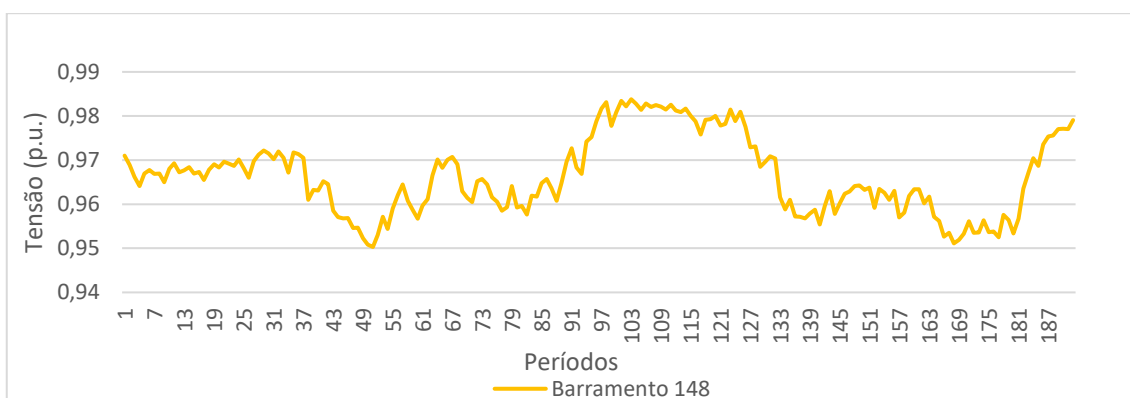


Figura 39 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

Casos de Estudo

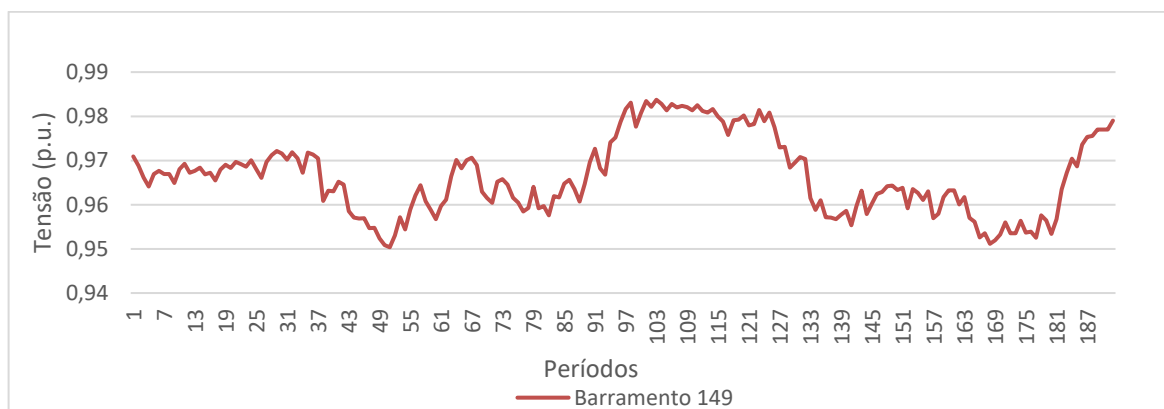


Figura 40 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

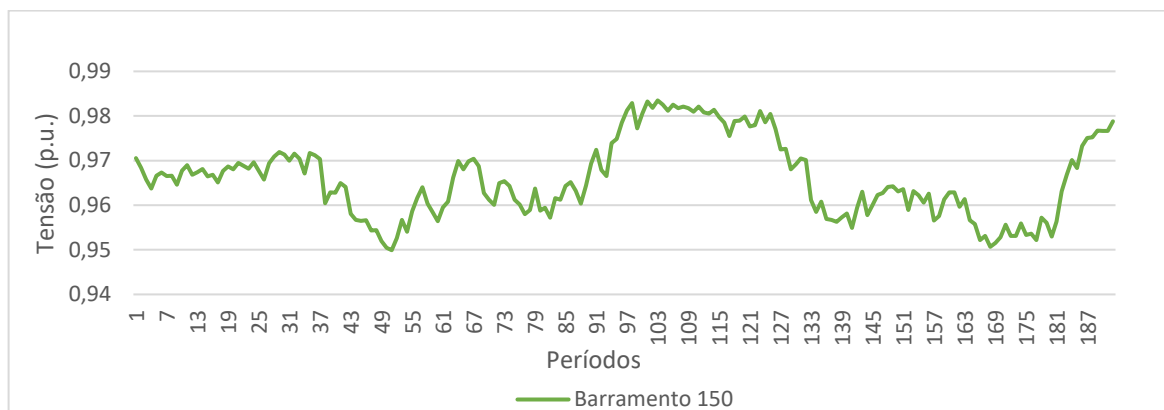


Figura 41 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 após o reescalonamento para o cenário sem fotovoltaicos do agregador 2

Tabela 12 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 50 a 51 do cenário 2, agregador 2

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos	
	50	51
145	0,9516	0,9512
146	0,9513	0,9509
147	0,9511	0,9506
148	0,9509	0,9504
149	0,9509	0,9505
150	0,9506	0,9500

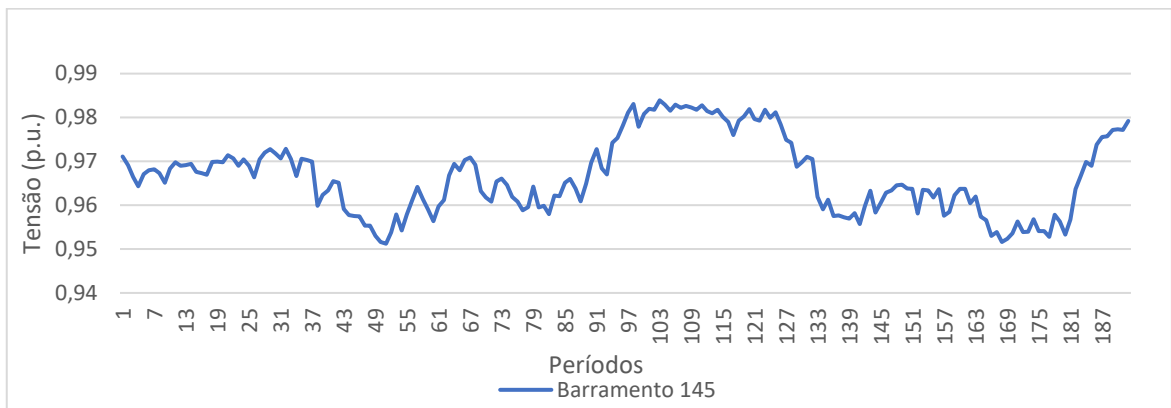


Figura 42 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

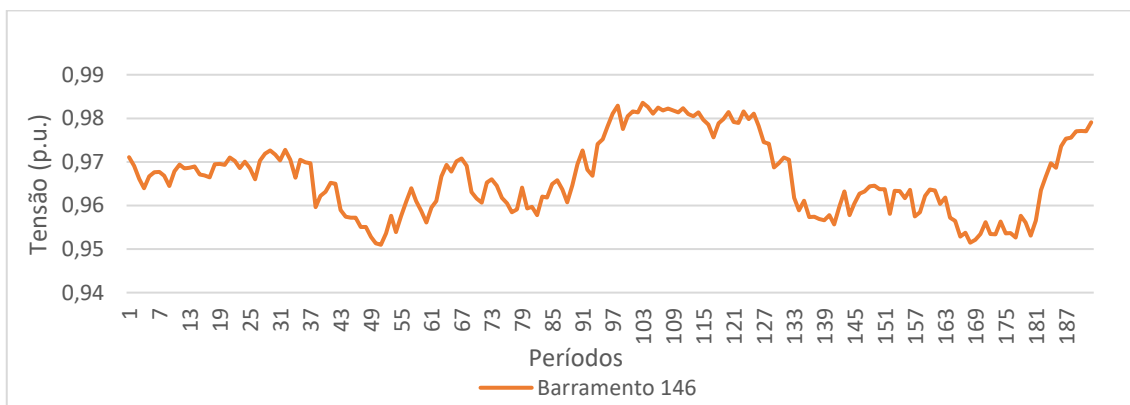


Figura 43 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

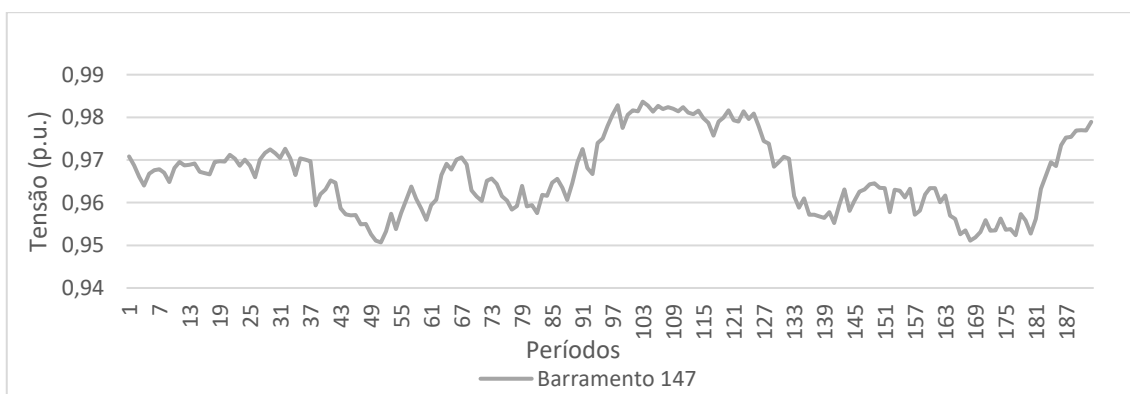


Figura 44 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 após o reescalonamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

Casos de Estudo

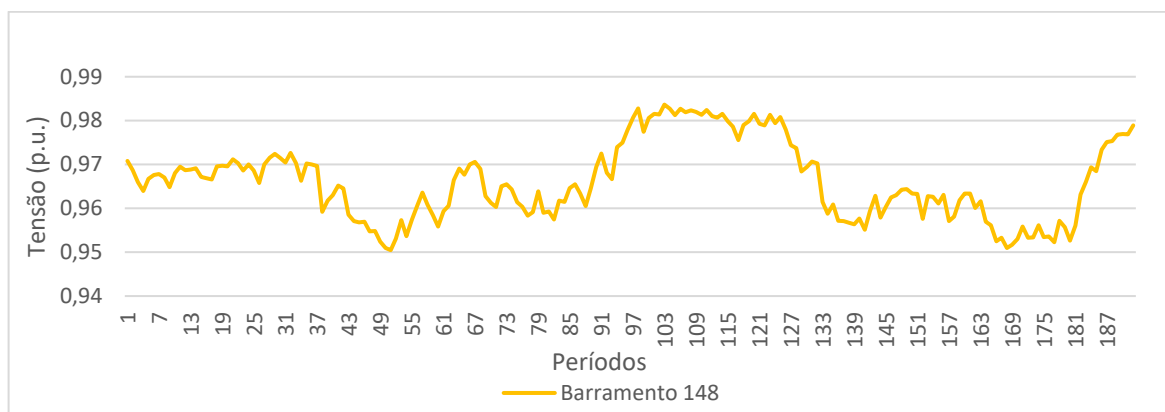


Figura 45 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 após o reescalamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

