

ANEXO

**AO DOCUMENTO “REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO
SETOR ELÉTRICO – DOCUMENTO JUSTIFICATIVO”**

“INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS NO ACESSO ÀS REDES”
EDP DISTRIBUIÇÃO

Junho 2014

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt



distribuição

INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS NO ACESSO ÀS REDES

Índice

Sumário Executivo	4
1 Introdução	7
2 Conceitos.....	8
2.1 Definição e tipos de tarifas dinâmicas.....	8
2.2 Objetivos das tarifas dinâmicas	14
2.3 Benefícios potenciais para as redes de distribuição	16
2.4 Desenho de tarifas dinâmicas	17
2.4.1 Dimensões tarifárias a considerar	17
2.4.2 Separação de atividades na cadeia de valor	22
2.4.3 Problemas comuns	22
2.4.4 Tecnologias emergentes e redes inteligentes	26
3 Experiências internacionais.....	29
3.1 Questões a considerar na comparação das experiências internacionais	29
3.2 Revisão de estudos já existentes sobre experiências com tarifas dinâmicas.....	31
3.2.1 Revisão de 30 experiências no setor doméstico pelo DEEC	31
3.2.2 Revisão de 24 pilotos para clientes domésticos pelo <i>The Brattle Group</i>	39
3.2.3 Revisão de 15 experiências no setor doméstico.....	41
3.2.4 Outras experiências internacionais.....	43
4 Considerações sobre a potencial aplicação à EDP Distribuição	54
4.1 Caracterização do contexto	54
4.2 Caracterização da procura	55
4.3 Contadores existentes	61
4.4 Peso das redes nos preços dos clientes finais	61
4.5 Custos a considerar.....	63
4.6 Questões regulatórias	65
4.6.1 Diferenciação geográfica	65
4.6.2 Segmentação dos clientes e opcionalidade das tarifas	65
4.6.3 Interação ORD – Comercializador – Cliente	66
4.6.4 Risco para o ORD	68
5 Conclusões e próximos passos.....	69
6 Referências úteis e bibliografia.....	71

Sumário Executivo

O regulamento tarifário de 2011 estabelece, no seu Artº 145º que a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, **estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias**, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.

Tarifas dinâmicas são uma classe de tarifas em que determinadas variáveis, tais como o preço e o tempo de aplicação, variam de forma mais frequente do que nas tarifas tradicionais, por forma a melhor reflectir os custos.

Devido à complexidade do tema, numa primeira abordagem é importante rever a experiência internacional existente e abordar os temas a ter em conta numa eventual aplicação à EDP Distribuição. O presente documento pretende responder a este objetivo e está estruturado da seguinte forma:

- Revisão de conceitos associados às tarifas dinâmicas
- Revisão de estudos e experiências internacionais de tarifas dinâmicas
- Considerações sobre a potencial aplicação à EDP Distribuição

Os principais pontos a reter dos conceitos, estudos e experiências internacionais analisados são os seguintes:

- A grande maioria dos pilotos implementados é nos Estados Unidos da América.
- Apesar das tarifas dinâmicas estarem já testadas e implementadas há várias décadas, conhecem-se apenas casos com incidência nas **tarifas de venda a clientes finais (TVCF)** (exceto um caso na Noruega, descrito no documento).
- O objetivo principal associado às tarifas dinâmicas tem sido reduzir a necessidade de investimento em capacidade do Sistema Elétrico para responder a pontas de consumo que ocorrem durante poucas horas do ano. Esta redução associada à aplicação de preços dinâmicos, mais adaptados aos custos marginais, permite aos clientes participantes que alterem o seu diagrama de consumo reduzir os seus custos com energia.
- É mais comum a ligação aos custos marginais da produção, mas existem também casos que optam por considerar de forma integrada a produção, o transporte e a distribuição. Apesar das tarifas dinâmicas poderem produzir benefícios na forma da redução dos custos da distribuição, a maior proporção dos potenciais benefícios parece estar associada aos custos da produção.
- Os resultados dos pilotos são amplamente dependentes das *utilities* envolvidas e do contexto envolvente. Antes da implementação em larga escala, usar pilotos em conjuntos limitados de clientes ajuda a definir quais as melhores opções a tomar.

- Alguns projectos-piloto e experiências não tiveram sucesso ou foram abandonadas por diversas razões. Deve ser levado a cabo um estudo de custos e benefícios da aplicação das tarifas dinâmicas em cada contexto.
- Um dos tipos de tarifa dinâmica mais popular é o CPP – Critical Peak Pricing. Neste esquema tipicamente são definidos preços pré-determinados, existindo um ou mais preços muito elevados para períodos críticos que são despoletados e comunicados com uma antecedência estabelecida previamente. O número de horas por eventos de pico é mais frequentemente de 4 horas, mas pode ocorrer ser de 2,3, 5 ou 6 horas. É comum serem definidas regras à partida para a duração máxima e número dos períodos críticos, que podem ser despoletados por ano.
- Na maioria dos casos, as condições meteorológicas (ex: temperatura, nebulosidade ou humidade) são o fator primordial para o despoletar de eventos críticos.
- E-mail, telefone, ou SMS são as formas mais comuns de notificação aos consumidores dos eventos de variação das tarifas dinâmicas.
- Os consumidores finais reagem, em regra, aos preços dinâmicos, de forma mais ou menos abrangente, dependendo das características do contexto em que estão inseridos. O grau de resposta dos consumidores às tarifas dinâmicas varia com o incentivo do preço. Tecnologias facilitadoras (ex: termóstatos inteligentes) e envolvimento dos consumidores impulsionam a dimensão dos impactos.

Os principais pontos a reter face a uma eventual aplicação à EDP Distribuição são os seguintes:

- Em Portugal os clientes nos níveis de tensão mais elevados são responsáveis por uma parte significativa do consumo (46%). Estes clientes estarão, em princípio, mais preparados para aderir a iniciativas que envolvam tarifas dinâmicas, visto que estão mais acostumados a estruturas tarifárias complexas e têm formas de contagem mais evoluídas.
- Apesar das tarifas de acesso terem um peso mais pequeno no total da fatura dos clientes MAT, AT e MT, o seu elevado consumo energético e capacidades de contagem já existentes parecem indicar que seja relevante estudar qual é o potencial de variação do consumo entre a ponta e fora de ponta nas diferentes indústrias.
- A regulação das áreas de medição e contagens, assim como as próprias capacidades dos equipamentos de contagem terão que ser alinhadas com as necessidades da aplicação das tarifas dinâmicas (i.e. CPP).
- Os dias críticos de ponta do consumo podem ser diferentes nas várias regiões do País. Também as horas específicas de ponta em determinados dias críticos podem variar de acordo com a época ou região. Uma análise mais aprofundada deve ser efetuada de forma individualizada por região e também por época do ano.
- Deve ser discutida, conseqüentemente, a possibilidade de diferenciar estas tarifas por geografia.

- A redução potencial do investimento em redes devido à redução do consumo nas pontas associada à introdução de tarifas dinâmicas necessita de ser quantificada. Os custos incrementais associados a horas críticas têm de ser calculados.
- Em Portugal, o comercializador é a entidade que fatura a energia ao cliente final. No caso da introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes, será essencial clarificar as relações e obrigações entre Operador de Rede de Distribuição (ORD) – Comercializador – Consumidor.
- É importante que a introdução de tarifas dinâmicas não se traduza em riscos adicionais para o ORD.

Numa perspetiva de **próximos passos**, considera-se importante esclarecer com a ERSE algumas das questões abordadas neste documento, aprofundar os tópicos relevantes e eventualmente lançar pilotos antes de qualquer aplicação de grande escala.

1 Introdução

A abordagem clássica adotada no planeamento e despacho, segundo o qual a oferta segue uma procura rígida e inelástica, tem sido confrontada com um novo paradigma do setor elétrico, muito motivado pelo surgimento de novas tecnologias, produção distribuída com maior volatilidade e uma crescente preocupação acerca da eficiência energética. Nesta nova abordagem torna-se possível e necessário que a procura também se adapte de forma mais flexível a condições de mercado voláteis e a estrangulamentos nas redes.

Este contexto fica patente nos objetivos energéticos da UE, tal como é referido no documento da Comissão Europeia "Making the internal energy market work – COM(2012)663", de Novembro de 2012. Segundo este documento, “com o aparecimento de medidores inteligentes, tecnologias de microgeração, aplicações e casas inteligentes, os consumidores serão cada vez mais capazes de gerir o seu consumo em função da conjuntura do mercado energético. Esta capacidade de resposta do lado da procura vai fazer com que, por um lado, os consumidores poupem mais e, por outro, aumentem a eficiência dos sistemas energéticos utilizados. Contudo, esta situação exige um esforço de coordenação entre os Estados-Membros, Reguladores, Operadores de Rede de Transporte (ORT), Operadores de Rede de Distribuição, Comercializadores e outras partes envolvidas. O objetivo passa por desenvolver regras e padrões transparentes e fáceis de compreender para a gestão de dados e a resposta por parte da procura”.

O regulamento tarifário de 2011 estabelece, no seu Artº 145º, que a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, **estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias**, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.

Devido à complexidade do tema considerou-se ser relevante, numa primeira fase, rever a experiência internacional existente e identificar os temas a ter em conta numa eventual aplicação à EDP Distribuição. O presente documento corresponde a esta primeira fase e está estruturado nos seguintes termos:

- Revisão de conceitos associados às tarifas dinâmicas
- Revisão de estudos e experiências internacionais de tarifas dinâmicas
- Considerações sobre a potencial aplicação à EDP Distribuição

2 Conceitos

2.1 Definição e tipos de tarifas dinâmicas

Tarifas dinâmicas são tarifas em que determinadas variáveis, tais como o preço e o tempo de aplicação, variam de forma mais frequente do que nas tarifas tradicionais, por forma a melhor reflectir os custos.

Esta estratégia de preços existe já em outros setores, como por exemplo nos transportes aéreos, nas telecomunicações ou nos serviços do setor da água de alguns países.

