



Maria Beatriz Costa Fidalgo

Licenciada em Ciências de Engenharia Eletrotécnica

As Tarifas Dinâmicas de Energia Elétrica no Âmbito das *Smart Grids*

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Paulo Jorge Costa Santos, Professor, Instituto Politécnico de Setúbal

Co-orientador: Mário Ventim Neves, Professor, FCT/UNL

Setembro de 2019

As Tarifas Dinâmicas de Energia Elétrica no Âmbito das *Smart Grids*

Copyright © Maria Beatriz Costa Fidalgo, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

“To have a great idea, have a lot of them”

Thomas A. Edison

Agradecimentos

Gostaria de agradecer, em primeiro lugar, ao meu orientador, o Prof. Paulo Jorge Costa, por todo o incentivo prestado durante a elaboração desta dissertação, e em especial pela disponibilidade prestada e objetividade na análise de temas relativos a este trabalho.

Agradeço também à minha família pelo apoio que me deram durante todo o percurso acadêmico. Agradeço, ainda, a todos os meus amigos, com quem discuti temas de interesse para a dissertação.

Resumo

O Mercado Ibérico de Eletricidade estabelece um preço horário em mercado *spot* para a compra e venda de energia elétrica, em ambiente de mercado aberto. A segurança e estabilidade do sistema obrigam a ajustes constantes na definição do preço para cada hora, garantidos a cada instante através da emissão de despachos pela REN (Redes Energéticas Nacionais), que definem o preço final.

Este ajustamento é estabelecido com base em ofertas de produção, confrontadas com a previsão da evolução de consumos para as próximas 24 horas. Assim, o MIBEL (através do OMIP e do OMIE) estabelece o preço de uma forma dinâmica.

Apesar dos grandes consumidores poderem aceder a esta variação de preços e adquirir a sua energia em ambiente de OMIP e OMIE, os consumidores domésticos ou de uso final não têm acesso a esta dinâmica do mercado, vendo as suas tarifas mudarem apenas anualmente. As tarifas dinâmicas propõem-se a mudar este paradigma, trazendo uma dinâmica de mercado a todos os consumidores.

Com esta dissertação, pretende-se numa primeira fase estabelecer uma abordagem da forma organizativa do atual mercado de energia elétrica, procurando saber, se por exemplo, a dinâmica atual de preços tem em conta a evolução dinâmica de produção renovável. Numa segunda fase, saber se a introdução das tarifas dinâmicas pode ser benéfica para a alteração da forma de diagramas de carga de certos equipamentos, modificando as suas pontas e evitando assim o investimento na mudança de transformadores e outros equipamentos. Para este fim, foram construídos modelos de simulação aquando a implementação de tarifas de energia dinâmicas a clientes de Baixa Tensão, com base em dados reais de postos de transformação.

Palavras-chave: Sistema de Energia Elétrica, Energia Renovável, Mercado Ibérico de Eletricidade, Mercado Diário, Mercado Intradiário, Tarifas Dinâmicas.

Abstract

The Iberian Electricity Market defines a price for a given hour in spot market for the purchase of electric energy, in an open market environment. The security and stability of the system demand constant adjustments in the definition of the price for a given hour, assured at each instant through the emission of regulation by REN (Redes Energéticas Nacionais).

This adjustment is based on production offers, confronted with the consume evolution's previsions for the next 24 hours. Thus, MIBEL (through OMIP and OMIE) establishes the price in a dynamic way.

The big consumers can access this variation of prices and acquire its energy in this environment, however this is not the reality for small consumers, who can't access this dynamic market and therefore see their tariffs changed only yearly. The dynamic tariffs propose to change this paradigm, bringing this dynamic market to every type of consumer.

With this dissertation, it is intended to, in a first phase, establish an organized approach of the electric market as it is in the present, looking to know if, for instance, the actual dynamic of prices has in account the dynamic evolution of renewable production. In a second phase, ascertain if the introduction of dynamic tariffs may benefit the alteration of the diagram charge's curve of certain equipment, modifying its picks of consumption and so avoiding the change of transformers and other equipment. With this purpose, simulation models were elaborated at the time of the implementation of dynamic energy tariffs to Low Voltage clients, based on the real data of transformer stations.

Keywords: Electrical Energy System, Renewable Energy, Iberian Electricity Market, Daily Market, Intra-day Market, Dynamic tariffs.

Índice Geral

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Índice Geral	xi
Índice de Tabelas	xv
Índice de Figuras	xvii
Glossário	xviii
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Estrutura	5
2 Revisão Bibliográfica	7
2.1 Mercados de Eletricidade	7
2.1.1 <i>Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)</i>	8
2.1.1.1 Modelo Organizacional.....	8
2.1.1.2 Modelo Diário e Intradário	10
2.2 Tarifas de Energia	12
2.2.1 <i>Modelos Tarifários</i>	12
2.2.1.1 Descrição Geral	12
2.2.1.2 Variações Tarifárias Aplicadas	13
2.2.1.3 Estrutura do Tarifário.....	20
2.2.2 <i>Metodologia de Cálculo das Tarifas</i>	22
2.3 Tarifas Dinâmicas.....	23
2.3.1 <i>Enquadramento</i>	23

2.3.2	<i>Definição</i>	24
2.3.3	<i>Tipos de Tarifas Dinâmicas</i>	24
2.3.3.1	Tarifas Flat.....	25
2.3.3.2	Tarifas Time-of-Use	25
2.3.3.3	Tarifas Real Time Pricing.....	25
2.3.3.4	Tarifas Critical Peak Pricing.....	26
2.3.3.5	Tarifas Critical Peak Rebate	26
2.3.4	<i>Aplicação de Tarifas Dinâmicas</i>	27
2.3.4.1	Projetos-piloto Internacionais	27
2.3.4.2	Plano de Implementação dos Projetos Piloto em Portugal	29
3	Simulação, Aplicação e Resultados	31
3.1	Impacto da Produção de Energia Renovável nos preços do MIBEL.....	31
3.1.1	<i>Descrição do Cenário em Estudo</i>	31
3.1.2	<i>Resultados da Simulação</i>	34
3.1.2.1	Análise sumária de 2014.....	34
3.1.2.2	Análise sumária de 2015.....	36
3.1.2.3	Análise sumária de 2016.....	38
3.1.2.4	Análise sumária de 2017.....	39
3.2	Aplicação de Tarifas Dinâmicas em clientes BT.....	42
3.2.1	<i>Descrição do Cenário em Estudo</i>	42
3.2.2	<i>Resultados da Simulação</i>	45
4	Conclusão	51
5	Trabalhos Futuros	53
	Referências	55
	Anexo	59
	Ciclo diário proposto pela EDP para tarifas dinâmicas na região do Mondego.....	59
	Caso A – Estudo da adesão à Tarifa Tetra Horária para o Posto de Transformação 1	61
	Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	61
	Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	62
	Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	63
	Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	64
	Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	65
	Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	66
	Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	67
	Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	68
	Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	69
	Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	70
	Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	71
	Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	72
	Caso B - Estudo da adesão ao Período Crítico para o Posto de Transformação 1	73
	Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	73
	Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	74
	Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	75
	Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	76

Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	77
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	78
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	79
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	80
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	81
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	82
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	83
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	84
Caso C – Estudo da adesão à Tarifa Tetra Horária para o Posto de Transformação 2.....	85
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	85
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	86
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	87
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	88
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	89
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	90
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	91
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	92
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	93
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	94
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	95
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	96
Caso D - Estudo da adesão ao Período Crítico para o Posto de Transformação 2.....	97
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	97
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	98
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	99
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	100
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	101
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	102
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	103
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	104
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos	105
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos	106
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos	107
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos	108

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Ciclo diário da tarifa bi-horária.....	14
Tabela 2 - Ciclo semanal da tarifa bi-horária.....	15
Tabela 3 - Ciclo diário da tarifa tri-horária.....	16
Tabela 4 - Ciclo semanal da tarifa tri-horária.....	16
Tabela 5 - Ciclo diário da tarifa tetra-horária para clientes em BTE.....	17
Tabela 6 - Ciclo semanal da tarifa tetra-horária para clientes em BTE.....	18
Tabela 7 - Ciclo semanal opcional da tarifa tetra-horária para clientes em MT, AT e MAT.....	19
Tabela 8 - Ciclo diário transitório da tarifa tetra-horária para clientes em MT, AT e MAT.....	20
Tabela 9 - Análise anual dos preços de energia elétrica em 2014.....	36
Tabela 10 - Análise anual da produção de energias renováveis em 2014.....	36
Tabela 11 - Análise anual dos preços de energia elétrica em 2015.....	37
Tabela 12 - Análise anual da produção de energias renováveis em 2015.....	38
Tabela 13 - Análise anual dos preços de energia elétrica em 2016.....	39
Tabela 14 - Análise anual da produção de energias renováveis em 2016.....	39
Tabela 15 - Análise anual dos preços de energia elétrica em 2017.....	40
Tabela 16 - Análise anual da produção de energias renováveis em 2017.....	41
Tabela 17 - Caracterização das horas de ponta para o plano tarifário (i).....	43

Índice de Figuras

Figura 1 - Estrutura do Sistema Elétrico	2
Figura 2 - Sessões do Mercado Intradiário	10
Figura 3 - Gráfico do preço de equilíbrio do mercado	11
Figura 4 - Produção de energia elétrica por tecnologia e consumo.....	32
Figura 5 - Evolução da produção de energia renovável e dos preços médios de mercado ao longo de 2014	35
Figura 6 - Evolução da produção de energia renovável e dos preços médios de mercado ao longo de 2015	37
Figura 7 - Evolução da produção de energia renovável e dos preços médios de mercado ao longo de 2016	38
Figura 8 - Evolução da produção de energia renovável e dos preços médios de mercado ao longo de 2017	40
Figura 9 - Evolução da redução média no preço da eletricidade por produção em regime especial e do peso dos tipos de produção	41
Figura 10 - Adesão de 40% dos consumidores domésticos ao plano (i) com 20% de desvio de consumos	46
Figura 11 - Adesão de 80% dos consumidores domésticos ao plano (i) com 20% de desvio de consumos	47
Figura 12 - Adesão de 40% dos consumidores domésticos ao plano (ii) com 20% de desvio de consumos	48
Figura 13 - Adesão de 80% dos consumidores domésticos ao plano (ii) com 20% de desvio de consumos	49
Figura 14 - Ciclo diário proposto pela EDP para tarifas dinâmicas na região do Mondego.....	60

Glossário

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Imobiliários
CNE	Comissão Nacional de Energia
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
CPR	<i>Critical Peak Rebate</i>
EDA	Eletricidade dos Açores
EDP	Eletricidade de Portugal
EEM	Empresa de Eletricidade da Madeira
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energia – Pólo Espanhol, S.A.</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia Português, Sociedade Gestora do Mercado Regulamentado, S.A.
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PT	Posto de Transformação
REE	<i>Red Eléctrica de España</i>
REN	Redes Energéticas Nacionais

RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
SEE	Sistema de Energia Elétrica
ToU	<i>Time-of-Use</i>
TUGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
TURD	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
TURT	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição

1 Introdução

1.1 Enquadramento

O Sistema de Energia Elétrica (SEE) é um sistema complexo que tem como objetivo entregar energia elétrica aos consumidores, obedecendo a critérios rigorosos de qualidade e segurança. A complexidade deste sistema prende-se à necessidade de, a cada instante, a produção ter de fornecer energia necessária para suprir as necessidades de consumo, tendo em conta as perdas de todo o sistema.

Esta energia produzida, maioritariamente pelas centrais térmicas e hídricas, é entregue à rede de transporte em Muita Alta Tensão (MAT), e percorre grandes distâncias até ser transferida para a rede de distribuição que funciona nos outros três níveis de tensão,- Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT) - e que entrega finalmente a energia aos respetivos clientes.

Assim, o SEE, enquanto sistema organizacional encerra as funções primordiais de produção, transporte, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica [1], que de uma forma esquemática se encontra representado na figura 1:

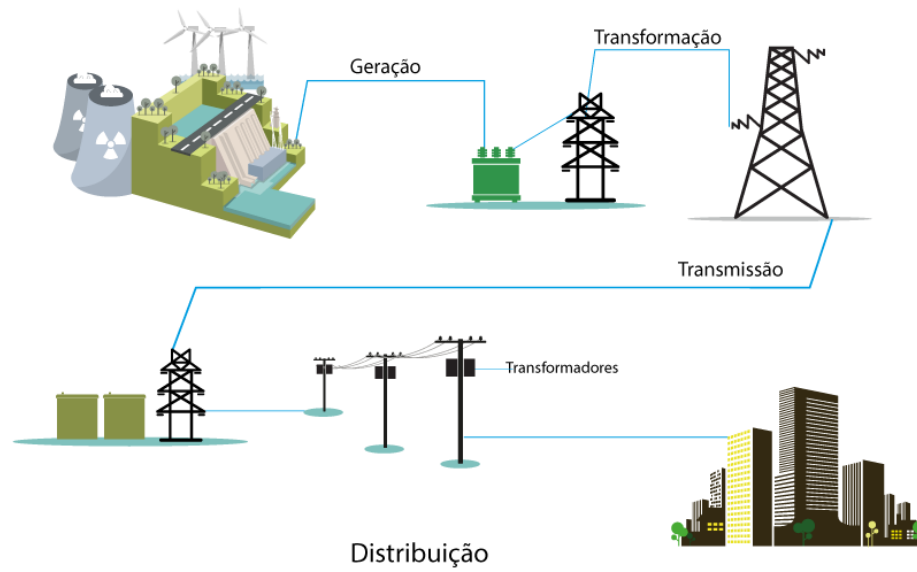


Figura 1 - Estrutura do Sistema Elétrico [2]

Produção: A produção constitui uma atividade livre de iniciativa privada e tem dois regimes legais:

(i) produção em regime ordinário (PRO), que representa a produção através de fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros electroprodutores hídricos, sendo um tipo de produção não dependente dos recursos e por isso de fácil controlo;

(ii) produção em regime especial (PRE), que abrange a cogeração e a produção elétrica a partir de fontes de energia renováveis.

Transporte: A atividade de transporte é exercida de forma exclusiva pela REN (Redes Energéticas Nacionais), a quem o Estado, em regime de serviço público, concedeu este serviço. Esta empresa é cotada em bolsa e conta por isso com vários acionistas. Esta atividade de transporte integra o planeamento, construção, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte (RNT) e a gestão do sistema de forma a coordenar as instalações de produção e de distribuição.

Distribuição: Num modo exclusivo e em regime de serviço público, a Rede Nacional de Distribuição (RND) é explorada pela EDP-Distribuição. A rede de distribuição de BT é regida por contratos de concessão estabelecidos entre municípios e distribuidores.

Comercialização: Os produtores em regime ordinário, comercializadores e produtores em regime especial podem tornar-se agentes do mercado, comprando e vendendo eletricidade mediante o pagamento de tarifas reguladas.

As empresas de comercialização de eletricidade são responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a faturação e o serviço ao cliente.

Consumo: Os consumidores escolhem livremente o seu comercializador de energia elétrica devido à abertura do mercado de eletricidade em Portugal.

(i) Consumo em bombagem: Representa a energia consumida durante o processo de bombagem por um grupo reversível de um aproveitamento hidráulico, que compensa os desvios relativos às previsões de produção e consumo.

A energia elétrica está disponível a qualquer momento na quantidade exata de que o consumidor necessita. Do ponto de vista do consumidor, o sistema elétrico acaba por se comportar de forma constante e inesgotável, no entanto, a segurança e estabilidade do sistema é posta em causa “constantemente”, não só por ter de ser satisfeito em permanência um desvio zero entre a produção e consumo de energia, respeitando as produções contratadas bem como a exportação e a importação previamente acordadas, como também por existirem perdas associadas à rede de distribuição e de transporte que pressupõem variações indesejadas [3].

Apesar do que acontece a montante, o consumidor final de energia elétrica de baixa tensão vê um preço constante na sua fatura que acaba por não traduzir as variações do preço de mercado. As tarifas dinâmicas visam criar uma dinâmica de mercado para este tipo de consumidores, onde tem-se apostado na atualização dos sistemas elétricos de energia para redes e equipamentos inteligentes que permitam aumentar a eficiência das trocas de informação com o consumidor doméstico, e com isso, fazer uma aproximação mais exata dos preços de mercados.

Com o desenvolvimento do setor e com a instalação de *smart grids*, torna-se importante estudar o seu impacto para melhorar a eficiência do sistema elétrico.

1.2 Objetivos

Numa primeira fase, tendo por base os programas definidos nas transações de energia elétrica produzida e consumida diariamente e o respetivo preço (estabelecido no mercado diário e intradiário), pretende-se avaliar o impacto da produção de energia renovável nos preços da eletricidade praticados pelo Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Os

dados utilizados para o presente estudo foram disponibilizados pela REN – Redes Energéticas Nacionais.

De uma maneira geral, os preços associados às tarifas de eletricidade são fixos, sendo diferenciados pelos níveis de tensão e pelo período tarifário (trimestral e horário). Assim, tal como já referido, o consumidor final vê um preço de mercado constante (ou seja, que não traduz as variações do preço) definido de forma anual, de acordo com o regulamento tarifário definido pelo regulador do sistema. Para contornar esta situação, em que o comportamento dos consumidores individuais acarreta picos de carga fruto dos hábitos de consumo, as tarifas dinâmicas propõem-se a testar novos sistemas tarifários que levem a uma oferta mais variável e flexível, possibilitando a participação dos consumidores na gestão do sistema elétrico.

Um dos proveitos da aplicação de tarifas dinâmicas é o possível adiamento de investimentos em novas infraestruturas - tome-se o caso dos Postos de Transformação (PTs) públicos, instalados em zonas urbanas, cuja renovação é cara e morosa. Um dos problemas cruciais destes equipamentos está diretamente ligado à forma continuada como a ponta do consumo fica perto da potência instalada dos equipamentos, o que obriga ao reforço ou substituição do(s) transformador(es) de potência, problema que será colocado com ainda mais acuidade com a introdução nas cidades da mobilidade elétrica. As tarifas dinâmicas permitem a modificação dos diagramas de carga, possibilitando um faseamento da sua renovação ou adiando assim investimentos na construção de novos PTs, podendo assim fazer parte de uma solução para evitar o “esgotamento” rápido destas infraestruturas.

A implementação deste tipo de tarifas será um incentivo para os consumidores finais distribuírem o seu consumo de energia elétrica ao longo do dia, evitando os referidos picos de carga e desviando as pontas de consumo. Nesta dissertação foram definidos comportamentos de carga e estabelecidos modelos de simulação com vista à implementação de tarifas de energia dinâmicas a clientes BT. Os diagramas de carga utilizados são reais e obtidos a partir de dados de consumo de Postos de Transformação da cidade de Coimbra.

1.3 Estrutura

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos:

Capítulo 1 – Introdução. Onde é estruturado um enquadramento da dissertação, explicitando o contexto e motivações da sua realização e, também, os objetivos propostos no seu desenvolvimento.

Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica. Consiste na explicação teórica de todos os conceitos fundamentais à realização da dissertação. Este capítulo visa a compreensão do conceito de mercados de energia, principalmente dos que são parte integrante do MIBEL; as estruturas tarifárias em Portugal; e o conceito de tarifas dinâmicas.

Capítulo 3 – Simulação, Aplicação e Resultados. Nesta secção validaram-se os dados obtidos através de simulações, que foram posteriormente analisadas.

Capítulo 4 – Conclusão. Sintetiza os resultados obtidos através das simulações realizadas no capítulo anterior, tal como propostas de alterações e correções aos modelos.

Capítulo 5 – Trabalhos Futuros. Como última secção, são apresentadas propostas que visam melhorar os resultados obtidos, para o aumento da capacidade de infraestruturas, através de mudanças de hábitos de consumo.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Mercados de Eletricidade

A quantidade de energia comprada e vendida numa determinada hora é estabelecida tendo por base as transações efetuadas nas várias sessões dos diferentes tipos de mercado, ao longo de vários horizontes.

No final de todas as transações, resulta um programa horário, que estabelece, para cada unidade de tempo (hora), a energia que determinada entidade se compromete a injetar na rede – caso se trate de uma unidade de produção - ou a consumir do sistema – caso se trate de uma unidade de consumo (comercializador ou de bombagem). Estes valores de produção e de consumo podem ser consultados no Programa Final dos Produtores e no Programa Final dos Consumidores.

No entanto, em tempo-real, por diferentes razões, os agentes não conseguem cumprir exatamente o programa que foi definido. Nesse intuito, para compensar o desvio entre o que foi contratado em mercado (vendido e comprado), e o que foi exatamente produzido e consumido, existe ainda o Mercado de Serviços de Sistema, que permite mobilizar/desmobilizar produção, de forma a ajustar a energia que está efetivamente a ser produzida à energia que está efetivamente a ser consumida.

Em suma, um agente pode transacionar energia das seguintes formas:

- (i) Estabelecendo um contrato bilateral com outro agente,
- (ii) Comprando/vendendo energia no mercado diário,
- (iii) Comprando/vendendo energia nos mercados intradiários,

(iv) Comprando/vendendo energia no mercado contínuo.

No final das transações sumariadas nos pontos (i) a (iv), é estabelecido o Programa Final.

(v) Comprando/vendendo energia no Mercado de Serviços do Sistema.

É de notar que a maioria das transações é efetuada através da compra e venda de energia no Mercado Diário.

2.1.1 Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)

Como consequência da liberalização do setor elétrico, foi celebrado um Protocolo de colaboração entre as Administrações portuguesa e espanhola, para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), que pretende beneficiar os consumidores de ambos os países através da transparência, igualdade e objetividade. Este documento estabelecia o início da cooperação entre o Estado e reguladores e operadores do setor de cada país, integrando os seus sistemas elétricos [4].

Com a criação do MIBEL definiu-se um mercado para cada tipo de contratação:

(i) Mercado *spot* (diário e intradiário).

(ii) Mercado a Prazo.

(iii) Mercado de Serviços de Sistema.

(iv) Mercado de Contratação Bilateral.

2.1.1.1 Modelo Organizacional

No quadro do MIBEL existe a figura do Conselho de Reguladores que integra parte portuguesa, através da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e da Comissão do Mercado de Valores imobiliários (CMVM), e parte espanhola, através da Comissão Nacional de Energia (CNE) e da Comissão Nacional do Mercado de Valores.

Além disso foi criado o grupo OMI que tem como objetivo a gestão de mercados energéticos da Península Ibérica e tem duas *holdings*, uma portuguesa (OMIP SGPS), e outra espanhola (OMEL). Cada uma detém 10% de participação na outra, e cada uma detém 50% dos operadores do mercado *spot* (OMIE) e do mercado a prazo (OMIP SGMR).

O OMIP, como operador do Mercado de Derivados da Energia Elétrica, oferece serviços de negociação em contínuo de diferentes produtos derivados, registo de operações bilaterais e serviços de distribuição de dados. Sendo um mercado regulado a atividade quotidiana do OMIP é supervisionada pelo regulador financeiro português CMVM.

Em relação aos contratos negociados, são listados para negociação contratos futuros (produto com mais liquidez), *forwards*, *swaps*, entre outros. Os produtos derivados negociados neste mercado, nomeadamente através de contratos futuros, são contratos financeiros que permitem aos agentes fazer cobertura de risco de preço. Do ponto de vista prático, são Contratos por Diferenças (CFD) e que são liquidados contra um índice, que no caso do produto base corresponde à média horária do preço *spot*. Esta cobertura é puramente financeira, para a aquisição física de eletricidade é necessário recorrer diretamente ao OMIE ou a contratação bilateral.

2.1.1.1.1 Mercado Grossista

De forma a promover uma maior eficiência na gestão e operação dos recursos afetos à atividade de produção, esta atividade é comercializada, em regime de concorrência, num mercado grossista. Neste mercado, os agentes produtores asseguram a colocação da energia produzida e os agentes que dela necessitam adquirem-na, seja para satisfazer a carteira de fornecimento a clientes finais, seja para consumo próprio [5].

O mercado grossista do MIBEL compreende uma série de formatos de contratação de energia que se complementam entre si:

- Mercado de contratação a prazo (OMIP), onde se estipulam compromissos futuros relativos à produção e compra de energia elétrica. Este mercado tem ainda em vista a possível liquidação física (entrega de energia) ou financeira.
- Mercado *spot* de contratação à vista (OMIE), que compreende dois tipos de contratação – diária e intradiária – que definem os programas de compra e venda de eletricidade para o dia seguinte ao da negociação.
- Mercado de serviços de sistema, que em tempo real, mantém o equilíbrio entre a produção e consumo de energia elétrica.
- Mercado de contratação bilateral, que permite aos agentes comprar e vender eletricidade, para diferentes horizontes temporais.

2.1.1.1.2 Modelo Retalhista

Uma outra atividade aberta à concorrência é a atividade de comercialização, que por sua vez está associada ao mercado retalhista. A estrutura deste mercado é composta por duas formas de contratação do fornecimento de energia elétrica [5]:

- Contratação em mercado regulado, através da aplicação de tarifas integrais reguladas.
- Contratação em mercado liberalizado, onde as partes envolvidas definem e acordam preços, por sua vez regulados, relativos ao acesso às redes.

Com o desenvolvimento do processo de liberalização do mercado retalhista, estimulou-se a abertura da atividade de comercialização, o que permite que todos os consumidores possam escolher livremente o seu fornecedor de eletricidade.

2.1.1.2 Modelo Diário e Intradiário

No mercado diário transaciona-se eletricidade para entrega no dia seguinte ao da negociação, onde são definidos os preços para cada uma das 24 horas de um dia e para todos os dias do respetivo ano, de acordo com o fuso horário espanhol. Como já foi referido, tendo em conta que, em tempo real, por diferentes razões, os agentes não conseguem cumprir o programa exatamente nos termos definidos, sempre que necessário, após a contratação, procede-se a ajustes no preço, quantidade ou hora contratada, numa das seis sessões de negociação do mercado intradiário (em vigor desde 2007).



Figura 2 - Sessões do Mercado Intradiário [6]

A primeira sessão do intradiário, como ilustrado na figura 2, engloba o preço para as últimas 4 horas do dia e para as 24 horas do dia seguinte de negociação. Como se retira da imagem, à medida que o número de sessões aumenta, o preço define um intervalo menor de horas correspondente ao dia seguinte de negociação.

2.1.1.2.1 Formação de Preços

O preço do mercado é gerido consoante a procura e a oferta de energia, e reflete o valor mínimo que satisfaça ambas as partes – ou seja, é feito o cruzamento de duas curvas, correspondentes à oferta e procura dos diferentes agentes registados e, como tal, capacitados para intervir no mercado.

A construção do gráfico da oferta, baseia-se na ordenação crescente dos valores de oferta de venda, ao invés do da procura, que ordena no sentido decrescente. O cruzamento de ambos, como se mostra na figura 3, define o preço de mercado, levando a que os compradores paguem o mesmo a todos os vendedores [6].

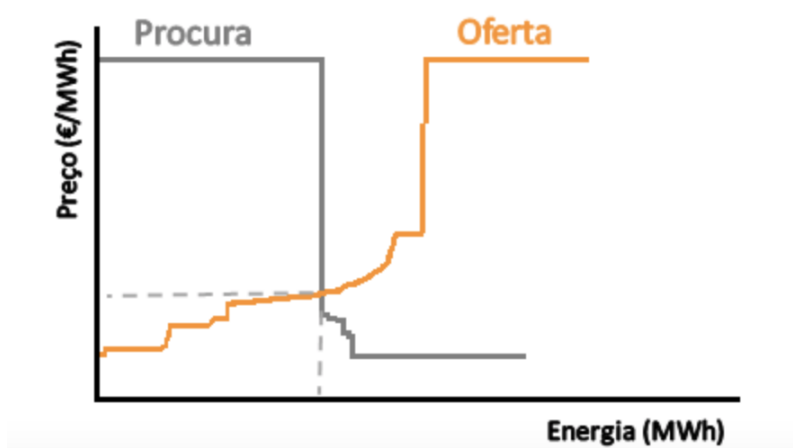


Figura 3 - Gráfico do preço de equilíbrio do mercado [6]

2.1.1.2.2 Caracterização da curva de oferta e procura

Na zona mais alta da curva de oferta, estão presentes as centrais térmicas a fuelóleo e as centrais hídricas de albufeira; numa zona intermédia marcam presença as centrais a gás natural de ciclo combinado e as centrais térmicas a carvão; por fim, na zona baixa da curva, surgem as centrais hídricas de fio-de-água.