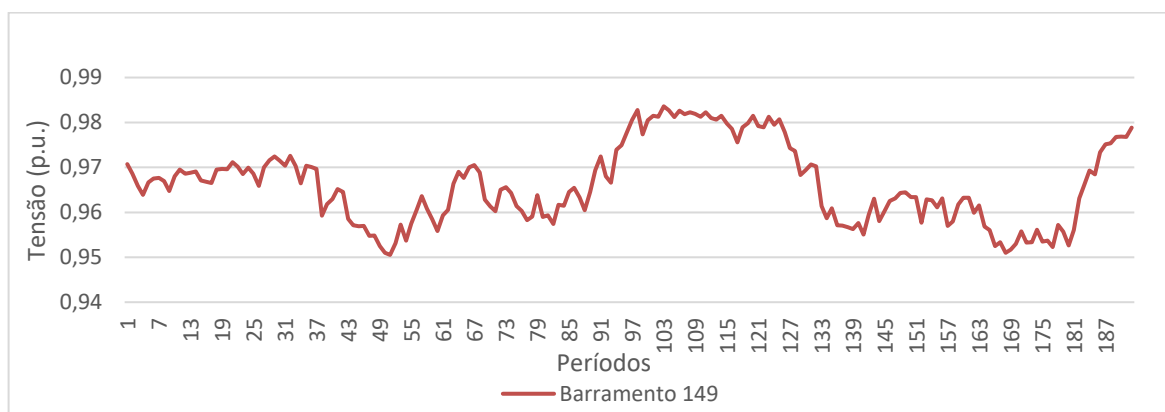


Figura 46 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 após o reescalamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

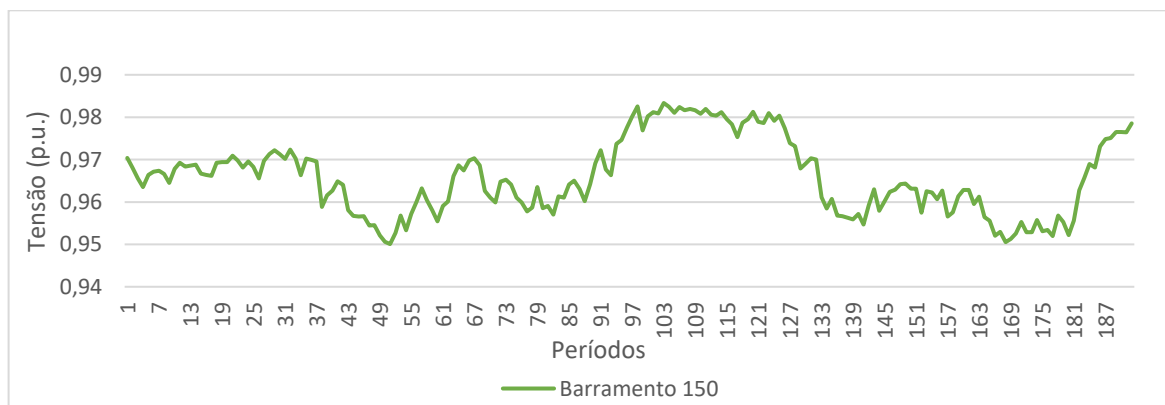


Figura 47 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 após o reescalamento para o cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 2

Tabela 13 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 50, 51, 168, 169 e 180 do cenário 3, agregador 2

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos				
	50	51	168	169	180
145	0,9511	0,9526	0,9511	0,9512	0,9519
146	0,9508	0,9524	0,9509	0,9509	0,9517
147	0,9506	0,9521	0,9506	0,9507	0,9514
148	0,9504	0,9519	0,9505	0,9505	0,9513
149	0,9505	0,9519	0,9505	0,9506	0,9513
150	0,9501	0,9515	0,9500	0,9501	0,9509

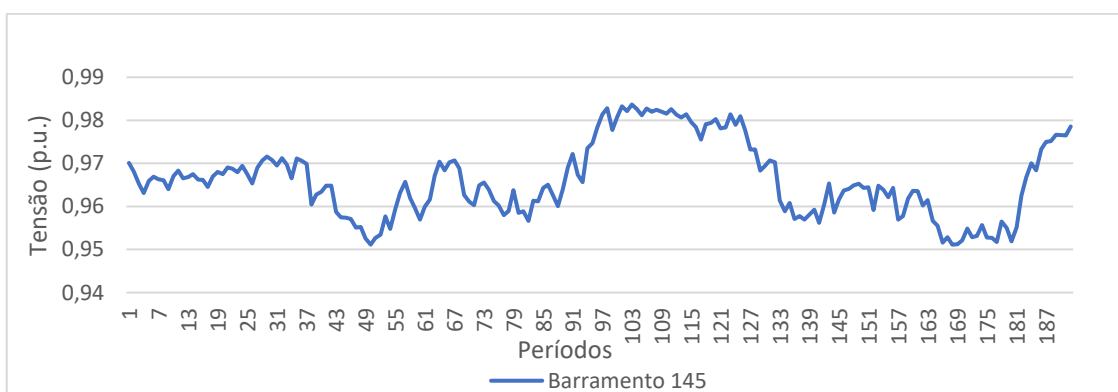


Figura 48 - Variação dos valores de tensão no barramento 145 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

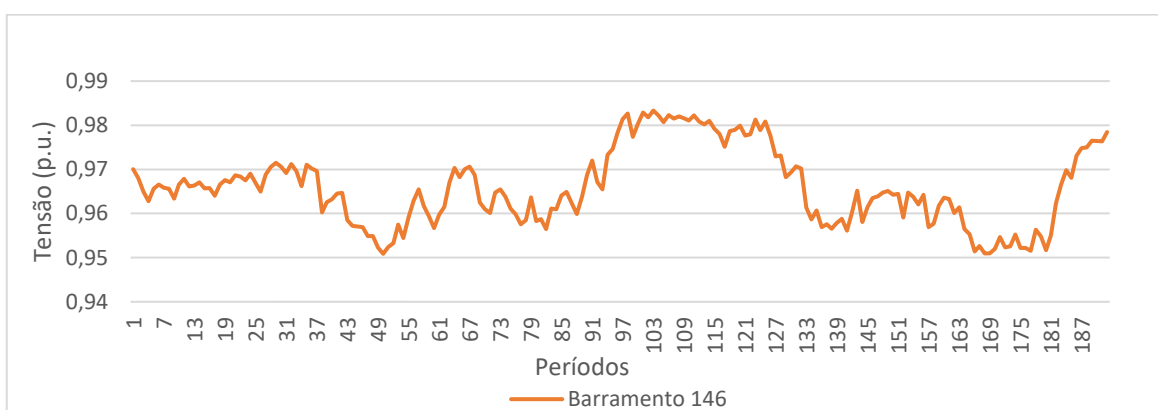


Figura 49 - Variação dos valores de tensão no barramento 146 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

Casos de Estudo

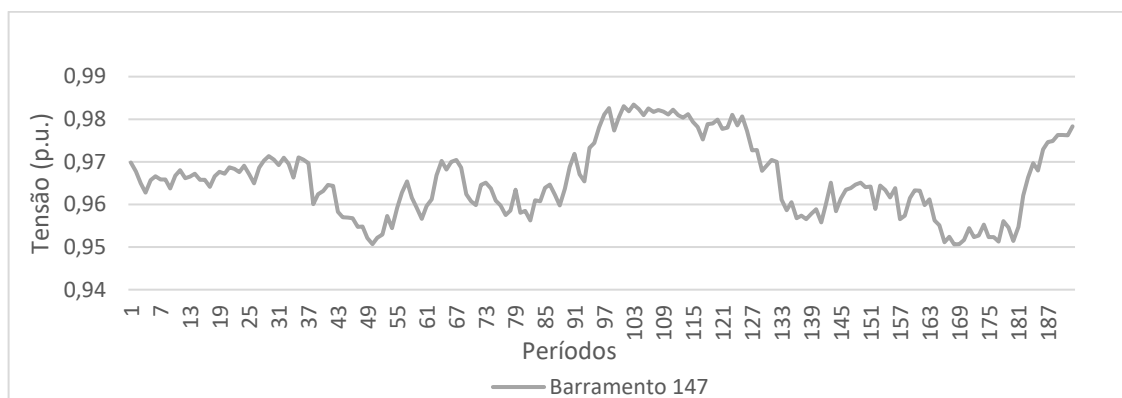


Figura 50 - Variação dos valores de tensão no barramento 147 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

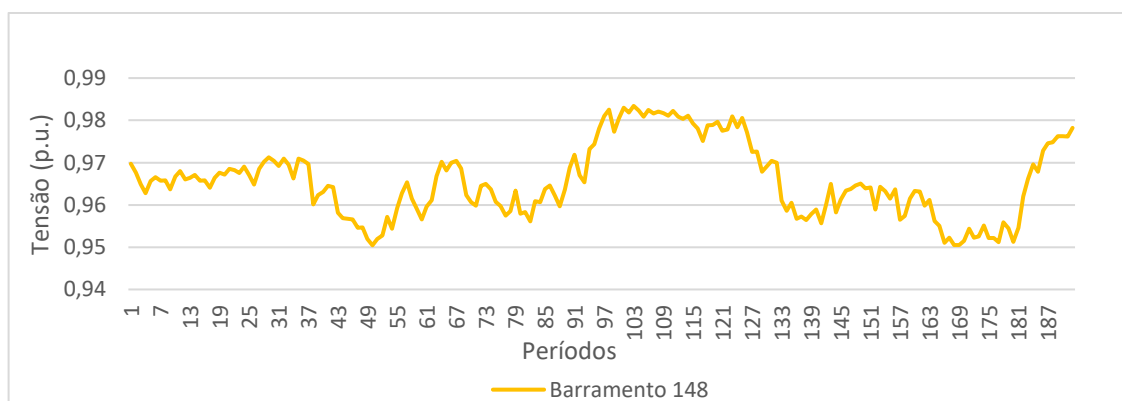


Figura 51 - Variação dos valores de tensão no barramento 148 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

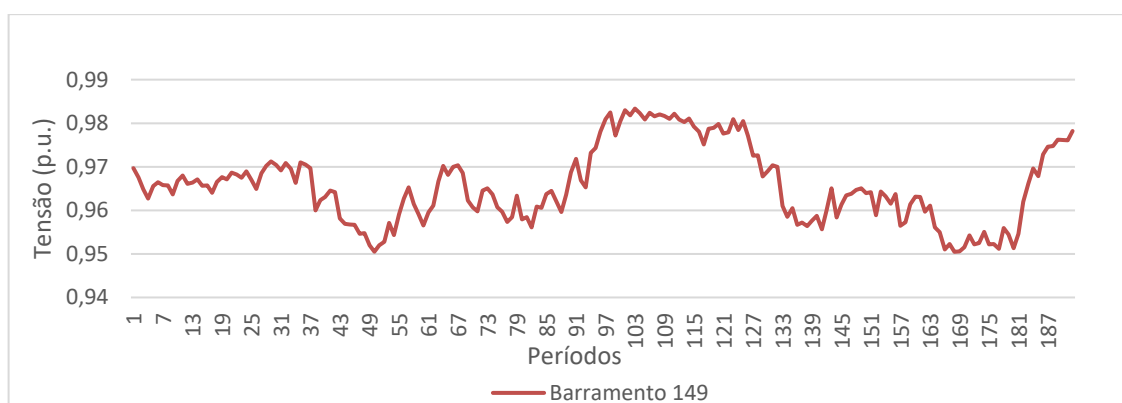


Figura 52 - Variação dos valores de tensão no barramento 149 após o reescalonamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

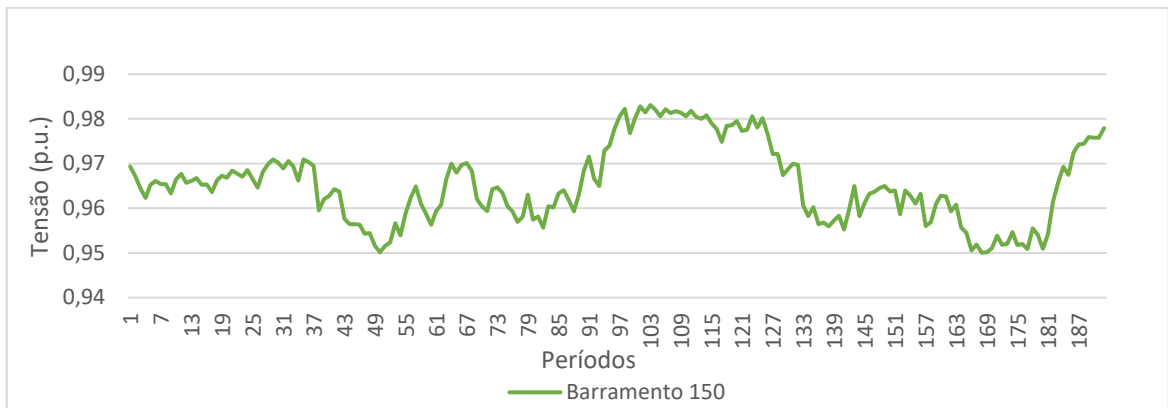


Figura 53 - Variação dos valores de tensão no barramento 150 após o reescalamento para o cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 2

4.2.2 Análise Económica

Para esta análise, foram utilizadas as equações apresentadas no capítulo 3.5, para o cálculo do custo total de energia, para os clientes que participam no programa de DR. Esta análise, tem o objetivo de demonstrar a diferença do custo total a pagar pela energia elétrica, do conjunto de consumidores que aceita participar no programa de DR.