A tabela seguinte sumariza os principais tipos de tarifas existentes e mencionados ao longo do documento, considerando as tarifas dinâmicas como um subconjunto das tarifas com variação temporal:

Tarifas simples (flat rates) – preços únicos, sem qualquer variação em função do tempo ou volume de consumo

Tarifas por blocos crescentes ou decrescentes (Inclining/Declining Block Rates) – preços dependentes do volume de consumo, independentemente do momento (dia, hora) em que ocorreu (alguns autores consideram este tipo de tarifas como dinâmicas)

Tarifas com variação temporal (Time-Varying rates) – Preços variáveis em função do momento do consumo (hora, dia, mês, época...)

Estáticas

Tarifas ToU (Time-of-Use) – Preços pré-definidos para um período completo (normalmente anual) em que os preços e respectivos momentos de aplicação estão totalmente definidos à partida

Tarifas sazonais – por vezes as tarifas ToU contemplam não só diferenciação de preços intra-diária e semanal mas também sazonal

Dinâmicas

Tarifas CPP (Critical Peak Pricing) – Preços pré-definidos em que os momentos de aplicação não estão totalmente definidos à partida e contemplam períodos “críticos” com uma diferenciação de preço significativa

Descontos CPR (Critical Peak Rebate) – Descontos pré-definidos em que os momentos de aplicação não estão totalmente definidos à partida e contemplam períodos “críticos” em que os clientes são recompensados por reduzir o seu consumo

Tarifas RTP (Real-Time Pricing) – Preços variáveis numa base horária ou outra de curto-prazo, tipicamente ligado a variações nos preços do mercado da produção.

Serviços de interruptibilidade e Controlo de cargas (Direct Load Control) – Neste regime os clientes aceitam que lhes seja interrompido o fornecimento

de energia (total ou parcialmente)

Tabela 1 – Tipos de tarifas

De seguida analisam-se as características dos diferentes tipos de tarifas com variação temporal:

Tarifas Time-of-Use (ToU) – São fixadas de acordo com um calendário específico, com um valor que é predeterminado para cada período temporal e estático durante todo o período de aplicação.

Numa ToU o preço é mais alto durante as horas, dias e estações previstas de ponta, reflectindo os custos da oferta. As ToU são previsíveis quanto ao seu valor e quanto aos períodos do dia de cada um dos preços. Em Portugal, as tarifas de acesso às redes existentes são ToU, com dois a quatro períodos distintos por dia, ou são simples.

As tarifas de acesso à rede usadas em 2012, que resultam da adição de três componentes (Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Uso Global do Sistema) são predominantemente ToU e foram as seguintes:

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	7,553	0,2476
	Contratada	0,877	0,0288
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0264	
	Horas de vazio normal	0,0235	
	Horas de super vazio	0,0228	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0279	
	Horas cheias	0,0265	
	Horas de vazio normal	0,0236	
	Horas de super vazio	0,0232	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0226	
	Capacitiva	0,0169	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	17,793	0,5835
	Contratada	0,954	0,0313
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0348	
	Horas cheias	0,0324	
	Horas de vazio normal	0,0284	
	Horas de super vazio	0,0262	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0256	
	Capacitiva	0,0195	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	3,29	0,1079
	4,6	4,39	0,1439
	5,75	5,49	0,1799
	6,9	6,58	0,2158
	10,35	9,87	0,3237
	13,8	13,17	0,4316
	17,25	16,46	0,5396
	20,7	19,75	0,6475
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0726	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0931	
	Horas de vazio	0,0399	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1790	
	Hora cheia	0,0688	
	Hora vazio	0,0399	

* RRC art. 203.º, n.º 3

Tabela 2 - Tarifas de acesso às redes em 2012, em Portugal Continental

As tarifas ToU apresentam as seguintes **vantagens** e **desvantagens**:

- Vantagens:
 - Promovem a transferência da potência para períodos fora da ponta.
 - Têm uma estrutura simples, previsível e fácil de entender por parte dos consumidores.
 - Não exigem o desenvolvimento obrigatório de infraestruturas de medição avançadas (AMI), embora exigindo que os medidores sejam capazes de registar o consumo em múltiplos períodos.
- Desvantagens:
 - Os preços não são ajustados com base nas alterações dos verdadeiros custos de fornecimento, sendo baseadas em previsões do diagrama de consumo.
 - Não oferecem uma diferenciação do preço da energia nas pontas tão grande como no caso das tarifas dinâmicas, uma vez que o preço da ponta é uma média baseada num grande número de horas.

Critical Peak Pricing (CPP) – é uma abordagem que ajusta as tarifas em resposta temporária a eventos ou condições tais como preços elevados no mercado grossista, picos de consumo na rede (momentos muito quentes no Verão ou muito frios no Inverno) ou reservas decrescentes.

Com uma tarifa CPP, os clientes pagam preços muito mais altos durante os “eventos críticos”. Este preço reflete os custos da energia e da capacidade nestes períodos cuja duração é menor que o período de ponta normal de uma tarifa ToU. Em compensação, os preços durante as outras horas do ano podem ser mais baixos.

Os clientes são normalmente notificados de um evento com um dia de avanço. Um evento corresponde a um período predeterminado e que pode ir de 1 a 8 horas. É muito comum serem

definidas à partida um conjunto de regras para limitar a exposição do cliente ao risco: limitação do número de eventos, número total de horas, dias de aplicação, entre outros.

Uma variante da tarifa CPP é a CPP-Variável (VPP). A VPP é similar à tarifa CPP, com a diferença de que a duração do período crítico não é fixa. As horas específicas do período crítico são comunicadas aos clientes quando são notificados da sua ocorrência. É também possível variar o preço no período crítico.

Normalmente os eventos críticos são despoletados por preços de mercado acima de um valor predeterminado, temperaturas extremas ou outras condicionantes meteorológicas, previsão de carga acima de um patamar predeterminado ou condições de segurança no abastecimento.

Vantagens e desvantagens da tarifa CPP:

- Vantagens:
 - Tal como a tarifa TOU, é fácil de compreender para os clientes.
 - Fornece um forte sinal de preço e produz, nos clientes, maiores reduções nas pontas observadas.
 - Os períodos correspondentes a preços mais altos são muito curtos.
- Desvantagens:
 - O preço elevado na ponta leva por vezes a uma difícil aceitação.
 - Alguns clientes consideram a CPP mais intrusiva que a TOU, porque os clientes são contactados sempre que se dá um evento crítico. Esta preocupação pode ser minimizada se os clientes puderem escolher o modo de contacto preferido.
 - É mais cara de implementar do que a TOU, devido à necessidade de calcular parâmetros, adaptar a faturação, comunicar com os clientes e determinar quando se deve considerar que há eventos críticos.
 - Devido à incerteza no *timing* e no preço, tanto a CPP como a VPP podem apresentar uma maior dificuldade em assegurar que a tarifa irá recuperar a receita necessária.

Peak Time Rebates ou Critical Peak Rebates (PTR ou CPR) – tal como a CPP, este modelo oferece sinais no preço para incentivar o cliente a reduzir o seu consumo de eletricidade durante pontas determinadas de forma dinâmica. No entanto, em vez de um maior preço durante o período crítico, usam-se descontos ou bonificações aplicados à redução do consumo durante o período crítico.

Os PTR podem ser uma boa opção quando existem restrições políticas ou regulatórias à aplicação de tarifas CPP, já que os participantes são pagos por reduções no consumo (estimados para o consumo que existiria sem a redução). Se os clientes não reduzirem o seu consumo pagam a tarifa existente.

Os PTR têm sido sobretudo oferecidos através de projectos-piloto, com a aprovação de esquemas

opt-out, isto é, reversíveis (passíveis de cancelamento por parte do cliente) a clientes residenciais, nomeadamente em *Maryland* ou na Califórnia. O PTR protege os clientes, porque não oferecem riscos adicionais aos consumidores, apenas vantagens (potenciais).

Devido a alguns problemas relacionados com a implementação e cálculo de consumos de referência, os PTR são por vezes considerados uma opção transitória, em vez de uma solução de longo-prazo.

Os PTR apresentam as seguintes **vantagens** e **desvantagens**:

- **Vantagens:**
 - Enquanto todas as outras formas de tarifas implicam risco de aplicação de preços elevados, a PTR contém uma proteção no valor que o consumidor irá pagar que não existe nos outros esquemas.
 - Visto que oferece descontos, em vez de aumentos, pode ser mais facilmente aceite.
 - O conceito é geralmente fácil de compreender para os consumidores, que recebem um incentivo para reduzir o consumo durante as pontas.
- **Desvantagens:**
 - O PTR requer o cálculo do consumo previsto de cada cliente, para que os descontos possam ser aplicados. As estimativas do uso previsto nunca serão precisas. Nalguns casos, podem levar a pagamentos a clientes que na verdade não mudaram hábitos de consumo (um estudo indica que 40% dos casos são mal estimados). Noutros casos os clientes receberão um prémio de redução e consumo demasiado baixo.
 - Há também preocupações sobre a hipótese de clientes inflacionarem o seu consumo esperado para receberem um desconto mais alto.

Naquilo que diz respeito à definição da “referência”, há muitas abordagens para o seu cálculo. Abaixo estão alguns exemplos:

- *California Public Utilities Commission (CPUC)*: calcula médias horárias dos dias de semana que não sejam feriados, que antecedam um evento e multiplica estas médias por 120% para incluir condições meteorológicas mais severas.
- *Baltimore Gas & Electric*: reúne picos médios THI (índice temperatura-humidade) e picos de valores de kWh para cada dez dias de não-evento que sejam dias de semana não-feriados, que precedam um dia de evento. Seleciona os três dias com maior média e omite os dias que não estejam nos 10% do THI para o dia do evento. Se todos os dias estiverem fora do limite de 10%, o dia com o pico médio mais alto é selecionado. Uma vez que a referência seja identificada, uma média de potência-tipo de 24 horas é calculada para cada consumidor.
- *ComEd’s Voluntary Load Reduction (VLR)*: calcula médias horárias dos cinco dias de semana não-feriados que precedam um evento.
- *ComEd’s VLR with Load Normalization*: calcula as médias horárias para as duas horas que

antecedem o evento para os cinco dias antes do evento e para o dia do evento. O VLR de referência é calculado pela diferença entre as duas estimativas.