Contrariamente ao que se verifica em Espanha, os produtores em regime especial (PRE) não fazem parte do mercado de produção. Esta energia é vendida a um comercializador de último recurso, que fica responsável por incorporar a respetiva produção nas suas ofertas de aquisição, reduzindo assim as necessidades de procura.

Já a curva da procura é definida, no seu pico, pelos fornecimentos regulados, e, nas restantes zonas, pelo consumo correspondente às centrais hídricas com bombagem e aos comercializadores para fornecimentos no mercado livre [7].

2.2 Tarifas de Energia

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) define as estruturas tarifárias de Portugal, promovendo a eficiência e transparência da sua aplicação, de forma a manter o equilíbrio económico e financeiro das empresas reguladas, a qualidade de fornecimento de energia e a estabilidade da evolução tarifária.

2.2.1 Modelos Tarifários

2.2.1.1 *Descrição Geral*

Os modelos tarifários de eletricidade têm de ser capazes de recuperar os proveitos estabelecidos pela ERSE, que estão inerentes às atividades do setor elétrico, como a produção, transporte, distribuição e venda de energia elétrica [8].

A tarifa paga pelos consumidores finais, engloba:

- Tarifa de Energia, que recupera os custos da atividade de compra e venda de energia elétrica.
- Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, inerente à mudança de comercializador.
- Tarifa de Acesso às Redes, que é composta por:

(i) Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), que deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG). A tarifa UGS visa ainda a recuperação dos custos com a gestão do sistema, compreendendo os custos de exploração e com capital afetos a esta gestão, bem como os montantes a repercutir nas tarifas, os custos excecionais com serviços de sistema contratados de forma bilateral, os

encargos com contratos e ininterruptibilidade e ajustamentos dos custos de gestão, calculados com base nos custos verificados nos dois anos anteriores. Esta tarifa é aplicada ao operador da rede de distribuição, que a inclui no preço cobrado ao cliente final, onde se englobam as quantidades de energia ativa e de potência contratada, perdas e diagrama de carga.

(ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT), onde é analisada a quantidade de energia medida nos pontos de entrega da RNT e os diagramas de carga, de modo a que o operador da rede de transporte aplique a tarifa ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que posteriormente aplica às entregas a clientes dos mercados livres e regulados.

(iii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD), que proporciona os custos do acesso às redes por cada nível de tensão e é condicionada por todas as entregas a clientes. Para tal, tem-se em conta o número de clientes finais e de mercado globalizado, bem como os valores globais de energia ativa, onde são aplicados ajustamentos relativos às perdas ao longo da rede e aos diagramas de carga tipo.

- Tarifa de Comercialização, que refletem os proveitos da margem de ganho dos comercializadores pela sua atividade.

2.2.1.2 Variações Tarifárias Aplicadas

A elaboração e fixação de tarifas de energia elétrica está sempre sujeita a um conjunto de critérios que tendem a equilibrar os interesses dos consumidores e operadores, e são o resultado da conjugação de vários fatores, que por um lado minimizam os custos para os consumidores, refletindo os custos de interesse económico e político energético (nos termos da legislação em vigor), e por outro asseguram a sustentabilidade do mercado.

As componentes tarifárias em Portugal, de acordo com o artigo 31.º/1 do Regulamento Tarifário, são definidos por dois períodos tarifários, que podem apresentar diferentes valores: os períodos trimestrais (que refletem as épocas do ano) e os períodos horários.

Consoante o nível de tensão dos consumidores finais, os períodos tarifários variam. Clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) podem optar por uma tarifa simples (sem diferenciação horária), bi-horária ou tri-horária, sendo esta última opção obrigatória para clientes com consumos superiores a 20,7kVA. Já a clientes em Baixa Tensão Especial

(BTE), MT, AT e MAT é lhes aplicada uma tarifa tetra-horária com preços diferenciados por trimestre.

2.2.1.2.1 *Períodos Horários*

Os períodos horários estão definidos em (i) período horário de vazio (horas de vazio normal e super vazio) e (ii) período horário de fora de vazio (horas de ponta e horas cheias), e diferenciam-se de acordo com o ciclo semanal e diário [8].

As opções tarifárias variam consoante o nível de tensão e estão estabelecidas de forma diferenciada para Portugal Continental e Regiões Autónomas.

2.2.1.2.2 *Tarifa Simples*

A tarifa de eletricidade mantém-se todo o ano independentemente do dia da semana e época do ano.

2.2.1.2.3 *Tarifa Bi-horária*

A tarifa de eletricidade é cobrada consoante o horário de consumo, havendo a tarifa fora de vazio e vazio:

(i) Fora de vazio: Representa as horas onde o consumo de energia elétrica é mais elevado e por isso mais caro.

(ii) Vazio: Horas onde o consumo é mais barato, como tal os níveis de consumo mais baixos. Normalmente abrangem períodos noturnos e fins-de-semana.

A tabela 1 e 2, organizam de forma sintética, este plano tarifário:

Tabela 1 - Ciclo diário da tarifa bi-horária [9]

Ciclo Diário		
Todos os dias	Vazio	0h – 8h
		22h – 24h
	Fora de Vazio	8h – 22h

Tabela 2 - Ciclo semanal da tarifa bi-horária [9]

Ciclo Semanal (Hora Legal de Verão)			Ciclo Semanal (Hora Legal de Inverno)		
Segunda- feira a sexta-feira	Vazio	0h – 7h	Segunda- feira a sexta-feira	Vazio	0h – 7h
	Fora de vazio	7h – 24h		Fora de vazio	7h – 24h
Sábado	Vazio	0h - 9h	Sábado	Vazio	0h – 9h30
		14h - 20h			13h – 18h30
		22h - 24h			22h – 24h
	Fora de vazio	9h – 14h		Fora de vazio	9h30 – 13h
		20h – 22h		Fora de vazio	18h30 – 22h
Domingo	Vazio	0h – 24h	Domingo	Vazio	0h – 24h

A tarifa bi-horária, além de ser cobrada consoante os horários de consumo, tem a possibilidade de ser cobrada consoante um ciclo diário (tabela 1) ou um ciclo semanal (tabela 2), sendo que este último é afetado pelos períodos trimestrais.

2.2.1.2.4 Tarifa Tri-horária

A tarifa de eletricidade depende do horário de consumo, podendo este ser cobrado à tarifa de ponta, cheias ou vazio. Quer no ciclo diário, quer no ciclo semanal, o horário varia consoante a época do ano.

- (i) Horas de cheias: Horas em que o consumo é cobrado a um preço intermédio.
- (ii) Horas de ponta: Horas onde o consumo é cobrado a um preço mais elevado.

Estes períodos horários, encontram-se representados nas seguintes tabelas:

Tabela 3 - Ciclo diário da tarifa tri-horária [9]

Ciclo Diário (Hora Legal de Verão)			Ciclo Diário (Hora Legal de Inverno)		
Todos os dias	Vazio	0h – 8h	Todos os dias	Vazio	0h – 8h
		22h – 24h			22h – 24h
	Cheias	8h - 10h30		Cheias	8h - 9h
		13h - 19h30			10h30 – 18h
		21h - 22h			20h30 - 22h
	Ponta	10h30 – 13h		Ponta	9h – 10h30
		19h30 – 21h			18h – 20h30

Tabela 4 - Ciclo semanal da tarifa tri-horária [9]

Ciclo Semanal (Hora Legal de Verão)			Ciclo Semanal (Hora Legal de Inverno)		
Segunda-feira a sexta-feira	Vazio	0h – 7h	Segunda-feira a sexta-feira	Vazio	0h – 7h
	Cheias	7h – 9h15		Cheias	7h – 9h30
		12h15 – 24h			12h – 18h30
	Ponta	9h15 – 12h15		Ponta	21h – 24h
9h30 – 12h					
Sábado	Vazio	0h - 9h	Vazio	0h – 9h30	
		14h - 20h		13h – 18h30	
		22h - 24h		22h – 24h	
	Cheias	9h – 14h	Cheias	9h30 – 13h	
		20h – 22h		18h30 – 22h	
Domingo	Vazio	0h – 24h	Domingo	Vazio	0h – 24h

É explícito que, nas tabelas 3 e 4, esta tarifa é cobrada consoante 3 períodos horários. Contudo, é de notar que, na opção quer de ciclo diário, quer de ciclo semanal, estas tarifas variam consoante a época do ano.

2.2.1.2.5 Tarifa Tetra-horária

Aos clientes em BTE, tal como em BTN, são aplicadas tarifas segundo um ciclo diário e com a opção de ciclo semanal. Contudo, a tarifa em vigor é tetra-horária, e o consumo de eletricidade é cobrado à tarifa de ponta, cheias, vazio e super vazio. Estas opções tarifárias para clientes BTE, são visíveis nas tabelas 5 e 6.

Tabela 5 - Ciclo diário da tarifa tetra-horária para clientes em BTE [10]

Ciclo Diário (Hora Legal de Verão)			Ciclo Diário (Hora Legal de Inverno)		
Todos os dias	Vazio	6h – 8h	Todos os dias	Vazio	6h – 8h
		22h – 2h			22h – 2h
	Super vazio	2h – 6h		Super vazio	2h – 6h
	Cheias	8h – 10h30		Cheias	8h – 9h
		13h – 19h30			10h30 – 18h
		21h – 22h			20h30 – 22h
	Ponta	10h30 - 13h		Ponta	9h – 10h30
		19h30 - 21h			18h – 20h30

Tabela 6 - Ciclo semanal da tarifa tetra-horária para clientes em BTE [10]

Ciclo Semanal (Hora Legal de Verão)			Ciclo Semanal (Hora Legal de Inverno)		
Segunda-feira a sexta-feira	Vazio	0h – 2h	Segunda-feira a sexta-feira	Vazio	0h – 2h
		7h – 6h			6h – 7h
	Super vazio	2h – 6h		Super vazio	2h – 6h
	Cheias	7h – 9h15		Cheias	7h – 9h30
		12h15 – 24h			12h – 18h30
Ponta	9h15 – 12h15	Ponta	21h – 24h		
Sábado	Vazio	0h - 2h	Sábado	Vazio	0h – 2h
		6h - 9h			6h – 9h30
		14h - 20h			13h – 18h30
		22h – 24h			22h – 24h
	Super vazio	2h – 6h		Super vazio	2h – 6h
	Cheias	9h – 14h		Cheias	9h30 – 13h
		20h – 22h			18h30 – 22h
Domingo	Vazio	0h – 24h	Domingo	Vazio	0h – 24h
		6h – 24h			6h – 24h
	Super vazio	2h – 6h		Super vazio	2h – 6h

Clientes em MT, AT e MAT têm tarifas tetra-horárias e podem optar por um ciclo semanal normal (igual ao aplicado a clientes em BTE), ciclo semanal opcional ou pelo ciclo diário transitório. As tabelas 7 e 8 mostram estas opções.

Tabela 7 - Ciclo semanal opcional da tarifa tetra-horária para clientes em MT, AT e MAT [10]

Ciclo Semanal Opcional (Hora Legal de Verão)			Ciclo Semanal Opcional (Hora Legal de Inverno)		
Segunda- feira a sexta-feira	Vazio	0h30 – 2h	Segunda- feira a sexta-feira	Vazio	0h30 – 2h
		6h – 7h30			6h – 7h30
	Super vazio	2h – 6h		Super vazio	2h – 6h
	Cheias	0h – 0h30		Cheias	0h – 0h30
		7h30 – 14h			7h30 – 17h
		17h – 24h			22h – 24h
Ponta	14h – 17h	Ponta	17h – 22h		
Sábado	Vazio	0h - 3h30	Sábado	Vazio	0h – 3h
		7h30 - 10h			7h – 10h30
		13h30 - 19h30			12h30 – 17h30
		23h – 24h			22h30 – 24h
	Super vazio	3h30 – 7h30		Super vazio	3h – 7h
	Cheias	10h – 13h30		Cheias	10h30 – 12h30
19h30 – 23h		17h30 – 22h30			
Domingo	Vazio	0h – 4h	Domingo	Vazio	0h – 4h
		8h – 24h			8h – 24h
	Super vazio	4h – 8h		Super vazio	4h – 8h

Tabela 8 - Ciclo diário transitório da tarifa tetra-horária para clientes em MT, AT e MAT [10]

Ciclo Diário Transitório (Hora Legal de Verão)			Ciclo Diário Transitório (Hora Legal de Inverno)		
Todos os dias	Vazio	23h – 2h	Todos os dias	Vazio	22h – 2h
		6h – 9h			6h – 8h
	Super vazio	2h – 6h		Super vazio	2h – 6h
	Cheias	9h – 10h30		Cheias	8h – 9h30
		12h30 – 20h			11h30 – 19h
		22h – 23h			21h – 22h
	Ponta	10h30 - 12h30		Ponta	9h30 – 11h30
		20h - 22h			19h – 21h

Esta tarifa tetra-horária aplicada a clientes MT, AT e MAT, tal como é visível nas tabelas, é afetada por quatro períodos horários, e ainda varia consoante os períodos trimestrais.

2.2.1.3 Estrutura do Tarifário

As estruturas tarifárias podem ser divididas em dois grupos: modelos tarifários regulados e não regulados.

Os modelos tarifários regulados são compostos pelas tarifas, cujos valores são impostos por um órgão regulador e monopolista que visa a proteção dos consumidores. Por outro lado, os modelos tarifários não regulados englobam tarifas com valores negociados entre os consumidores e comercializadores de energia elétrica, de forma a adaptar as tarifas a cada tipo de consumo, e que definem os preços praticados nas tarifas reguladas de Acesso às Redes.

A maioria dos sistemas tarifários são estruturados pelos dois grupos de modelos. Assim, em Portugal, temos tarifas fixadas pela ERSE, que não admitem qualquer tipo de negociação, às quais se somam tarifas livremente estabelecidas pelos comercializadores de eletricidade.

O preço de eletricidade é constituído por três componentes: a energia (responsabilidade do comercializador), as Tarifas de Acesso às Redes (estabelecidas pela ERSE) e as taxas e impostos (definidas pelo Estado). A componente de energia inclui o preço de aquisição, que é referente ao preço a que o comercializador compra eletricidade no mercado grossista, e os custos de comercialização, que estão associados aos custos de prestação de serviço (gestão de clientes ou faturação). Para o abastecimento de clientes os comercializadores recorrem ao MIBEL onde podem comprar energia, a estratégia de compra neste mercado define o preço de aquisição e é feita sobretudo através de duas formas, ou no mercado diário – em que o preço é definido para cada uma das 24 horas seguintes do dia da negociação através do cruzamento da curva de oferta e procura - ou no mercado a prazo – onde os comercializadores garantem um preço fixo para uma dada quantidade de energia no futuro, eliminando assim o risco de variação de preço ao longo dum determinado período de tempo. As Tarifas de Acesso às Redes são definidas pela ERSE e dizem respeito às redes (custos de operação e manutenção da rede de transporte e distribuição de eletricidade e custos de interesse económico geral – CIEG – que se referem aos custos de política energética). Por fim, as taxas e impostos são custos de decisão política (IVA, contribuição audiovisual e taxa de exploração) [11].

2.2.1.3.1 Portugal Continental

Em Portugal Continental, o valor das tarifas é aplicado segundo um período horário e trimestral, cuja duração é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e horário. Estes períodos são fixados no ano anterior ao da aplicação.

Qualquer tarifa de energia paga pelos consumidores finais é constituída por:

- Tarifa de Energia.
- Tarifa de Comercialização.
- Tarifa de Acesso às Redes, composta pela TUGS, TURT e TURD.

As Tarifas de Acesso às Redes são tarifas reguladas e anualmente fixadas pela ERSE, enquanto que a Tarifa de Energia e de Comercialização é definida pelos comercializadores em mercado livre, que acordam o preço de mercado e de comercialização de energia elétrica [12].

2.2.1.3.2 Regiões Autónomas

Qualquer tarifa de energia paga pelos consumidores finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é constituída por:

- Tarifa de Energia.
- Tarifa de Comercialização.
- Tarifa de Acesso às Redes, composta pela TUGS, TURT e TURD.
- Tarifa de Venda a Clientes Finais.

Ao invés de Portugal Continental, a atividade de transporte, distribuição e comercialização é realizada em monopólio pela Eletricidade dos Açores (EDA) e pela Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM). Uma vez que existe apenas uma única entidade, não existe mercado e os preços para a aquisição de eletricidade dependem somente dos custos de produção. Como tal, os valores das tarifas são regulados pela ERSE e publicados anualmente nas tarifas de Venda a Clientes Finais, que tendem a igualar os preços aos de Portugal Continental, de forma a evitar impactos tarifários significativos, orientando a convergência tarifária, como resultado da observação dos preços do mercado retalhista em Portugal Continental [13].

2.2.2 Metodologia de Cálculo das Tarifas

A REN, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, Eletricidade dos Açores (EDA) e Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM) enviam previsões do comportamento da rede e de fornecimentos de energia, necessárias ao cálculo de tarifas reguladas, que são fixadas e elaboradas pela ERSE. São realizadas estimativas da quantidade de clientes que vai usufruir do fornecimento de energia, além de se preverem consumos tipo de cada cliente.

Para a aplicação de tarifas em Portugal Continental e Regiões Autónomas é feito um balanço energético, que tem em conta os valores das perdas registadas no ano anterior e a informação previsional das empresas de distribuição e transporte. Esta informação contempla os fornecimentos por níveis de tensão, quotas de consumo do mercado liberalizador e as perdas das redes [14].

Para ser estipulado o valor de um futuro consumo são feitas análises relativas aos:

- Consumo referente à emissão: É tido em conta a propensão da economia, das exportações, dos investimentos (MAT, AT e MT) e da procura interna (BT), feita pelo Banco de Portugal, FMI, OCDE e Comissão Europeia.
- Consumo dos clientes no mercado liberalizado: Procura-se analisar a evolução histórica dos clientes no mercado livre, para prever o seu consumo anual face aos registos médios mensais do nível de tensão.

2.3 Tarifas Dinâmicas

2.3.1 Enquadramento

Como já referido anteriormente, a energia elétrica está disponível a qualquer momento na quantidade exata de que o consumidor necessita. Do ponto de vista do consumidor, o sistema elétrico acaba por se comportar de forma constante e inesgotável, no entanto, para este desempenho ser alcançado, o sistema de energia elétrico tem de ser construído e operado obedecendo a critérios rigorosos de fiabilidade e segurança (estabilidade de tensão e frequência).

O sistema elétrico abrange uma área geográfica grande e por isso conta com inúmeros equipamentos e linhas de transmissão, que justificam perturbações causadas por condições ambientais, falhas de equipamentos ou até mesmo ações humanas. Perturbações estas que podem levar a curto-circuitos, que pressupõem variações indesejadas nas grandezas elétricas e podem conduzir a interrupções [3].

O desenvolvimento e expansão do Sistema Elétrico tem sofrido mudanças nos últimos anos que levam ao aumento da complexidade na gestão de redes elétricas. Por exemplo, a estrutura do sistema electroprodutor tem vindo a sofrer alterações devido ao crescente desenvolvimento da geração distribuída, que conta com pequenas produções de energia ao longo da rede; também, devido ao uso intensivo de energia, houve uma progressiva destruição do meio ambiente (elevadas emissões de CO₂) e degradação da qualidade de vida, pelo que, de forma a minimizar o impacto ambiental, incentiva-se a produção de energia a partir de recursos renováveis.

Este sistema complexo deve-se à proteção dos consumidores, cujo abastecimento de energia elétrica tem de ser assegurado, função que cabe à ERSE exercer, garantindo o acesso à informação relativa aos preços, a qualidade de serviço e a segurança de abastecimento [15]. Além desta proteção, é assegurada a liberdade de escolha do comercializador pelos consumidores de BT, que pagam as tarifas de fornecimento de Energia e de Comercialização, bem como as tarifas de acesso calculadas e aplicadas ao sistema tarifário, que estão definidas no Regulamento Tarifário.

Em suma, e como já referido, os preços associados às tarifas são diferenciados pelos níveis de tensão e pelo período tarifário (trimestral e horário) e estão fixos. Assim, o consumidor doméstico final vê um preço constante que não traduz as variações do preço de mercado, que acontecem frequentemente, nem vê refletidas possíveis perdas e variações que possam ocorrer no sistema, e que justificariam variações de preço imprevisíveis. Da mesma forma, não vê refletido na sua fatura a evolução do seu diagrama de carga.

Neste âmbito, a ERSE aprova o Guia de Medição, anexo e parte integrante da Diretiva, emitida pela ERSE, n.º 5/2016, publicada em Diário da República (n.º 40/2016, Série II de 2016-02-26), que tem por objeto as regras e procedimentos a observar na medição, leitura e disponibilização de dados utilizados para a repartição entre comercializadores, operador da rede e gestor do sistema.

Para contornar esta situação, em que o comportamento dos consumidores individuais de BT e BTE pode traduzir picos de carga, propõe-se testar novos sistemas tarifários que levem a uma oferta mais variável e flexível, possibilitando a participação dos consumidores na gestão do sistema elétrico. A oferta de tarifas dinâmicas é, portanto, nosso objeto de estudo e discussão [16] e permite aos clientes aceder a preços mais competitivos e com alguma dinâmica. De referir que estas tarifas no futuro caminham para alterações em intervalos de tempo que irão até quinze minutos.

2.3.2 Definição

Por tarifas dinâmicas entendem-se preços de eletricidade que estão sujeitos a alterações prévias de dias/horas, mas continuam previamente fixados num horizonte de um ano [17]. A partir da simulação e aplicação deste modelo, pretende-se que o consumidor, através da partilha de informação do custo real do sistema, adapte o seu consumo às diferentes tarifas, podendo reduzir o valor da sua fatura e dos custos do sistema – uma vez que o preço da eletricidade traduz a capacidade de produção.

Em Portugal, o conceito de tarifas dinâmicas foi introduzido no Regulamento Tarifário em 2011. A introdução destas tarifas tem em perspetiva o aperfeiçoamento e a evolução das Tarifas de Acesso às Redes, nomeadamente a atualização dos períodos horários definidos nas tarifas, bem como a melhoria da aderência da estrutura de preços aos custos [18].

2.3.3 Tipos de Tarifas Dinâmicas

A defesa deste paradigma, defensor da reflexão das variações de preço existentes no mercado, passa pela demonstração da sua eficiência económica no mercado de eletricidade. Para isso começam a surgir diferentes conceitos que tentam atingir este objetivo [19]:

2.3.3.1 Tarifas Flat

As tarifas *flat* não diferenciam as horas de ponta nem a altura do ano, apresentando, por isso, o mesmo valor ao longo do período regulamentado. O preço das tarifas é definido com meses de antecedência, para as horas e dias afetados, onde é diferenciado o dia e a noite, dias de semana e fins-de-semana [20]. Para compensar os períodos em que o consumo é excessivo, o preço apesar de constante, encontra-se no intermédio das horas em vazio e fora do vazio [21]. São tarifas simples, com preços únicos.

2.3.3.2 Tarifas Time-of-Use

Neste tipo de tarifas são definidos períodos horários onde são aplicados preços diferentes. Dependendo da hora, do dia da semana ou até mesmo da estação do ano, o preço é ajustado para que nas horas de ponta as tarifas sejam mais elevadas. Contudo, o preço das tarifas ao estar estabelecido para um ano, e ao estar sujeito a duas ou três alterações, acaba por pouco refletir a verdadeira variação do preço de mercado que por vezes é bastante previsível na forma como varia [20]. As tarifas *Time-of-Use* (ToU) têm sido as mais utilizadas, principalmente nos Estados Unidos, por o preço variar de uma forma fixa e constante e a resposta dos consumidores conseguirem adaptar-se facilmente à mudança [22]. No caso de Portugal, as tarifas de Acesso às Redes utilizadas em 2012 foram na sua maioria do tipo ToU, por abrangerem diferentes períodos horários num dia.

As publicações referentes a este tipo de tarifas são controversas. Esta questão surge por ser dúbia a definição de tarifas dinâmicas. Algumas bibliografias referem-se às tarifas ToU como sendo tarifas dinâmicas, e outras referem-se como sendo estáticas. Para efeitos desta dissertação, por as tarifas ToU estarem sujeitas a 2 a 3 alterações por ano, as mesmas consideraram-se tarifas dinâmicas.

2.3.3.3 Tarifas Real Time Pricing

Os preços, consoante a localidade, variam de hora em hora, levando a uma maior precisão na forma como os preços refletem as mudanças de condições de mercado. Os clientes são avisados dessa mudança com um dia ou algumas horas de antecedência, o que torna a aplicação destas tarifas complexa. A sua implementação é dispendiosa, e os preços na fatura do cliente voláteis.

As tarifas *Real Time Pricing* (RTP) são a forma mais complexa de tarifas dinâmicas, visto ser difícil a adaptação do cliente à resposta dinâmica que lhe é expectável, não só por apresentar preços variáveis numa base horária ou num horizonte temporal de curto-prazo, como por a mudança ser imprevisível ao estar dependente dos preços de mercado

relativos à atividade de produção. No entanto, estas tarifas, são as que melhor refletem o comportamento do sistema [22], pois ao invés das ToU, cujo programa é definido com meses de antecedência, englobam variações possíveis do sistema.

2.3.3.4 *Tarifas Critical Peak Pricing*

Estas tarifas são estruturadas da mesma forma que as ToU, mas são definidos “eventos críticos” onde o preço é significativamente mais elevado. Estes eventos são caracterizados por picos de consumo ou até mesmo por uma antecipação de preços elevados de mercado, e estão limitados no número de eventos e no período de tempo (de 50 a 100 horas). Numa situação normalizada, o preço é mais baixo nas restantes horas do ano de forma a compensar este aumento de preço. As tarifas *Critical Peak Pricing* (CPP) têm por isso preços pré-definidos cujos momentos de aplicação não estão definidos à partida e contemplam preços que variam significativamente [19]. As CPP podem ainda apresentar programas de interrupção nas horas destinadas ao evento crítico.

As tarifas CPP têm a vantagem de ter preços elevados por períodos curtos, permitindo ao cliente adaptar-se facilmente à mudança de consumos. No entanto, tem inerente uma incerteza relativa ao período em que é aplicada, sendo difícil assegurar a recuperação da receita necessária. Além disso, as CPP apresentam limitações económicas, onde se destaca o facto de o preço ser limitado e os períodos críticos pré-definidos, pelo que não reflete os preços reais do mercado, e o facto de o número de horas do evento ser limitado no espaço de um ano, o que não permite a reflexão nos preços de todos os picos de carga que possam existir [22].

2.3.3.5 *Tarifas Critical Peak Rebate*

As tarifas *Critical Peak Rebate* (CPR) são muito semelhantes às tarifas CPP, no entanto apresentam descontos pré-definidos, para que os clientes reduzam o seu consumo em horas de ponta crítica, de forma a serem recompensados. Estas tarifas CPR têm sido a maior aposta nos projetos-pilotos atualmente em desenvolvimento, destacando-se a Califórnia ou a *Maryland*.