O cálculo do custo total de energia será realizado para a situação em que nenhum dos clientes apresenta painéis fotovoltaicos e para a situação em que todos geram energia solar.

Considerando que, todos os clientes possuem um contrato de energia bi-horário, o evento de DR ocorrerá durante as horas em que o preço da energia é mais baixo, ou seja, entre as 00h00 e as 08h00 dos dois dias em análise. Além disso, o cliente receberá uma compensação de 0,05€/kWh reduzido durante esse período.

A figura 54 abaixo, mostra uma comparação entre a evolução dos custos totais dos quatro clientes antes e após o reescalamento dos equipamentos no cenário sem painéis fotovoltaicos.

Casos de Estudo

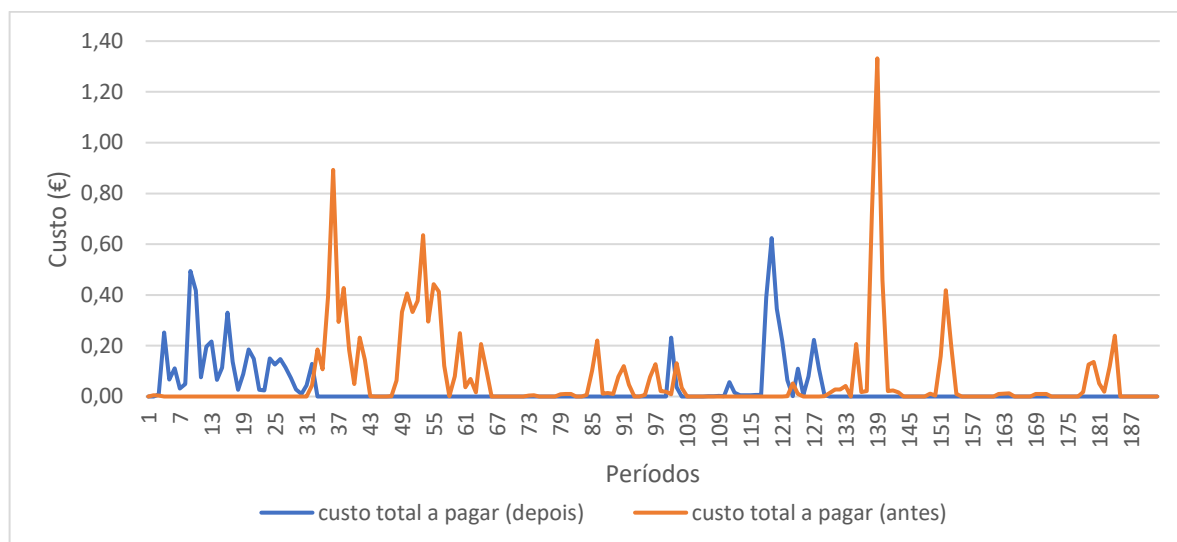


Figura 54 - Evolução dos custos de energia antes e após o reescalonamento no cenário sem painéis fotovoltaicos

Ao observar a figura 54, podemos constatar que o custo da energia consumida ao longo do tempo após o reescalonamento das cargas é significativamente inferior ao custo de energia antes do reescalonamento. Os valores dos custos de energia consumida para ambas as situações estão apresentadas na tabela 14 abaixo.

Tabela 14 - Custos totais das cargas no cenário sem painéis fotovoltaicos

Custo total antes do reescalonamento	Custo total após o reescalonamento
11,22€	5,63€

Ao analisar os dados obtidos na tabela acima, verifica-se que houve uma diminuição de cerca de 49,82% no custo total a ser pago, pelo consumo de todas as máquinas, o que por sua vez resulta numa redução significativa no custo total a ser pago pela energia.

Para além das diferenças no custo total a pagar, antes e após o reescalonamento, é possível também verificar como o escalonador transfere as cargas para períodos fora das horas de pico na rede elétrica, o que possibilita a redução nos custos a pagar pela energia.

Ao realizar o mesmo cálculo de custo total de energia a pagar, para cada um dos clientes individualmente é possível verificar que, após o reescalonamento surgiu uma diminuição no custo total a pagar pelo consumo de cada aparelho, de cada cliente com cerca de 50,38% para o cliente 58, 50,79% para o cliente 59, 51,86% para o cliente 60 e 44,00% para o cliente 61. Estes valores podem ser verificados na tabela 15 abaixo.

Tabela 15 - Custos totais das cargas de cada cliente no cenário sem painéis fotovoltaicos

Cientes	Custo total antes do reescalonamento	Custo total após o reescalonamento
Cliente 58	3,99 €	1,98 €
Cliente 59	1,26 €	0,62 €
Cliente 60	4,03 €	1,94 €
Cliente 61	1,93 €	1,08 €

Ao acrescentar a possibilidade de cada um dos clientes possuir painéis fotovoltaicos, foi possível constatar que o perfil de consumo de energia, é o mesmo no caso em que não é produzida energia através de painéis fotovoltaicos. No entanto, a necessidade de compra da energia elétrica à rede diminui com a presença de unidades de autoconsumo. Na figura 55, são apresentadas as evoluções dos custos de energia antes e depois do reescalonamento para este cenário.

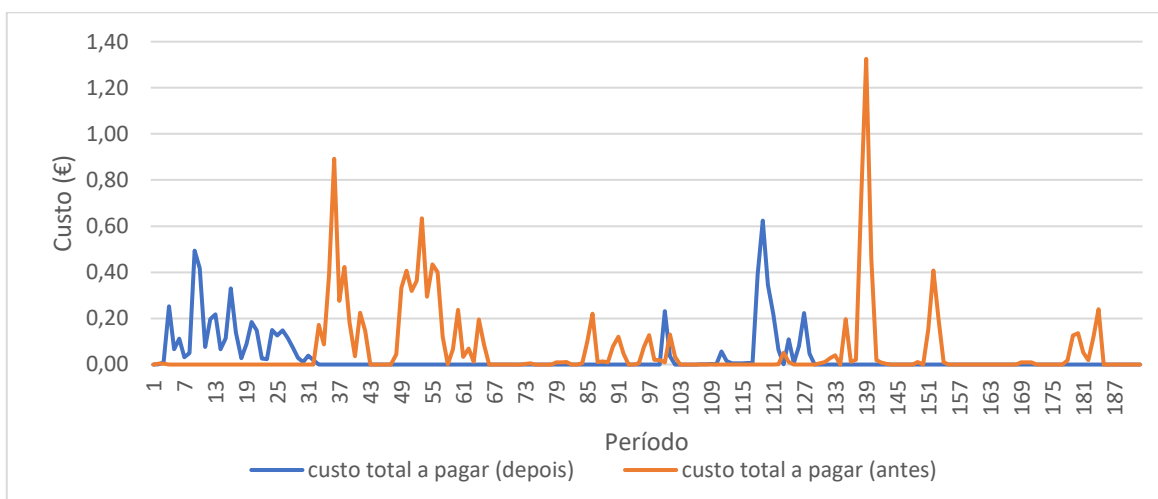


Figura 55 - Evolução dos custos de energia antes e após o reescalonamento no cenário com painéis fotovoltaicos

Ao observar a figura 55, podemos constatar que o custo da energia consumida ao longo do tempo após o reescalonamento das cargas é significativamente inferior ao custo de energia antes do reescalonamento. Os valores dos custos de energia consumida para ambas as situações estão apresentadas na tabela 16 abaixo.

Tabela 16 - Custos totais das cargas no cenário com painéis fotovoltaicos

Custo total antes do reescalonamento	Custo total após o reescalonamento
10,41€	4,84€

Casos de Estudo

Ao analisar os dados obtidos na tabela acima, conforme o verificado no cenário anterior, confirmar-se que houve uma diminuição de cerca de 53,50% no custo total a ser pago pelo consumo de todas as máquinas após o reescalonamento das cargas, o que resultou numa redução significativa no custo total a ser pago pela energia.

Além disso, ao comparar as tabelas 14 e 16, observa-se que o custo total a pagar na situação com painéis fotovoltaicos é inferior ao custo total, no cenário em que estes não são considerados.

Assim como no cenário sem fotovoltaicos, ao calcular o custo total de energia a pagar para cada um dos clientes individualmente é possível verificar que após o reescalonamento surgiu uma diminuição no custo total a pagar pelo consumo de cada aparelho, de cada cliente de cerca de 52,77% para o cliente 58, 88,77% para o cliente 59, 54,57% para o cliente 60 e 49,13% para o cliente 61. Estes valores podem ser verificados na tabela 17 abaixo.

Tabela 17 - Custos totais das cargas de cada cliente no cenário com painéis fotovoltaicos

Clientes	Custo total antes do reescalonamento	Custo total após o reescalonamento
Cliente 58	3,79 €	1,79 €
Cliente 59	1,06 €	0,43 €
Cliente 60	3,83 €	1,74 €
Cliente 61	1,73 €	0,88 €

Ao recolher os dados de antes e depois da transferência de cargas para os dois cenários com e sem presença de painéis fotovoltaicos em cada um dos quatro clientes é possível perceber as diferenças do custo total de energia em cada uma das situações estudadas. Na tabela 18 é realizada uma comparação entre os vários valores de custo total obtidos.

Tabela 18 - Comparação dos custos totais a pagar para cada cenário

	Cenário sem painéis fotovoltaicos	Cenário com painéis fotovoltaicos
Custo total antes do reescalonamento	11,22€	10,41€
Custo total após o reescalonamento	5,63€	4,84€

Analisando estes resultados é possível verificar que a presença de painéis fotovoltaicos, apresenta uma melhoria no custo total a pagar pela energia consumida no total dos clientes. No entanto, ao compararmos os custos da energia elétrica a pagar se os clientes não participassem no programa de DR é possível chegar a uma redução de cerca de 5,60€ nos dois cenários.

4.2.3 Cenário no Agregador 4

Semelhantemente ao cenário realizado para o agregador 2, procedeu-se à simulação da rede utilizando os dados de consumo do agregador 4 com o objetivo de verificar os problemas de tensão que podem ocorrer nos barramentos, para os três cenários explicados anteriormente.

Para os três cenários em estudo foram detetados problemas de tensão apenas no barramento 233. No cenário 1, onde nenhum dos clientes possui fotovoltaico, a tensão foi inferior a 0,95p.u. nos períodos 157 e 158. Na tabela 19 e figura 56 é possível verificar os problemas de tensão no barramento 233.