- *Pepeco DC*: identifica os três dias de semana não-feriados de maior consumo, nos 30 dias anteriores ao evento. Um valor de referência é então calculado através da média das horas de potência utilizada nos três dias identificados.

As diferentes formas de estimar o consumo de referência mostram a complexidade e a probabilidade de erro no cálculo do consumo de referência.

Real-Time Pricing (RTP) – com tarifas RTP, os preços variam de hora em hora, ou noutros intervalos curtos, normalmente associadas a variações nos preços de mercado das *commodities* ou de energia grossista. Os participantes são avisados sobre os preços horários, com um dia ou horas de antecedência.

Na maioria das indústrias em que os custos são bastante voláteis, os preços de venda a clientes finais ajustam-se rapidamente, para refletirem mudanças no preço grossista do bem (por exemplo na aviação).

RTP é a forma mais complexa de tarifas dinâmicas e portanto mais difícil de implementar e mais cara.

A implementação requer também a disponibilidade de um mercado robusto para oferta de energia, com preços que são indicadores fiáveis, não sujeitos a manipulações nem distorções. A comunicação e as exigências de faturação são também maiores.

Com vista à minimização do risco existem estratégias de *hedging* que permitem aos consumidores trancar o preço em alturas de maior volatilidade, por exemplo.

Tipicamente, só os grandes consumidores enfrentam preços horários. No entanto, algumas *utilities* oferecem esta hipótese também a clientes residenciais.

As tarifas RTP apresentam as seguintes **vantagens** e **desvantagens**:

- Vantagens:
 - Maior precisão na forma como os preços refletem os custos.
 - Sinal de preço dinâmico que responde às mudanças das condições de mercado.
- Desvantagens:
 - Sem tecnologias de automação é difícil para os clientes responder às mudanças de preço numa base horária.
 - Implementação mais dispendiosa
 - Preços mais voláteis na factura final do cliente.

Interruptibilidade – com estas tarifas, os clientes aceitam cortar uma parte do seu consumo dentro de certas condições. Em troca, o cliente recebe um desconto. No entanto, só certos consumidores estarão dispostos a permitir um corte no consumo.

Controlo de cargas (DLC -Direct load control) – com o DLC, alguns usos de energia do cliente são diretamente controlados pela *utility*, sendo interrompidos ou reduzidos em resposta a eventos tais como falta de meios de produção.

Combinações tarifárias – as tarifas mencionadas anteriormente podem ser combinadas, sendo frequente encontrar combinações de, por exemplo a CPP e a TOU.

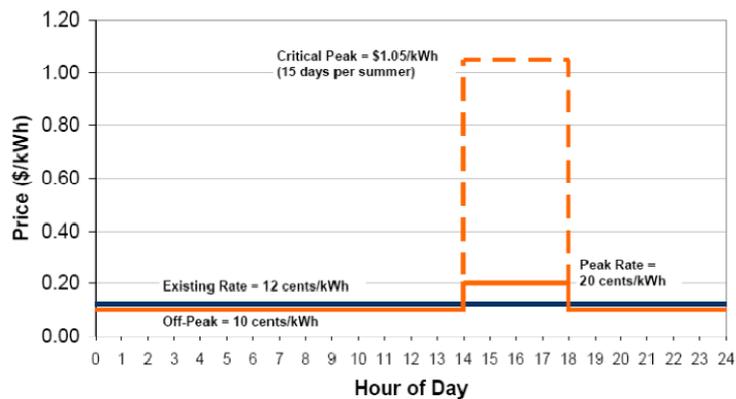


Figura 1 – Ilustração de uma tarifa CPP com ToU

2.2 Objetivos das tarifas dinâmicas

O objectivo mais frequentemente mencionado para as tarifas dinâmicas é o de promover o aumento da eficiência económica e a fiabilidade global do sistema eléctrico.

Neste contexto de eficiência económica há uma maior aderência dos preços aos custos marginais do fornecimento de energia eléctrica. Assumindo que os consumidores irão apenas comprar um produto quando o seu valor exceda o preço, melhorar a aderência dos preços aos custos marginais assegura que o consumidor irá consumir energia eléctrica apenas quando o seu valor exceder o custo de fornecimento.

Para muitas *utilities* a utilização da potência instalada está abaixo dos 60% e 8 a 18% do consumo anual de ponta está concentrado em 1% das horas do ano. Consequentemente, a capacidade da rede fazer face aos picos de consumo está subaproveitada na maioria das 8760 horas do ano. Isto coloca uma pressão nos custos e tarifas para o consumidor.

A figura representa exemplos da concentração da procura em pontas nas 100 horas de maior consumo para diversos sistemas.

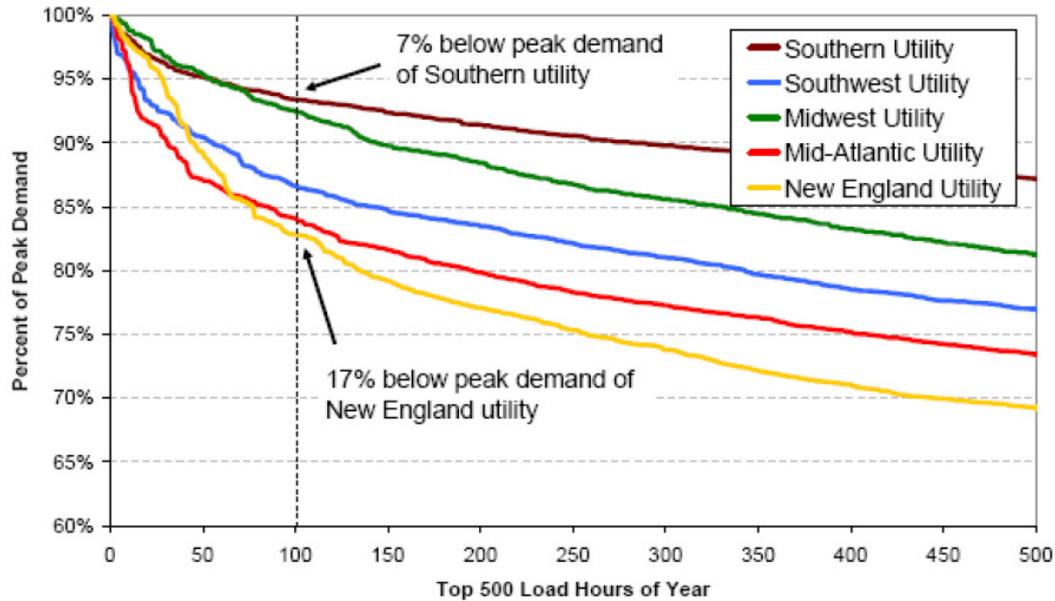


Figura 2 – Concentração das pontas de consumo em utilities dos EUA.

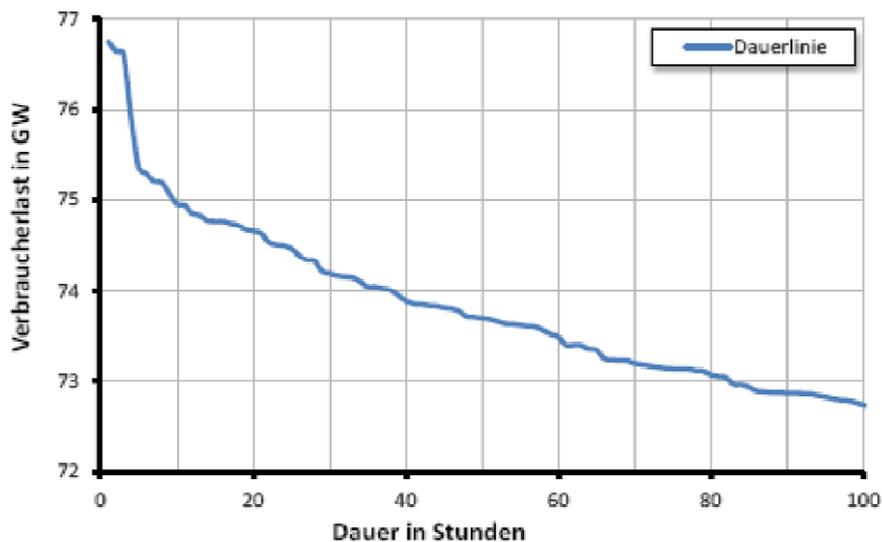


Figura 3 – Peak demand concentration in Germany (100 hours with more load in 2008) [ENTSOE].

A identificação dos momentos em que ocorrem os períodos de ponta de consumo, no entanto, não é normalmente previsível com grande detalhe, já que estes períodos estão tipicamente associados à ocorrência de, por exemplo, picos de temperatura.

Dois exemplos disto são quando temperaturas extremamente baixas no inverno numa região levam o consumo de aparelhos aquecedores a aumentar bastante, ou quando o calor no verão tem o mesmo efeito nos equipamentos de ar condicionado. Em tais circunstâncias, a oferta de energia pode ser restringida, levando os preços de mercado da energia e os custos para satisfazer a procura a subir.

Os consumidores respondem a preços mais altos nas pontas cortando no consumo, podendo realizar algumas actividades a uma hora diferente. Os diferentes preços vão dar aos clientes a oportunidade

de reduzir as suas facturas através dos diferentes preços aplicados. No longo prazo deverá conduzir a uma melhor utilização da capacidade de produção, transporte e distribuição.