Por os consumidores de energia elétrica serem recompensados face a reduções de consumo, esta tarifa não oferece riscos adicionais, somente vantagens. Contudo, o cálculo do consumo previsto de um cliente é impreciso, pelo que cada empresa apresenta cálculos de referência diferentes, que podem acabar por beneficiar clientes que não tenham mudado os seus hábitos de consumo. Por esta razão a aplicação das CPR não é considerada uma solução a longo-prazo [23].

2.3.4 Aplicação de Tarifas Dinâmicas

2.3.4.1 *Projetos-piloto Internacionais*

Já são várias as experiências internacionais respeitantes à implementação de tarifas dinâmicas. Ao invés do que acontece em países como os EUA, a União Europeia está ainda a dar os primeiros passos na implementação deste conceito.

França, Finlândia, Bélgica, Suíça, Irlanda e Grã-Bretanha encontram-se recetivos à participação neste programa, enquanto a Alemanha e a Polónia dão já os primeiros passos para o seu desenvolvimento. Há ainda países que já encontram os seus mercados abertos para a integração [18].

2.3.4.1.1 *EUA*

Têm sido suportados projetos com o intuito de instalar *smart meters* – contadores inteligentes – em residências e no pequeno comércio, e implementar mecanismos baseados em tarifas com variação em tempo real (principalmente tarifas CPP). Esta introdução tem sido gradual ao nível dos pequenos consumidores, que escolhem livremente entre a tarifa simples e a dinâmica.

A empresa *Gulf Power* é detentora da atividade de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Em 2011 contava com 11.000 participantes no seu programa, que abrange tarifas ToU e CPP. No âmbito do programa, são criados quatro níveis de preço: baixo, médio, elevado e crítico; os períodos correspondentes aos três primeiros níveis de preço, que variam segundo a época do ano, mês, dia e hora, são previamente fixados, mas já não os períodos críticos, que podem durar entre uma a duas horas e que apenas são conhecidos pouco antes do seu início. Contudo, os clientes têm a possibilidade de programar alguns dos seus equipamentos de forma a gerir o seu período de funcionamento, seja para limitar o seu funcionamento em períodos críticos, ou para operarem em períodos considerados de preço baixo.

Em 87% do tempo as tarifas aplicadas eram de preço baixo (28%) ou médio (59%), sendo estes valores inferiores aos preços *standard* aplicados. No restante tempo, 12% foram preço elevado, e 1% de preço crítico [24]. A *Gulf Power* conseguiu assim reduzir o pico de carga entre 1,7 e 1,8 kW por consumidor no pico de verão, e entre 2,5 e 3 kW no pico de Inverno. Em geral, houve uma redução de 700 a 1000 kWh/ano por consumidor acompanhada de um decréscimo na fatura de eletricidade do cliente de 12% a 15% [25].

Já a empresa *Southern California Edison* opera de forma diferente, contando com dois programas distintos: *Save Power Days* e *Summer Discount Plan-Residential*. O *Save Power Days* é um programa voluntário e baseia-se nas tarifas *Peak Time Rebate* (PTR). Para tal são definidos períodos críticos que ocorrem somente em dias de semana que não sejam feriados, e encontram-se limitados a um máximo de 15 ocorrências por ano, sendo que tipicamente dão-se 12. O evento crítico dura 4 horas e ocorre entre as 14h00 e as 18h00. O cliente é avisado, via mensagem, que vai ocorrer um evento crítico no dia seguinte, e recebe dinheiro por cada kWh reduzido, face aos valores de consumo que teve nos últimos 5 dias naquele intervalo de tempo. O dinheiro é recebido sob a forma de crédito e disponibilizado para utilização entre Junho e Outubro [26].

Por outro lado, o *Summer Discount Plan-Residential* permite à empresa desligar remotamente os sistemas de ar-condicionado durante 6 horas por dia. Funcionando na mesma base, os clientes recebem créditos consoante o rácio eletricidade poupada e a potência dos ares-condicionados, e são avisados com uma hora de antecedência do evento, podendo optar por dois planos distintos [27]:

- Tempo de Interrupção: Sempre que declarado um evento, o equipamento é desligado por todo o tempo de ocorrência do mesmo, ou o equipamento desliga 15 minutos de 30 em 30 minutos.
- Anulação de eventos: O cliente ignora até 5 eventos ou aceita todos os eventos que são declarados.

Em 2012, este último programa, levou a que os clientes reduzissem 27% do seu consumo, nos 21 eventos críticos ocorridos [18].

2.3.4.1.2 Espanha

O programa de Espanha é baseado nas tarifas RTP, que substitui a Tarifa de Último Recurso, e abrange clientes com potência contratada não superior a 10 kW. Os preços destas tarifas são a soma dos custos de produção de energia no mercado diário e intradiário do MIBEL (que é o único fator que varia do sistema tarifário anterior), dos custos de serviço de sistema, das tarifas de acesso e outros encargos associados, bem como dos custos de comercialização.

A Rede Elétrica Espanhola (REE) disponibiliza até às 20h15 os preços da energia do dia seguinte, numa base horária. Neste âmbito são aplicadas três tarifas que vão sendo ajustadas: (i) tarifa geral, (ii) tarifa noturna e (iii) tarifa dos veículos elétricos.

Em 2018, o programa foi concluído contando com 16 milhões de consumidores domésticos [28].

2.3.4.2 *Plano de Implementação dos Projetos Piloto em Portugal*

Foram realizadas análises ao comportamento do consumo a nível global, de forma a identificar os períodos críticos de operação e identificar padrões de consumo e de tensão a nível geográfico, para, com base nos resultados obtidos, perceber quais os benefícios relativos ao impacto das tarifas dinâmicas no Sistema Elétrico Nacional.

Os resultados demonstram que os sucessivos e elevados picos de carga implicam mais perdas na rede, especialmente nos meses de janeiro, fevereiro e dezembro; os estudos relativos aos anos de 2011, 2012, 2013 e 2014 permitem-nos ainda concluir que os períodos de maior consumo se verificam entre as 18 e as 21 horas. No entanto, estes períodos variam de região para região, pelo que as tarifas dinâmicas terão de ser adaptadas consoante o padrão de hora de ponta.

Nos últimos cinco anos, registou-se um número médio de 3 horas do mesmo dia para as horas de maior consumo. Estando o período crítico limitado a 3/4 horas, teme-se que o esquema tarifário não traduza da forma desejada a implementação destes eventos, permitindo a deslocação do consumo em 5%, 10% ou até 20% para as horas imediatamente laterais a este período – estas horas são igualmente críticas, mas não há nenhum incentivo à diminuição da utilização de eletricidade pelo consumidor durante as mesmas, verificando-se de forma ainda mais agravada o problema já suscitado pelas tarifas fixas [18].

Em 2014, com base nas experiências internacionais e na bibliografia já publicada relativa ao objeto de estudo, foram delineados dois Projetos Piloto em Portugal Continental, que visam a avaliação dos desvios de consumo provocados pelas horas críticas declaradas, a manutenção necessária à implementação destas tarifas, os seus custos e benefícios, e ainda eventuais dificuldades de aplicação. Os projetos propostos preveem a utilização de tarifas (i) *Time of Use* e (ii) *Critical Peak Pricing*, e tiveram início no dia 1 de junho de 2018 e terão uma duração de 12 meses [29].

O plano tarifário do tipo (i) considera 6 períodos horários, cuja duração, localização e preços são da responsabilidade da ERSE, conforme o estabelecido na Diretiva n.º 2/2018. Para tal, foram definidas novas localizações e uma estrutura hexa-horária, que permite aperfeiçoar as Tarifas de Acesso às Redes.

Já a implementação da tarifa dinâmica do tipo (ii), que é a que melhor consegue contornar os problemas existentes no Sistema Elétrico Nacional, é a opção mais viável

tendo em conta a forte implementação das tarifas CPP internacionalmente. Tendo os eventos críticos uma duração anual de 100h, considerou-se mais viável declarar 43 dias de períodos críticos com duração variável, podendo ser aplicados de forma diferente consoante a região. As entidades envolvidas, sejam elas clientes, comercializadores ou REN, são notificados da existência dos eventos com 48 a 60 horas de antecedência (na manhã do dia D-2). Este segundo projeto piloto dá início à introdução de uma Tarifa Dinâmica de Acesso às Redes e à definição de novos períodos horários [30].

Estes dois projetos piloto destinam-se somente a consumidores MAT, AT e MT, apesar do consumo de BT ter bastante impacto nos trânsitos de energia das redes MT e AT e ter uma parte substancial do consumo.

A avaliação final dos resultados dos dois projetos piloto esteve programada para dia 31 de maio de 2019, e os resultados ainda não foram publicados.

3 Simulação, Aplicação e Resultados

3.1 Impacto da Produção de Energia Renovável nos preços do MIBEL

3.1.1 Descrição do Cenário em Estudo

Numa primeira fase, pretendeu-se testar a construção dos preços no MIBEL e saber se os mesmos eram elásticos relativamente ao crescimento das energias renováveis. Assim, a introdução deste capítulo visa explicitar esta primordial interdependência e saber se a mesma existe de uma forma explícita.

Recorda-se que, com este estudo, pretende-se explorar o impacto da produção de energia proveniente de fontes renováveis na formulação dos preços de mercado de eletricidade, de forma a perceber se já existe alguma dinâmica de mercado para a implementar à simulação das tarifas dinâmicas em clientes BT.

Em Portugal, a energia proveniente de fontes renováveis não fósseis, denominada Produção em Regime Especial (PRE), tem sofrido um contínuo aumento de potência instalada, e como tal tem contribuído para uma satisfação do consumo.

Apesar de ter sido em 2012 que a oferta de PRE passou a ser totalmente vendida em mercado diário pelo comercializador de último recurso. Antes de 2012, o efeito da produção em regime especial no preço da eletricidade era obtido pela redução da oferta. Já em 2014, 45% da procura em mercado diário era satisfeita pela energia ofertada de PRE, tendo este valor descido para 41% em 2015, devido essencialmente a um ano eólico menos favorável [31].

Com o objetivo de perceber a formulação de preços em mercado, para efeitos de análise, foram considerados dados referentes ao período de 2014 a 2017, visto em 2012 e 2013 ainda serem anos em que a introdução das PRE ainda era uma novidade.

Os dados utilizados para a simulação foram facultados pela REN, e são referentes à produção de PREs e ao preço e quantidade de energia elétrica comprada e vendida no mesmo espaço temporal. A informação recolhida é discriminada para todas as horas do período em análise.

Tendo em conta os dados, considerou-se como PRE as seguintes tecnologias: hídrica, eólica, biomassa, cogeração, solar e ondas.

A produção de energia elétrica em Portugal compreendida entre 2014 e 2018, encontra-se ilustrada na figura seguinte:

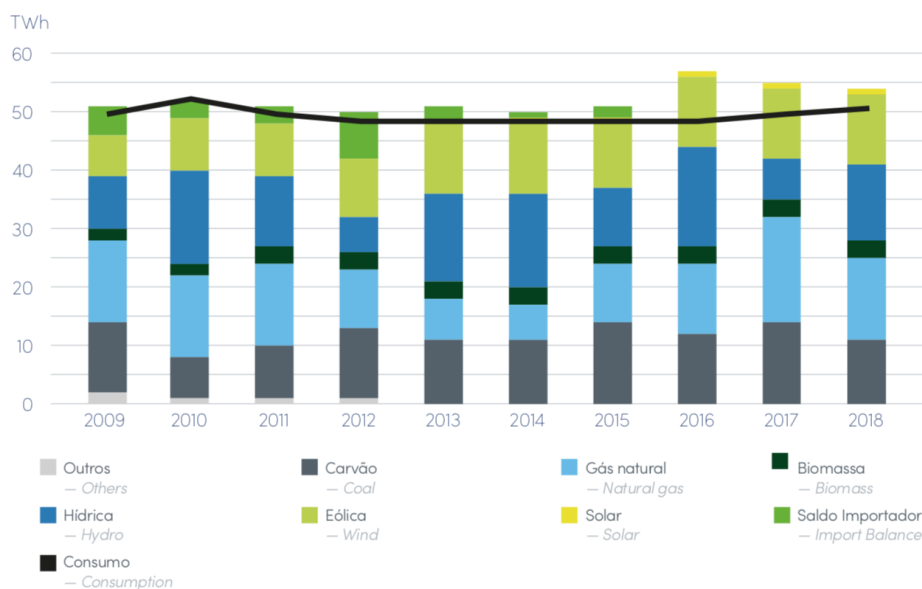


Figura 4 - Produção de energia elétrica por tecnologia e consumo [32]

O gráfico representado na figura 4, organiza aos dados facultados pela REN, e ilustra, então, a produção de energia elétrica e por cada tecnologia, dando a perceção de que as PRE ao longo dos últimos anos têm tido um impacto de tal forma significativo que conseguem suprir cada vez mais a necessidades de consumo, provocando uma diminuição da utilização de outras tecnologias. Numa análise mais detalhada, verifica-se que a utilização de *fuel* não tem qualquer tipo de expressividade, e o gás natural e a produção de

energia hídrica (que considera albufeiras, fios de água e PRE hidráulico) têm comportamentos muito variáveis. De entre as PRE, é a energia eólica que tem carácter mais intermitente da produção em regime especial. A PRE fotovoltaica vai ganhando cada vez mais impacto, mas tal como a PRE hidráulica e ondas, não apresenta valores de produção que sejam de notar.

Com o objetivo de caracterizar os níveis de PRE (programados para mercado diário), para um determinado dia, somou-se a potência de energia renovável produzida de 15 em 15 minutos num dia, e converteu-se o resultado de modo a que o mesmo viesse expresso em MWh.

No que toca ao preço de venda ao comercializador de último recurso, este resulta da aplicação do tarifário definido pelo Governo, ou de propostas apresentadas aos concursos de atribuição de pontos de interligação para instalações de energia eólica e biomassa, nos quais é ponderado o desconto sobre o tarifário definido pelo Governo. Para a obtenção do preço médio da energia elétrica transacionada num determinado dia, consideraram-se apenas as transações efetuadas em mercado *spot*, visto a maior parte das transações darem-se em mercado diário e intradiário.

O preço da energia transacionada para um determinado dia é estabelecido tendo por base todas as transações efetuadas nas várias sessões dos diferentes tipos de mercado. Para tal, e tendo em conta apenas as transações dadas em mercado *spot*, a quantidade de energia comprada para uma determinada hora, engloba as transações feitas quer em mercado diário, quer numa das seis sessões do mercado intradiário. Assim, foi feita a média de preços horários de todas as transações efetuadas num determinado dia, de forma a que o valor obtido traduzisse o preço médio a que foi transacionada energia. De seguida, é explicitada a metodologia utilizada.

Simbologia:

Preço Médio Diário = P_M [€/MWh]

Preço Mercado Diário = P_{MD} [€]

Energia Vendida = E_v [MWh]

Preço Mercado Intradiário 1 = P_{MI_1} [€]

Preço Mercado Intradiário x = P_{MI_x} [€]

Através equação (3.1), apresentada de seguida, foi feito o cálculo do preço de venda de cada MW de energia para cada hora de um determinado dia do ano, a partir do MATLAB.

$$P_M = P_{MD} \cdot E_v + P_{MI_1} \cdot E_v + \dots + P_{MI_7} \cdot E_v \quad (3.1)$$

O resultado da equação anterior vem expresso em € · MWh, e com base no mesmo, obteve-se, então, o preço médio a que foi transacionada energia elétrica para um determinado dia, sendo que vem expresso em €/MWh.

3.1.2 Resultados da Simulação

Dos resultados obtidos relativos à produção de energia renovável e aos preços médios de mercado, resultaram gráficos que dizem respeito à evolução ao longo dos anos destes dois fatores. Para uma análise mais detalhada do impacto que a produção de energia renovável tem nos preços de mercado, são ainda apresentados de forma discriminada os preços mais extremos que ocorreram ao longo dos anos em estudo, bem como os valores médios diários e mensais do preço de energia elétrica, expressos em €/MWh e obtidos através da média ponderada dos preços verificados no mercado diário e intradiário em Portugal, e ainda as quantidades médias mensal e diária de PRE vendidas no mercado diário do MIBEL em MWh.

3.1.2.1 Análise sumária de 2014

O gráfico da figura 5 mostra a evolução ao longo do ano de 2014 da produção de energia renovável, tal como dos preços formados em mercado, para o respetivo período. E, é visível que, para este ano, a relação entre estes dois fatores, apenas se tornar não-linear no final do ano – comportamento expectável.

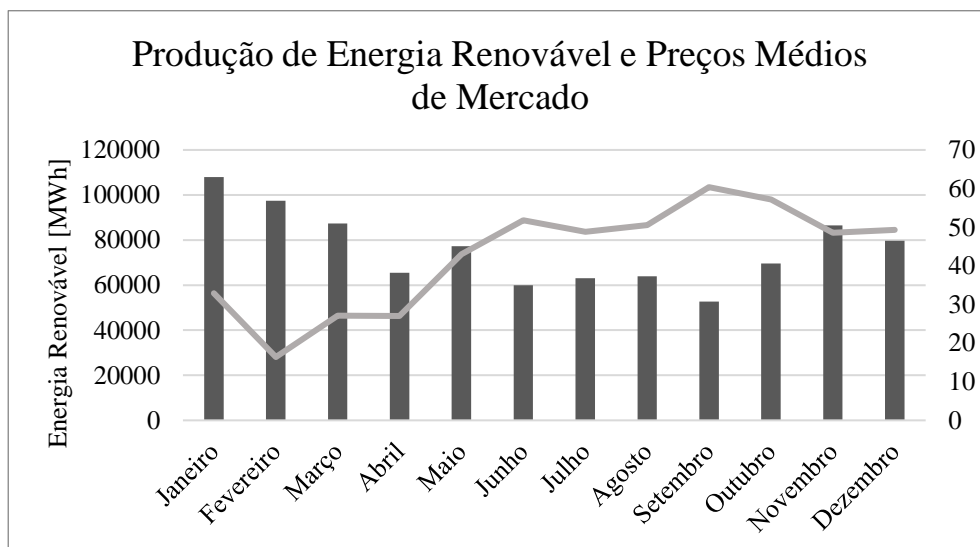


Figura 5 - Evolução da produção de energia renovável e dos preços médios de mercado ao longo de 2014

Analisando agora mais detalhadamente a evolução destes dois fatores, percebe-se que, de janeiro para fevereiro a produção de energia diminui, e o comportamento expectável seria o aumento de preço, contudo o preço sobe. De fevereiro para março a energia diminui e o preço aumenta, como seria expectável, contudo logo no mês seguinte, o preço manteve-se quase constante, quando deveria ter subido. Mas analisando, por exemplo, os meses de agosto a dezembro, o comportamento do preço formado em mercado já vai de encontro ao esperado. Isto acontece, por no início de 2014 a introdução das PRE em mercado ainda serem uma novidade, fazendo com os preços do mercado diário e intradiário não traduzissem de facto os custos reais da produção. Neste mesmo ano, as previsões de produção de energia renovável também não eram muito precisas, fazendo com que os preços de mercado oscilassem.

Na tabela 9 e 10, são apresentados casos críticos que ocorrem no período em análise, quer para os preços de mercado, quer para a produção de energia renovável.

Tabela 9 - Análise anual dos preços de energia elétrica em 2014

<i>Descritivo Preços</i>	<i>Preços [€/MWh]</i>	<i>Data</i>
<i>Médio Diário Máximo</i>	72,62	10 outubro
<i>Médio Diário Mínimo</i>	0,58	9 fevereiro
<i>Médio Mensal Máximo</i>	60,37	setembro
<i>Médio Mensal Mínimo</i>	16,39	fevereiro

Tabela 10 - Análise anual da produção de energias renováveis em 2014

<i>Dados Produção de Energia Renovável</i>	<i>Produção [MWh]</i>	<i>Data</i>
<i>Diária Máxima</i>	5121,05	3 março
<i>Diária Mínima</i>	1005,47	28 setembro
<i>Mensal Máxima</i>	107939,27	janeiro
<i>Mensal Mínima</i>	52760,07	setembro

Pela a análise das tabelas, é importante notar que, quando a produção de energia foi mínima (setembro), o preço de mercado foi máximo. Mostrando, portanto, a relação esperada entre os fatores em análise.

3.1.2.2 Análise sumária de 2015

O gráfico da figura 6 mostra a evolução ao longo do ano de 2015 da produção de energia renovável, tal como dos preços formados em mercado, para o respetivo período. Numa análise muito superficial, percebe-se que existe uma maior relação entre a produção e os preços de energia elétrica neste ano, face ao anterior. Além disso, denota-se um decréscimo da produção de PRE.

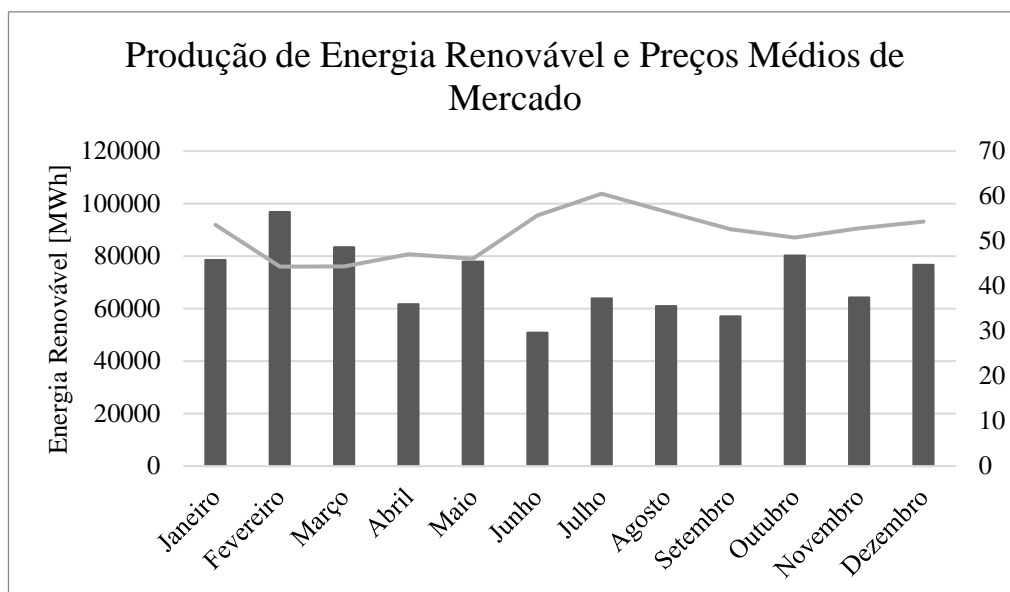


Figura 6 - Evolução da produção de energia renovável e dos preços médios de mercado ao longo de 2015

Apesar de que, quando produção de energia renovável sobe, os preços descem, e vice-versa, pela figura 6, percebe-se de imediato que não existe um grande padrão na sua relação. Entre meses há decréscimos muito acentuados (ex. janeiro-fevereiro), quando noutros (ex. fevereiro-março) o comportamento devia ser idêntico face ao já ocorrido, e toma comportamentos diferentes.

Fazendo uma análise média ao ocorrido em 2015, as tabelas 11 e 12 descrevem os casos mais críticos:

Tabela 11 - Análise anual dos preços de energia elétrica em 2015

<i>Descritivo Preços</i>	<i>Preços [€/MWh]</i>	<i>Dia do ano</i>
<i>Médio Diário Máximo</i>	60,53	2 dezembro
<i>Médio Diário Mínimo</i>	44,32	22 fevereiro
<i>Médio Mensal Máximo</i>	61,51	julho
<i>Médio Mensal Mínimo</i>	44,32	fevereiro

Tabela 12 - Análise anual da produção de energias renováveis em 2015

<i>Dados Produção de Energia Renovável</i>	<i>Produção [MWh]</i>	<i>Data</i>
<i>Diária Máxima</i>	5161,40	30 janeiro
<i>Diária Mínima</i>	1028,43	15 novembro
<i>Mensal Máxima</i>	96850,15	fevereiro
<i>Mensal Mínima</i>	50876,24	junho

Pelas tabelas verifica-se que quando a produção de energia renovável foi máxima (fevereiro), para o respetivo mês, a média de preços em 2015 foi a mínima.

3.1.2.3 Análise sumária de 2016

O gráfico da figura 7 mostra a evolução ao longo do ano de 2016 da produção de energia renovável, tal como dos preços formados em mercado, para o respetivo período.

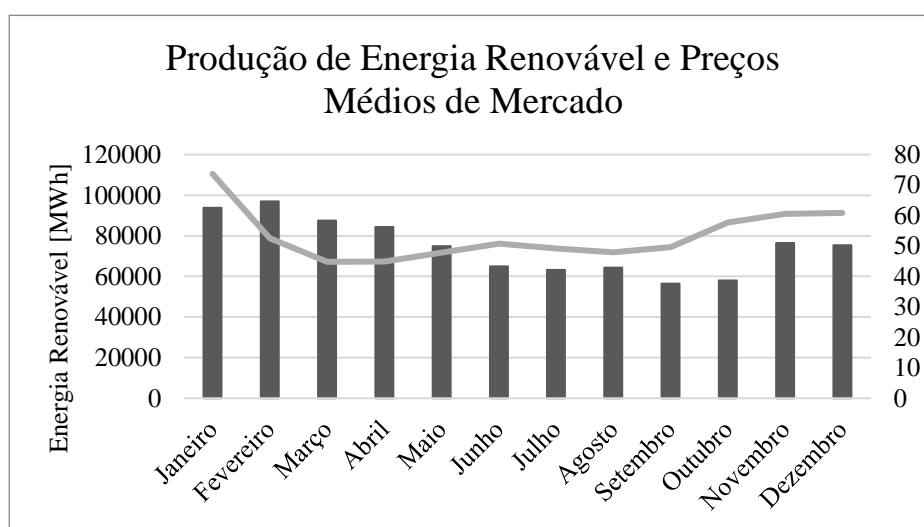


Figura 7 - Evolução da produção de energia renovável e dos preços médios de mercado ao longo de 2016

Face aos anos anteriores, 2016 apresenta melhores resultados na interdependência dos fatores simulados. Pela figura 7, analisando detalhadamente, e para cada mês, o que ocorreu, percebe-se que o preço se adaptou ao crescimento da produção de PRE no abastecimento da procura, e vice-versa.

Tabela 13 - Análise anual dos preços de energia elétrica em 2016

<i>Descritivo Preços</i>	<i>Preços [€/MWh]</i>	<i>Data</i>
<i>Médio Diário Máximo</i>	67,98	15 dezembro
<i>Médio Diário Mínimo</i>	5,65	8 maio
<i>Médio Mensal Máximo</i>	61,51	dezembro
<i>Médio Mensal Mínimo</i>	24,02	abril

Tabela 14 - Análise anual da produção de energias renováveis em 2016

<i>Dados Produção de Energia Renovável</i>	<i>Produção [MWh]</i>	<i>Data</i>
<i>Diária Máxima</i>	5003,71	12 fevereiro
<i>Diária Mínima</i>	1058,62	31 dezembro
<i>Mensal Máxima</i>	96937,10	fevereiro
<i>Mensal Mínima</i>	56510,45	setembro

As tabelas 13 e 14 mostram dados extremos relativos ao período em análise.

3.1.2.4 Análise sumária de 2017

Em 2017, tal como nos outros anos, o agrupamento de dados para a análise foi idêntico. E como tal, na figura 8 surge um gráfico com a evolução da produção de tecnologias com carácter renovável, e com os preços de mercado verificados.

Neste ano em particular, é de notar que, 2017 foi um ano de seca, contando por isso com menos hídricas no abastecimento da procura, levando a que a produção de energia renovável tivesse decaído.