Tabela 19 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 157 e 158 do cenário 1, agregador 4

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos	
	157	158
233	0,9498	0,9486

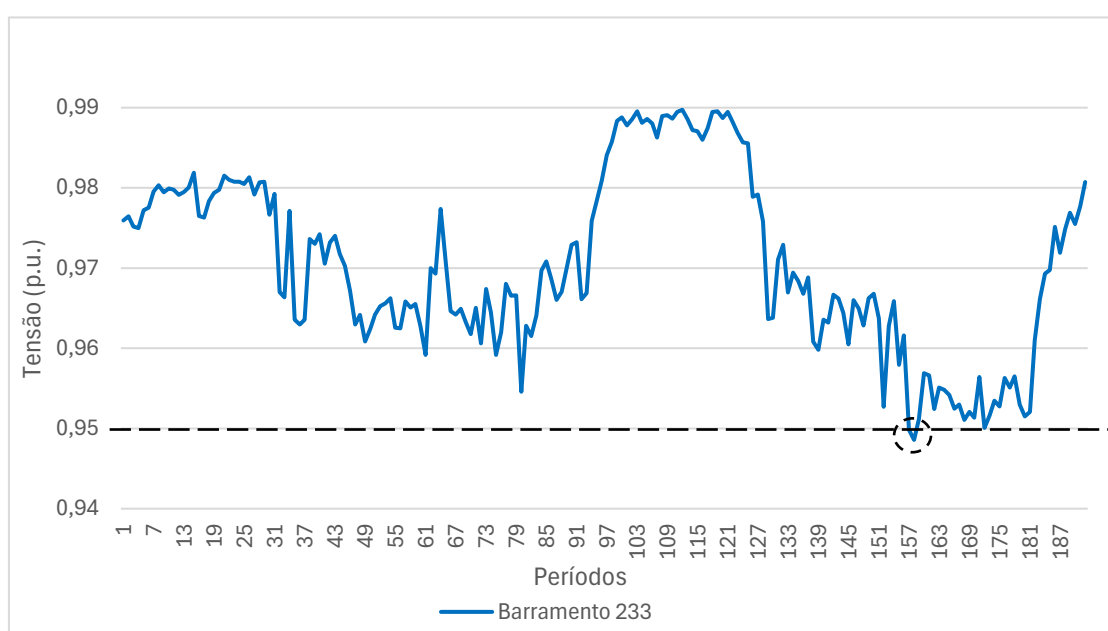


Figura 56 - Variação da tensão no barramento 233 antes do reescalonamento do cenário sem fotovoltaicos do agregador 4

Casos de Estudo

No cenário 2, em que 32 dos clientes possuem painéis fotovoltaicos, foram detetados problemas de tensão abaixo de 0,95 p.u. nos períodos 158, 159 e 172. Na tabela 20 e figura 57 é possível verificar os problemas de tensão no barramento 233.

É importante também salientar que, conforme indicado no capítulo 3.4, para o cenário 2 foram aleatoriamente considerados sistemas de fotovoltaicos em 13 clientes.

Tabela 20 - Valores de tensão antes do reescalamento nos períodos 157, 158 e 172 do cenário 2, agregador 4

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos		
	157	158	172
233	0,9494	0,9481	0,9491

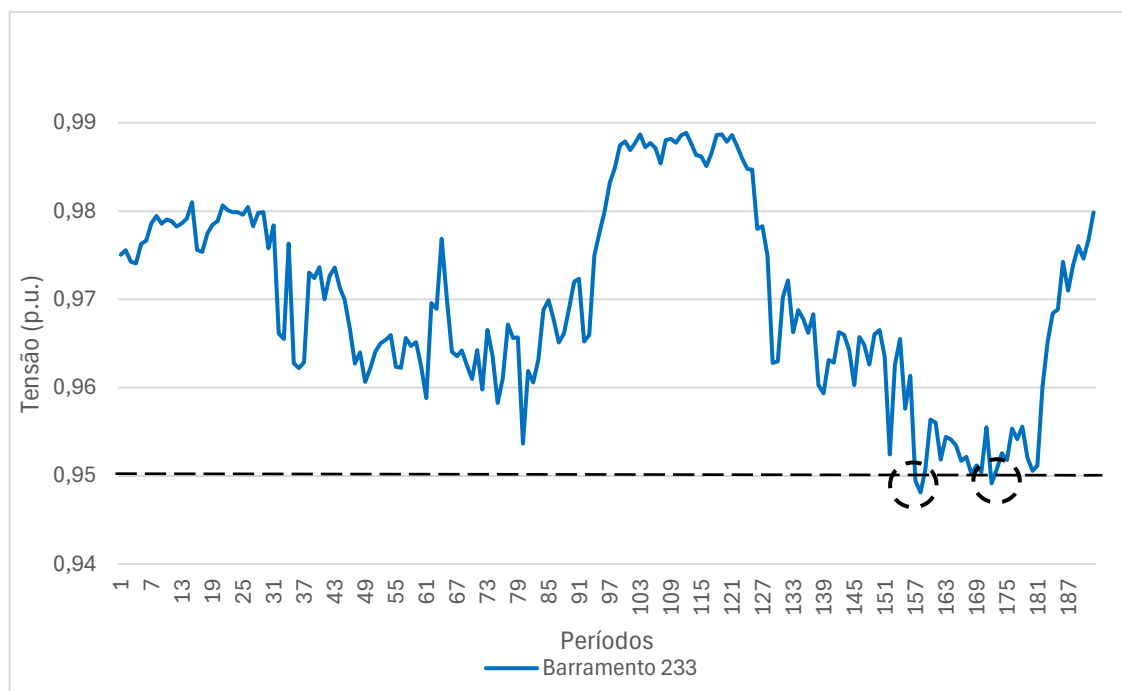


Figura 57 - Variação da tensão no barramento 233 antes do reescalamento do cenário 32 fotovoltaicos do agregador 4

No cenário 3, onde todos os clientes possuem um sistema fotovoltaico, foram detetados problemas de tensão nos períodos 157, 158 e 172 no barramento 233.

Como mencionado no capítulo 4.2.1, no cenário 3 do agregador 2 foi necessário ajustar os valores de consumo inicialmente obtidos, a fim de identificar eventuais problemas de tensão, pelo que foi feito o mesmo ajuste para o agregador 4.

Tabela 21 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 158, 159 e 172 do cenário 3, agregador 4

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos		
	158	159	172
233	0,9479	0,9487	0,9499

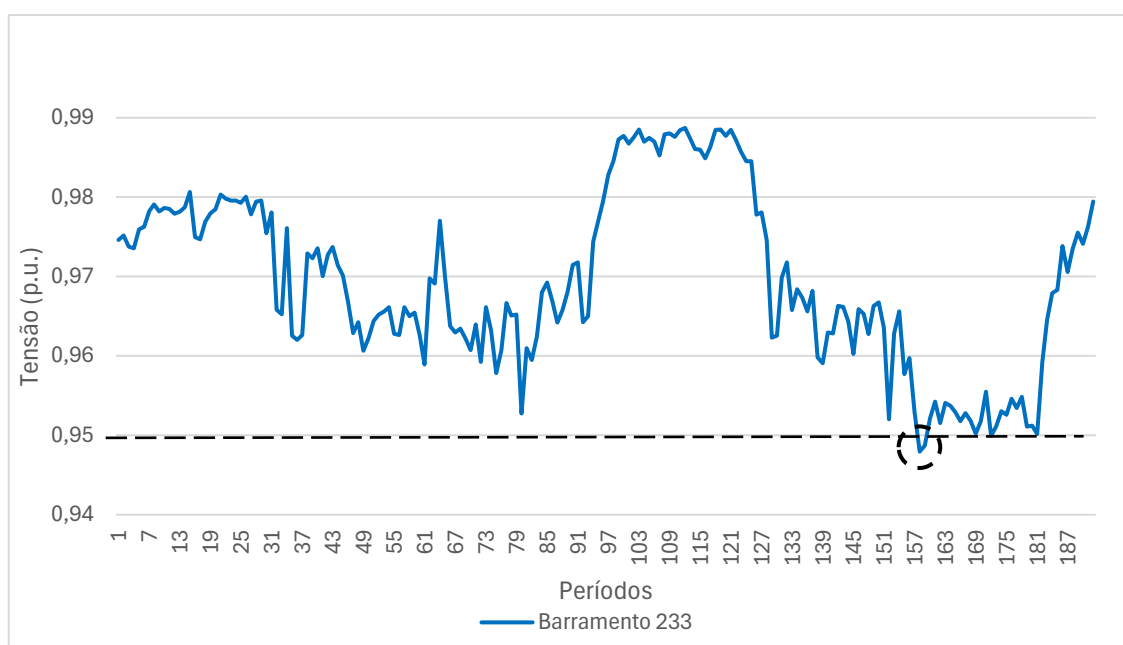


Figura 58 - Variação da tensão no barramento 233 antes do reescalonamento do cenário 96 fotovoltaicos do agregador 4

O valor de tensão de 0,9499 p.u., apresentado na tabela 21 para o período 172, foi considerado insignificante para causar problemas significativos na rede de distribuição elétrica, pois está muito próximo do limite de 0,95 p.u.

Nas figuras e tabelas acima é possível verificar, que nos três cenários em estudo, o barramento 233 apresentou períodos em que os valores de tensão foram inferiores a 0,95 p.u. Conforme realizado para o agregador 2, será agora necessário proceder a um pedido de *Demand Response* de forma a corrigir e manter os valores de tensão dentro dos níveis estipulados e aceitáveis para o correto funcionamento da rede elétrica.

Foram selecionados três clientes com contrato de DR com o agregador 4, para responderem ao pedido de DR, uma vez que estes apresentavam equipamentos a consumir energia durante os períodos onde a rede apresentou valores de tensão abaixo dos 0,95p.u. Na tabela 22 abaixo estão apresentadas as características dos clientes e as cargas selecionadas para o reescalonamento. Os clientes selecionados apresentam uma tarifa contratada do tipo bi-horária.

Tabela 22 - Características dos consumidores e das cargas selecionadas no agregador 4

Cientes	Potência contratada (kVA)	Cargas selecionadas
Cliente 89	6,90	Máquina de Lavar Loiça
		Máquina de Lavar Roupa
Cliente 92	10,35	Máquina de Lavar Loiça
		Máquina de Lavar Roupa
		Máquina de Secar Roupa
Cliente 94	10,35	Máquina de Lavar Loiça
		Máquina de Lavar Roupa
		Sistema de Aquecimento

Na figura 59 é possível observar os períodos de funcionamento de cada equipamento antes da realização da transferência de cargas.

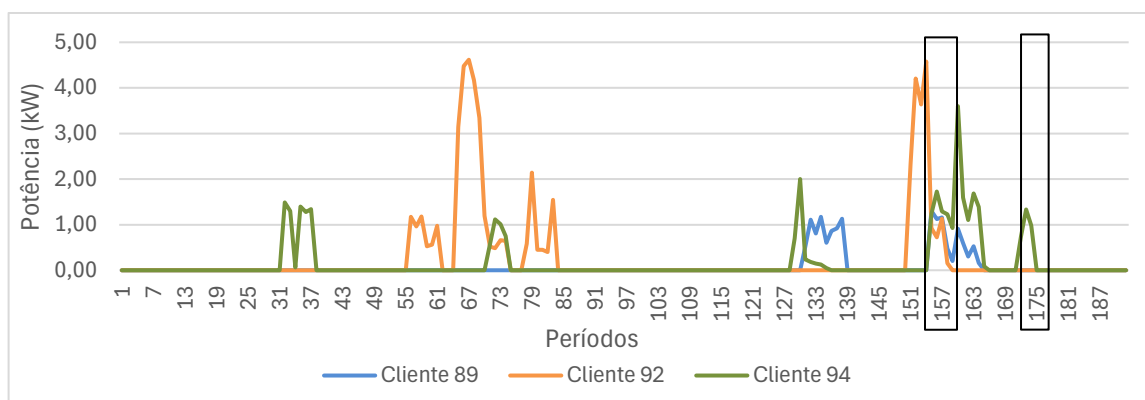


Figura 59 - Período de funcionamento das cargas antes do reescalamento no agregador 4

Como é possível verificar na figura 59, todos os clientes selecionados possuem equipamentos com um ciclo de funcionamento nos períodos onde verificamos problemas de tensão.

Ao realizar o reescalamento das cargas para que estas passem a funcionar em períodos onde não existe problemas de tensão, foi possível obter o gráfico apresentado na Figura 60 abaixo.