Em resumo, nas experiências internacionais é possível encontrar várias das seguintes motivações para a aplicação de tarifas dinâmicas:

- a) Gerir problemas de capacidade de produção
- b) Reduzir a factura dos clientes
- c) Melhorar a utilização da capacidade de produção e transporte instalada
- d) Reduzir os custos globais do sistema elétrico
- e) Melhorar o serviço ao cliente
- f) Integrar produção renovável
- g) Reduzir emissões e outros impactos ambientais negativos

De referir que os benefícios das tarifas dinâmicas dependem do grau de resposta dos clientes aos sinais de preço. Existindo também custos acrescidos associados à aplicação deste tipo de tarifas, é importante que a sua adopção seja estudada cuidadosamente para aferir se esta é uma opção melhor do que a utilização de tarifas estáticas.

2.3 Benefícios potenciais para as redes de distribuição

Os benefícios para o ORD prendem-se sobretudo com:

- Investimentos na rede diferidos;
- Redução de perdas na rede
- Melhor qualidade de serviço

Investimentos na rede diferidos – ainda que o investimento na rede de distribuição possa ser associado não só ao reforço de capacidade mas também à necessidade de substituir equipamento, melhorar a qualidade de serviço ou reduzir perdas, as pontas na procura têm um papel preponderante na planificação dos investimentos de reforço da capacidade. Uma ponta maior irá exigir um orçamento maior para reforçar a rede mesmo que este limite só seja atingido durante poucas horas e o consumo possa ser, por vezes, transferido ou reduzido. Isto não é certamente eficiente e representa um sobrecusto para o sistema.

As tarifas de acesso TOU já têm uma estrutura que promove uma redução no consumo em horas de ponta. Se um esquema mais sofisticado de preços for implementado, a redução poderá eventualmente ser maior.

Redução de perdas na rede – Sendo as perdas técnicas proporcionais ao quadrado da corrente, uma utilização da rede mais estável deverá ter um impacto positivo nas perdas. No entanto esta redução

está limitada a um número reduzido de horas por ano, pelo que o impacto pode não ser significativo.

Melhor qualidade de serviço – O equipamento estará sujeito a menor pressão devido às pontas e poderá haver redução da probabilidade de falha dos equipamentos.

2.4 Desenho de tarifas dinâmicas

2.4.1 Dimensões tarifárias a considerar

A tabela seguinte apresenta algumas das dimensões a considerar no desenho de tarifas dinâmicas:

Dimensão	Comentários
Tipo de tarifa	Dependendo do contexto, dos objectivos, elasticidades e restrições podem ser escolhidos tipos diferentes de tarifas ou combinações.
Número de períodos	Os preços podem variar numa base horária (como em RTP) ou uma vez por dia ou ainda incluir uma combinação de CPP com ToU (por exemplo preços de horas cheias e vazio para um dia crítico)
Períodos de aplicação	É necessário definir a duração dos períodos críticos ou períodos de preço (ex: preço aplicável a 1 hora ou blocos de 4 horas em RTP; períodos críticos CPP de 4 ou 6 horas), o número máximo de períodos que podem ser declarados e que restrições aplicar (por exemplo, nunca aplicar CPP a Domingos e feriados)
Níveis de preço	Devem ser definidos o valor e a quantidade de níveis de preço, os quais devem estar alinhados com valores de custos marginais. Em esquemas RTP podem ser definidos intervalos de valores aceitáveis para a variação dos preços
Nível de obrigação	Soluções de participação voluntária, obrigatória ou por defeito
Antecedência da notificação	A notificação é normalmente feita no dia anterior mas algumas soluções compreendem notificações com menor antecedência
Tipo de notificação	As notificações podem ser feitas por SMS, Mail, Telefone, Website ou servidor dedicado
Critério de desencadeamento	É necessário definir os critérios para despoletar um evento crítico. Normalmente são baseados em temperatura ou condições de sistema, são despoletados pelo ORD mas podem ser despoletados também pelo ORT ou comercializador ou outra entidade relevante

Clientes elegíveis	É necessário definir quem são os clientes elegíveis e segmentar a oferta. Normalmente é feita a distinção entre clientes domésticos ou empresariais, e dimensão, mas é necessário ter em conta as capacidades de contagem instaladas, entre outros factores
---------------------------	---

Tabela 3 – Dimensões a considerar no desenho de tarifas dinâmicas

O documento "The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison; Short name: Empower Demand", Vaasaett, 2011, comparou 100 pilotos de tarifas dinâmicas e dele se podem retirar algumas das recomendações apresentadas de seguida para o desenho de tarifas dinâmicas:

- Os períodos de pico devem ser curtos
- O sinal de preço deve ser significativo e dar oportunidade a poupanças relevantes para o cliente
- Os preços devem reflectir os custos
- A participação deve ser opcional
- A simplicidade é importante

Os três primeiros pontos são detalhados de seguida:

Os períodos de pico devem ser curtos

O período de pico deve ser mantido o mais curto possível desde que cubra o período de ponta. Um período mais curto torna mais fácil aos clientes deslocar cargas para os períodos de menor preço.

Na Figura 4 pode constatar-se uma menor redução do consumo na ponta com o aumento da duração do período de pico (figura à direita). Pode também constatar-se uma mudança de padrão na redução global de consumo (figura à esquerda) quando os períodos são superiores a 8 horas. Isto pode dever-se a um efeito de disrupção por parte dos clientes ou a uma menor diferença de preços devido à maior duração dos períodos.

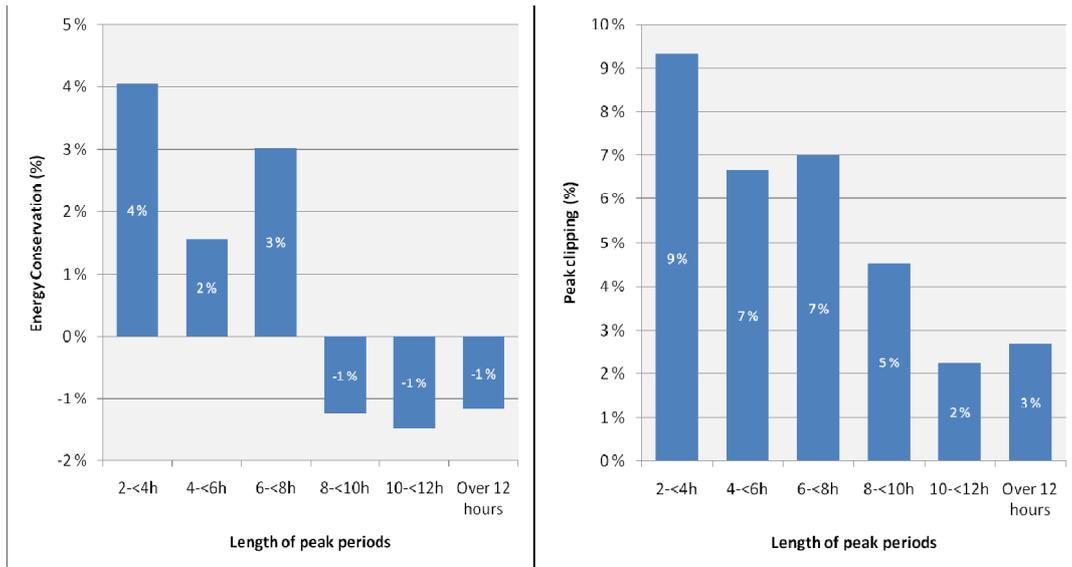
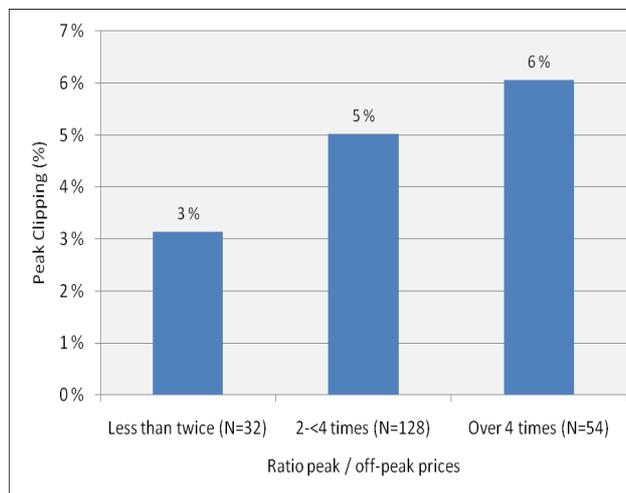


Figura 4 – Impacto da duração dos períodos de ponta na conservação de energia (à esquerda) e na redução da ponta (à direita) [Vaasaett, 2011].

O sinal de preço deve ser significativo e dar oportunidade a poupanças relevantes para o cliente

O diferencial entre o preço em horas de ponta e horas fora de ponta deve ser o maior possível, desde que economicamente justificável. O cliente deve sentir que existe uma diferença substancial em consumir na hora de ponta. Um diferencial pequeno pode não ultrapassar o limiar de conforto que leva o cliente a mudar os seus hábitos de consumo.



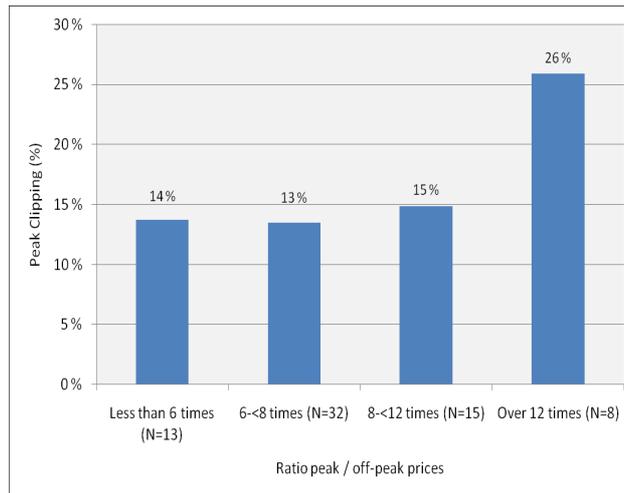


Figura 5 – Impacto do rácio entre o preço de ponta e fora de ponta em pilotos ToU (à esquerda) e CPP (à direita) [Vaasaett, 2011].