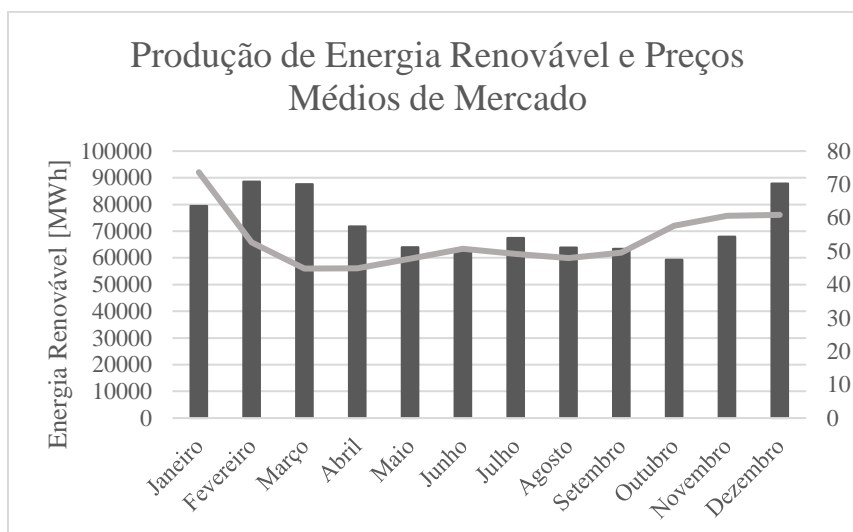


Figura 8 - Evolução da produção de energia renovável e dos preços médios de mercado ao longo de 2017

Analisando a figura 8, e em pormenor os primeiros meses do ano, verifica-se que de janeiro para fevereiro a produção de energia renovável aumenta, o que provocou uma diminuição do preço de mercado. Contudo, no período seguinte, verifica-se que de fevereiro para março, a produção de energia foi quase constante, e, no entanto, o preço diminuiu. E o mesmo acontece ao longo do ano.

Tal como já referido, 2017 foi considerado um ano de seca, e como tal, este comportamento evolutivo é justificado por isso mesmo. Por haver uma grande intermitência nas tecnologias participantes na produção de energia elétrica, os preços sofreram ajustes e desajustes constantes, levando a uma não-relação entre as PRE e os preços verificados em mercado.

Veja-se agora as tabelas 15 e 16:

Tabela 15 - Análise anual dos preços de energia elétrica em 2017

<i>Preços</i>	<i>Preços [€/MWh]</i>	<i>Dia do ano</i>
<i>Médio Diário Máximo</i>	94,49	25 janeiro
<i>Médio Diário Mínimo</i>	22,41	31 dezembro
<i>Médio Mensal Máximo</i>	73,66	janeiro
<i>Médio Mensal Mínimo</i>	44,80	março

Tabela 16 - Análise anual da produção de energias renováveis em 2017

<i>Dados Produção de Energia Renovável</i>	<i>Produção [MWh]</i>	<i>Data</i>
<i>Diária Máxima</i>	5003,71	2 janeiro
<i>Diária Mínima</i>	1058,62	13 outubro
<i>Mensal Máxima</i>	88522,41	fevereiro
<i>Mensal Mínima</i>	59270,76	outubro

Pela análise das tabelas, é perceptível que os preços são superiores aos anteriormente verificados, e recorda-se que o mesmo sucede, por as tecnologias participantes no abastecimento da procura, não serem essencialmente PRE.

Dos resultados obtidos ao longo dos anos em estudo, é perceptível a existência de uma relação inversa entre o peso relativo da PRE no MIBEL e o preço formado em mercado - ou seja, um elevado nível de penetração de PRE no abastecimento da procura tem impacto na redução do preço formado em mercado, enquanto que um baixo nível de penetração no abastecimento da procura tem impacto no aumento do preço formado em mercado diário. Apesar desta relação inversa, em que quanto maior a produção com base em tecnologias renováveis, menor é o preço da eletricidade, o preço não varia de forma linear e não é possível concluir qual o impacto efetivo no preço.

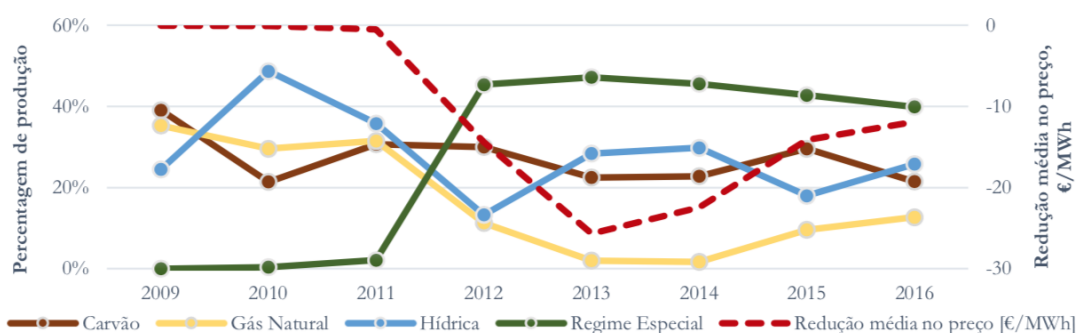


Figura 9 - Evolução da redução média no preço da eletricidade por produção em regime especial e do peso dos tipos de produção [33]

Pela análise da figura 9, percebe-se, da mesma forma, que quanto maior for a produção em regime especial, maior é a redução média no preço. Também se evidenciam diferentes tendências no preço da eletricidade consoante a tecnologia, apesar de se notar o aumento da produção de energia em regime especial ao longo dos últimos anos,

evidenciando-se uma diferença acentuada de produção de energia em regime especial a partir de 2012, ano em que as PRE começaram a ser negociadas no MIBEL.

Tendo em conta todos os dados, é possível concluir que os preços em mercado variam consoante a quantidade de energia por tecnologia, e existe uma proporcionalidade inversa entre a produção de energia renovável e os preços formados em mercado, já que os preços de mercado descem quando a produção de energia renovável aumenta.

A relação das previsões de PRE e respetiva programação de mercado com a produção real no MIBEL é difícil de caracterizar, já que as tecnologias de PRE são intermitentes. Como tal, avaliando a informação disponibilizada pelos operadores de sistema e pelo comercializador de último recurso, resulta da comparação das previsões de véspera com os valores reais de produção no dia em específico que as previsões de energia eólica (que é a tecnologia mais intermitente da produção em regime especial) ficaram nos últimos anos, em termos absolutos, muito abaixo ou muito acima da energia real produzida, apesar de em 2015 ter sido praticamente idêntica ao total de energia produzida [31]. Isto torna a previsão de preços difícil, justificando a não-linearidade na relação destes dois fatores.

Como tal, esta dinâmica de mercado já existente, por ser tão intermitente, não foi considerada para a implementação de tarifas dinâmicas em clientes de Baixa Tensão.

3.2 Aplicação de Tarifas Dinâmicas em clientes BT

3.2.1 Descrição do Cenário em Estudo

Os diagramas de carga são representações da potência de carga em função do tempo, e são especialmente importantes para determinar valores de ponta e energia consumida. Com base nos perfis de consumo tipo para clientes em Baixa Tensão [34], onde é nítido que o comportamento dos consumidores individuais pode traduzir picos de carga [35], propõe-se testar dois tipos de tarifas dinâmicas para os clientes BT: (i) *Time of Use* e (ii) *Critical Peak Pricing*. Estes modelos foram escolhidos tendo em conta estudos feitos para Portugal Continental [37] e resultados publicados de Projetos-Piloto internacionais.

O plano tarifário do tipo (i) considera quatro períodos horários. Regendo-se por uma estrutura tetra-horária, faz uma diferenciação regional de períodos horários por seis áreas de rede e ainda aplica os mesmos períodos horários nos sábados e domingos. O plano do tipo (ii) é o que melhor consegue contornar os problemas existentes no Sistema Elétrico Nacional, e é caracterizado por eventos críticos com uma duração anual de 80 a

100 horas. Para este plano considerou-se mais viável declarar 16 a 20 dias críticos, que podem ser aplicados de forma diferente consoante a região. Os clientes serão notificados da existência dos eventos com uma antecedência mínima de 48 horas.

Foi feita a análise de vários Postos de Transformação (PTs) da região de Coimbra, de forma a poder manipular e simular possíveis mudanças de consumo por parte dos clientes BT aquando da implementação das tarifas dinâmicas. Os dois PTs selecionados para o estudo funcionam acima da sua capacidade e têm uma potência de 630 kVA. Estes PTs são ainda caracterizados por alimentarem maioritariamente consumidores domésticos (70%), fazendo com que a ponta dos diagramas de carga seja predominante à noite. Além disso, foram analisados os diagramas de carga referentes aos mês de março.

Para a manipulação dos diagramas de carga [38], foram feitas quatro simulações para cada um dos PTs, duas para cada plano tarifário, que representam um melhor e um pior cenário.

Relativamente ao plano tarifário do tipo (i), este é igual a uma tarifa tetra-horária, apenas as horas de ponta são consideradas agora de super ponta ou ponta normal, e são distribuídas segundo três épocas, caracterizadas na tabela 17.

Tabela 17 - Caracterização das horas de ponta para o plano tarifário (i)

	Época 1 (3 meses)	Época 2 (2 meses)	Época 3 (7 meses)
<i>Super ponta</i>	5 horas/dia		
<i>Ponta normal</i>		5 horas/dia	3 horas/dia

Para diferentes regiões do país, as épocas referentes à hora de ponta variam nos seus meses de aplicação. Para os casos em estudo, interessa saber o ciclo diário (em anexo) e épocas definidas pela EDP Distribuição para aplicação de tarifas dinâmicas para a zona de Coimbra:

Região do Mondego: época 1 de dezembro a fevereiro, época 2 de novembro e março, e época 3 de abril a outubro.

Tendo em conta os períodos horários e as épocas do ano já mencionadas, foram simulados dois comportamentos possíveis por parte dos clientes BT:

- Pior cenário: os clientes, que desviaram o seu consumo, começam logo a consumir quando a hora de ponta normal ou de super-ponta termina. Ou seja, os consumos começam de imediato às 22h num dia de semana e às 21h no fim-de-semana.
- Melhor cenário: os consumos ao longo da semana desviam-se e são repartidos para $h+2$, sendo h a hora que dá como terminado o período de ponta normal ou de super ponta.

Assumiu-se um cenário conservador e considerou-se que os clientes desviam entre 20% a 50% dos seus consumos e que a taxa de adesão é, também ela, variável.

Para o plano tarifário do tipo (ii) as horas de ponta, já previstas, são consideradas horas de ponta crítica ou ponta não-crítica. Assim, um dia declarado como não-crítico é igual, as horas de ponta desse dia apenas são agora consideradas como ponta não-crítica. Já para um dia declarado como crítico, as horas de ponta são consideradas de ponta crítica e a localização destas mesmas horas é limitada às horas cheias e horas de ponta já previstas, com a condição de serem definidas em um ou dois intervalos contínuos, e cada intervalo tem que ter uma duração superior a uma hora.

Torna-se então imprevisível a localização das horas críticas ao longo de um ano, pois, apenas consoante a previsão de comportamentos que podem traduzir picos de carga, são aplicadas as horas críticas para os evitar [36]. Assim, para os dados dos PTs, assumiu-se para um dia da semana um período crítico com a duração de duas horas.

Neste caso, foram simulados dois comportamentos possíveis por parte dos clientes BT:

- Pior cenário: os clientes desviam o seu consumo para $h+1$ ou $h-1$.
- Melhor cenário: os clientes conseguem repartir os seus consumos entre $h-2$ e $h+2$.

É ainda considerado que os clientes desviam entre 20% a 50% dos seus consumos, e a adesão prevista a estes novos modelos é variável. Como tal, foram feitas diferentes simulações.

Com a existência de horas críticas ainda é criado um plano de bonificação para os clientes. Se a potência média das horas de ponta crítica for mais baixa nestas horas do que nas horas de ponta não críticas o cliente é bonificado; caso contrário, o comportamento inverso irá resultar num pagamento por parte do cliente.

3.2.2 Resultados da Simulação

Foram feitas simulações [39] a dois PTs na cidade de Coimbra, quer para o tarifário do tipo (i), quer para o tarifário do tipo (ii), e os resultados são semelhantes. Relativamente ao consumo dos PTs selecionados, 20% é comércio, 10% serviços e 70% domésticos, o que faz com que a ponta de carga seja predominante à noite. São apresentados de seguida os resultados das simulações de um dos PTs para dois cenários extremistas, em que no primeiro existe 40% de adesão às tarifas e um desvio de consumo por parte dos consumidores domésticos de 20%, e no segundo cenário existe 80% de adesão e 20% de desvio de consumos nas mesmas condições. As restantes simulações estão apresentadas em anexo.

É de notar que é tomado como mais provável um desvio de consumo de 20%, visto que os consumidores domésticos não apresentam muita flexibilidade no que diz respeito a mudança de consumos. E por isso os resultados apresentados são relativos a esta taxa de deslocação.

As figuras seguintes mostram os resultados obtidos para um dia da semana no mês de março, sendo que cada dia, mostra a evolução do diagrama de carga original e ainda o do melhor e o do pior cenário.

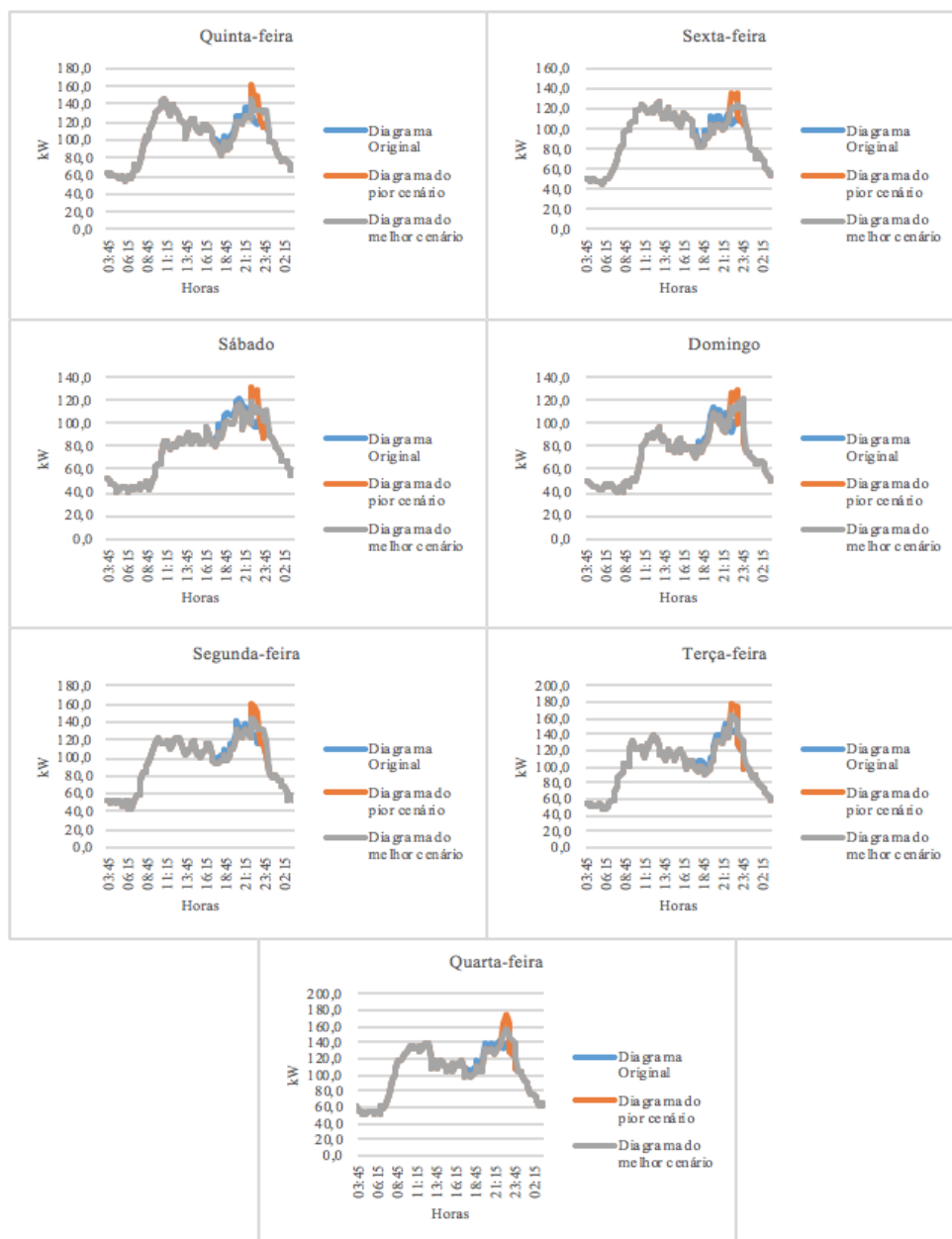


Figura 10 - Adesão de 40% dos consumidores domésticos ao plano (i) com 20% de desvio de consumos

Analisando a figura 10, existem dois casos discrepantes: o dia de semana e o fim-de-semana. Tome-se o caso de quinta-feira; quando a hora de ponta é aplicada (17h30 às 22h30) os consumos em ambos os cenários diminuem, fazendo com que sejam transferidos para as horas imediatamente posteriores à hora de ponta. Assim, o pico de carga verificado é superior ao anterior. O mesmo acontece no fim-de-semana, contudo os picos não são tão acentuados, por haver uma maior flexibilidade de mudança de consumos nestes dias.



Figura 11 - Adesão de 80% dos consumidores domésticos ao plano (i) com 20% de desvio de consumos

A figura 11 mostra diagramas de carga semelhantes, em termos de comportamento, aos da figura 10, por estarem sujeitos às mesmas condições. Contudo, os resultados são piores devido à adesão ao tarifário ser superior, fazendo com que a deslocação de consumos seja superior, traduzindo-se num pico de carga mais acentuado.

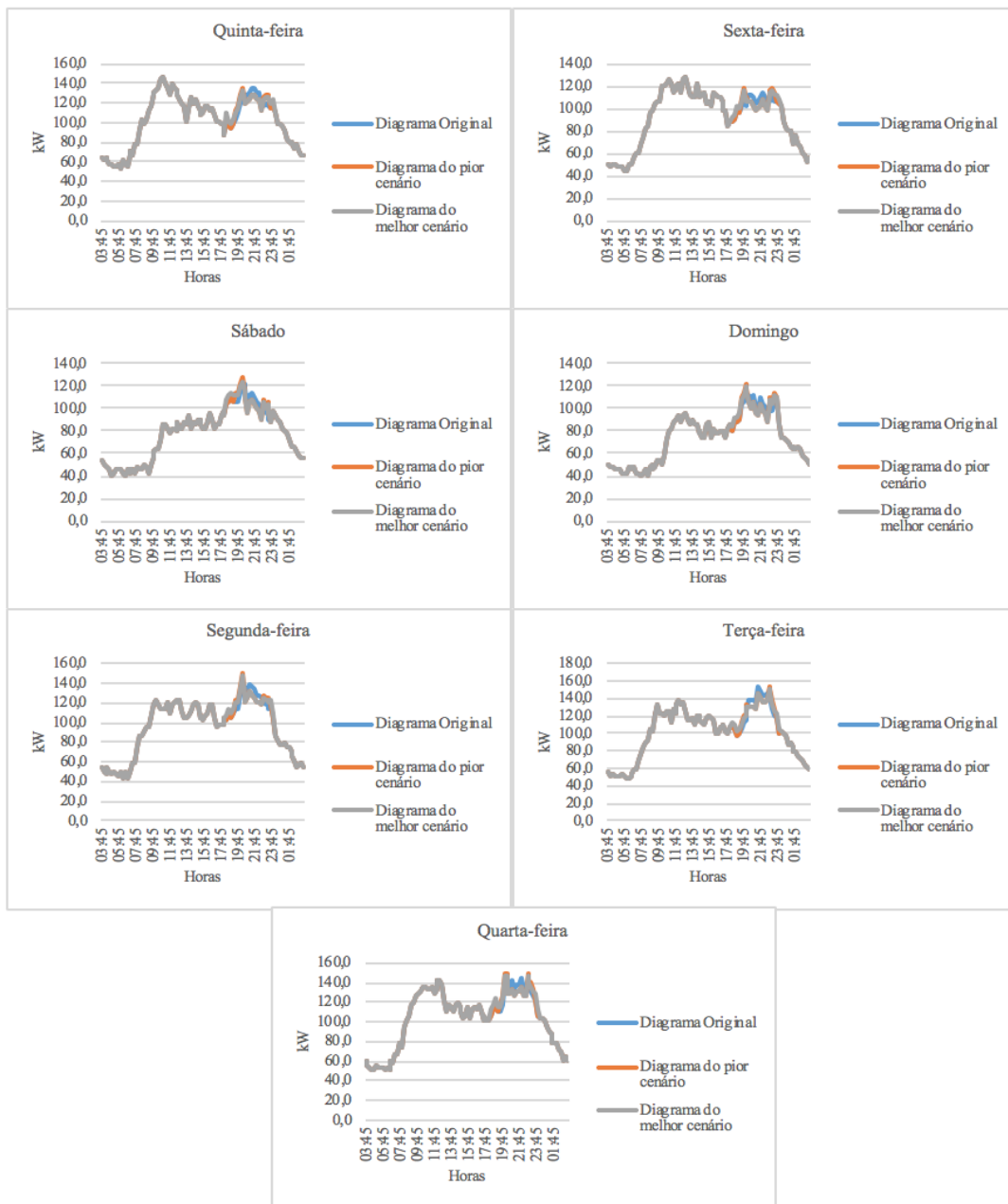


Figura 12 - Adesão de 40% dos consumidores domésticos ao plano (ii) com 20% de desvio de consumos

Relativamente à figura 12, foi agora aplicado o plano tarifário (ii), que traduz resultados para os diagramas de carga, completamente diferentes. Por haver uma maior flexibilidade de consumos neste tarifário, também devido à diminuição da janela temporal aplicada pelo mesmo, os resultados são significativamente melhores. Verifica-se que nas horas adjacentes há aumentos de consumo para evitar o período crítico. Num dia de semana, o pico originalmente verificado diminui quer para um pior, quer para um melhor cenário.

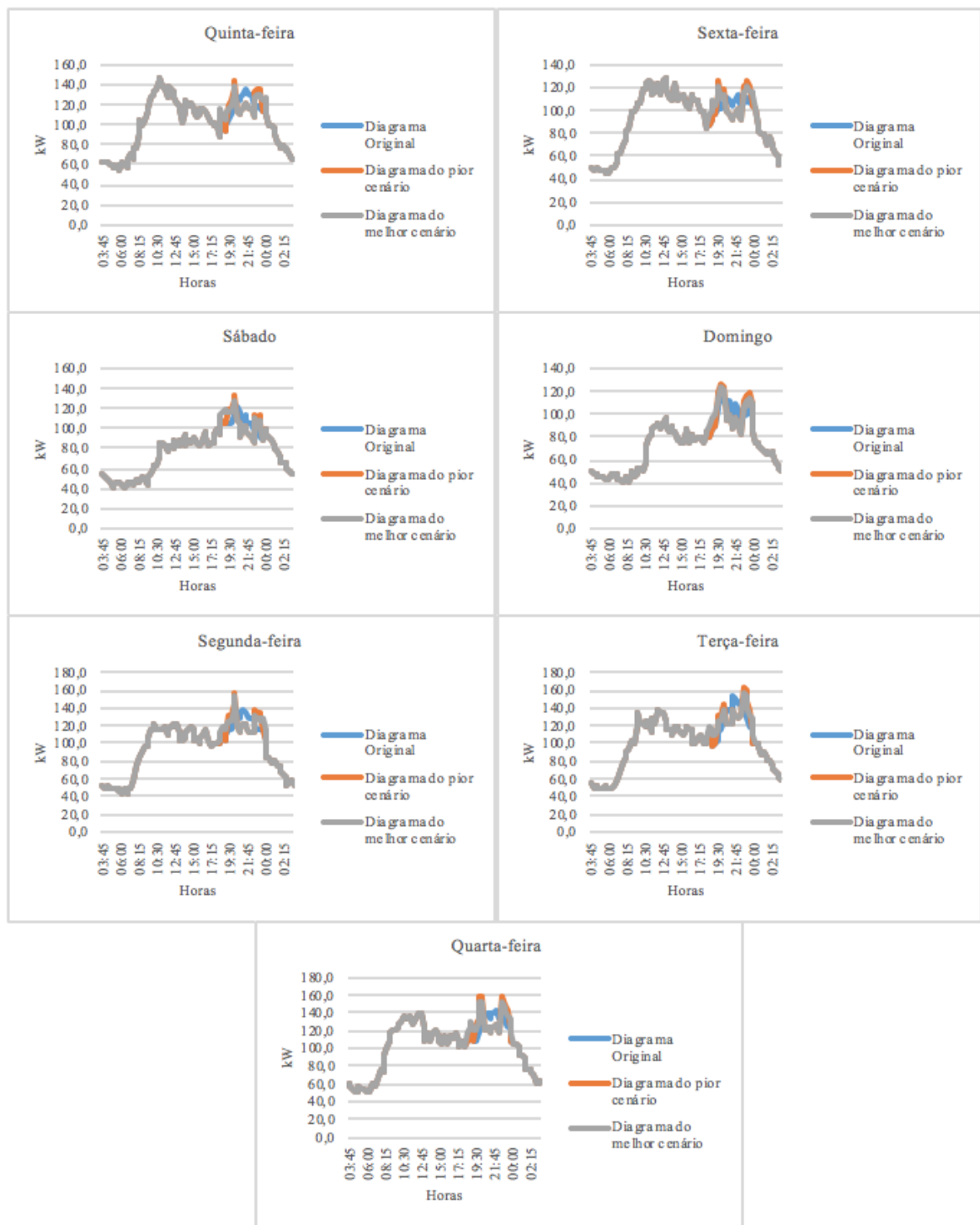


Figura 13 - Adesão de 80% dos consumidores domésticos ao plano (ii) com 20% de desvio de consumos

Os gráficos da figura 13, vão de encontro ao que foi anteriormente concluído. O maior pico de carga (verificado às 20h30) sofre um decréscimo ténue, e nas horas posteriores há uma diminuição acentuada de consumos, para evitar o período crítico. Quando o mesmo termina, os restantes consumos são verificados, traduzindo-se num aumento do pico original (21h45 às 23h30), contudo além da janela temporal destes consumos ser inferior à ponta original, verificada entre as 20h30 e as 21h45, a potência é inferior, traduzindo-se assim em melhores resultados para os PTs.

Comparando o plano tarifário (i) (figura 10 e 11) onde é aplicada uma tarifa tetra-horária aos consumidores domésticos, com o plano tarifário (ii) (figura 12 e 13) onde são aplicados períodos críticos, verifica-se que, para uma taxa de adesão de 40%, o comportamento do diagrama de carga é mais favorável no plano tarifário (ii). Esta tendência acentua-se ainda mais para uma taxa de adesão de 80%. Já para os tarifários do tipo (i), independentemente da adesão, o pico de carga apenas se desloca para a hora seguinte, acentuando-se por vezes ainda mais.

Isto explica-se por os tarifários tetra-horários serem pouco compatíveis com a fraca flexibilidade dos consumidores; ao propor aumentos desde o final da tarde até a meio da noite, obrigariam os consumidores a alterar os seus consumos de um modo incompatível com as exigências da sua vida ativa, o que leva à sua insensibilidade a esta medida e a um diagrama de carga ainda mais prejudicial do que aquele que resulta num cenário de tarifa simples (cenário original).

Já o período crítico (i), como propõe aumentos para uma janela horária mais reduzida, estimula eficazmente os consumidores a desviarem os seus hábitos de consumo, combatendo deste modo os picos de carga e proporcionando diagramas de carga mais favoráveis.