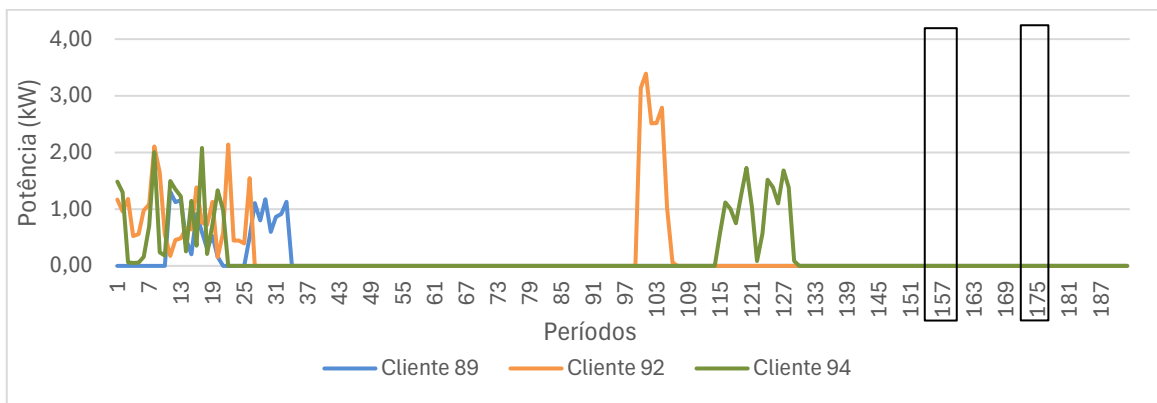


Figura 60 - Período de funcionamento das cargas após o reescalonamento no agregador 4

Conforme o apresentado na figura 60, é possível verificar que a transferência de carga foi realizada para os períodos de madrugada dos dois dias, isto é, entre as 00h00 e as 08h00, uma vez que são estas as alturas em que a rede apresenta menor congestionamento e menor custo pelo consumo de energia devido à tarifa bi-horária.

Ao comparar a figura 60 com a figura 61, compreende-se que o reescalonamento foi realizado para períodos na rede onde os valores de tensão se encontram em parâmetros aceitáveis.

Nas tabelas 23 a 25 e as figuras 61 a 63 é possível verificar a variação dos valores de tensão no barramento 233 ao longo dos dois dias de estudo, depois do acontecimento de reescalonamento das cargas previamente selecionadas para cada um dos clientes.

Tabela 23 - Valores de tensão após o reescalonamento nos períodos 157 e 158 do cenário 1, agregador

4

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos	
	157	158
233	0,9530	0,9506

Casos de Estudo

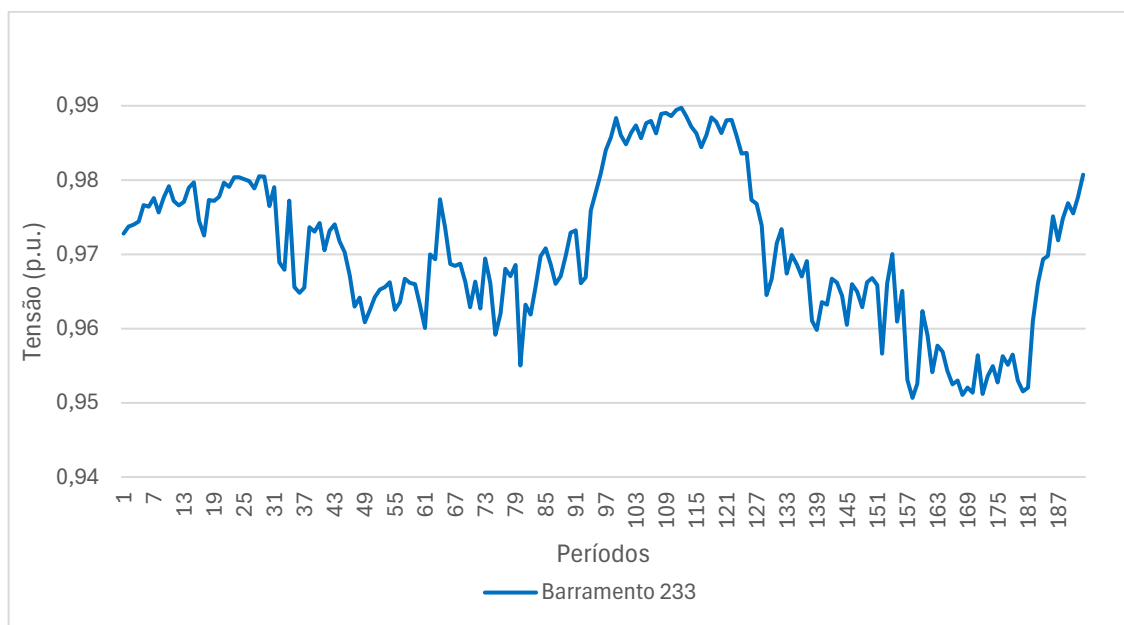


Figura 61 - Variação da tensão no barramento 233 após o reescalonamento do cenário sem fotovoltaicos do agregador 4

Tabela 24 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 157, 158 e 172 do cenário 2, agregador 4

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos		
	157	158	172
233	0,9526	0,9502	0,9502

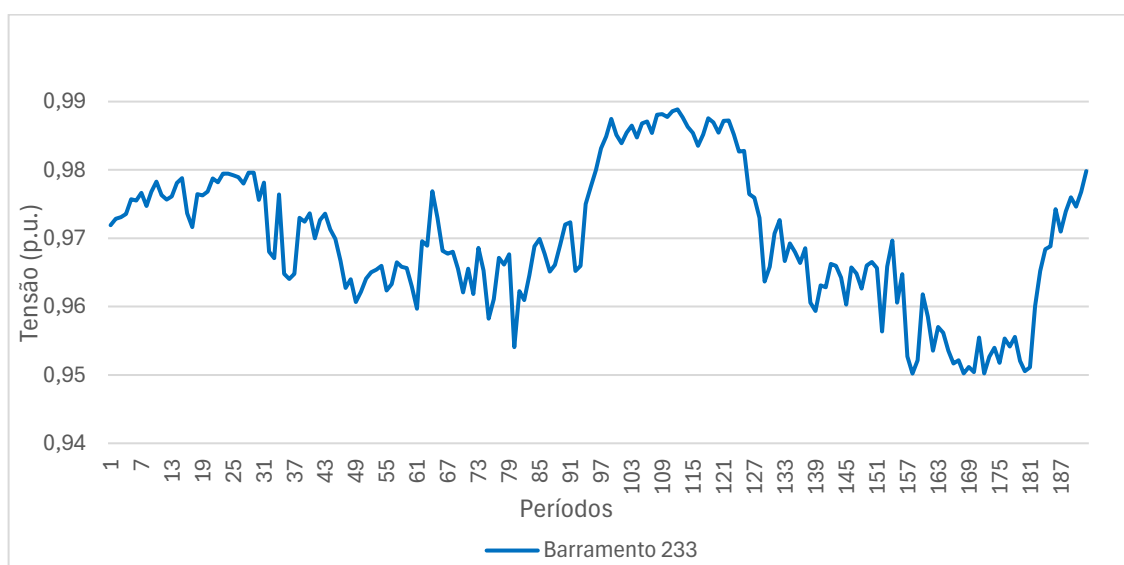


Figura 62 - Variação da tensão no barramento 233 após o reescalonamento do cenário com 32 fotovoltaicos do agregador 4

Tabela 25 - Valores de tensão antes do reescalonamento nos períodos 158, 159 e 172 do cenário 3, agregador 4

Barramentos	Valores de tensão (p.u.) nos períodos		
	158	159	172
233	0,9500	0,9501	0,9510

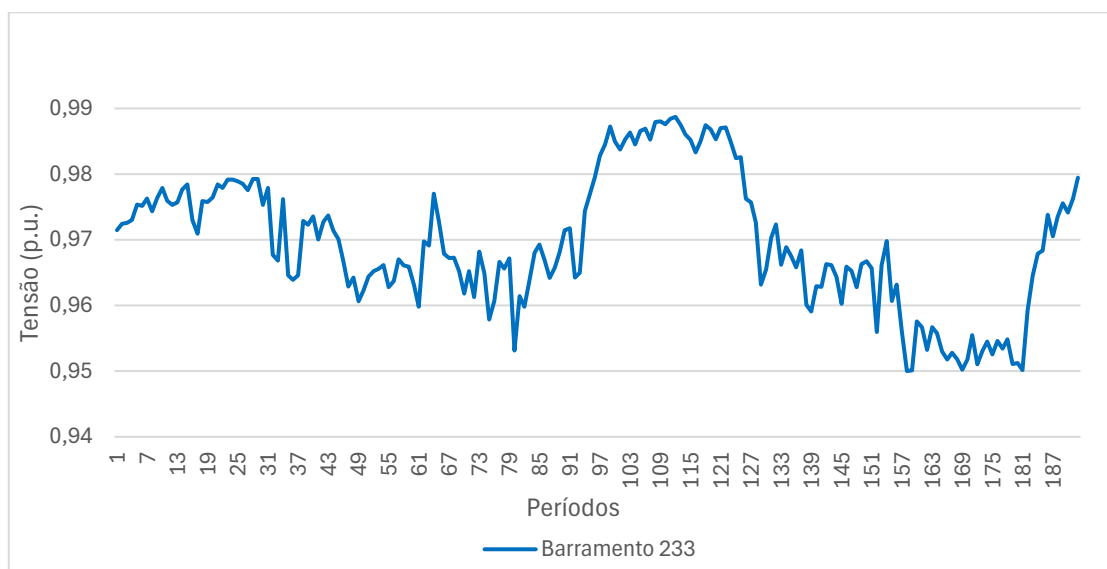


Figura 63 - Variação da tensão no barramento 233 após o reescalonamento do cenário com 96 fotovoltaicos do agregador 4

4.2.4 Análise Económica

Conforme o realizado no agregador 2, foram utilizadas as equações apresentadas no capítulo 3.5, para o cálculo do custo total de energia, para os clientes que participam no programa de DR.

O cálculo do custo total de energia será realizado para a situação em que nenhum dos clientes apresenta painéis fotovoltaicos e para a situação em que todos geram energia solar.

Considerando que todos os clientes possuem um contrato de energia bi-horário, o evento de DR ocorrerá durante as horas em que o preço da energia é mais baixo, ou seja, entre as 00h00 e as 08h00 dos dois dias em análise. Além disso, o cliente receberá uma compensação de 0,05€/kWh reduzido durante esse período.

A figura 64 abaixo, mostra uma comparação entre a evolução dos custos totais dos três clientes antes e após o reescalonamento dos equipamentos no cenário sem painéis fotovoltaicos.

Casos de Estudo

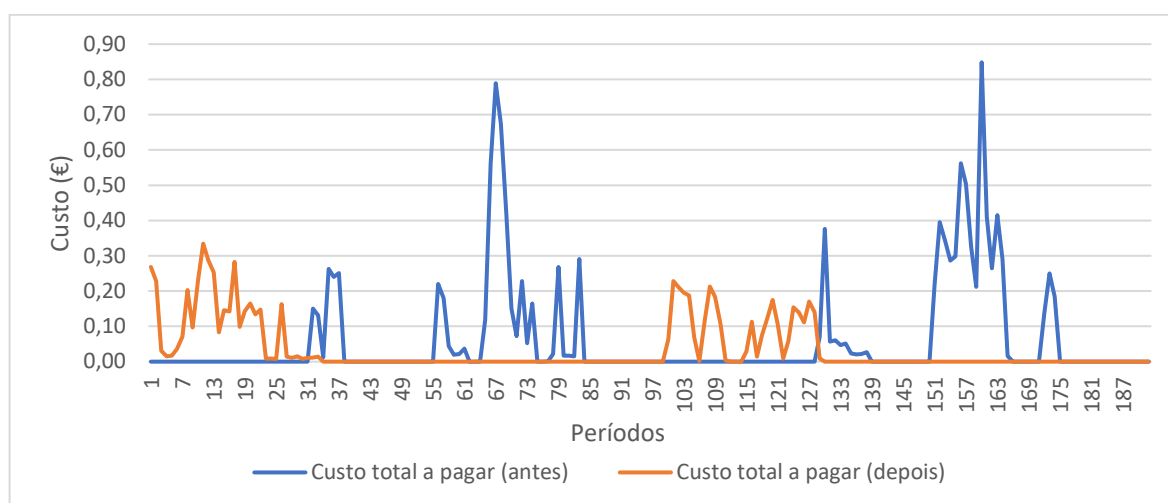


Figura 64 - Evolução dos custos de energia antes e após o reescalonamento no cenário sem painéis fotovoltaicos

Ao observar a figura 64, podemos constatar que o custo da energia consumida ao longo do tempo após o reescalonamento das cargas, conforme demonstrado no caso de estudo relativo ao agregador 2, é significativamente inferior ao custo de energia antes do reescalonamento. Os valores dos custos de energia consumida para ambas as situações estão apresentadas na Tabela 26 abaixo.