Outro estudo sobre 126 experiências de tarifas dinâmicas [Discovery of Price Responsiveness, Brattle, 2012], aponta o impacto da diferenciação de preço:

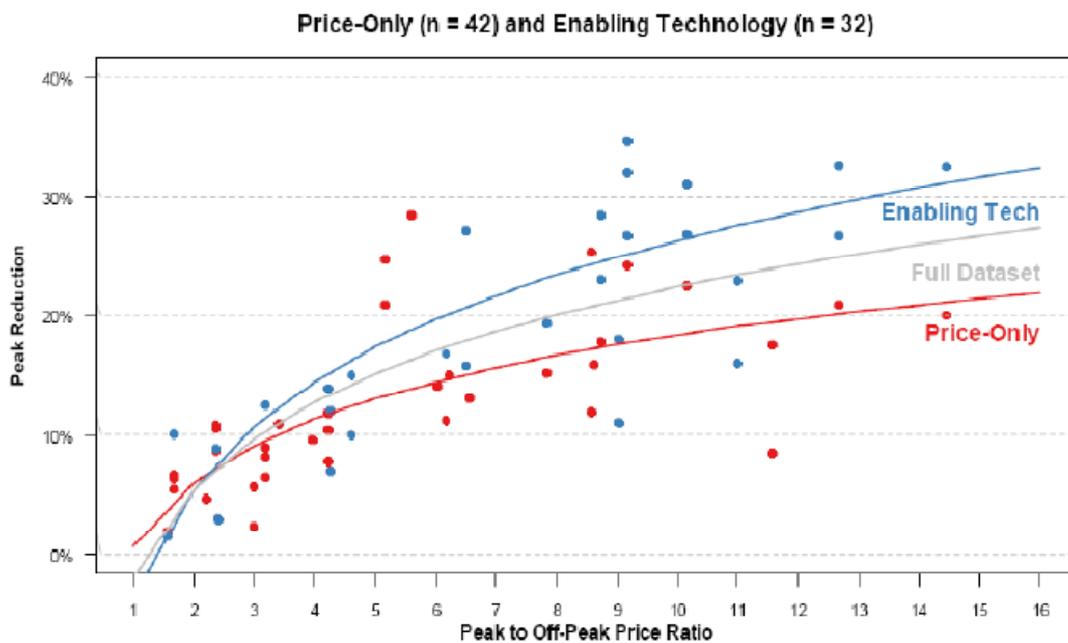
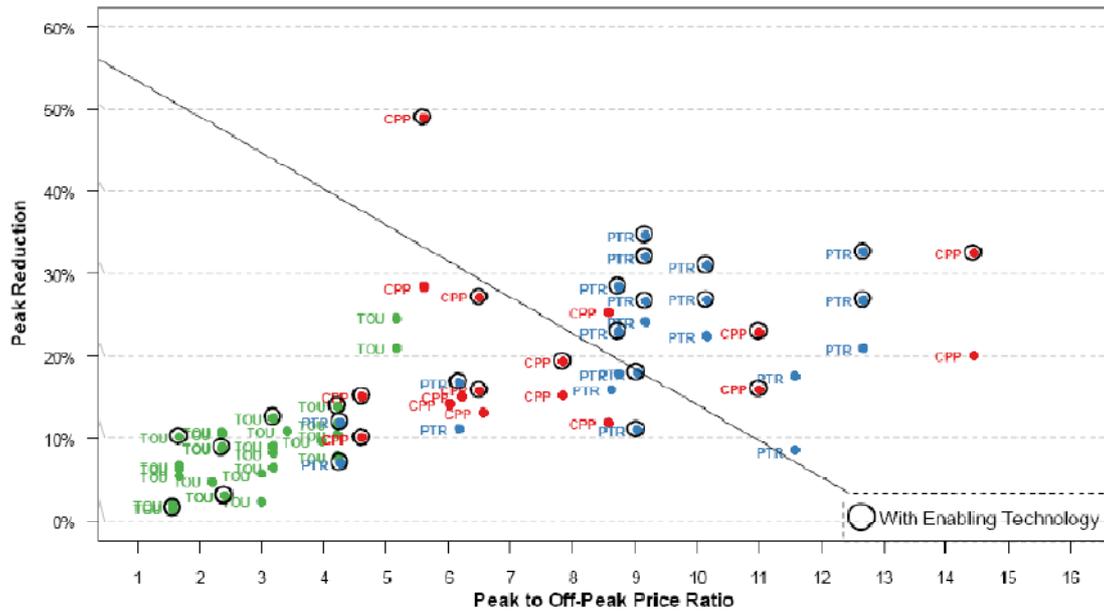


Figura 6 – Impacto do rácio entre o preço de ponta e fora de ponta por tipo de tarifa [Discovery of Price Responsiveness, Brattle, 2012].

É possível notar no segundo gráfico da Figura 6 que a presença de tecnologias potenciadoras tem um impacto relevante na resposta dos consumidores e que o impacto da diferenciação de preço parece tornar-se menos relevante a partir de um determinado valor.

Os preços devem reflectir os custos

Apesar de um sinal de preço significativo ser importante, os preços devem reflectir os custos de fornecimento de energia ao cliente, nomeadamente os custos de produção, transporte e distribuição. Se os preços não reflectirem os custos existirão subsidiações cruzadas entre clientes.

2.4.2 Separação de atividades na cadeia de valor

O facto de existir separação de atividades ao longo da cadeia de valor do sistema eléctrico em Portugal apresenta um desafio à implementação de tarifas dinâmicas.

Em mercados onde as fases de produção, distribuição e comercialização são atividades separadas:

- Os sinais económicos das tarifas de acesso à rede podem não chegar ao consumidor final, se o comercializador optar por não reflectir esses sinais no consumidor final.
- Poderá haver, em algumas situações, sinais opostos entre as tarifas de rede e as tarifas de energia.
- Há necessidade de clarificar toda a relação e as obrigações entre ORD, comercializadores e clientes finais, nomeadamente no que toca a preços, alertas e outros contactos.

2.4.3 Problemas comuns

Muitos projectos-piloto e programas em larga escala têm encontrado problemas significativos. Por exemplo:

- **Custos superiores ao esperado - Public Service of Colorado** – uma subsidiária da Xcel Energy iniciou o projeto SmartGridCity, um projecto em Boulder, Colorado, em 2008. O projecto-piloto incluía 23.000 clientes e tinha por finalidade testar uma série de tecnologias e opções tarifárias. Os custos foram inicialmente estimados em 15,3 milhões de dólares (incluindo os medidores), mas chegaram aos 45 milhões, devido sobretudo a custos mais altos que o esperado em termos de comunicações com os clientes através de fibra. Também foi reportado não ter sido preparada uma análise de custo-benefício como parte do projecto de planeamento e desenho.
- **Atraso na adaptações dos sistemas - Portland General Electric (PGE)** – em setembro de 2009, a *Oregon Public Utilities Commission* (OPUC) aprovou uma proposta da PGE para conduzir um programa de pricing em pontas críticas para milhares dos seus clientes domésticos. O projecto-piloto foi agendado para começar a operação em outubro de 2010. Contudo, a 21 de setembro de 2010, a PGE requereu e recebeu a aprovação da OPUC para cancelar temporariamente o projecto, devido a atrasos na modificação dos sistemas de informação (dados de medição, envolvimento do cliente, facturação, serviço de cliente) e complexidades subestimadas. A PGE está a trabalhar num plano de implementação melhorado que deverá atrasar o início do piloto em 1 ou 2 anos.
- **Problemas de aceitação pública e apoio no serviço aos clientes - Pacific Gas & Electric** – o programa em larga escala da PG&E para instalar medidores inteligentes para os seus clientes a retalho encontrou problemas de serviço ao cliente e outras questões técnicas, levando a críticas dos clientes e dos reguladores. Os medidores inteligentes estão a ser instalados para todas as classes de cliente: domésticos, industriais, comerciais e agricultura. No início de 2010, depois de alguns clientes terem visto a sua fatura bastante mais elevada, a precisão dos medidores foi posta em causa. Uma auditoria independente verificou, contudo, que os medidores estavam corretos. No entanto, o relatório indicou problemas no serviço ao cliente,

nomeadamente o recebimento de várias faturas e a incapacidade de obter respostas por parte do serviço de apoio ao cliente da PG&E.

- **Problemas de aceitação pública - Baltimore Gas & Electric** – em junho de 2010, a Comissão de Serviço Público de Maryland recusou uma proposta da BGE para uma Iniciativa Smart Grid (incluindo medidores automáticos, comunicações bilaterais e tarifas de tempo de uso obrigatórias), nos casos em que o equilíbrio de custos e benefícios fosse insustentável. A Comissão alegou que a proposta pede aos clientes da BGE para acarretarem uma parte significativa dos riscos financeiros e tecnológicos e adaptarem-se a mudanças no tipo de esquema tarifário, tudo em troca de poupanças que são indiretas, restritivas e com pouco sentido.

Os planos da *utility* para “educar” os clientes foram também considerados pouco adequados. A BGE mudou e reenviou a sua proposta, e em agosto de 2010 a Maryland PSC aprovou-a com cláusulas adicionais. A proposta incluía implementação generalizada de medidores automáticos, comunicações bilaterais entre a *utility* e os clientes, e tarifas voluntárias de tempo-de-uso, juntamente com descontos nas pontas. A PSC considerou a reeducação dos consumidores um factor de especial importância. A PSC também exigiu à BGE que desenvolvesse e enviasse para aprovação um conjunto de valores em termos de instalação, performance, benefícios e orçamento que permitirão uma compreensão extensiva sobre até que ponto a iniciativa está a ser desenvolvida e a funcionar como planeado. A instalação de medidores automáticos está agendada para se completar em 2014.

Note-se que os quatro casos descritos acima não demonstram que as tarifas dinâmicas não sejam efetivas em termos de custos, ou que não poderão ter sucesso. Em vez disso, eles ilustram a importância de:

- Desenvolver estudos aprofundados que reflitam a verdadeira situação e as reais oportunidades para a *utility* e os clientes
- Um programa de planeamento completo, prático e alcançável
- Boa execução do projeto, incluindo uma gestão rigorosa e boa comunicação.