4 Conclusão

Com a análise do impacto da produção, a partir de tecnologias renováveis (nomeadamente PRE), de energia elétrica no preço de eletricidade definido no MIBEL, conclui-se que quando existe uma maior penetração de PRE no abastecimento da procura, o preço formado em mercado diário e intradiário sofre uma redução. Contudo, a formulação dos preços do mercado grossista gera incertezas, uma vez que a tendência de decréscimo de preços não tem um comportamento linear e pré-definido. Isto deve-se, por sua vez, ao contributo diferente e imprevisível das tecnologias de produção de energia renovável, que apenas permite o estabelecimento de uma relação muito ténue entre o preço médio de energia e o crescimento da produção de energia renovável.

Da comparação dos planos de tarifa tetra-horária (i) com os planos de tarifa com período crítico (ii) resulta que esta última é mais eficaz na deslocação dos hábitos de consumo domésticos, por propor o aumento de preços para horários mais reduzidos. Apesar de tudo, é ainda fraca a diminuição do pico de carga. A pequena taxa de deslocação de consumo dos clientes BT quando sujeitos a estes planos tarifários explica-se pela sua fraca sensibilidade à mudança de hábitos de consumo, tendo em conta a rigidez dos horários de trabalho e as exigências de uma vida ativa. Assim, mesmo com adesões de 80%, o diagrama de carga continua a demonstrar exigências de consumo muito elevadas nas horas imediatamente anteriores ou posteriores às janelas temporais propostas pelos tarifários respetivos. O diagrama de carga denotaria a neutralização dos picos de consumo se fosse possível deslocar o consumo doméstico para os períodos em vazio.

5 Trabalhos Futuros

Com as conclusões que foram retiradas desta dissertação, num trabalho futuro é importante propor e testar novos modelos de simulação e algoritmos que permitam fazer previsões mais precisas da produção de energia renovável, nomeadamente da energia eólica, atendendo à atual incapacidade de obter previsões fiáveis.

Tendo em conta a fraca flexibilidade dos consumidores domésticos na alteração dos seus hábitos de consumo, seria relevante testar a implementação de equipamentos que, remotamente, procedam à ativação e desativação dos eletrodomésticos, permitindo desta forma contornar os períodos críticos sem prejuízo das suas vidas profissionais. Por esta via, vai ser possível aperfeiçoar a alteração dos diagramas de carga, o que traduzirá não só melhores resultados como uma menor deterioração das infraestruturas, mediante o evitamento de picos de carga tão acentuados.

Referências

- [1] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Eletricidade - Atividades do Setor,” *Eletricidade - Atividades do Setor*. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/Paginas/default.aspx>.
- [2] “Estrutura Sistema Elétrico.” [Online]. Available: <https://www.ageradora.com.br/como-a-energia-eletrica-chega-ate-sua-casa/>. [Accessed: 10-Sep-2019].
- [3] F. Sato and W. Freitas, *Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica*. 2015.
- [4] Mercado Ibérico de Eletricidade, “O Mercado Ibérico de Eletricidade.” [Online]. Available: <http://mibel.com>. [Accessed: 05-Jan-2019].
- [5] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Supervisão de Mercados.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 20-Jan-2019].
- [6] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Mercado Diário.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodia rio/Paginas/default.aspx>. [Accessed: 31-Jan-2019].
- [7] J. G. A. Ribeiro, “Previsão de preços de eletricidade para o mercado MIBEL,” 2014.
- [8] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento Tarifário do Setor Elétrico,” 2017.
- [9] EDP Comercial, “Tarifas para clientes BTN.” [Online]. Available: <https://www.edp.pt/particulares/apoio-cliente/perguntas-frequentes/tarifarios/o-que-preciso-de-saber-para-contratar/o-que-e-a-opcao-horaria-e-qual-a-melhor-para-mim/faq-4823>. [Accessed: 02-May-1BC].
- [10] EDP Serviço Universal, “Planos Tarifários.” [Online]. Available: <https://www.edpsu.pt/pt/tarifasehorarios/horarios/Pages/Horarios.aspx>.

- [Accessed: 30-Apr-2019].
- [11] EDP Comercial, “Composição dos Preços da Eletricidade.” [Online]. Available: <https://www.edp.pt/empresas/apoio-cliente/composicao-precos-eletricidade/>. [Accessed: 22-May-2019].
- [12] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2019,” 2019.
- [13] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura Tarifária Do Setor Elétrico Em 2018,” 2018.
- [14] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2018,” 2017.
- [15] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “A ERSE,” 2019. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/PT/AERSE/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master>. [Accessed: 05-Feb-2019].
- [16] Y. Strengers, “Peak electricity demand and social practice theories: Reframing the role of change agents in the energy sector,” *Energy Policy*, vol. 44, pp. 226–234, 2012.
- [17] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Perguntas & Respostas, Tarifas Dinâmicas, Regras de implementação dos projetos-piloto,” 2018.
- [18] EDP Distribuição, “Plano de Implementação dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes de MT, AT e MAT,” 2016.
- [19] A. Miranda, “Estudo de Modelos de Tarifas Dinâmicas para Portugal,” 2015.
- [20] J. M. Griffin and S. L. Puller, *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*. Chicago and London: The University of Chicago Press, 2005.
- [21] M. Costa, “Análise do Impacto de Tarifas Dinâmicas,” 2013.
- [22] S. Borenstein, M. Jaske, and A. Rosenfeld, “Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets,” *Cent. Study Energy Mark.*, 2002.
- [23] EDP Distribuição, “Introdução de Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes,” *Erse*, 2014.
- [24] Gulf Power, “Energy select – Prices effective January 1, 2015.”
- [25] Gulf Power, “Case Studies 1 - Pre_AMI Roots,” 2013.
- [26] Southern California Edison, “Save Power Days Program.” [Online]. Available: <https://www.sce.com/tnc/save-power-day-incentive-plus-program-terms-and-conditions>. [Accessed: 06-Feb-2019].
- [27] Southern California Edison, “Summer Discount Plan.” [Online]. Available: <https://www.sce.com/residential/rebates-savings/summer-discount-plan>. [Accessed: 06-Feb-2019].
- [28] Red Eléctrica de España, “Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).” [Online]. Available: <https://www.ree.es/en/node/5748>. [Accessed: 06-

Feb-2019].

- [29] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Projetos-Piloto para Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária e Introdução de Tarifas Dinâmicas.”
- [30] EDP Distribuição, “Projetos Piloto para Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária e Introdução de Tarifas Dinâmicas – Consulta Pública da ERSE,” 2017.
- [31] Conselho de Reguladores do MIBEL, “Integração Da Produção Renovável e De Cogeração No MIBEL e Na Operação Dos Respetivos Sistemas Elétricos.”
- [32] Redes Energéticas Nacionais, “Dados Técnicos,” 2019.
- [33] P. D. de C. Pinto, “Análise do Impacto da Energia Renovável nos Preços de Mercado da Eletricidade em Portugal entre 2009 e 2016,” Universidade do Porto, 2018.
- [34] Santos, P., Martins, A., Pires, A.: Designing the inputvector to ANN-based models for short-term load forecast in electricity distribution systems, pp.338—347. ELSEVIER Electrical Power and Energy Systems, 29,(2007).
- [35] Chemetova S., Santos P., Ventim-Neves M. (2019). Peak Load Forecasting in Electrical Deregulated Market Environment - The Dynamic Tariffs IECON 2019 is the 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society.
- [36] P.J. Santos, A.J.Pires and M. Fidalgo (2019). Dynamic Tariffs: the impact in medium-low voltage substations, IEEE CPE - POWERENG 2020 (Submetido).
- [37] Chemetova S., Santos P., Ventim-Neves M. (2018) Next Day Load Forecast: A Case Study for the City of Lisbon. In: Camarinha-Matos L., Adu-Kankam K., Julashokri M. (eds) Technological Innovation for Resilient Systems. DoCEIS 2018. IFIP Advances in Information and Communication Technology, vol 521.
- [38] Chemetova; P. J. Santos; M. Ventim-Neves, “Load Forecasting in Electrical Distribution Grid of Medium Voltage”, in Technological Innovation for Cyber-Physical Systems, The 7th Advanced Doctoral Conference on Computing, Electrical and Industrial Systems, Eds. L.M. Camarinha-Matos et al., SPRINGER, Germany, 2016, pp. 340-349, DOI: 10.1007/978-3-319-31165-4_33.
- [39] S. Chemetova; P. J. Santos; M. Ventim-Neves, 2017, Load forecasting as a computational tool to support smart grids, 12th Iberian Conference on Information Systems and Technologies (CISTI) Pages 1-6 DOI: 10.23919/CISTI.2017.7975781.

Anexo

Ciclo diário proposto pela EDP para tarifas dinâmicas na região do Mondego

Mondego		00:00	00:30	01:00	01:30	02:00	02:30	03:00	03:30	04:00	04:30	05:00	05:30	06:00	06:30	07:00	07:30	08:00	08:30	09:00	09:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30	Época				
DU	jan	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	1	
	fev	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	1
	mar	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	2
	abr	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3
	mai	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3
	jun	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3
	jul	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3
	ago	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3
	set	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3
	out	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	3
	nov	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	C	C	C	2
	dez	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	C	C	C	1
FDS	jan	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	1	
	fev	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	1	
	mar	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	V	2	
	abr	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	3
	mai	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	3	
	jun	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	3	
	jul	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	3	
	ago	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	3	
	set	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	3
	out	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	3
	nov	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	2	
	dez	V	V	V	V	V	V	S	S	S	S	S	S	S	S	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	C	C	C	C	C	C	V	V	V	V	1	

Legenda: P1 Super ponta P2 Ponta normal C Cheias V Vazio normal S Super vazio

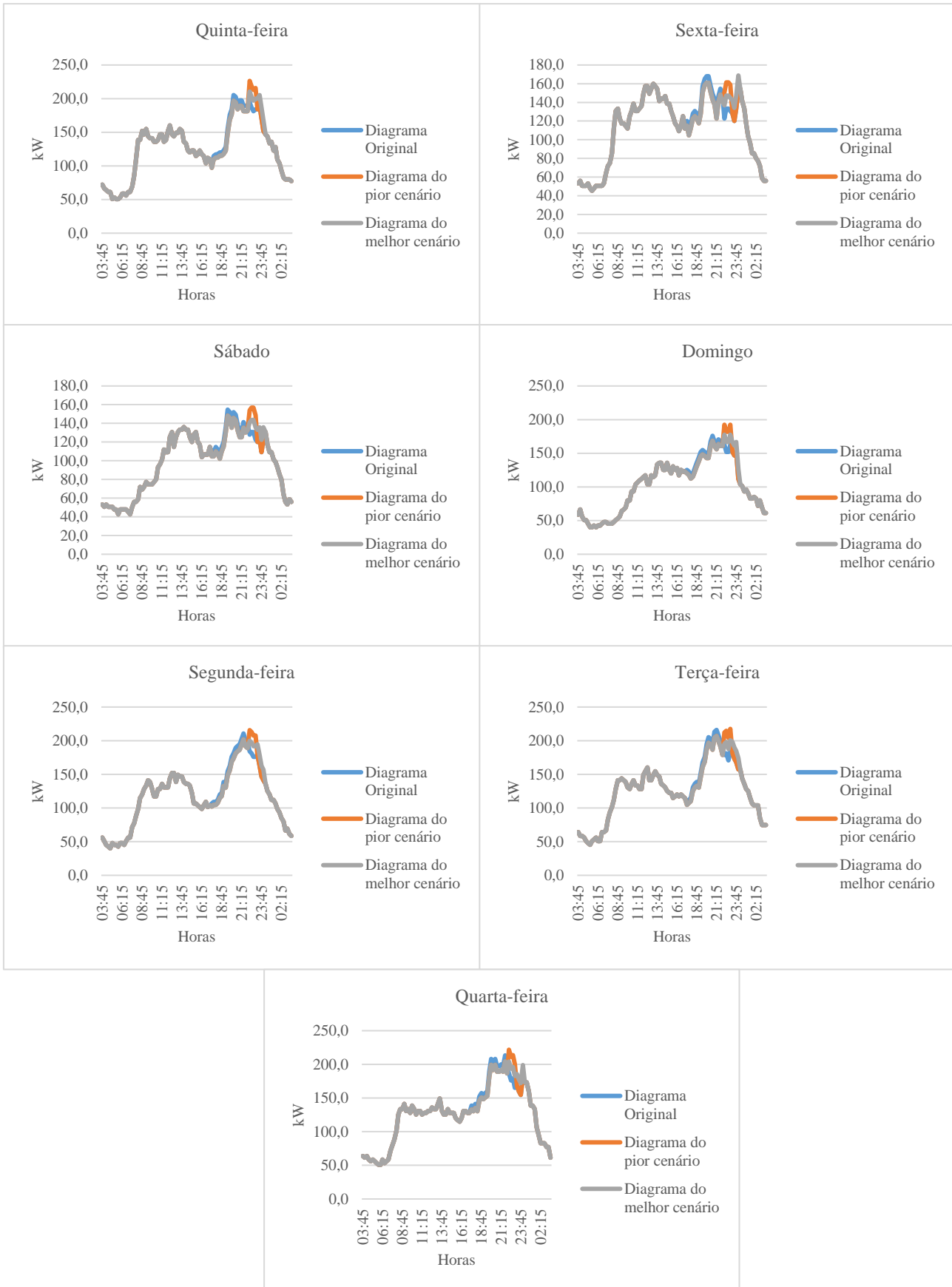
Figura 14 - Ciclo diário proposto pela EDP para tarifas dinâmicas na região do Mondego [30]

Caso A – Estudo da adesão à Tarifa Tetra Horária para o Posto de Transformação 1

Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



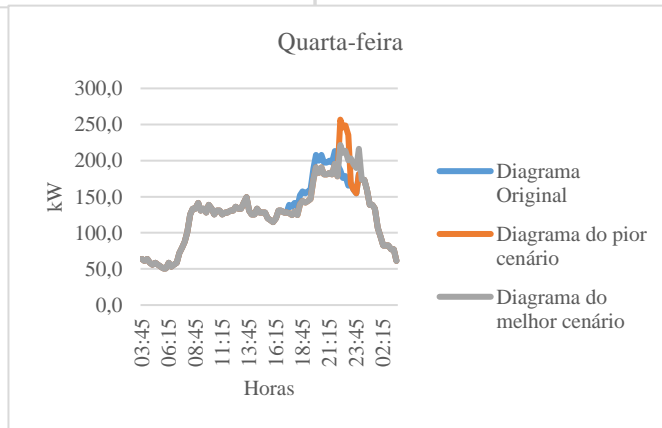
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos



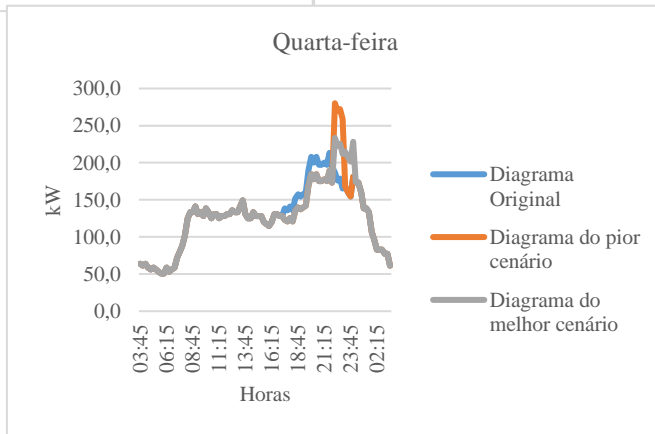
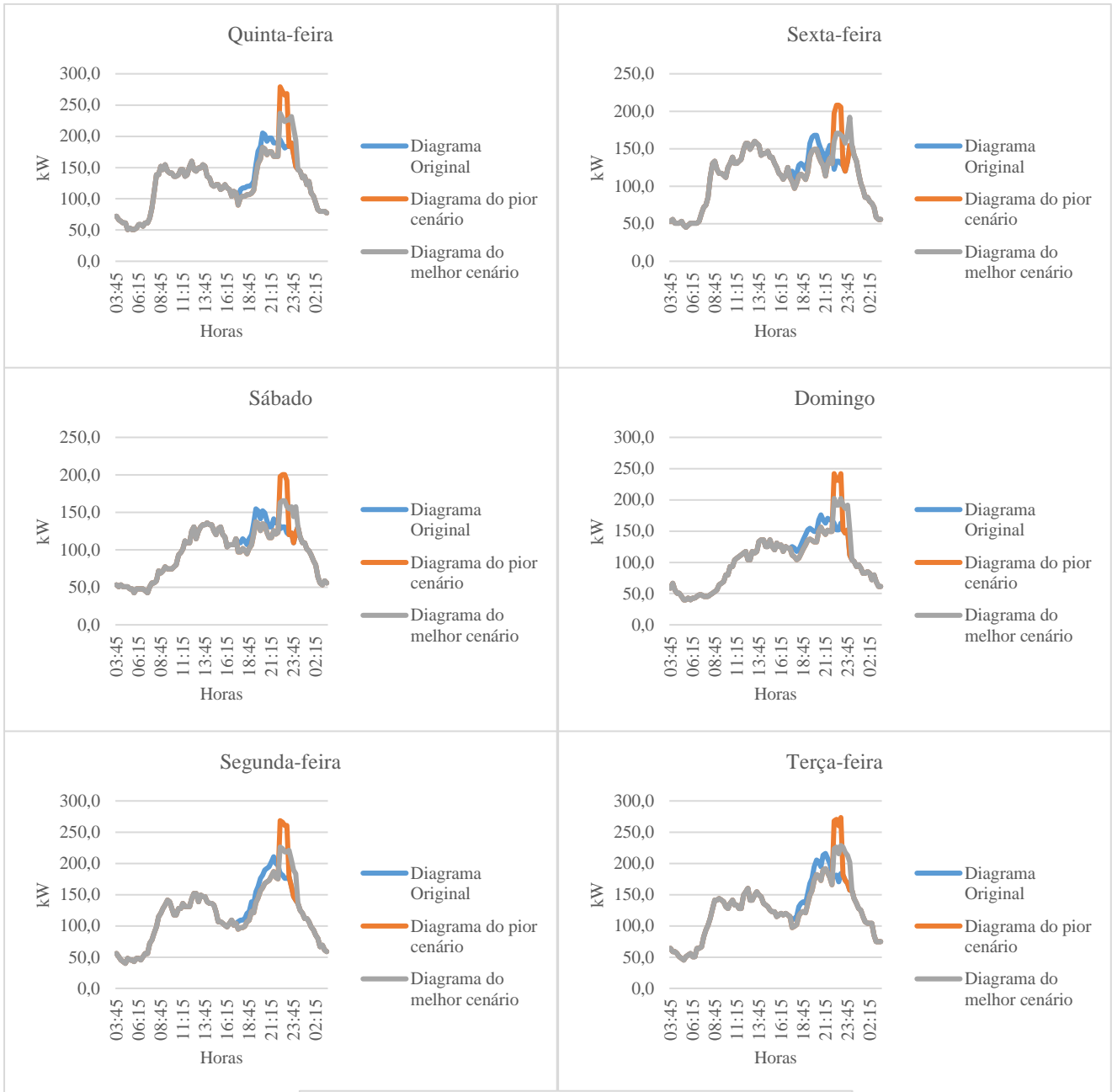
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



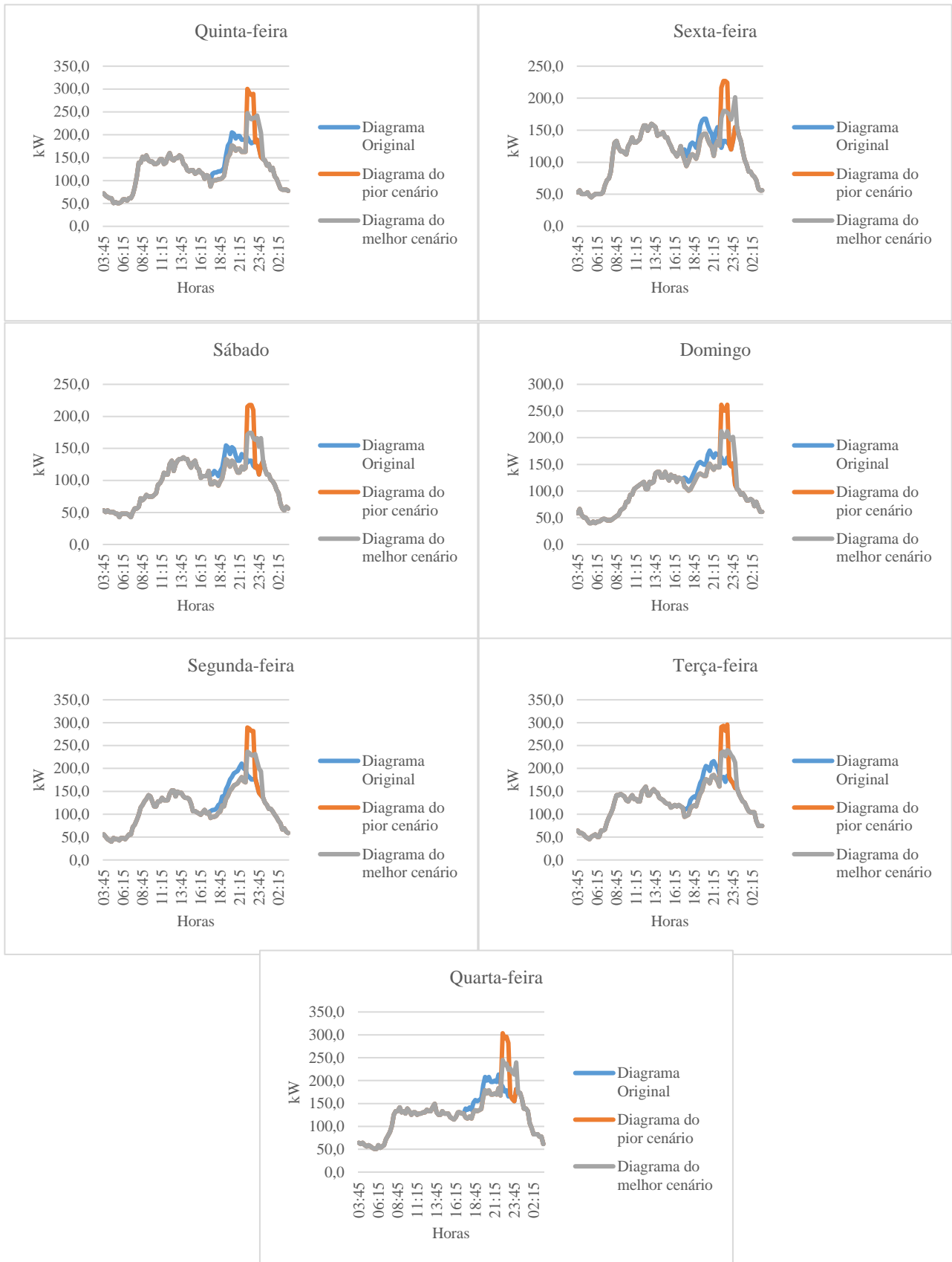
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



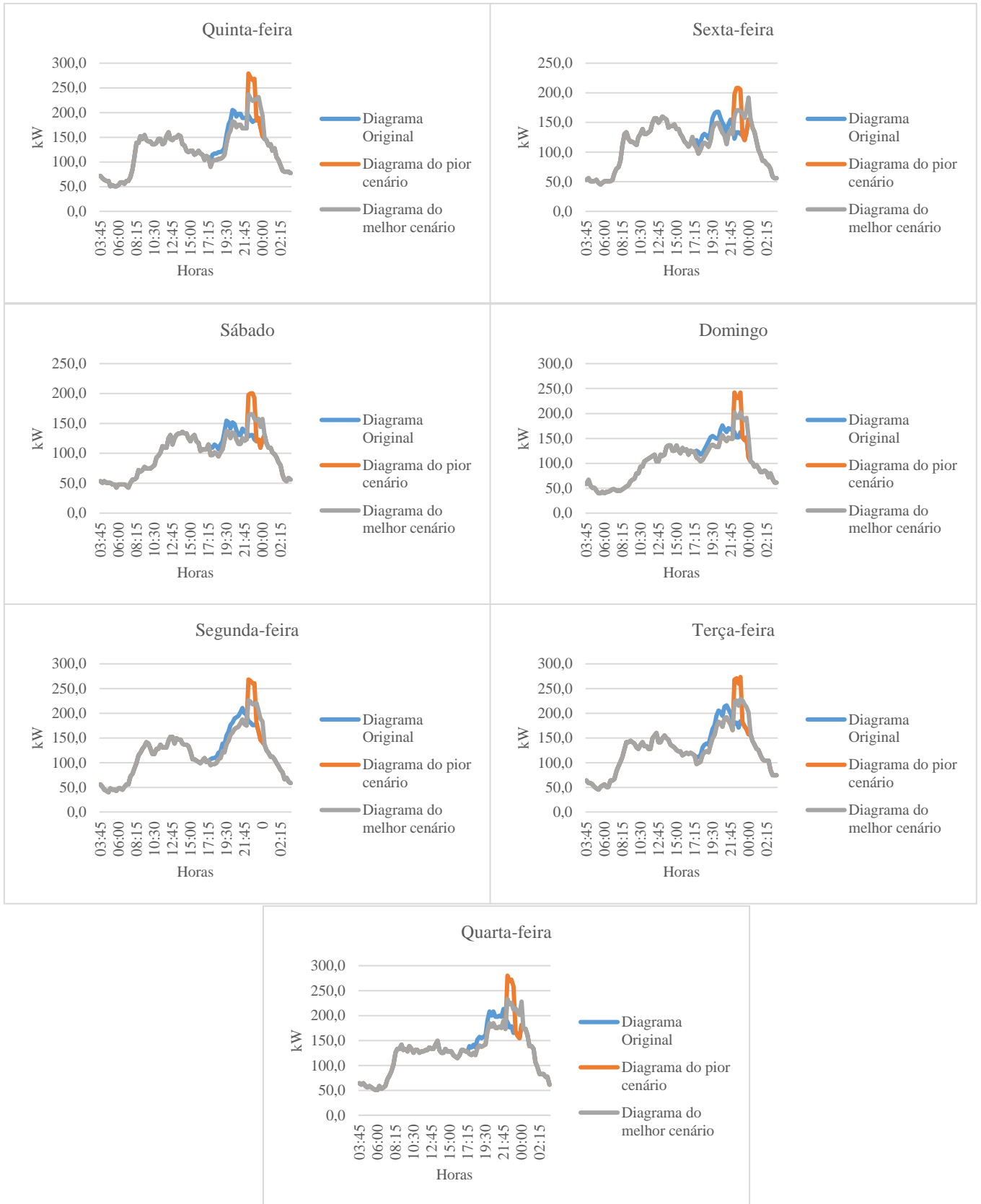
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