Tabela 26 - Custos totais das cargas no cenário sem painéis fotovoltaicos

Custo total antes do reescalonamento	Custo total após o reescalonamento
12,15 €	5,86 €

Ao analisar os dados obtidos na tabela acima, verifica-se que houve uma diminuição de cerca de 51,77% no custo total a ser pago pelo consumo de todas as máquinas após o reescalonamento das cargas, o que resultou numa redução significativa no custo total a ser pago pela energia dos equipamentos em estudo.

Para além das diferenças no custo total a pagar antes e após o reescalonamento é possível também verificar como o escalonador transfere as cargas para períodos fora das horas de pico na rede elétrica, o que possibilita a redução nos custos a pagar pela energia.

Ao realizar o mesmo cálculo de custo total de energia a pagar para cada um dos clientes individualmente é possível verificar que após o reescalonamento surgiu uma diminuição no custo total a pagar pelo consumo de cada aparelho de cada cliente de cerca de 52,45% para o cliente 89, 53,01% para o cliente 92 e 50,35% para o cliente 94. Estes valores podem ser verificados na tabela 27 abaixo.

Tabela 27 - Custos totais das cargas de cada cliente no cenário sem painéis fotovoltaicos

Cientes	Custo total antes do reescalonamento	Custo total após o reescalonamento
Cliente 89	1,22 €	0,58 €
Cliente 92	5,30 €	2,49 €
Cliente 94	5,62 €	2,79 €

Ao acrescentar a possibilidade de cada um dos clientes possuir painéis fotovoltaicos, foi possível constatar que o perfil de consumo de energia é o mesmo no caso em que não é produzida energia através de painéis fotovoltaicos. No entanto, a necessidade de compra da energia elétrica à rede diminui com a presença de unidade de autoconsumo. Na figura 65 abaixo é possível verificar como o custo total a pagar na situação com painéis fotovoltaicos é inferior ao custo total a pagar no cenário em que não são considerados painéis fotovoltaicos.

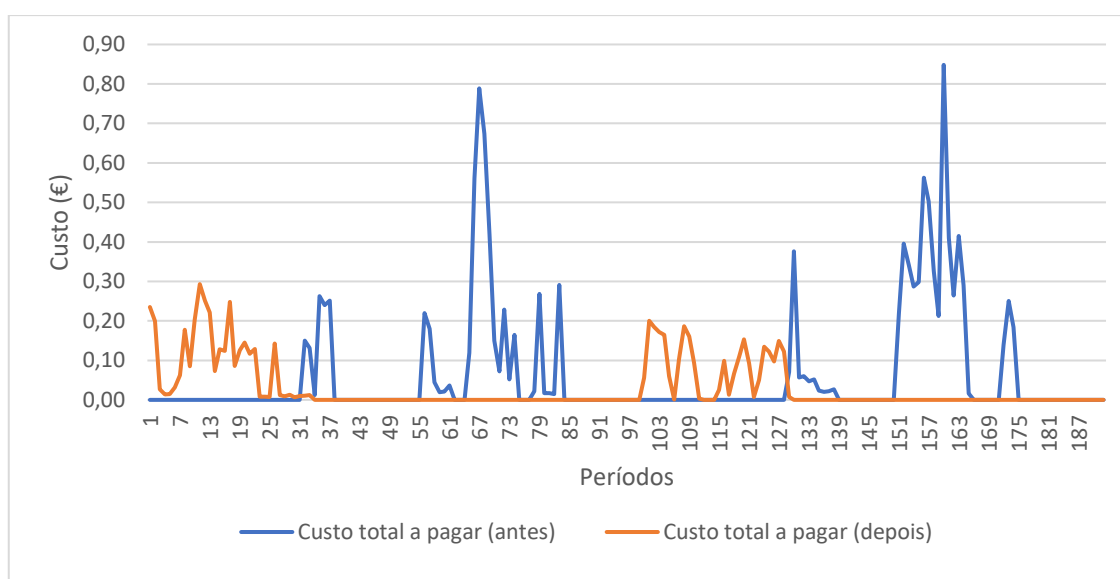


Figura 65 - Evolução dos custos de energia antes e após o reescalonamento no cenário com painéis fotovoltaicos

Ao observar a figura 65, podemos constatar que o custo da energia consumida ao longo do tempo após o reescalonamento das cargas é significativamente inferior ao custo de energia antes do reescalonamento. Os valores dos custos de energia consumida para ambas as situações estão apresentadas na tabela 28 abaixo.

Tabela 28 - Custos totais das cargas no cenário com painéis fotovoltaicos

Custo total antes do reescalonamento	Custo total após o reescalonamento
11,54€	5,28€

Casos de Estudo

Ao analisar os dados obtidos na tabela acima, conforme o verificado no cenário anterior confirmar-se que houve uma diminuição de cerca de 54,75% no custo total a ser pago pelo consumo de todas as máquinas após o reescalonamento das cargas, o que resultou numa redução significativa no custo total a ser pago pela energia.

Assim como no cenário sem fotovoltaicos, ao calcular o custo total de energia a pagar para cada um dos clientes individualmente é possível verificar que após o reescalonamento surgiu uma diminuição no custo total a pagar, pelo consumo de cada aparelho de cada cliente de cerca de 62,75% para o cliente 89, 54,90% para o cliente 92 e 52,21% para o cliente 94. Estes valores podem ser verificados na tabela 29 abaixo.

Tabela 29 - Custos totais das cargas de cada cliente no cenário com painéis fotovoltaicos

Clientes	Custo total antes do reescalonamento	Custo total após o reescalonamento
Cliente 89	1,02 €	0,38 €
Cliente 92	5,10 €	2,30 €
Cliente 94	5,42 €	2,59 €

Ao recolher os dados de antes e depois da transferência de cargas para os dois cenários com e sem presença de painéis fotovoltaicos em cada um dos quatro clientes, é possível perceber as diferenças do custo total de energia em cada uma das situações estudadas. Na tabela 30 é realizada uma comparação entre os vários valores de custo total obtidos.

Tabela 30 - Comparação dos custos totais a pagar para cada cenário

	Cenário sem painéis fotovoltaicos	Cenário com painéis fotovoltaicos
Custo total antes do reescalonamento	12,15 €	11,53 €
Custo total após o reescalonamento	5,86 €	5,27 €

Analisando estes resultados, é possível verificar que a presença de painéis fotovoltaicos, apresenta uma melhoria no custo total a pagar pela energia consumida no total dos clientes. No entanto, ao compararmos os custos da energia elétrica a pagar, se os clientes não participassem no programa de DR é possível chegar a uma redução de cerca de 6,30€ nos dois cenários.

4.3 Comparação entre as análises económicas

Ao comparar as análises económicas realizadas para os dois agregadores, é evidente que, independentemente de os participantes possuírem ou não sistemas fotovoltaicos nas suas habitações, o reescalonamento das cargas resultou numa redução significativa dos custos totais a pagar por consumidor. Para ambos os agregadores, os custos após o reescalonamento ficaram consideravelmente abaixo dos valores registados antes dessa intervenção.

No agregador 2 e 4, observou-se uma redução significativa nos custos totais no cenário em que os sistemas fotovoltaicos não foram considerados. No agregador 2, a redução foi de 49,82%, enquanto no agregador 4 foi de 51,77%.

Por outro lado, ao analisar o cenário em que os participantes do evento de DR passaram a vender a sua própria produção de energia, gerada através de sistemas fotovoltaicos instalados nas suas habitações, os resultados foram ainda mais positivos. Ambos os agregadores registaram uma redução ainda maior nos custos totais após o reescalonamento das cargas. No agregador 2, verificou-se uma diminuição de 53,50%, enquanto no agregador 4, a redução foi de 54,77%. Esta diferença adicional em relação ao cenário sem sistemas fotovoltaicos reflete o impacto positivo da participação dos consumidores como *prosumers*, que puderam não só reduzir o seu consumo da rede, mas também gerar receita adicional com a venda do excedente de energia.

A análise detalhada dos custos totais antes e depois do reescalonamento, tanto no cenário sem fotovoltaicos como no cenário com a inclusão destes sistemas, evidencia o benefício claro da adoção de tecnologias de produção de energia renovável a nível residencial. A contribuição dos sistemas fotovoltaicos, aliada ao reescalonamento das cargas, provou ser um fator decisivo para a redução dos custos de operação da rede e, conseqüentemente, para os consumidores.

Na tabela 31 abaixo, é possível observar uma análise global dos valores dos custos totais antes e após o reescalonamento para ambos os cenários, com e sem a consideração dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 31 - Comparação global das análises económicas

	Agregador 2		Agregador 4	
	Cenário sem painéis fotovoltaicos	Cenário com painéis fotovoltaicos	Cenário sem painéis fotovoltaicos	Cenário com painéis fotovoltaicos
Custo total antes do reescalonamento	11,22€	10,41€	12,15 €	11,53 €
Custo total após o reescalonamento	5,63€	4,84€	5,86 €	5,27 €

4.4 Conclusões do capítulo

O principal objetivo deste capítulo foi analisar como a implementação estratégica de programas de *Demand Response* pode ser uma ferramenta fundamental para fortalecer a estabilidade e a eficiência da rede elétrica, face a oscilações significativas de tensão. Essas oscilações não apenas representam riscos para a integridade da infraestrutura de distribuição elétrica, mas também podem resultar em danos nos equipamentos elétricos dos consumidores. Além disso, destaca-se a capacidade de os programas de DR conseguirem auxiliar os operadores e consumidores no controle e na redução dos custos totais de energia.

A integração de sistemas de autoconsumo, particularmente os sistemas fotovoltaicos, surge como um aliado na abordagem a desafios relacionados com picos de consumo na rede elétrica. A capacidade dos sistemas fotovoltaicos de gerar energia limpa e renovável não só contribui para a redução da pressão sobre a infraestrutura elétrica convencional, mas também oferece aos consumidores a oportunidade de não apenas consumir, mas também vender o excedente de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos, contribuindo assim para uma rede elétrica mais resiliente e sustentável.

Para o desenvolvimento dos casos de estudo, foi utilizado o método de transferência de cargas como a principal estratégia para atender às exigências da *Demand Response*. Este método demonstrou eficácia ao alcançar os objetivos estabelecidos nos casos de estudos.

Em relação à estabilidade da rede de distribuição elétrica, o programa de reescalonamento demonstrou ser eficaz na resolução de problemas de tensão que estavam abaixo dos valores mínimos predefinidos, garantindo assim a integridade e a eficiência operacional do sistema. No primeiro caso de estudo, a simulação inicial identificou valores de tensão inferiores a 0,95 p.u. em cinco barramentos. Após o reescalonamento, que envolveu a transferência das cargas de dois clientes para outros períodos, limitando assim os valores de tensão dentro de uma margem de 5%, uma nova simulação mostrou que os valores de tensão ficaram consistentemente acima de 0,95 p.u.