As Barreiras frequentemente encontradas na adoção de tarifas variáveis são:

- Questões de coordenação com o Mercado e o regulador.
- Congelamento das tarifas, tetos de preço e outras restrições legais.
- Falta de infraestruturas adequada para gerir a medição.
- Medo dos clientes face à volatilidade dos preços.
- Desenho das tarifas ineficiente.
- Preocupações sobre o impacto nas famílias de menor rendimento.

Cada uma destas barreiras é discutida abaixo:

Questões de coordenação com o Mercado/regulador

Em regiões com mercados tradicionais e *utilities* verticalmente integradas, as tarifas de venda a clientes finais são estabelecidas pelos reguladores, as *utilities* ou órgãos de fiscalização. Nestas regiões, podem ser estabelecidas tarifas refletindo os custos marginais horários de produção, transporte e distribuição.

Em mercados com separação de actividades (sobretudo quando as tarifas de venda aos clientes finais são determinadas livremente pelos comercializadores), e em mercados em que o custo de produção e o despacho são determinados em mercados grossistas a situação torna-se mais complexa. Se, por exemplo, os contratos grossistas atenuarem a variação horária na energia marginal e nos custos de capacidade, torna-se difícil transmitir sinais de preço baseados no custo do bem aos clientes finais.

Nestes casos a coordenação entre entidades do setor eléctrico é crucial para poder criar tarifas dinâmicas de venda a clientes finais.

Congelamento das tarifas, tetos de preço e outras restrições legais.

Outro problema para as tarifas dinâmicas surge se as tarifas de venda a clientes finais são congeladas ou passam a ter um teto, imposto por restrições legais ou regulatórias. O mesmo raciocínio se aplica a custos de política energética incluídos nas tarifas e que distorcem necessariamente a sua aderência aos custos marginais.

O modo de se superar isto depende dos requisitos específicos de cada caso. Nalguns locais, as tarifas podem ser oferecidas numa base voluntária, e essa é a modalidade usada por algumas *utilities*. Adicionalmente, os PTR podem ser oferecidos como alternativa a tarifas que impliquem preços muito elevados na ponta ou para evitar o conflito com custos de política energética incluídos nas tarifas.

Falta de infraestruturas para gerir a medição

As tarifas dinâmicas só são possíveis com a tecnologia e respectivos sistemas centrais de contagem, processamento e facturação apropriados. Os programas de tarifas dinâmicas exigem tipicamente um processamento mais intensivo dos dados de consumo dos clientes e exigências acrescidas em termos de informação e facturação.

No momento de seleccionar os segmentos de clientes é necessário ponderar a existência de um parque de contadores adequado e o custo de instalação de novos contadores.

Receio por parte dos clientes face à volatilidade do preço

Alguns estudos apontam que os clientes podem associar as tarifas dinâmicas a uma maior volatilidade e aumento de preços. Este é um problema de percepção que poderá ser remediado de várias formas:

- Através da “educação” e do envolvimento dos clientes. Este é, geralmente, um primeiro

passo nos projectos-piloto.

- Oferecendo proteção na fatura provisoriamente, isto é, a fatura não pode ser maior do que aquilo que seria sem a modalidade dinâmica.
- Oferecendo tarifas bipartidas. Nesta alternativa, os clientes são autorizados a comprar uma determinada quantidade de energia com uma tarifa fixa. A restante quantidade é comprada na modalidade dinâmica. Isto permite que os consumidores escolham de acordo com o seu nível de aversão ao risco.

Desenho das tarifas pouco eficaz

Os consumidores podem ter diferentes preferências de consumo, capacidade de deslocar o consumo e aversão ao risco. O desenho das tarifas dinâmicas deve estar bem adaptado aos clientes a que se destina, nomeadamente em termos de duração dos períodos críticos, antecedência e modo de notificação, rácios de preços e gamas de variação possíveis.

Para ultrapassar o risco de desenhar uma oferta de tarifas dinâmicas devem ser estudados cuidadosamente os segmentos de clientes a considerar, conduzidas experiências piloto e realizadas as adaptações necessárias. Muitas das experiências internacionais com mais tempo de vida passaram já por diversas mutações.

Preocupações com as famílias de menor rendimento

Por vezes defende-se que as famílias de rendimento mais baixo seriam prejudicadas pelas tarifas dinâmicas. [Vaasaett, 2011] refere que “há algumas questões sobre a justiça do impacto nas famílias mais pobres ou para aqueles cuja deslocação do consumo seja particularmente difícil (reformados ou pessoas doentes que precisem de permanecer em casa). É por isso que a CPP costuma ser voluntária para clientes domésticos. Contudo, olhando para as 9 amostras dos casos revistos, as famílias de menor rendimento transferem o consumo de modo semelhante às restantes. Caso este cenário se verifique, as famílias de baixos rendimentos estarão, na realidade, capacitadas para beneficiar do modelo CPP.”

[DEEC, 2012] no entanto aponta que alguns dos pilotos analisados concluíram que a resposta destes segmentos de clientes é inferior à média.

Outras barreiras

Uma outra discussão sobre barreiras à introdução de gestão da procura pode ser encontrado em [FERC, 2007]:

Type	Barrier
Regulatory (General)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Retail-wholesale disconnect (lack of dynamic pricing) 2. M&V challenges 3. Shared State and Federal Jurisdiction 4. Perception of gaming 5. Lack of real-time info sharing (ISOs and utilities) 6. Lack of reliability/predictability in demand response
Regulatory (Retail)	<ol style="list-style-type: none"> 7. Policy restrictions on demand response 8. Ineffective demand response program design 9. Financial disincentives for utilities 10. Disagreement on cost-effectiveness analysis 11. Lack of retail competition
Regulatory (Wholesale)	<ol style="list-style-type: none"> 12. Market structures oriented toward accommodating supply side resources
Economic	<ol style="list-style-type: none"> 13. Inaccurate price signals 14. Lack of sufficient financial incentives to induce participation
Technological	<ol style="list-style-type: none"> 15. Lack of AMI 16. Lack of cost-effective enabling technologies 17. Concerns about technological obsolescence and cost recovery 18. Lack of interoperability and open standards
Other	<ol style="list-style-type: none"> 19. Lack of customer awareness and education 20. Risk aversion 21. Fear of customer backlash 22. Perceived lack of ability to respond 23. Concern over environmental impacts 24. Perceived temporary nature of demand response impacts

Tabela 4 – Barreiras à adoção de gestão da procura

2.4.4 Tecnologias emergentes e redes inteligentes

Espera-se que o desenvolvimento das *Smart Grids* permita novas capacidades, como a medição avançada, gestão de dados e facilite a implementação das tarifas dinâmicas.

A implementação total das *Smart Grids* deverá ser um processo demorado, que levará anos a concluir.

Há diversas ligações entre a *Smart Grid* e as tarifas dinâmicas:

- É suposto que as *Smart Grids* atinjam um número dos mesmos objectivos que são tipicamente identificados para as tarifas dinâmicas, incluindo melhor fiabilidade do sistema e um fornecimento de eletricidade mais eficiente.
- As *Smart Grids* deverão desenvolver a transmissão de sinais de preço em tempo real, gravar e armazenar dados de consumo, que seriam necessários para alguns tipos de tarifas dinâmicas.
- Os investimentos nas *Smart Grids* podem reduzir – ou distribuir – os custos de

implementação das tarifas dinâmicas.

- O *timing* da real implementação irá influenciar o *timing* da implementação de formas de *pricing* mais sofisticadas, sobretudo em clientes de BT.

Tecnologias potenciadoras

Diversas opções tecnológicas estão disponíveis para ajudar os clientes a gerir o seu consumo de eletricidade, em resposta a sinais de preço variáveis no tempo. Estas são tipicamente chamadas de “***enabling technologies***”.

Por exemplo, para clientes residenciais, aparelhos como termóstatos de comunicação programáveis (PCTs) podem receber sinais durante um evento de ponta crítica e reduzir de imediato o uso de ar-condicionado para um nível seleccionado pelo cliente. Esta capacidade reduz a necessidade de alteração manual do consumo para responder a eventos que apresentem preços elevados. Este conceito pode ser estendido para controlar outras aplicações e aparelhos eléctricos, através de uma rede doméstica (HAN).

Para clientes empresariais maiores, a tecnologia trabalha de forma semelhante, permitindo aos clientes automatizar reduções no consumo de eletricidade num rol de processos e fontes de consumo através do sistema de gestão da aplicação.

Os IHD (*in-home displays*) podem dar os consumidores informação como a quantidade de eletricidade que estão a usar, quanto lhes custa, quais as consequências ao nível de emissões de carbono, até que ponto estão perto das metas de poupança de energia, entre outros.

Até à data, a instalação de termóstatos inteligentes é um dos poucos métodos para limitar o consumo em horas de ponta que passou a fase experimental e está agora em uso comercial.