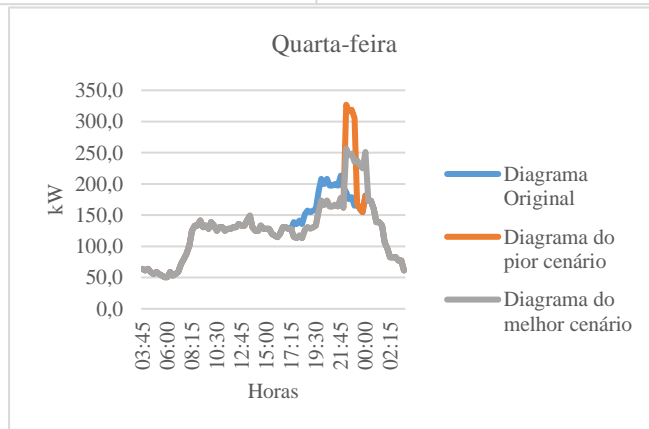
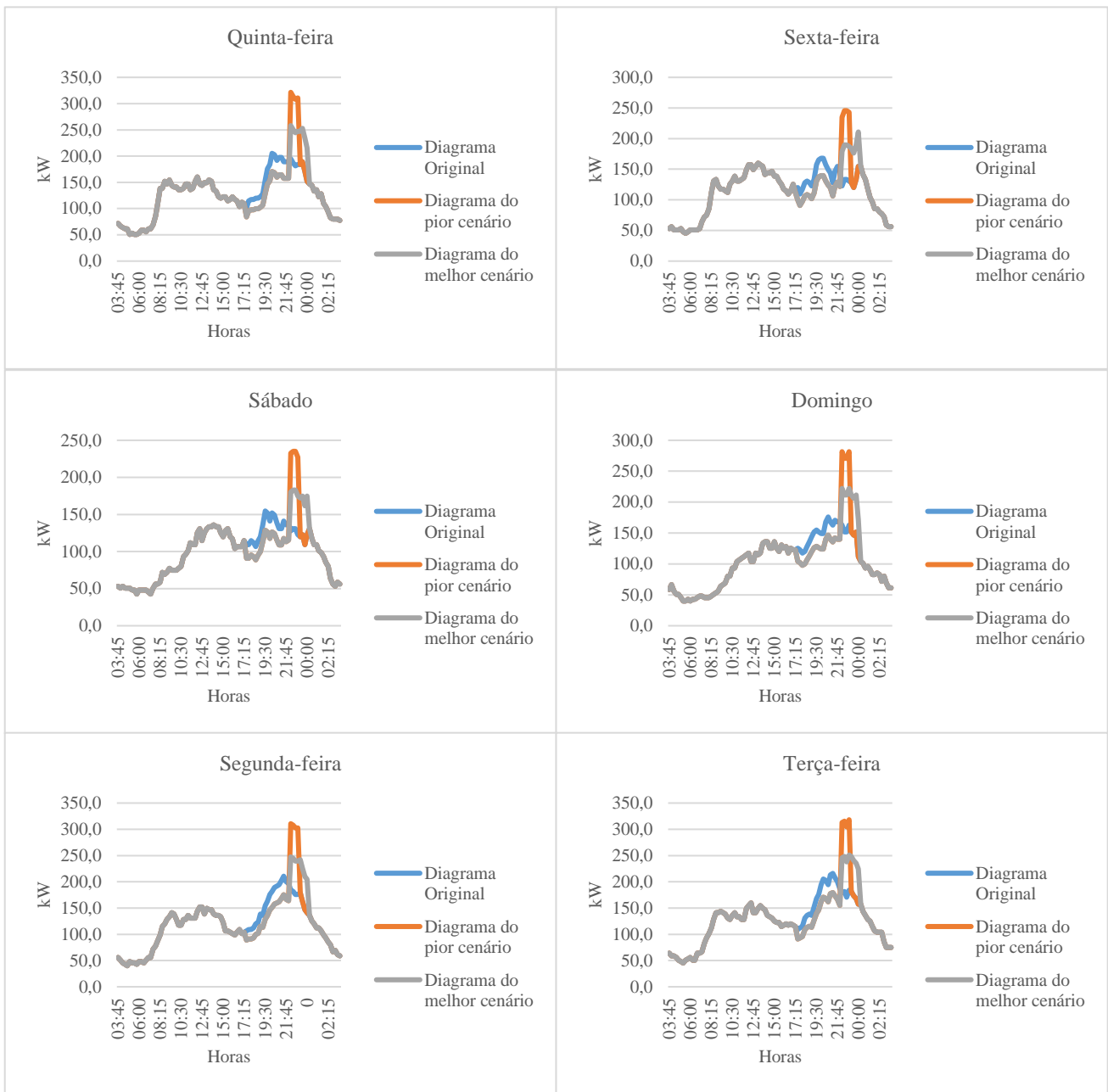
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos

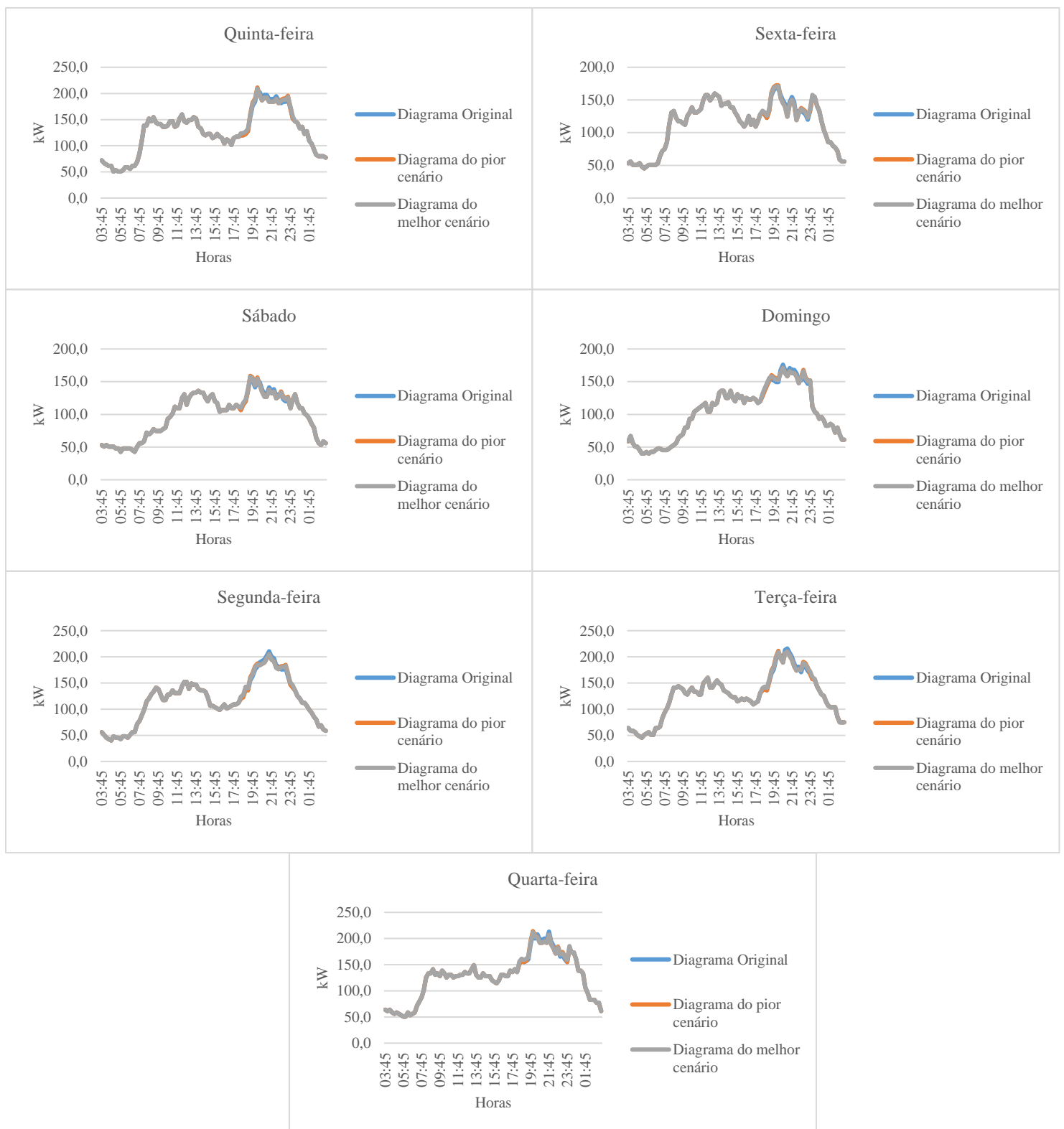


Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos

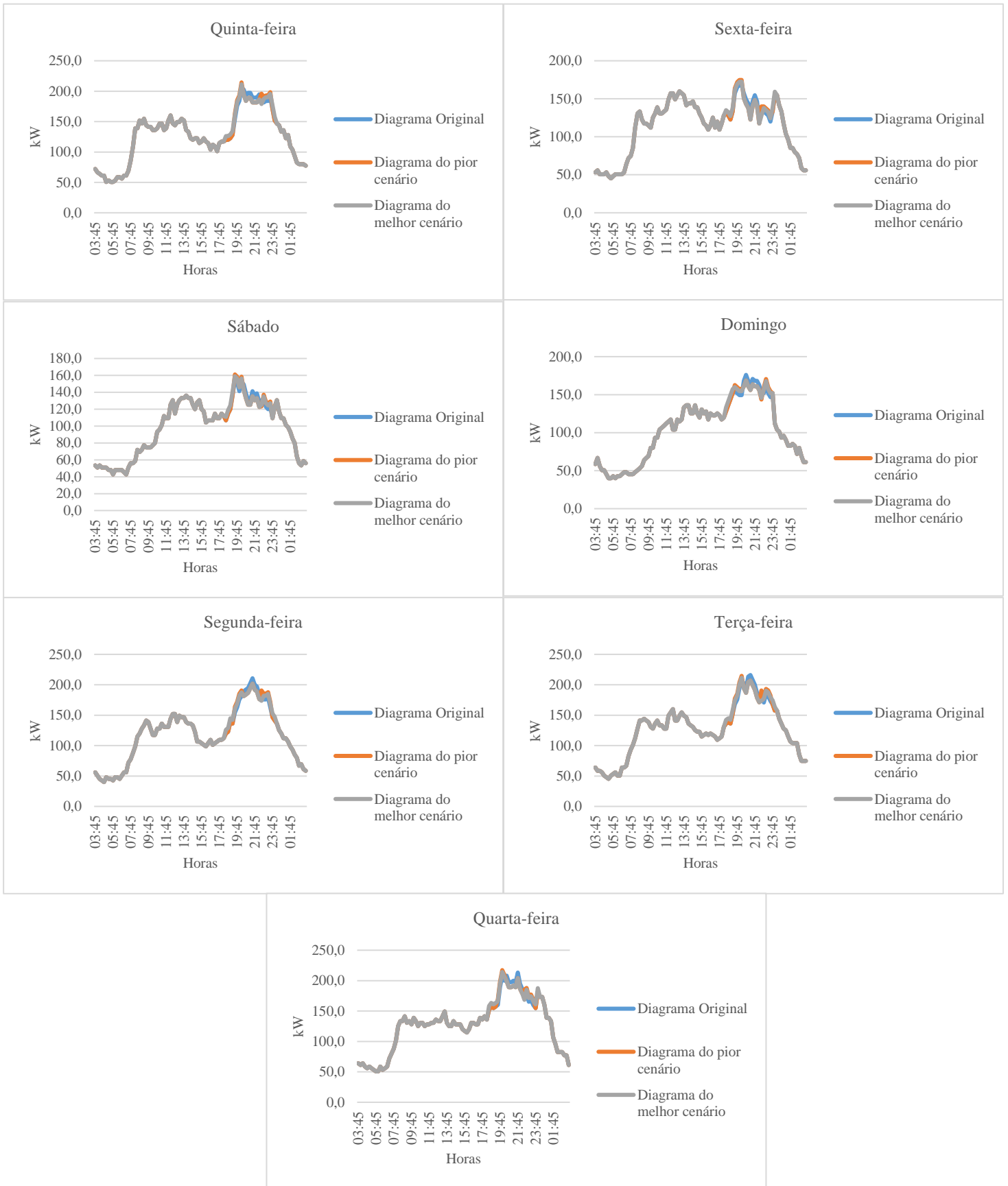


Caso B - Estudo da adesão ao Período Crítico para o Posto de Transformação 1

Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



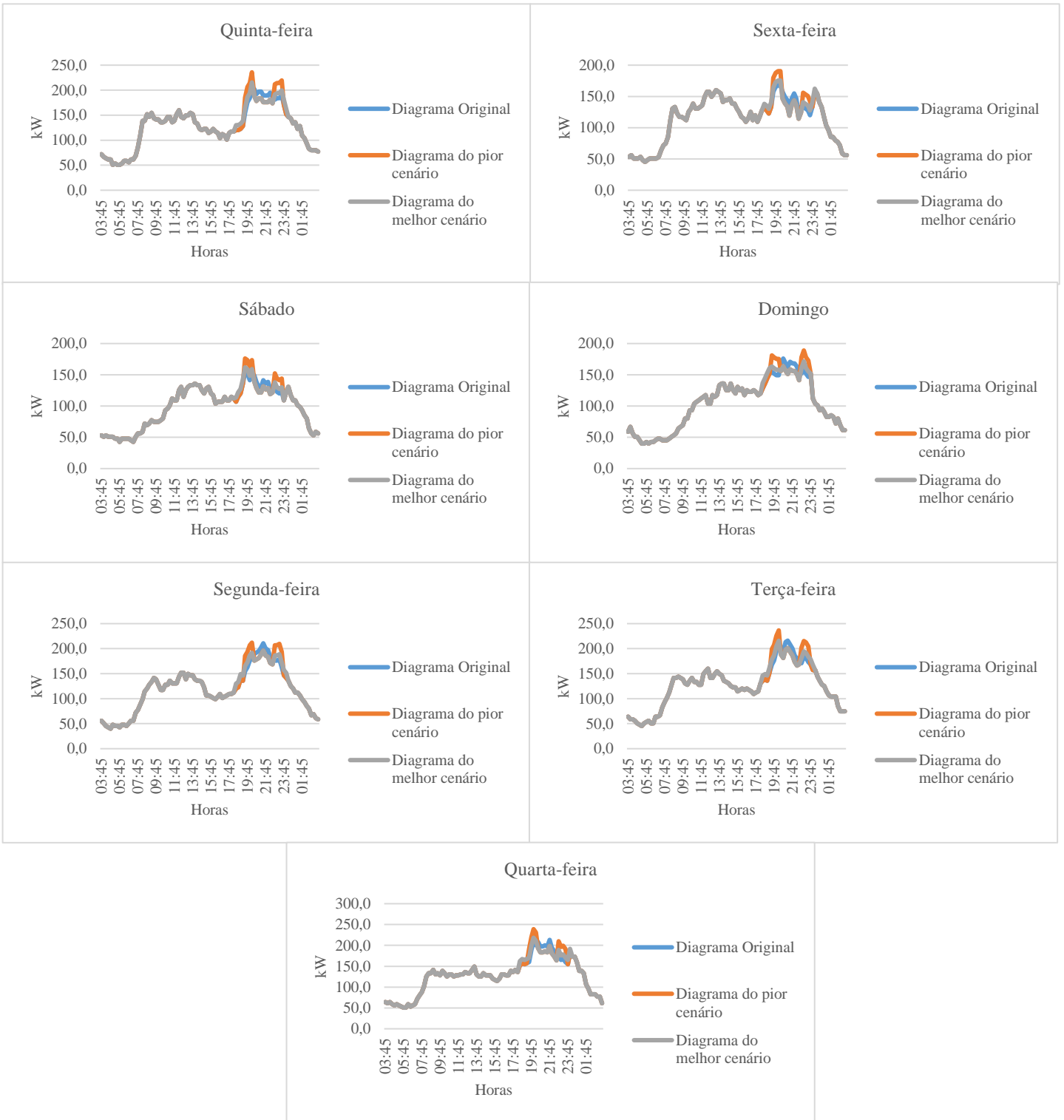
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos



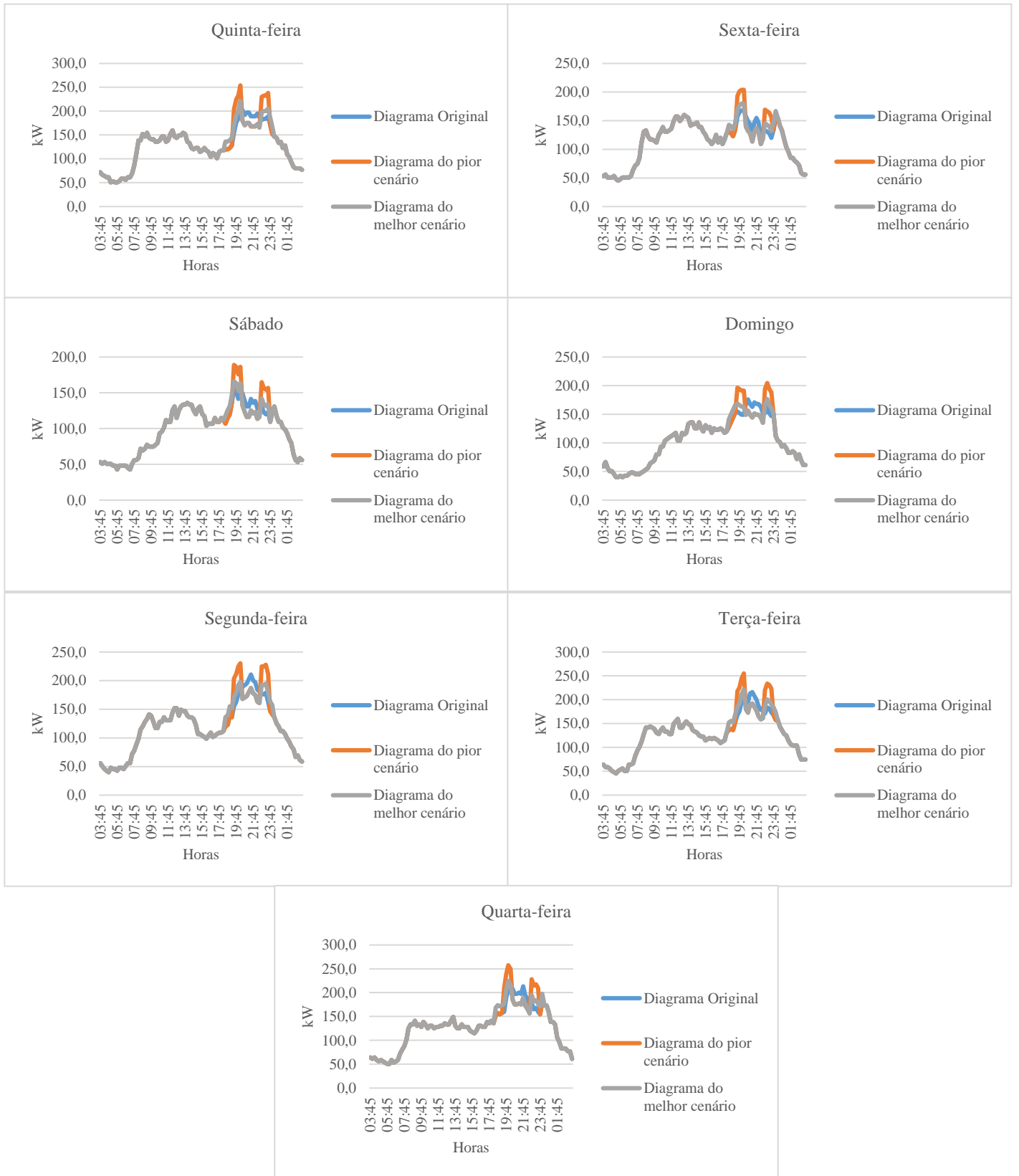
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



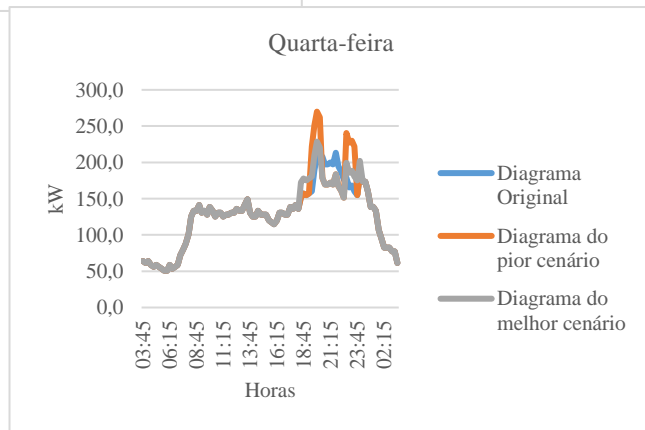
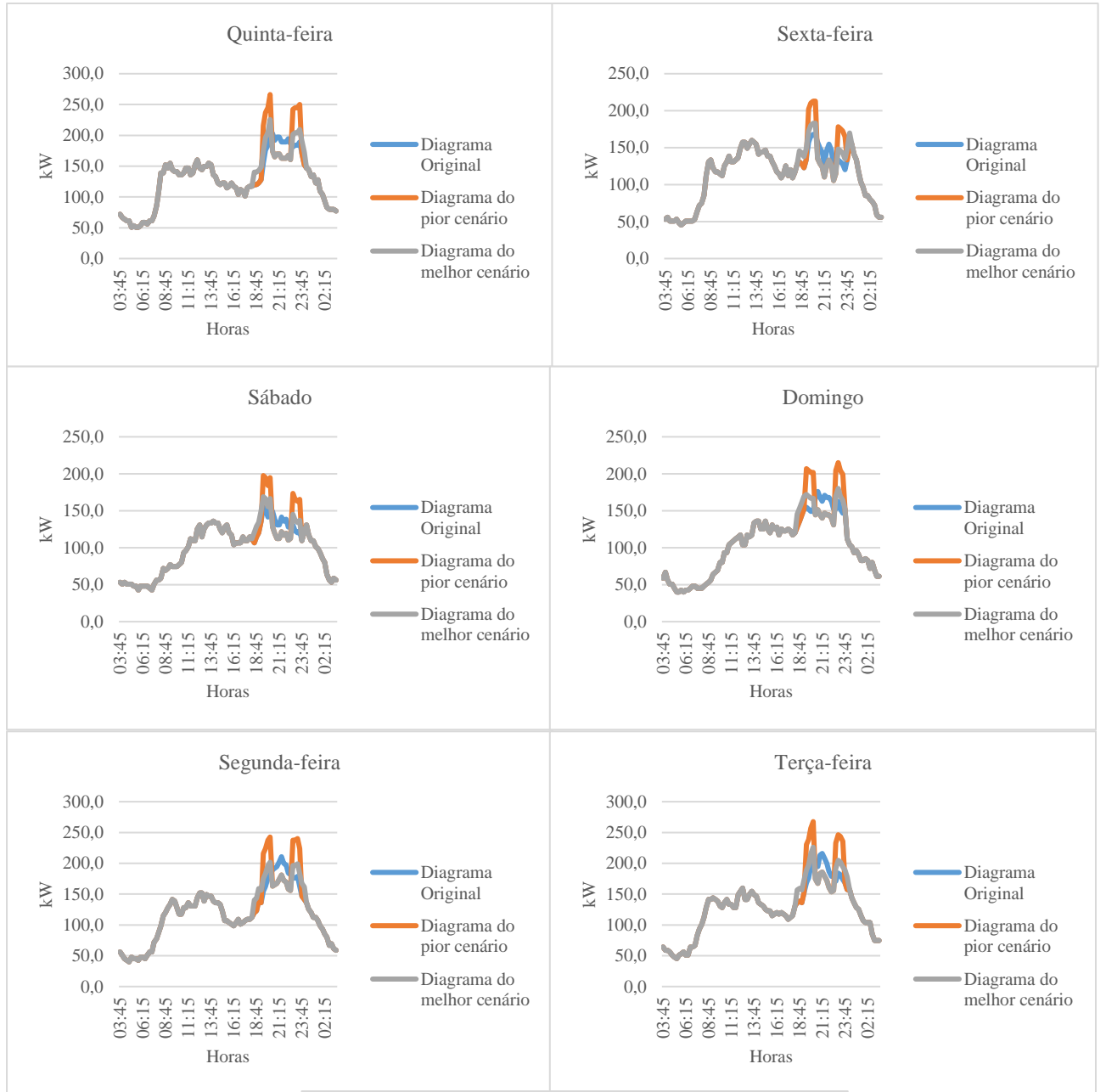
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



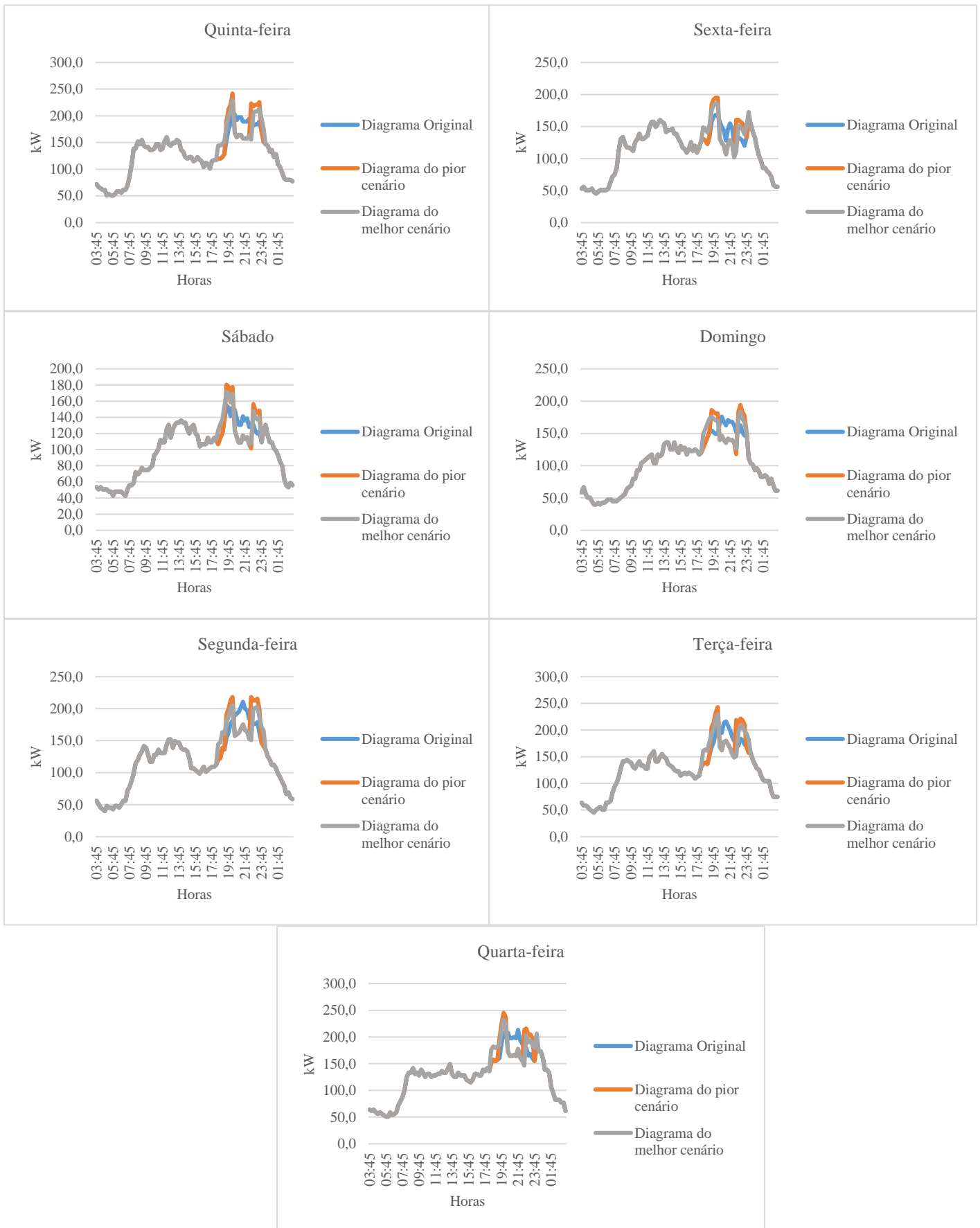
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos



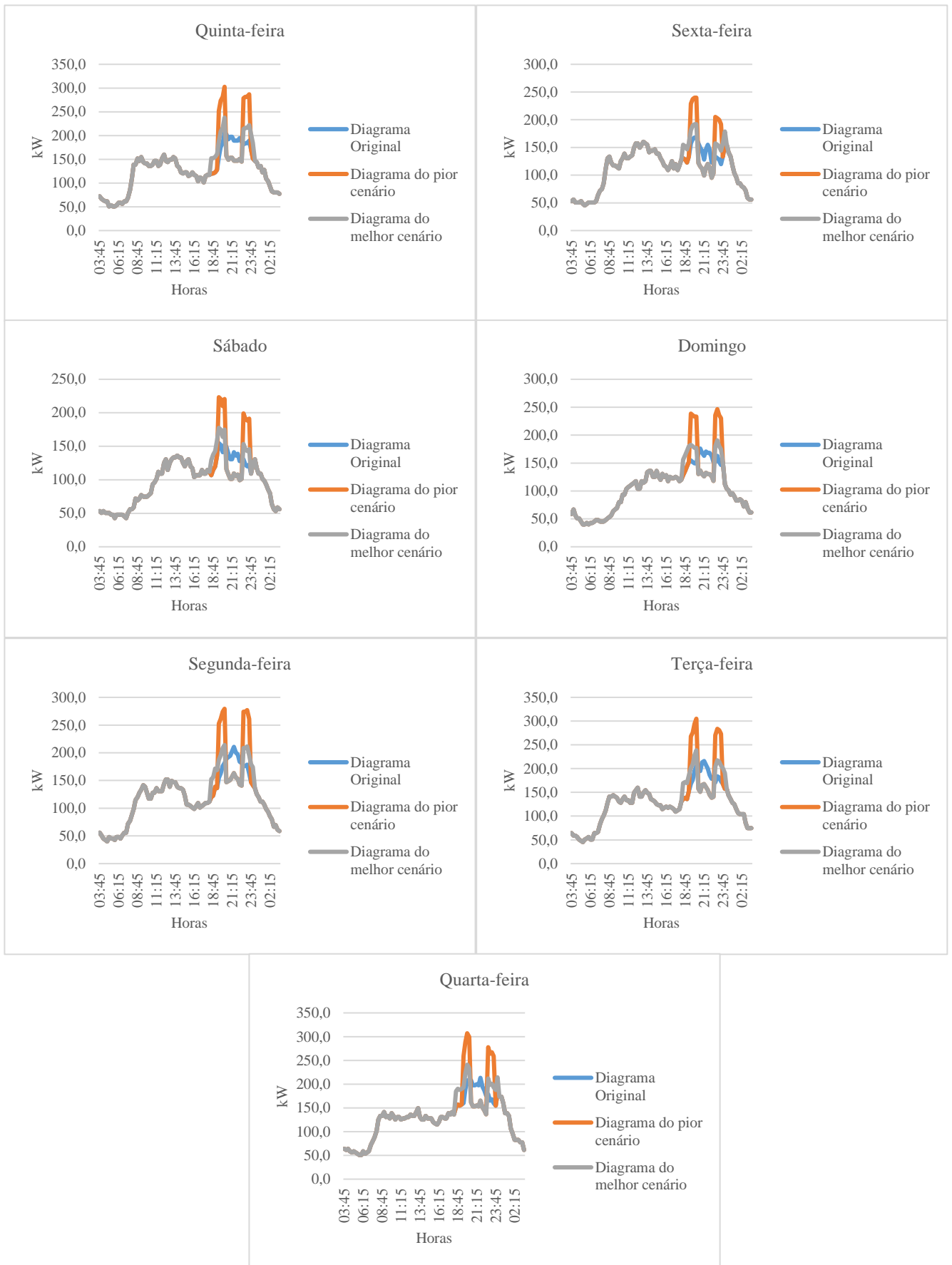
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



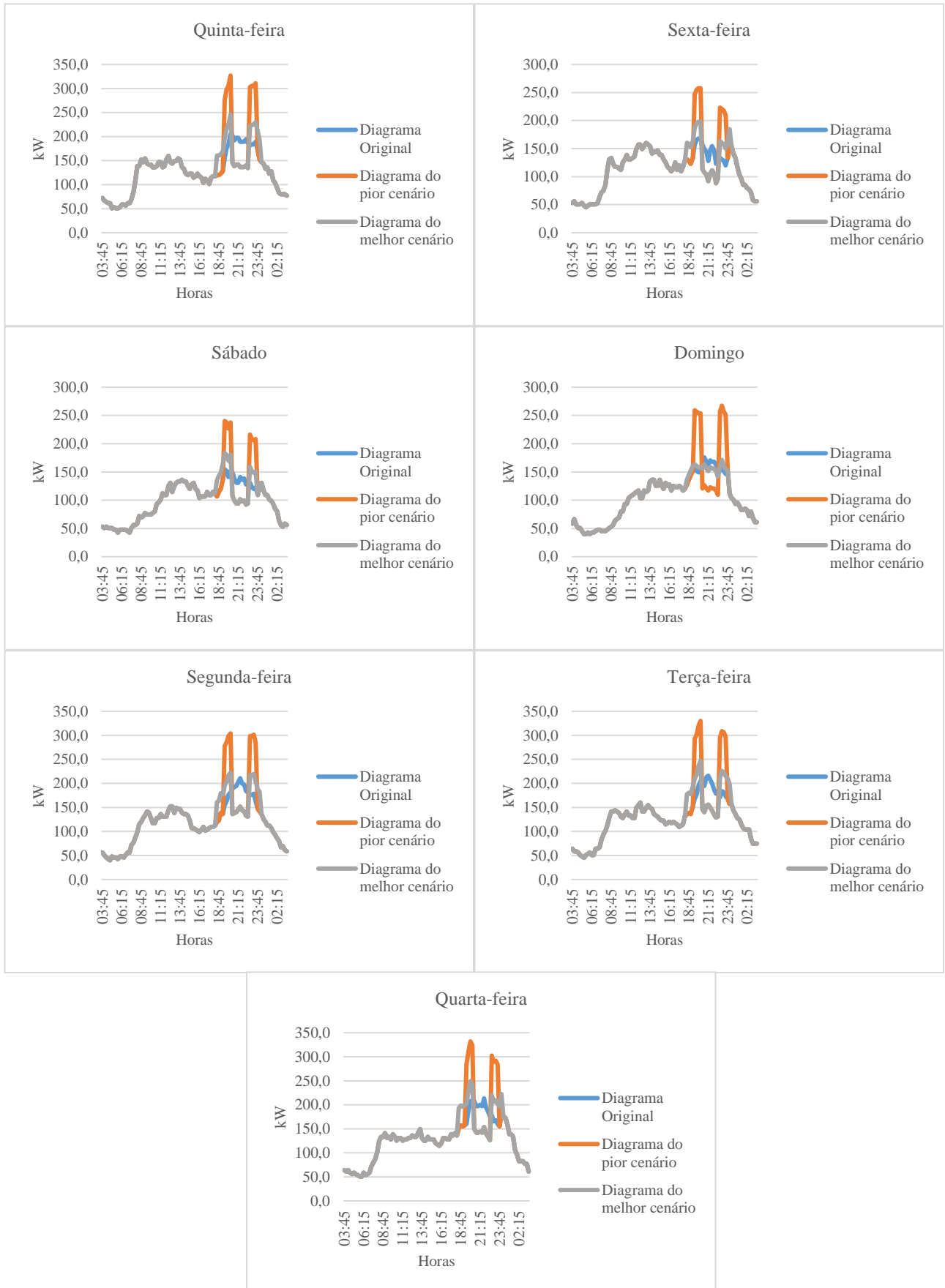
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos

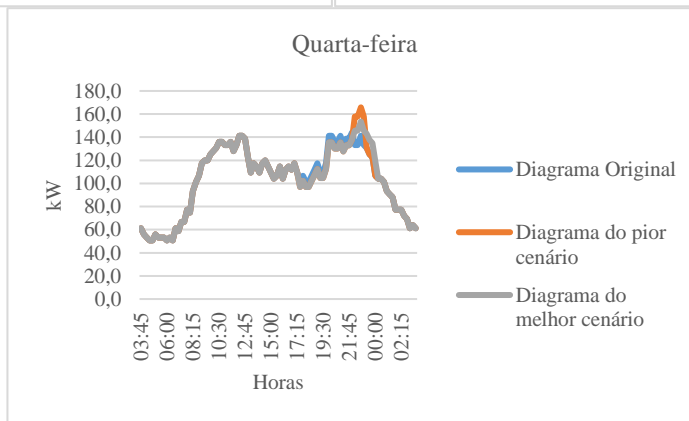
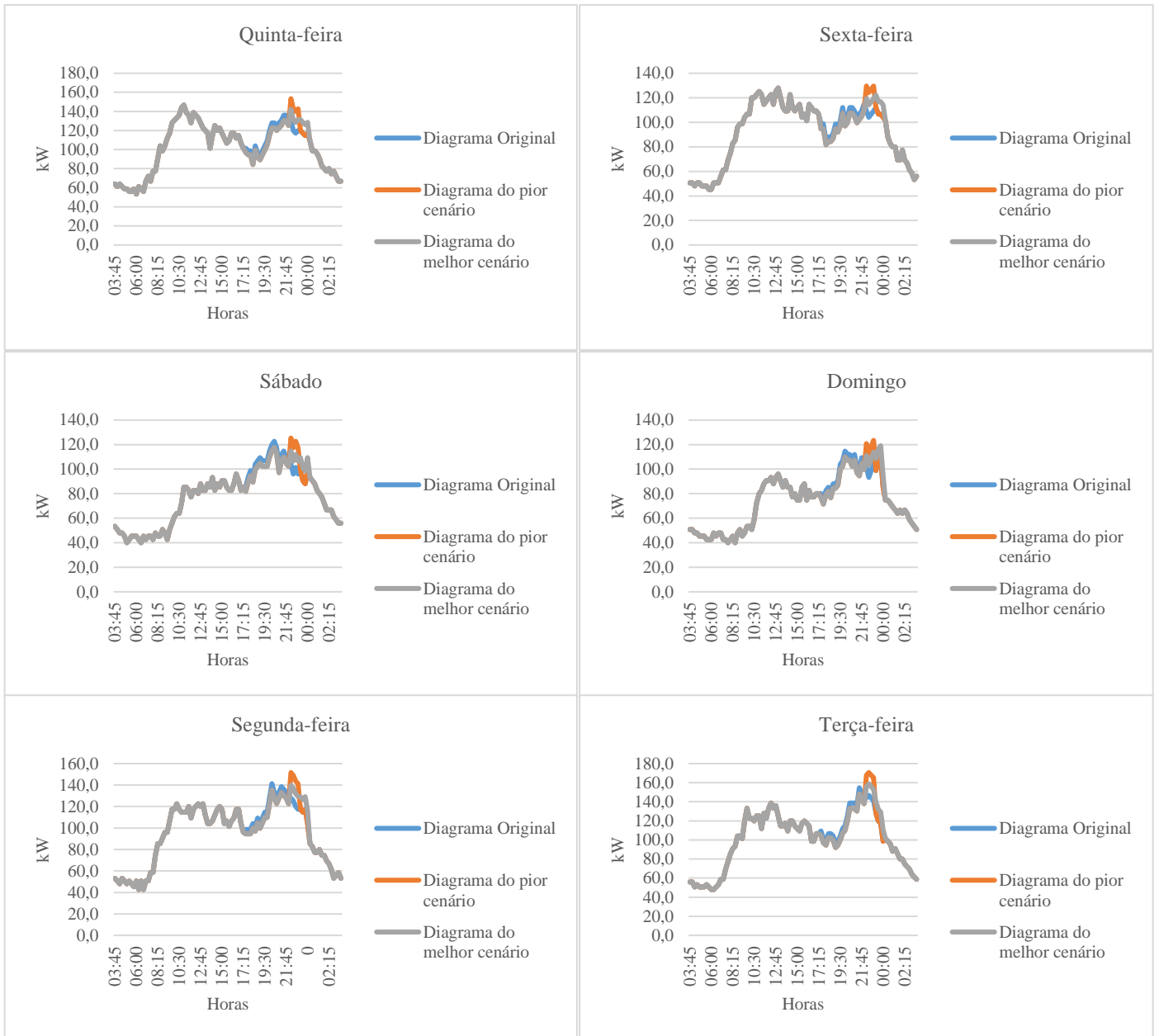


Caso C – Estudo da adesão à Tarifa Tetra Horária para o Posto de Transformação 2

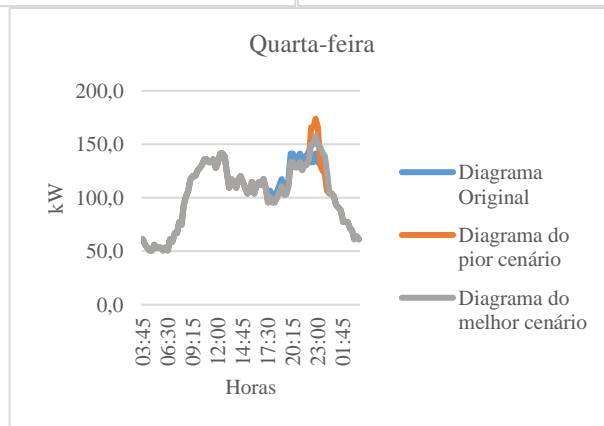
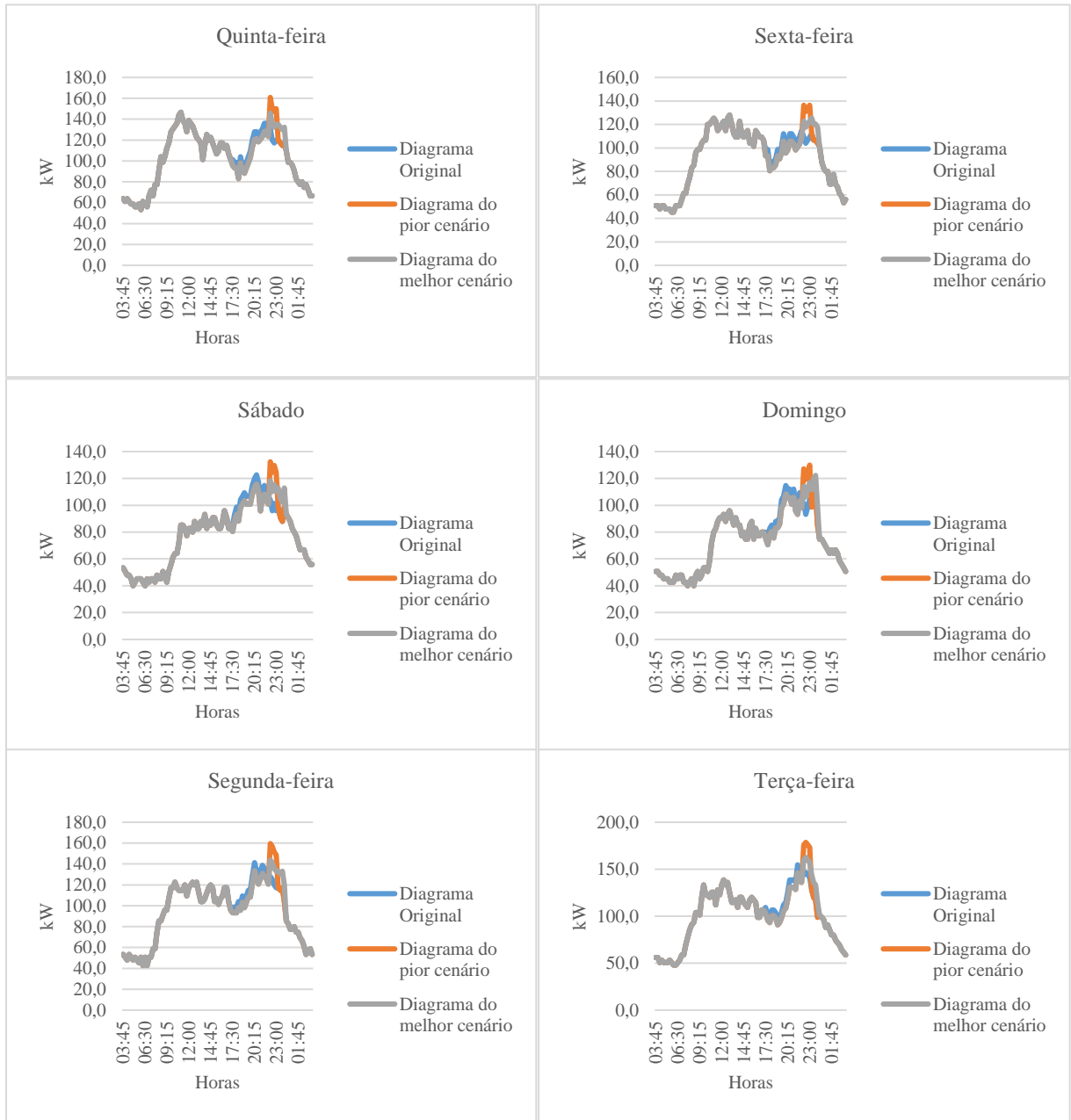
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



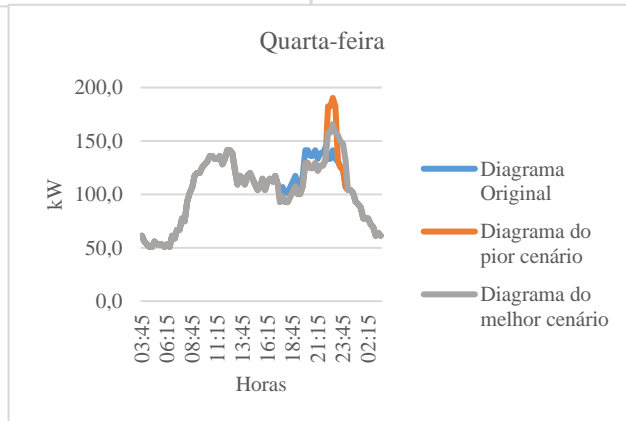
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos



Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



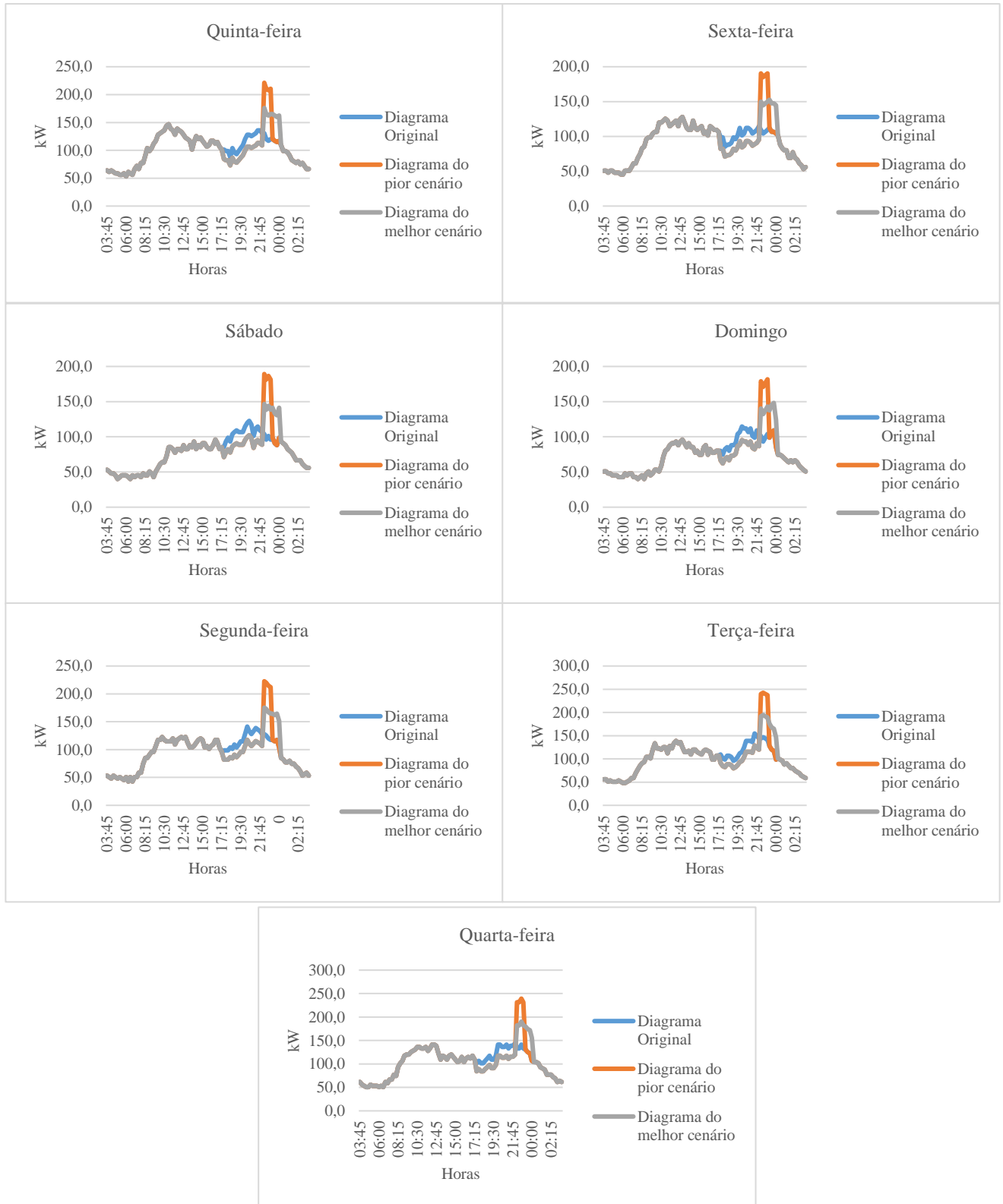
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos



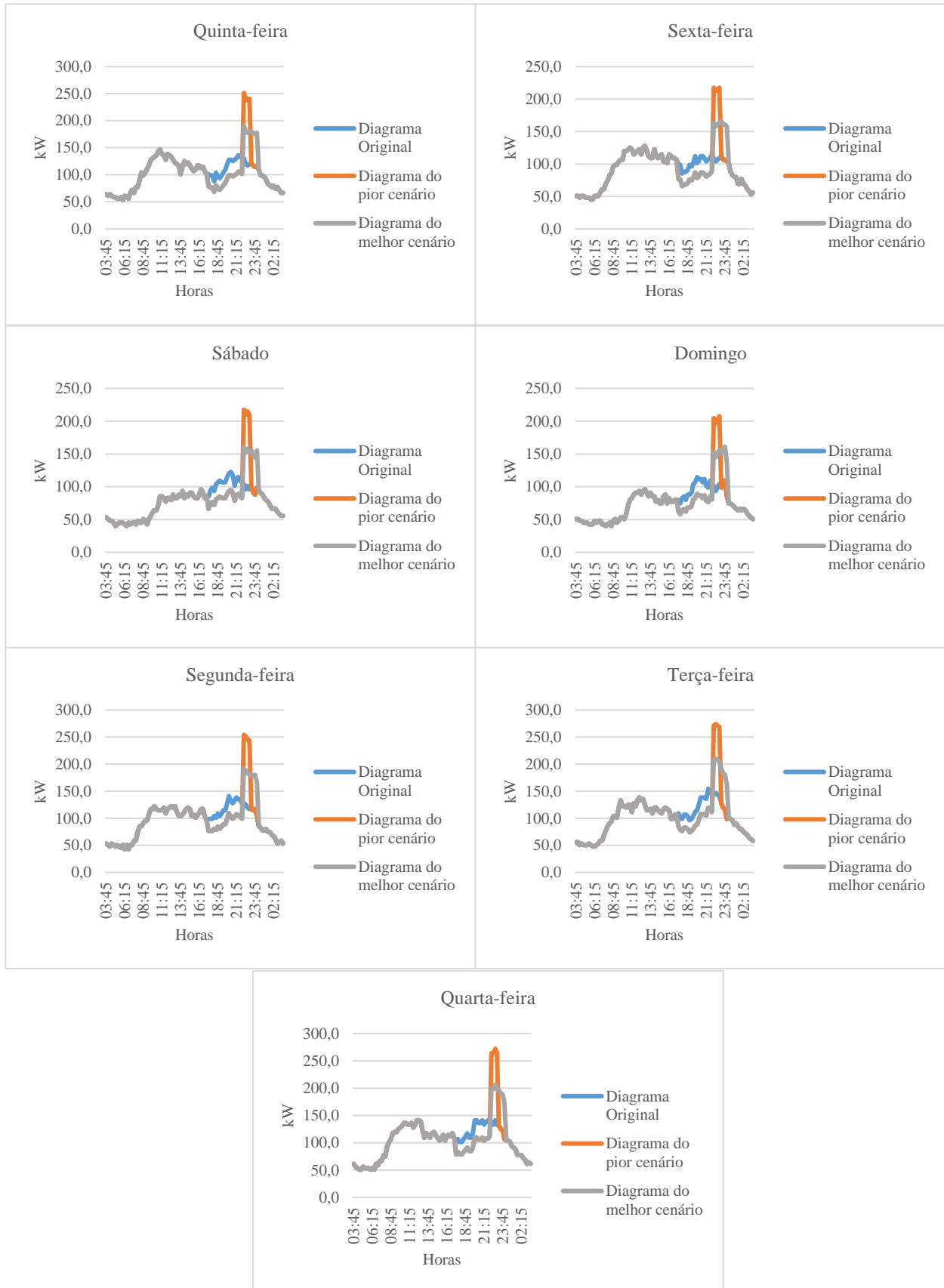
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos

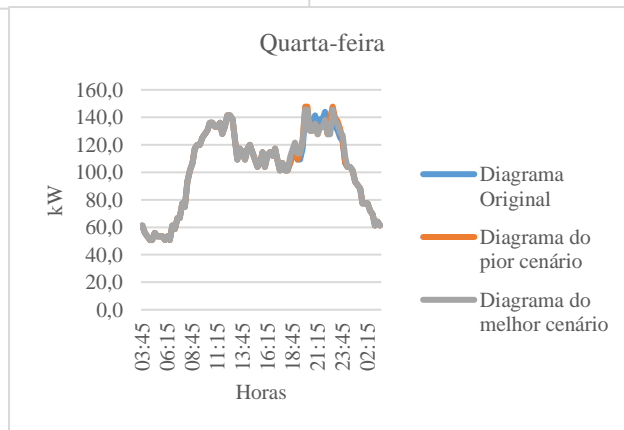
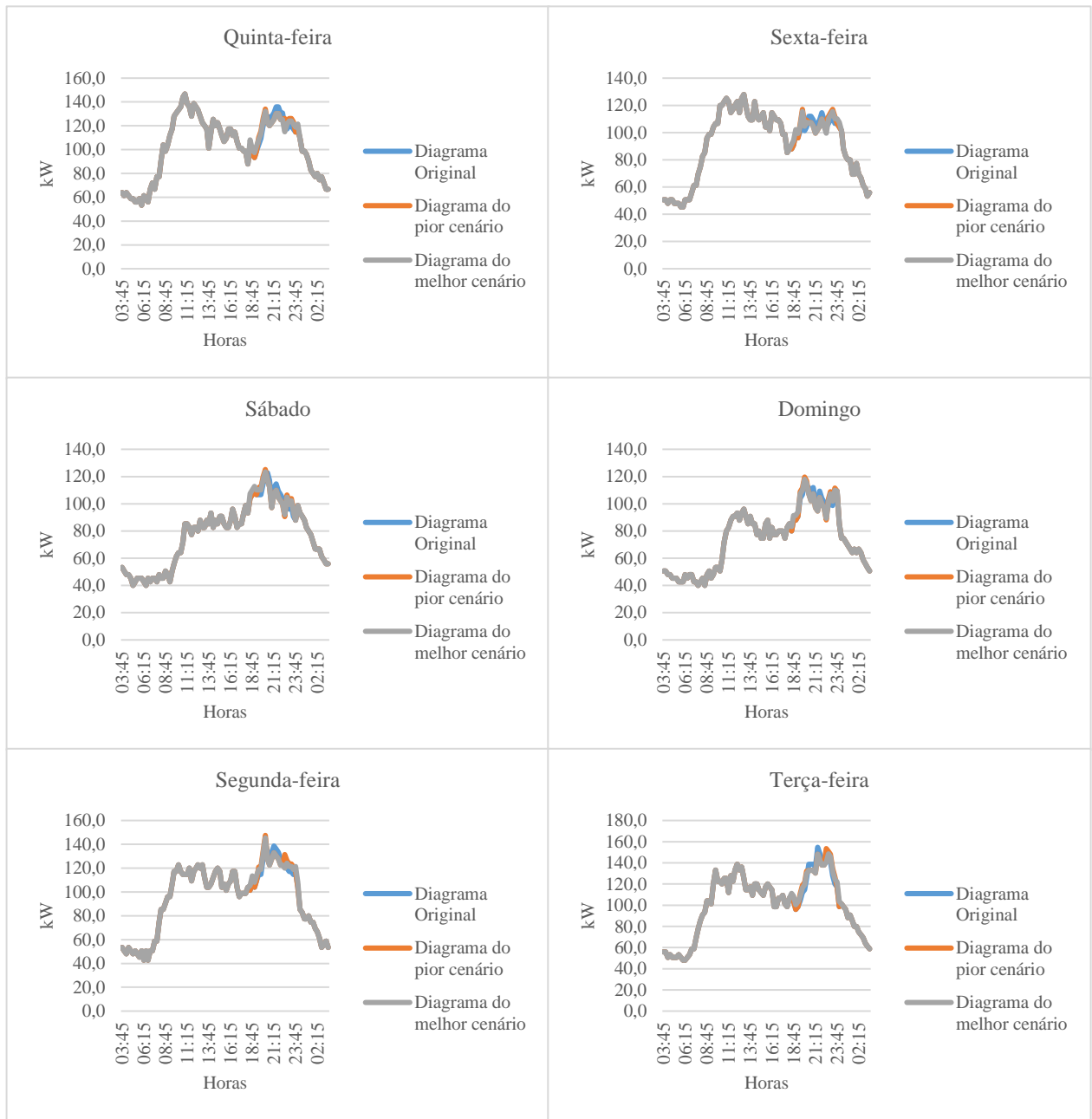