O mesmo resultado foi observado no caso de estudo 2. Neste caso, foram implementados quatro agregadores na rede de distribuição elétrica, e o mesmo processo de detecção de problemas de tensão nos barramentos foi realizado. No entanto, apenas nos agregadores 2 e 4 foram detetados com problemas de tensão abaixo do valor 0,95p.u. pré-definido o que fez com que o resto do estudo fosse apenas realizado para estes dois agregadores.

Além disso, no caso de estudo 2, foi também realizada uma simulação adicional para os dois agregadores, com o objetivo de detetar problemas de tensão quando estes apresentavam consumidores com instalações fotovoltaicas. No primeiro cenário foi considerado que nenhum cliente possuiria uma unidade de produção para autoconsumo, no segundo cenário um terço dos 96 clientes da rede possuía sistemas UPAC e no terceiro cenários, todos os clientes estavam equipados com sistemas de fotovoltaicos.

No agregador 2, foram detetados problemas de tensão nos barramentos 145 a 150 durante os períodos 50 e 51 nos cenários 1 e 2, e durante os períodos 50, 51, 168, 169 e 180 no cenário 3. No agregador 4, o barramento 233 apresentou problemas nos períodos 157 e 158 no cenário 1, e nos períodos 150, 151 e 172 nos cenários 2 e 3. Para ambos os agregadores e em todos os cenários, após o reescalonamento das cargas dos clientes que operavam nos períodos em que as tensões caíram abaixo de 0,95 p.u., os problemas foram mitigados, estabilizando a rede dentro dos parâmetros estipulados, entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u.

Neste caso de estudo e diferente do caso de estudo 1, procedeu-se também a uma análise económica dos custos totais de energia a pagar pelos equipamentos dos clientes que participaram nos programas de DR.

A análise revelou reduções significativas nos custos totais de energia para ambos os agregadores, tanto no cenário sem fotovoltaicos como no cenário em que os clientes possuíam uma instalação de painéis fotovoltaicos.

No cenário sem fotovoltaicos, o agregador 2 apresentou uma redução global de 49,82% nos custos totais, enquanto o agregador 4 teve uma redução de 51,77%, resultando em poupança significativa dos custos totais a pagar pelo funcionamento dos aparelhos dos vários clientes. Individualmente, os clientes que apresentaram uma maior poupança nos seus custos totais de energia foram o cliente 60 no agregador 2 que obteve uma redução de 51,88% e o cliente 92 no agregador 4 que alcançou uma poupança de 53,01%.

No cenário com fotovoltaicos, o agregador 2 registou uma redução global de 53,50%, e o agregador 4, de 54,75%, refletindo numa poupança significativa nos custos totais a pagar pelo funcionamento dos aparelhos dos vários clientes. Comparando ambos os cenários, observa-se que a presença de painéis fotovoltaicos resulta em uma ligeira, mas perceptível, redução adicional nos custos. Individualmente, os clientes que apresentaram uma maior poupança nos seus custos totais de energia para este cenário foram o cliente 59 no agregador 2 que obteve uma redução de 88,77% e o cliente 89 no agregador 4 que alcançou uma poupança de 62,75%.

Estes resultados evidenciam não apenas a eficácia dos programas de *Demand Response* e a complementaridade dos sistemas de autoconsumo, mas também destacam o potencial significativo dessas estratégias na promoção de uma rede elétrica mais robusta, resiliente e eficiente, enquanto proporcionam benefícios tangíveis e mensuráveis aos consumidores.

5 Conclusão

O aumento contínuo do consumo de energia tem gerado um impacto significativo no meio ambiente, refletindo-se num incremento das emissões de gases poluentes que contribuem para as alterações climáticas. Este cenário preocupante, aliado a uma crescente consciencialização sobre a necessidade de uma transição energética, tem impulsionado transformações significativas nos sistemas de energia em todo o mundo. O movimento em direção a um modelo energético mais sustentável e a integração de fontes de energia renováveis, estão cada vez mais em evidência, especialmente com a implementação de metas ambiciosas, como a neutralidade carbónica até 2050, estabelecida pela União Europeia. Esta mudança é essencial para garantir um futuro mais saudável e sustentável, mas requer ações coordenadas e eficazes de todas as partes envolvidas.

À medida que novas e eficientes tecnologias de produção de energia surgem, utilizando fontes renováveis e apresentando menores emissões de carbono, torna-se imperativo lidar com os desafios associados à volatilidade dessas fontes, como a energia solar e eólica. A natureza intermitente destas fontes pode levar a instabilidades na rede elétrica, exigindo um esforço significativo para manter a fiabilidade e a eficiência do sistema. Nesse contexto, os programas de *Demand Response* surgem como uma solução viável, permitindo que os consumidores ajustem os seus padrões de consumo de energia em resposta a sinais do mercado, sem a necessidade de grandes modificações nas infraestruturas de transporte, distribuição e produção de energia elétrica.

Este estudo, focou-se na análise do método de transferência de cargas, que consiste em deslocar consumos de energia de aparelhos a funcionar num período de tempo, para outro fora dos períodos de pico da rede elétrica. Os resultados demonstraram que, através desta estratégia, foi possível observar uma redução de cerca de 49,82% nos custos para consumidores normais e de até 54,75% para *prosumers* em cenários com painéis fotovoltaicos. Estes dados não apenas evidenciam a eficácia dos programas de DR, mas também destacam o seu potencial para aliviar a carga financeira dos consumidores e contribuir para a estabilidade da rede elétrica.

Conclusão

Além dos benefícios financeiros, os programas de DR oferecem vantagens significativas tanto para os clientes quanto para a rede elétrica como um todo. Eles não apenas ajudam a reduzir o congestionamento da rede elétrica, mas também diminuem os custos totais e aumentam a eficiência energética. Esta melhoria na eficiência é particularmente importante num momento em que a procura por eletricidade continua a crescer. No entanto, para que os programas de DR sejam eficazes, é crucial superar os desafios que ainda persistem. Entre os principais obstáculos estão a falta de medidores inteligentes nas habitações, que são essenciais para monitorizar e otimizar o consumo de energia, e a necessidade de uma maior consciencialização por parte dos consumidores sobre a existência, os benefícios e o funcionamento dos programas de DR.

Um aspeto fundamental para o sucesso da implementação dos programas de DR é o papel dos agregadores. Estes intermediários são cruciais, pois permitem a agregação de diferentes clientes, possibilitando que participem no mercado como um único participante. Isto não só facilita a gestão dos consumos individuais, mas também proporciona flexibilidade à rede quando necessário. Além disso, os agregadores têm a capacidade de facilitar a flexibilidade dos *prosumers* — aqueles que não apenas consomem, mas também produzem energia. Ao integrar estes consumidores no mercado, os agregadores ajudam a maximizar a capacidade de resposta do sistema e a otimizar os benefícios tanto para os consumidores quanto para a rede elétrica.

Ao considerar o impacto socioeconómico, é imperativo que as políticas públicas incentivem a participação de comunidades vulneráveis e regiões menos favorecidas na transição energética. A integração de programas de DR pode servir como uma oportunidade não apenas para promover justiça social, mas também para garantir que todos os segmentos da população tenham acesso a tecnologias energéticas mais limpas e eficientes. É fundamental que a transição energética não exclua ninguém e que se procurem soluções inclusivas que beneficiem a sociedade como um todo.

Por fim, para maximizar os benefícios dos programas de DR e garantir uma transição energética bem-sucedida e sustentável, será necessário um maior investimento em tecnologias de medição e comunicação. A criação de políticas regulatórias favoráveis, assim como a educação dos consumidores sobre os benefícios e funcionamento dos programas, são passos essenciais. Recomenda-se, ainda, que futuras pesquisas explorem as lacunas existentes e investiguem casos de sucesso em outros países onde a implementação de programas de DR demonstrou ser eficaz, trazendo lições valiosas que podem ser adaptadas ao contexto local.

Em suma, é possível comprovar o impacto positivo que os programas de *Demand Response* podem ter na rede de distribuição elétrica e nos consumidores finais. Além dos benefícios financeiros e operacionais já mencionados, esses programas promovem a integração de fontes de energia renováveis, melhoram a resiliência da rede elétrica e incentivam uma participação mais ativa dos consumidores na gestão da energia. A superação dos desafios identificados, aliada à implementação de políticas inclusivas e ao envolvimento de todos os intervenientes, será crucial para garantir um futuro energético mais sustentável, eficiente e equitativo.

5.1 Limitações e trabalhos futuros

Durante o desenvolvimento desta tese, uma das maiores limitações foi a dificuldade em encontrar bases de dados de consumo de energia adequadas aos casos de estudo desenvolvidos. Isso obrigou a ajustar o trabalho, criando cenários que facilitassem a análise dos problemas de tensão na rede elétrica e o cálculo dos custos totais a pagar pelos consumidores. Apesar desta limitação, foi possível obter conclusões positivas sobre o método de transferência de cargas e analisar as suas vantagens.

Para trabalhos futuros, será necessário utilizar bases de dados de consumo que provoquem mais complicações na rede elétrica em estudo, a fim de obter resultados mais desafiadores e interessantes. Outro possível desenvolvimento seria a aplicação de métodos de otimização de cargas através de técnicas de linearização, como o método *piecewise*.

O método *piecewise* permite, através de um número determinado de iterações, aproximar funções não-lineares por segmentos lineares. Esta abordagem facilita a resolução de problemas complexos de gestão de energia, pois permite simplificar a modelagem de variáveis e restrições que são originalmente não-lineares. Na prática, isso pode significar que a rede elétrica pode ser otimizada de forma mais eficiente, levando a uma redução dos custos de energia e a uma melhor estabilidade

Referências

- [1] K. McNamara, V. Ferlito, e A. Toril, «How will the electricity market of the future work?» Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/how-will-the-electricity-market-of-the-future-work>
- [2] M. Burger, B. Graeber, e G. Schindlmayr, *Managing Energy Risk: An Integrated View on Power and Other Energy Markets*, 1.a ed. Wiley Finance, 2007.
- [3] G. R. Timilsina, L. Kurdgelashvili, e P. A. Narbel, «Solar energy: Markets, economics and policies», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n. 1, pp. 449–465, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.08.009.
- [4] J. Hu, R. Harmsen, W. Crijns-Graus, E. Worrell, e M. van den Broek, «Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2181–2195, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.06.028.
- [5] M. H. Albadi e E. F. El-Saadany, «A summary of demand response in electricity markets», *Electric Power Systems Research*, vol. 78, n. 11, pp. 1989–1996, Nov. 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2008.04.002.
- [6] U.S. Department of Energy, «Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them», Fev. 2006. Acedido: 28 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf
- [7] J. G. Kirkerud, N. O. Nagel, e T. F. Bolkesjø, «The role of demand response in the future renewable northern European energy system», *Energy*, vol. 235, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121336.
- [8] IEA, «Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector», Out. 2021. Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- [9] S. Fankhauser *et al.*, «The meaning of net zero and how to get it right», *Nat Clim Chang*, vol. 12, n. 1, pp. 15–21, Dez. 2021, doi: 10.1038/s41558-021-01245-w.
- [10] U.S. Department of Energy, «Demand Response | Department of Energy». Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em:

Referências

- <https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development/grid-modernization-and-smart-grid/demand-response>
- [11] A. Pina, C. Silva, e P. Ferrão, «The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity», *Energy*, vol. 41, n. 1, pp. 128–137, Mai. 2012, doi: 10.1016/J.ENERGY.2011.06.013.
- [12] A. R. Jordehi, «Optimisation of demand response in electric power systems, a review», 2019. doi: 10.1016/j.rser.2018.12.054.
- [13] J. S. Vardakas, N. Zorba, e C. V. Verikoukis, «A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms», *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, vol. 17, n. 1, pp. 152–178, Jan. 2015, doi: 10.1109/COMST.2014.2341586.
- [14] N. G. Paterakis, O. Erdinç, e J. P. S. Catalão, «An overview of Demand Response: Key-elements and international experience», 1 de Março de 2017, *Pergamon*. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.167.
- [15] H. A. Aalami, M. P. Moghaddam, e G. R. Yousefi, «Modeling and prioritizing demand response programs in power markets», *Electric Power Systems Research*, vol. 80, n. 4, pp. 426–435, Abr. 2010, doi: 10.1016/J.EPSR.2009.10.007.
- [16] M. A. Fotouhi Ghazvini, J. Soares, N. Horta, R. Neves, R. Castro, e Z. Vale, «A multi-objective model for scheduling of short-term incentive-based demand response programs offered by electricity retailers», *Appl Energy*, vol. 151, pp. 102–118, Ago. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.04.067.
- [17] N. Oconnell, P. Pinson, H. Madsen, e M. Omalley, «Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 39, pp. 686–699, Nov. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.098.
- [18] J. Sousa e I. Soares, «Benefits and barriers concerning demand response stakeholder value chain: A systematic literature review», *Energy*, vol. 280, Out. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.128065.
- [19] Smart Energy Demand Coalition, «Demand Response at the DSO level - Enabling DSOs to harness the benefits of demand-side flexibility», Abr. 2016. Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://leonardo-energy.pl/wp-content/uploads/2017/02/DSR_en_document_4_Demand-Response-at-the-DSO-level.pdf
- [20] L. I. Minchala-Avila, J. Armijos, D. Pesántez, e Y. Zhang, «Design and Implementation of a Smart Meter with Demand Response Capabilities», *Energy Procedia*, vol. 103, pp. 195–200, Abr. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.272.