As seguintes figuras exemplificam o impacto da automação em potenciar os efeitos de tarifas dinâmicas:

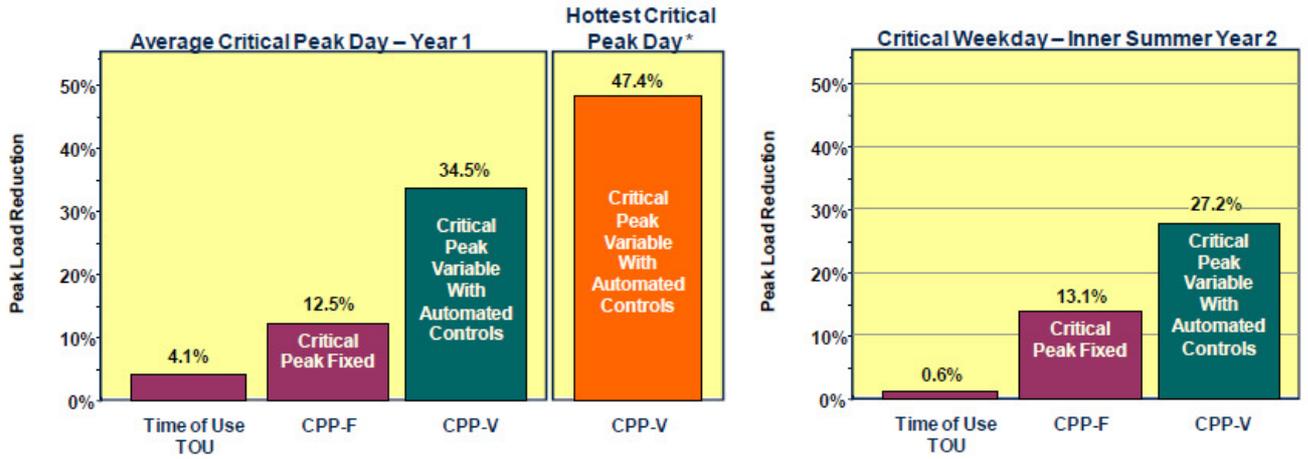


Figura 7 - California's Statewide Pricing Pilot (SPP)

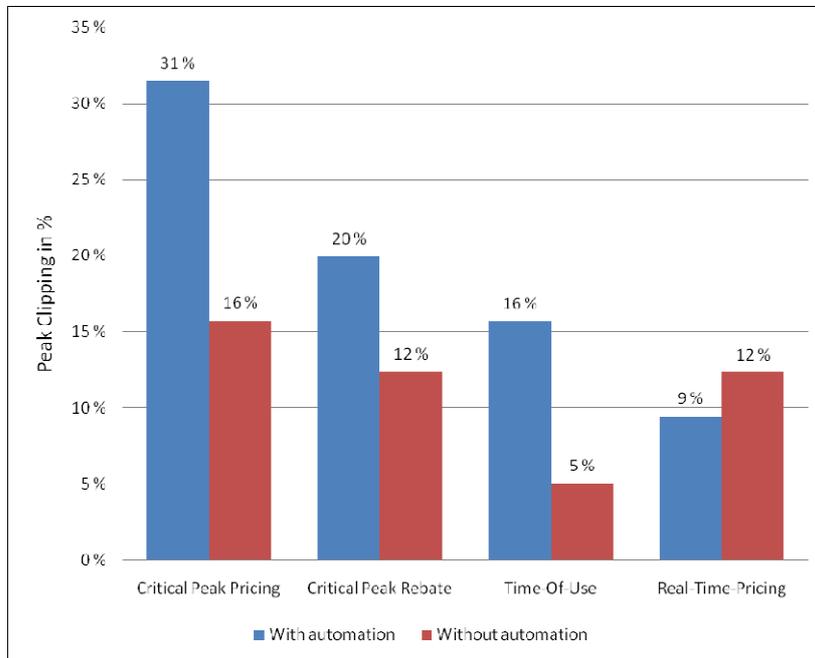


Figura 8 - Impact of automation on peak clippings [Vaasaett, 2011]

3 Experiências internacionais

3.1 Questões a considerar na comparação das experiências internacionais

Comparar projectos-piloto envolve muitas imprecisões. Os pilotos não são construídos para serem comparáveis, mas sim para responder às necessidades da entidade que os promove, e os métodos, tal como a qualidade dos projetos, são variáveis. Por exemplo, o modo como a poupança de energia é calculada difere, pode ser baseado em dados históricos ou através de um grupo de controlo, usado como amostra. As amostras são também variáveis, em dimensão e características, desde amostras com milhares de clientes a amostras com apenas um pequeno grupo de clientes.

Aspetos centrais a ter em consideração quando se comparam experiências incluem:

- Clima da região analisada
- Características socio-demográficas da população
- Consumo médio da população
- Uso de tecnologias potenciadoras
- Posse de sistemas específicos, como aquecimento central ou ar-condicionado.
- Esquemas tarifários existentes no local sobre o qual o estudo é efectuado.
- Características do mercado

Por exemplo, o consumo por cliente na Califórnia é, em média, maior que o de Portugal. A seguinte tabela apresenta um caso típico para a Califórnia.

	Monthly Usage (kWh)	Percent of Population (10 million total)
Low User	350	50%
Typical User	560	25%
High User	2,000	25%

Tabela 5 - Perfis típicos de clientes da Califórnia

O consumo de energia da população ou de grupos de consumidores em Portugal continental pode ser diferente do típico perfil de consumo de uma residência noutras regiões. Informação detalhada de consumidores deveria ser um primeiro passo na estimação de reduções e transferências do consumo de eletricidade, e na identificação das medidas adequadas a tomar (sinais de preço, controlo de consumo ou segmentação de mercado).

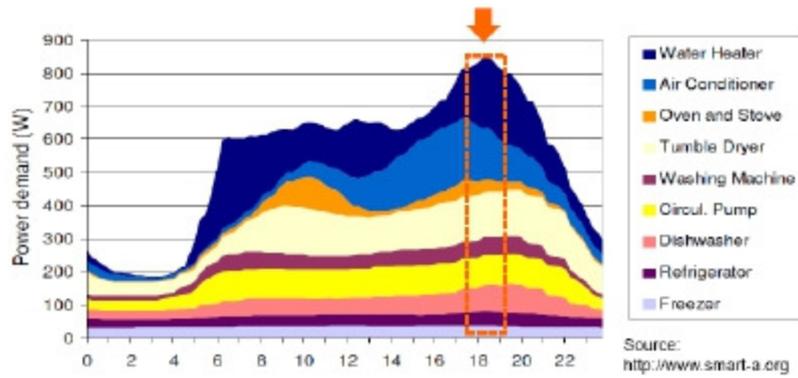


Figura 9 - Exemplo de diagrama de carga para um caso europeu

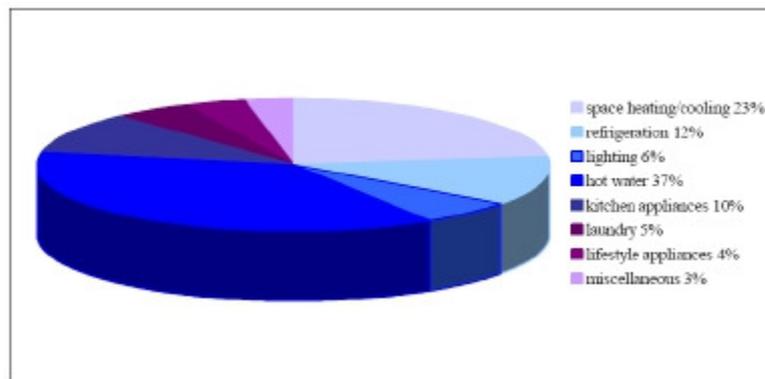


Figura 10 - Composição da factura para um cliente doméstico australiano

Também há que registar que alguns exemplos são experiências com alguns anos. Isso faz com que os programas mais recentes possam apresentar menor impacto, já que parte do impacto nos clientes foi já causado por programas mais antigos.

As curvas de procura e reacção também serão diferentes de país para país. A figura abaixo mostra os resultados da comparação em [Vaasaett, 2011]:

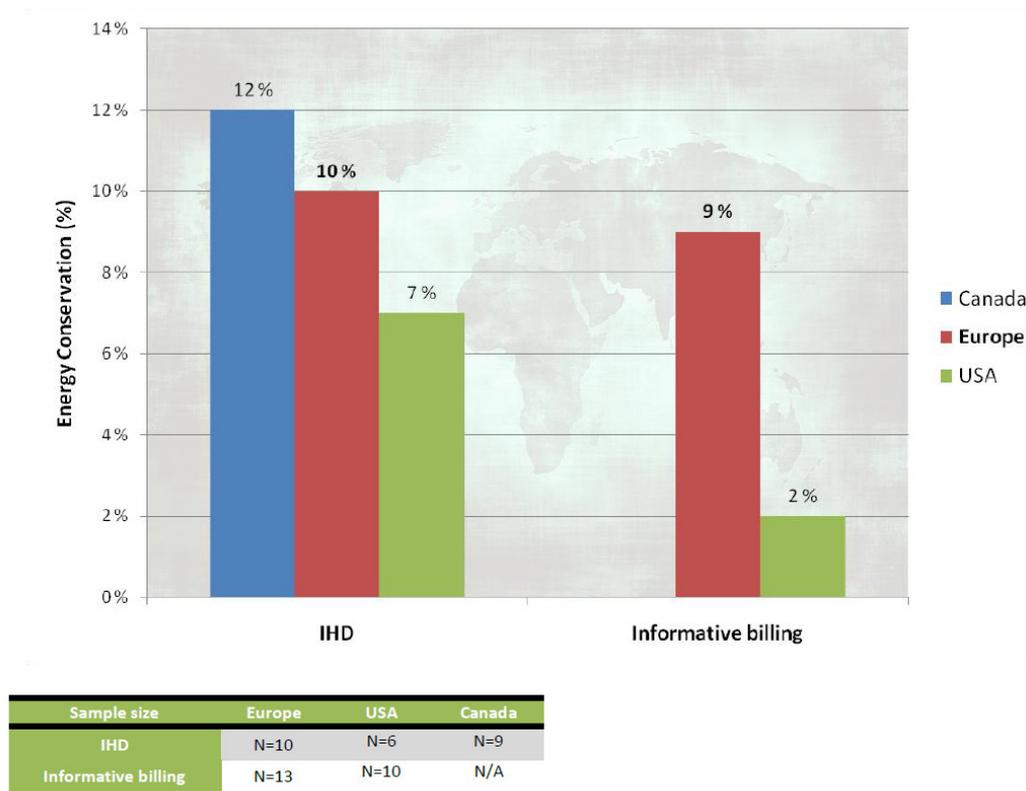


Figura 11 - Redução da ponta por região [Vaasaett, 2011]

3.2 Revisão de estudos já existentes sobre experiências com tarifas dinâmicas

Neste capítulo apresentam-se alguns estudos internacionais recentes sobre tarifas dinâmicas e outros mecanismos de *Demand Response*.