Caso D - Estudo da adesão ao Período Crítico para o Posto de Transformação 2

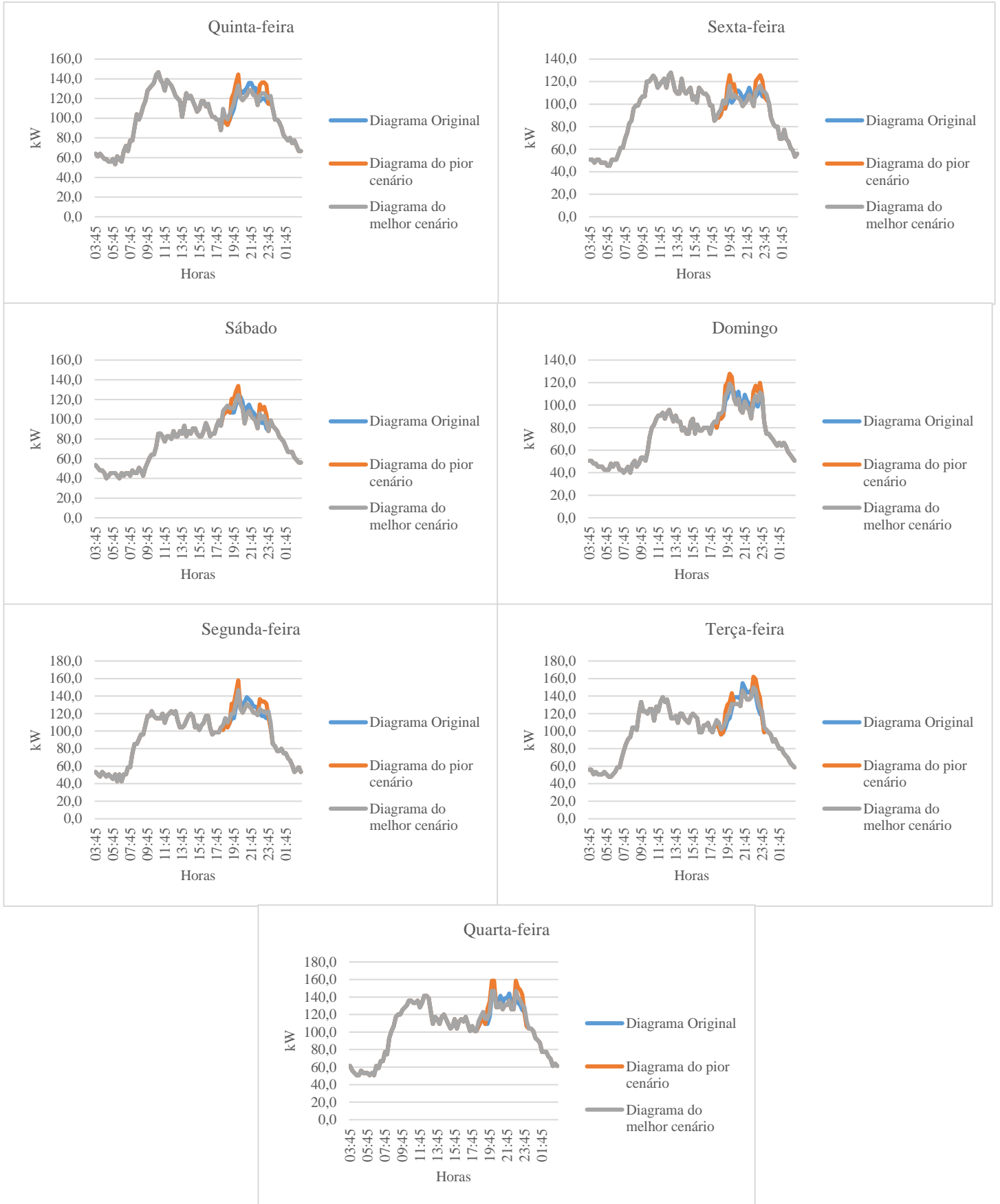
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



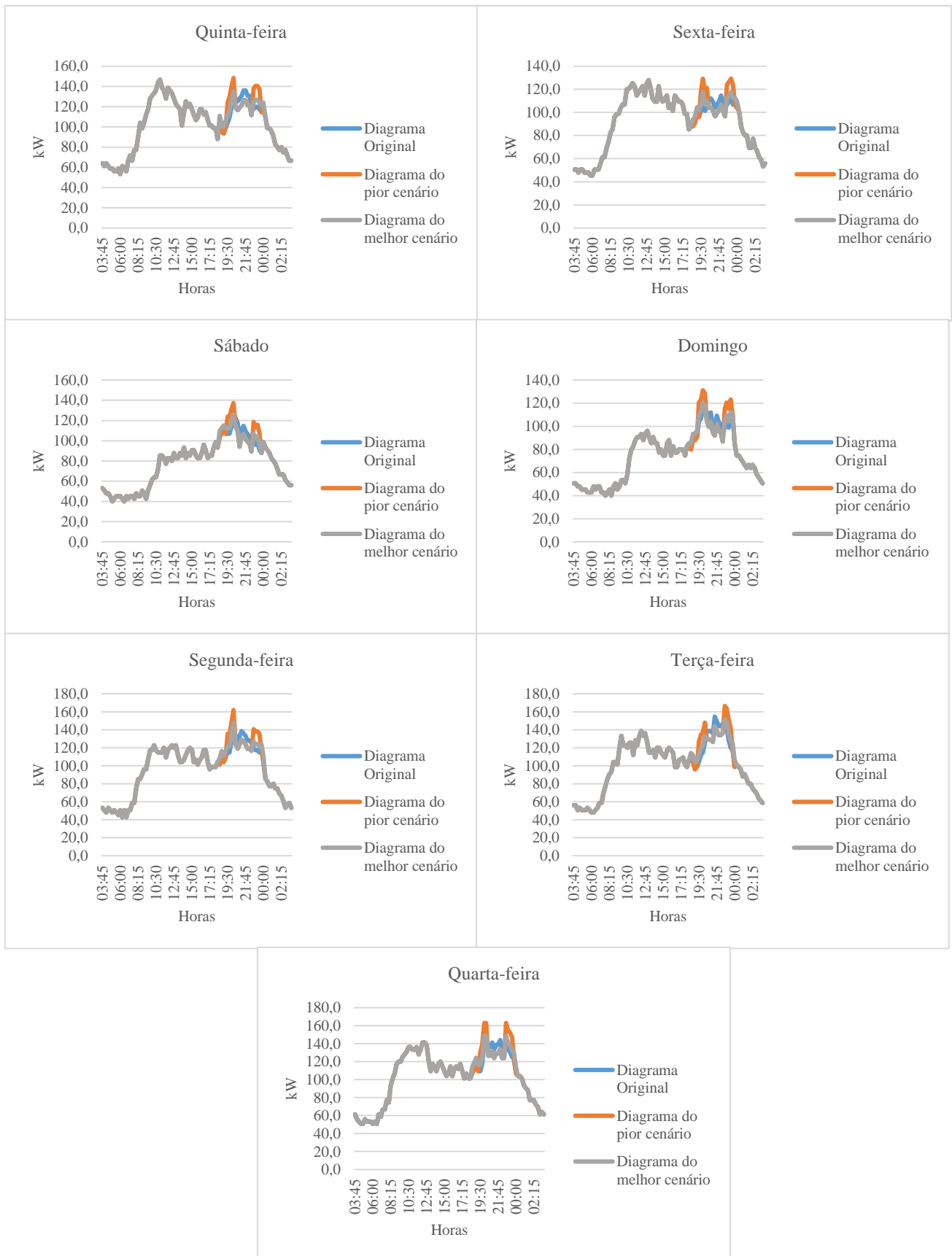
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



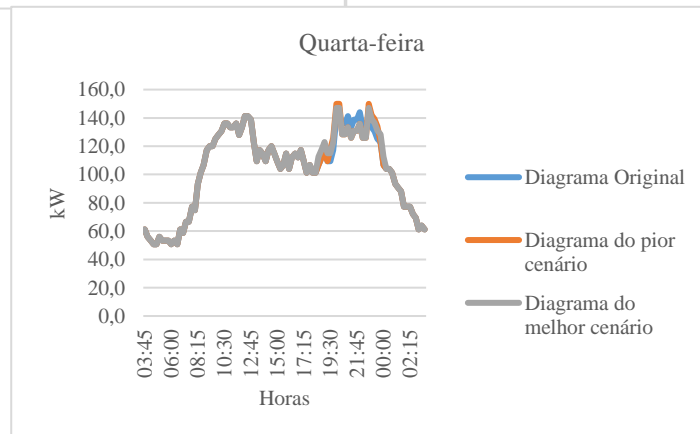
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



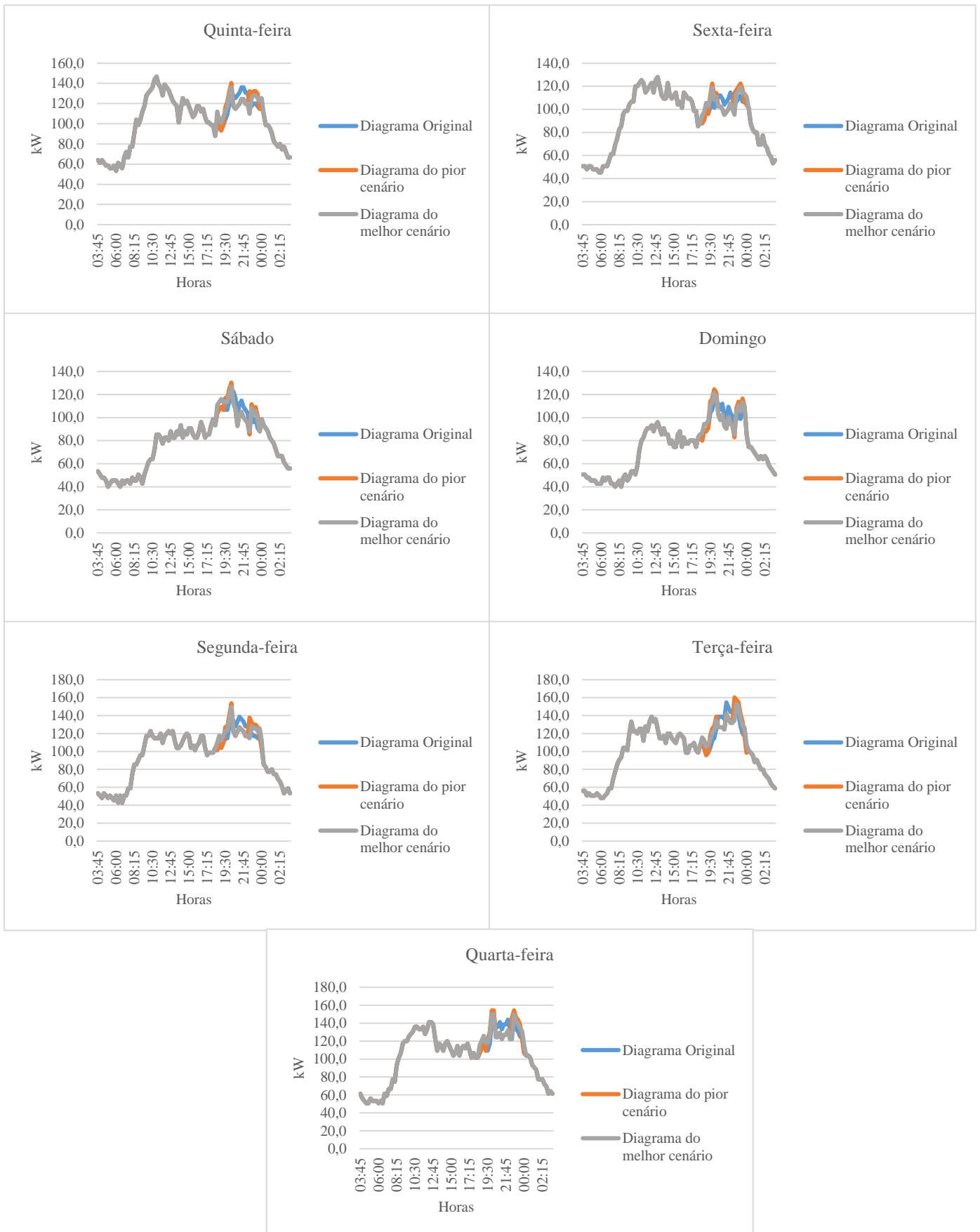
Adesão de 20% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos



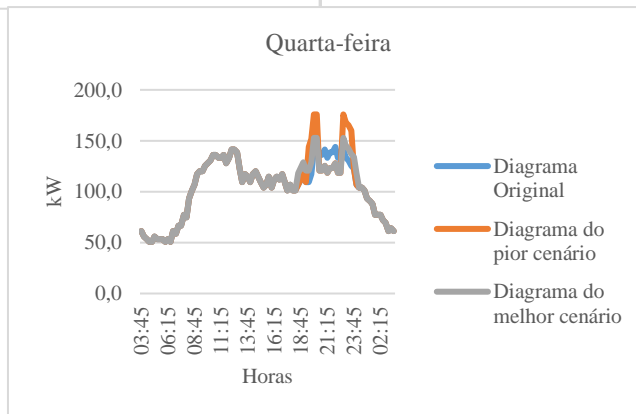
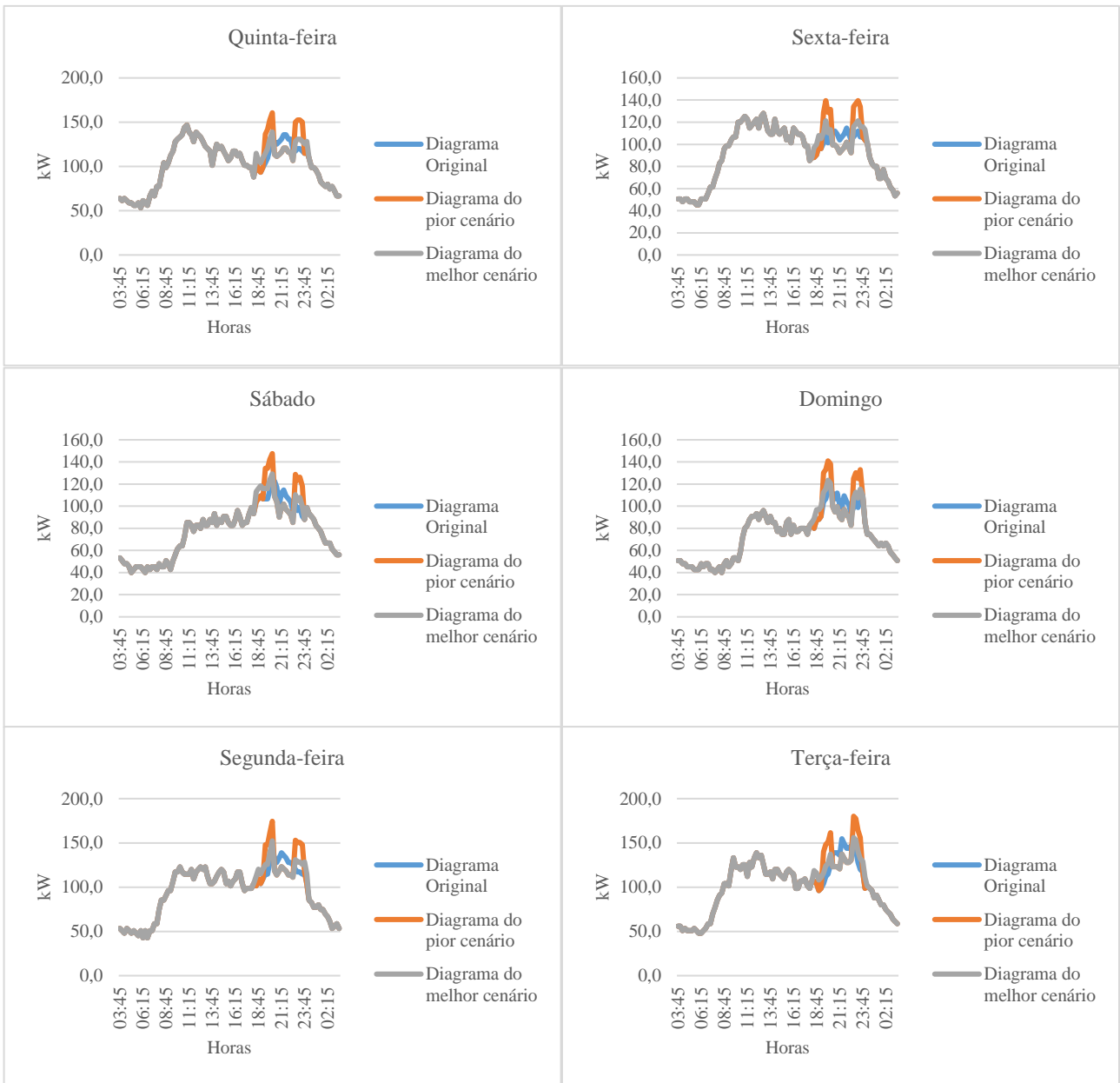
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



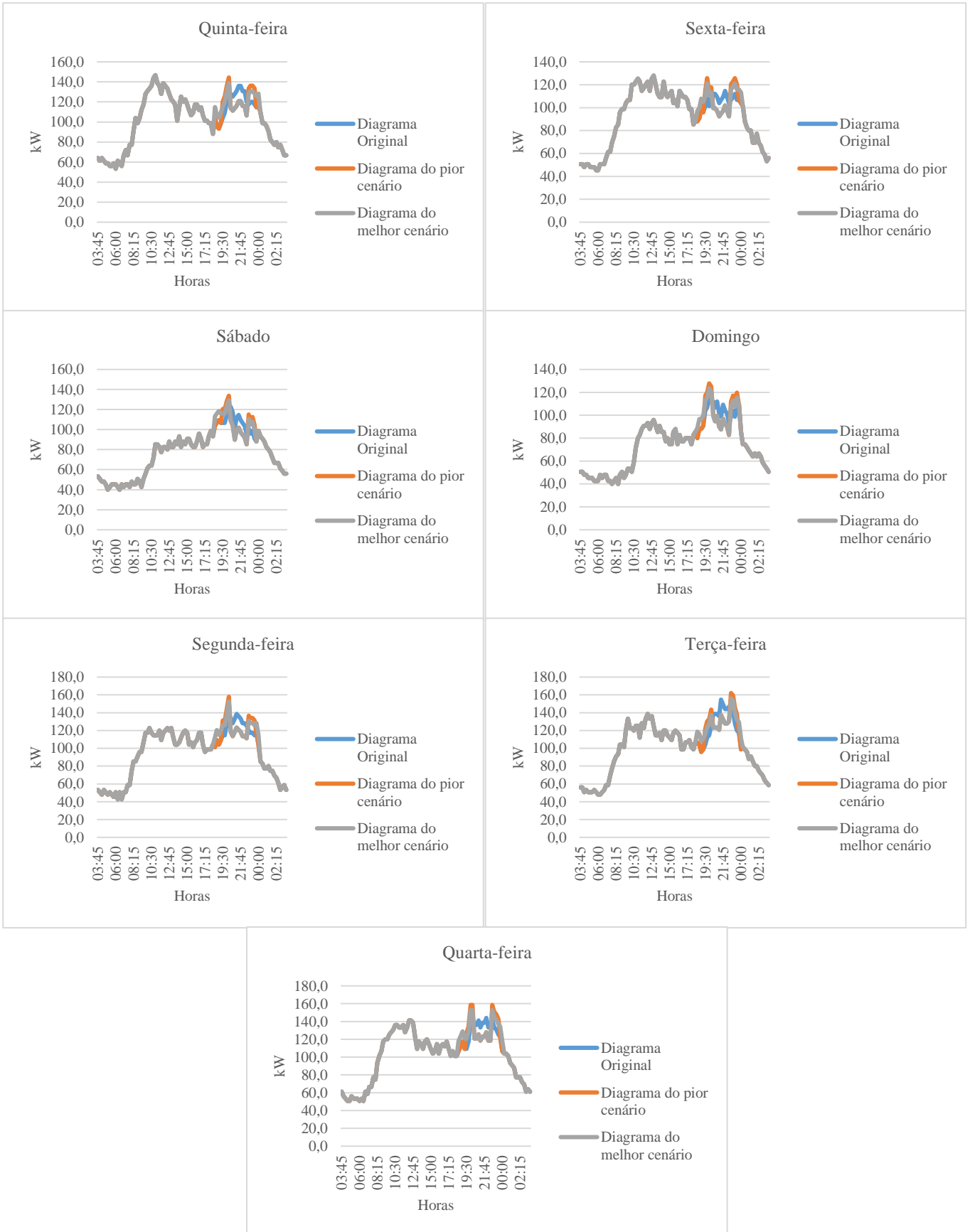
Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



Adesão de 40% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos



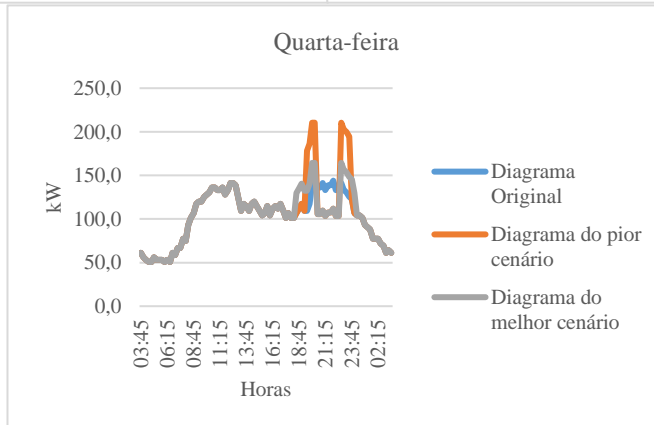
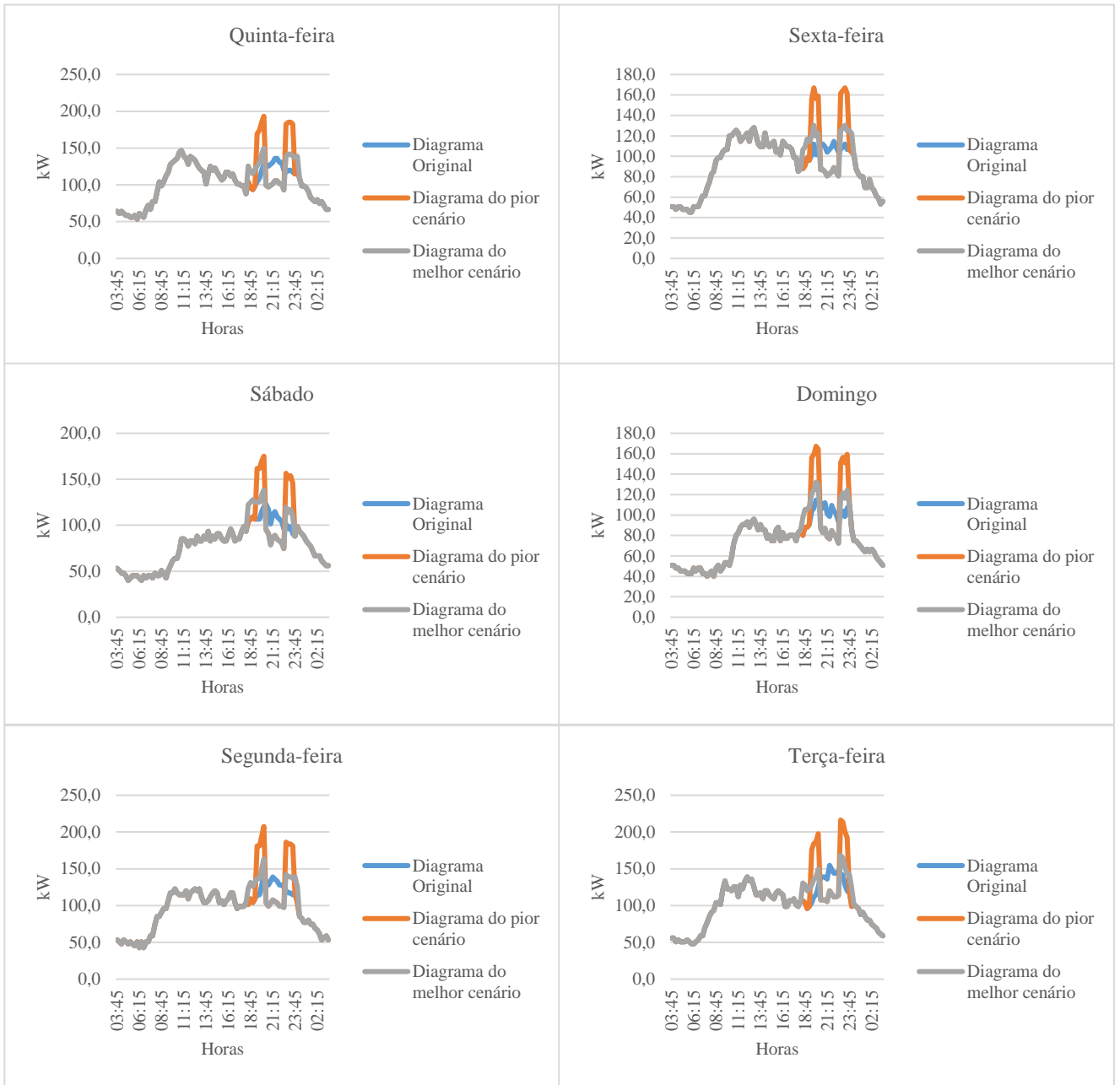
Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 20% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 30% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 40% de desvio de consumos



Adesão de 80% dos consumidores domésticos à Tarifa com 50% de desvio de consumos