- [21] Publications Office of the European Union, «Guideline on electricity transmission system operation». Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/guideline-on-electricity-transmission-system-operation.html>
- [22] ENTSO-E, «Towards smarter grids: Developing TSO and DSO roles and interactions for the benefit of consumers», 2015. Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/150303_ENTSO-E_Position_Paper_TSO-DSO_interaction.pdf
- [23] ENTSO-E, «Transmission System Operator». Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://www.entsoe-event.eu/transmission_system_operator.html
- [24] H. Gerard, E. I. Rivero Puente, e D. Six, «Coordination between transmission and distribution system operators in the electricity sector: A conceptual framework», *Util Policy*, vol. 50, pp. 40–48, Fev. 2018, doi: 10.1016/J.JUP.2017.09.011.
- [25] European Parliament, «Directive (EU) 2019/ 944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU», Jun. 2019. Acedido: 25 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: Directive (EU) 2019/ 944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU
- [26] European Parliament, «Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity», Jun. 2019. Acedido: 25 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>
- [27] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, e T. Salonidis, «The role of aggregators in smart grid demand response markets», *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol. 31, n. 7, pp. 1247–1257, 2013, doi: 10.1109/JSAC.2013.130708.
- [28] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle, e I. J. Pérez-Arriaga, «A review of the value of aggregators in electricity systems», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, pp. 395–405, Set. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2017.04.014.
- [29] «Delta H2020 Homepage | DELTA Project». Acedido: 29 de Janeiro de 2022. [Em linha]. Disponível em: <https://www.delta-h2020.eu/>
- [30] A. M. Carreiro, H. M. Jorge, e C. H. Antunes, «Energy management systems aggregators: A literature survey», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, pp. 1160–1172, Jun. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.179.

Referências

- [31] O. Okur, P. Heijnen, e Z. Lukszo, «Aggregator’s business models: Challenges faced by different roles», em *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, IEEE Computer Society, Out. 2020, pp. 484–488. doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248707.
- [32] F. Lezama, J. Soares, B. Canizes, e Z. Vale, «Flexibility management model of home appliances to support DSO requests in smart grids», *Sustain Cities Soc*, vol. 55, p. 102048, Abr. 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102048.
- [33] S. Kerscher e P. Arboleya, «The key role of aggregators in the energy transition under the latest European regulatory framework», *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 134, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107361.
- [34] R. Bray, B. Woodman, e P. Connor, «Policy and Regulatory Barriers to Local Energy Markets in Great Britain», Mai. 2018. doi: 10.13140/RG.2.2.17562.08647.
- [35] S. Sharda, M. Singh, e K. Sharma, «Demand side management through load shifting in IoT based HEMS: Overview, challenges and opportunities», *Sustain Cities Soc*, vol. 65, Fev. 2021, doi: 10.1016/j.scs.2020.102517.
- [36] P. Siano, «Demand response and smart grids - A survey», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 461–478, Fev. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.022.
- [37] G. De Zotti, «Leveraging Consumers’ Flexibility for the Provision of Ancillary Services», Technical University of Denmark, Dinamarca, 2019.
- [38] P. Faria e Z. Vale, «A Demand Response Approach to Scheduling Constrained Load Shifting», *Energies (Basel)*, vol. 12, n. 9, p. 1752, Mai. 2019, doi: 10.3390/EN12091752.
- [39] P. Ribeiro, «Utilização da Flexibilidade das Cargas através de Programas de Demand Response», Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2020.
- [40] B. Mota, L. Gomes, P. Faria, C. Ramos, Z. Vale, e R. Correia, «Production line optimization to minimize energy cost and participate in demand response events», *Energies (Basel)*, vol. 14, n. 2, p. 462, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14020462.
- [41] A. Srivastava, S. Van Passel, e E. Laes, «Assessing the success of electricity demand response programs: A meta-analysis», *Energy Res Soc Sci*, vol. 40, pp. 110–117, Jun. 2018, doi: 10.1016/J.ERSS.2017.12.005.
- [42] SmartEN, «Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017», *SEDC. Smart Energy Demand Coalition*, p. 223, 2017.
- [43] A. Marinopoulos, «Current status of Demand Response in the EU - Overview of DR services, markets, and regulatory issues», European Commission, Nov. 2020. Acedido: 18 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://www.delta-h2020.eu/wp-content/uploads/2020/11/DELTA_Webinar_JRC_final-1.pdf

- [44] I. Saviuc, C. Zabala López, A. Puskás-Tompos, K. Rollert, e P. Bertoldi, «Explicit demand response for small end-users and independent aggregators : status, context, enablers and barriers.», 2022. doi: 10.2760/625919,.
- [45] O. Bogdanova, K. Viskuba, e L. Zemīte, «A Review of Barriers and Enables in Demand Response Performance Chain», *Energies (Basel)*, vol. 16, n. 18, Set. 2023, doi: 10.3390/en16186699.
- [46] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, «Regulamentos - Eletricidade | Operação das Redes». Acedido: 23 de Março de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/operacao-das-redes/>
- [47] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, «Projetos-piloto aprovados ao abrigo do artigo 78.o do Regulamento de Operação das Redes do Setor Elétrico», Dez. 2023. Acedido: 15 de Fevereiro de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://www.erse.pt/media/arhjj0bz/lista_projetos_piloto_ror_pt.pdf
- [48] P. Cappers, C. Goldman, e D. Kathan, «Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence», *Energy*, vol. 35, n. 4, pp. 1526–1535, 2010, doi: 10.1016/j.energy.2009.06.029.
- [49] Southern California Edison, «Take advantage of one or more of our Demand Response (DR) programs to help lower your energy costs when you actively reduce energy use.», 2024. Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://www.sce.com/sites/default/files/custom-files/DR%20Programs%20Fact%20Sheet_Final_WCAG_v2_7.16.21.pdf
- [50] Southern California Edison, «Program Year 2020 Southern California Edison Summer Discount Plan Impact Evaluation», 1 de Abril de 2021. Acedido: 28 de Setembro de 2024. [Em linha]. Disponível em: https://www.calmac.org/publications/SCE0452.01_PY2020_SCE_DR_Program_Report_SDP_Public.pdf
- [51] Hydro One, «Peaksaver PLUS». Acedido: 27 de Abril de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.hydroone.com/saving-money-and-energy/residential/peaksaver-plus%C2%AE>
- [52] T. Logenthiran, D. Srinivasan, e K. W. M. Vanessa, «Demand side management of smart grid: Load shifting and incentives», *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 6, n. 3, Abr. 2014, doi: 10.1063/1.4885106.
- [53] N. Venkatesan, J. Solanki, e S. K. Solanki, «Residential Demand Response model and impact on voltage profile and losses of an electric distribution network», *Appl Energy*, vol. 96, pp. 84–91, 2012, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.12.076.

Referências

- [54] N. F. Hamidi, M. P. Abdullah, M. Y. Hassan, e F. Hussin, «Load Shifting and Retrofitting Strategy for Reducing Electricity Bill», *2012 IEEE Student Conference on Research and Development*, 2012, doi: 10.1109/SCORed.2012.6518635.
- [55] R. Dharani, M. Balasubramonian, T. S. Babu, e B. Nastasi, «Load shifting and peak clipping for reducing energy consumption in an indian university campus», *Energies (Basel)*, vol. 14, n. 3, Fev. 2021, doi: 10.3390/en14030558.
- [56] A. Middelberg, J. Zhang, e X. Xia, «An optimal control model for load shifting - With application in the energy management of a colliery», *Appl Energy*, vol. 86, n. 7–8, pp. 1266–1273, 2009, doi: 10.1016/j.apenergy.2008.09.011.
- [57] A. Jacobus van Staden, J. Zhang, e X. Xia, «A model predictive control strategy for load shifting in a water pumping scheme with maximum demand charges», *Appl Energy*, vol. 88, pp. 4785–4794, Jul. 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.06.054.
- [58] A.-G. Paetz, T. Kaschub, P. Jochem, e W. Fichtner, «Load-Shifting Potentials in Households Including Electric Mobility—a Comparison of User Behaviour with Modelling Results», *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2013, doi: 10.1109/EEM.2013.6607324.
- [59] M. Robillart, P. Schalbart, F. Chaplais, e B. Peuportier, «Model reduction and model predictive control of energy-efficient buildings for electrical heating load shifting», *J Process Control*, vol. 74, pp. 23–34, Fev. 2019, doi: 10.1016/j.jprocont.2018.03.007.
- [60] B. Mota, P. Faria, e C. Ramos, «Joint Production and Maintenance Scheduling for Total Cost and Machine Overload Reduction in Manufacturing: A Genetic Algorithm Approach», *IEEE Access*, vol. 11, pp. 98070–98081, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3312557.
- [61] B. Mota, P. Faria, e Z. Vale, «Energy cost optimization through load shifting in a photovoltaic energy-sharing household community», *Renew Energy*, vol. 221, Fev. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2023.119812.
- [62] B. Canizes, B. Mota, P. Ribeiro, e Z. Vale, «Demand Response Driven by Distribution Network Voltage Limit Violation: A Genetic Algorithm Approach for Load Shifting», *IEEE Access*, vol. 10, pp. 62183–62193, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3182580.
- [63] A. J. Conejo, J. M. Morales, e L. Baringo, «Real-time demand response model», *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 1, n. 3, pp. 236–242, Dez. 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2078843.
- [64] M. Parvania, M. Fotuhi-Firuzabad, e M. Shahidehpour, «Optimal demand response aggregation in wholesale electricity markets», *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 4, n. 4, pp. 1957–1965, Dez. 2013, doi: 10.1109/TSG.2013.2257894.
- [65] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, «Períodos horários na energia elétrica em Portugal», Set. 2020. Acedido: 26 de Janeiro de 2024. [Em linha]. Disponível em:

<https://www.erse.pt/media/wijn0vgt/periodos-hor%C3%A1rios-de-energia-el%C3%A9trica-em-portugal.pdf>

- [66] C. Ramos, R. Barreto, B. Mota, L. Gomes, P. Faria, e Z. Vale, «Scheduling of a textile production line integrating PV generation using a genetic algorithm», *Energy Reports*, vol. 6, pp. 148–154, Dez. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2020.11.093.
- [67] MathWorks, «MATLAB», 2018, R2018a. Acedido: 10 de Junho de 2024. [Em linha]. Disponível em: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>
- [68] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez, e R. J. Thomas, «MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education», *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n. 1, pp. 12–19, Fev. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 29 de setembro de 2024