Os estudos internacionais apresentados centram-se sobretudo em pilotos residenciais, no entanto isto não é indicativo de que seja este o melhor ou único segmento de clientes elegível para a aplicação de tarifas dinâmicas. Nomeadamente em [Vaasaett, 2011] é referido que “Commercial and (small) industrial customers may be under-served although they have the best cost/benefit ratio for certain program types and may benefit most. It is possible to create programs for industrial and commercial customers or commercial and large residential customers such as lowering peak load through automation. Strategically directing smart metering programs at a cross cut of consumer groups is an under-explored area with a high potential “

3.2.1 Revisão de 30 experiências no setor doméstico pelo DEEC

Em agosto de 2012, o DEEC - Departamento de Energia e Clima do Reino Unido publicou uma revisão de literatura sobre 30 experiências de respostas da procura no setor doméstico da eletricidade [DEEC, 2012].

As iniciativas cobriram um conjunto de países, épocas, uso de aplicações e esquemas de mercado. Algumas experiências incluídas nesta revisão focaram-se em incentivos económicos enquanto outras incluíram sinais não-económicos, tais como a disponibilização de informação.

As principais conclusões foram:

- os consumidores deslocam, de facto, o consumo de eletricidade em resposta aos incentivos económicos (tais como preços mais elevados durante os períodos de ponta), mesmo que estes sejam acompanhados apenas por informação básica sobre os preços a ser aplicados. No entanto, a variação na procura pode ter uma dimensão muito variável.
- Intervenções para automatizar respostas oferecem os maiores e mais sustentados desvios da procura das famílias onde os consumidores tenham consumos relativamente flexíveis, tais como ares condicionados e aquecimento elétrico.
- Depois da automatização, uma combinação de incentivos económicos e de maior informação oferece a maior resposta do lado da procura. Maior informação inclui, por exemplo, faturas que discriminem o consumo nos diferentes períodos tarifários, e tecnologias ou acessórios que forneçam informação em tempo real, tal como os IHD e os sistemas de controlo doméstico.
- O feedback do consumidor acerca de tarifas e intervenções para mudar o comportamento da procura (DSR) foi, de um modo geral, positivo.
- Os resultados na resposta de consumidores de baixos rendimentos às iniciativas DSR variam de acordo com o estudo. Alguns – não todos – indicam que estes consumidores têm uma resposta mais fraca que o consumidor médio.
- O teste do pricing em tempo real para famílias não produziu resultados robustos à data.
- A eficácia do impacto de sinais não-económicos isolados varia de acordo com o caso estudado.
- É pouco evidente a forma como os consumidores alteram o consumo energético em resposta aos incentivos. Por exemplo, com a exceção dos ares condicionados e o aquecimento, não é claro que aparelhos os consumidores desejam usar de forma flexível.
- É pouco evidente a persistência da DSR ao longo do tempo caso não se mantenham sobre elas os incentivos e o controlo.

As tabelas seguintes resumem as características principais de cada caso investigado:

Trial	Country	Number of participants	Average reduction in peak demand	Peak to off-peak price differential (approximate)
California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)	USA	226	1-6%	200%
CL&P Pilot (2009)	USA	188	2-3%	208-408%
PG&E's Trial (2008-2010)	USA	86,222	11%	varied
Ireland Electricity Smart Metering Behaviour Trials (2009-2010)	Ireland	2,920	7-12%	143-271%
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	Canada	124	0%	140%
myPower Trial (2006-2007)	USA	379	3-6%	187%
Energy Demand Research Project Trials (2007-2010)	UK	194 (EdF Energy), 1,352 (SSE) ²³	varied	165%
Norway EFFLOCOM Trial (2001-2004)	Norway	237	Maximum 10%	unknown
Northern Ireland Powershift trial (2003-2004)	Northern Ireland	100	Small reduction	267%
Integral Energy Trial (2006-2008)	Australia	241	unknown	unknown
Xcel Energy Trial	USA	2,900 in the overall study	5.19% with central air conditioning, 10.63% without	unknown
Florida Gulf Power Select Programme (2000 onwards)	USA	Unknown for the ToU tariff, 2,300 for the CPP tariff	Unknown for the ToU tariff, 22% for CPP consumers during non-critical peak periods	266% for the CPP rate on non-critical days
Idaho DSR trial (2005-2006)	USA	85	0%	184%
Missouri CPP trial (2004-2005)	USA	91	0%	349%
PSE's ToU trial (2001-2002)	USA	300,000 residential and small commercial	5%	unknown

Tabela 6 - Resumo das características dos pilotos TOU

Trial	Country	Number of participants	Average reduction in critical peak demand	Critical peak price or rebate to off-peak price differential (approximate)
CPP - Critical Peak Pricing				
California State-wide Pricing Pilot (2003-2004)	USA	827 (CPP-Fixed Critical Peak period), 234 (CPP-Variable Critical Peak Period)	13%	unknown
CL&P Pilot (2009)	USA	371	10-16%	720-2019%
Integral Energy Trial (2006-2008)	Australia	297	37%	2008%
Energy Australia Trial (2006-2008)	Australia	~750	7%	3636%
PG&E Trial (2008-2010)	USA	~24,500 on SmartRate	14-15%	varied
BGE Pricing Pilot (2008)	USA	148	20%	1444%

Tabela 7 - Resumo das características dos pilotos CPP

Trial	Country	Number of participants	Average reduction in critical peak demand	Critical peak price or rebate to off-peak price differential (approximate)
ETSA Utilities Trials (2005-2010)	Australia	20	unknown	unknown
myPower Trial (2006-2007)	USA	379	14%	850%
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	Canada	124	25%	400%
PowerCentsDC Trial (2008-2009)	USA	233	22-29%	688%
OG&E Trial (2010)	USA	3,000+ overall	12%	1095%
EdF Tempo Tariff	France	800 at the experimental stage	45%	Unknown
Xcel Energy Trial	USA	2,900 in the overall study	Without air conditioning: 32% for CPP, 15% for CPP-ToU With air conditioning: 38% for CPP, 29% for CPP-ToU	Unknown
Florida Gulf Power Select Programme (2000 onwards)	USA	2,300	41%	829%
Idaho DSR Trial (2005-	USA	68	1.26kW per hour during	370%

Tabela 8 - Resumo das características dos pilotos CPP (cont.)

Trial	Country	Number of participants	Average reduction in critical peak demand	Critical peak price or rebate to off-peak price differential (approximate)
2006)			critical peaks	
Missouri CPP Trial	USA	87	12% (2004), 13% (2005)	625%
CPR - Critical Peak Rebate				
CL&P Pilot (2009)	USA	382	7-11%	unknown
BGE Pricing Pilot (2008)	USA	253	18-21%	773-1167%
Ontario Smart Price Pilot (2006-2007)	Canada	125	18%	400%
PowerCentsDC Trial (2008-2009)	USA	318	6-11%	682%
Anaheim Critical Peak Rebate Trial (2005)	USA	71	12%	519% for consumption below 240kWh per month

Tabela 9 - Resumo das características dos pilotos CPP (cont.) e CPR

A comparação entre tarifas TOU, CPP e CPR mostrou os seguintes resultados, em termos de resposta da procura:

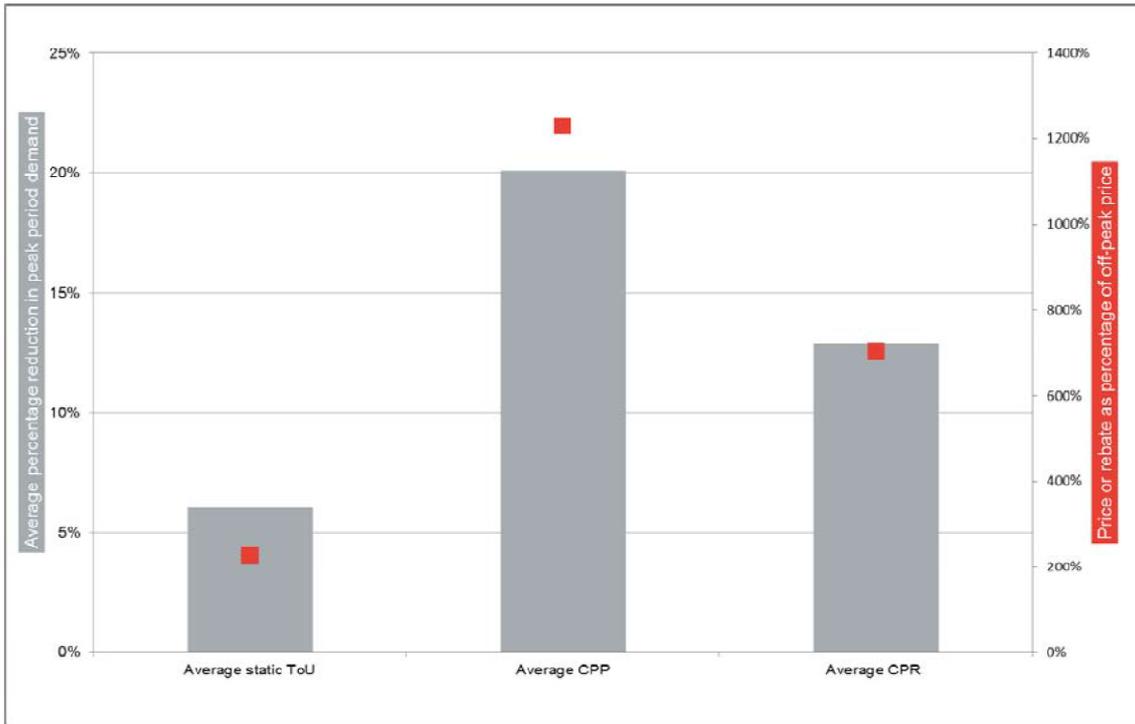


Figura 12 – Redução do consumo em horas de ponta e diferenciais entre ponta e fora-de-ponta.

As seguintes figuras exibem os detalhes resumidos para cada conjunto de experiências:

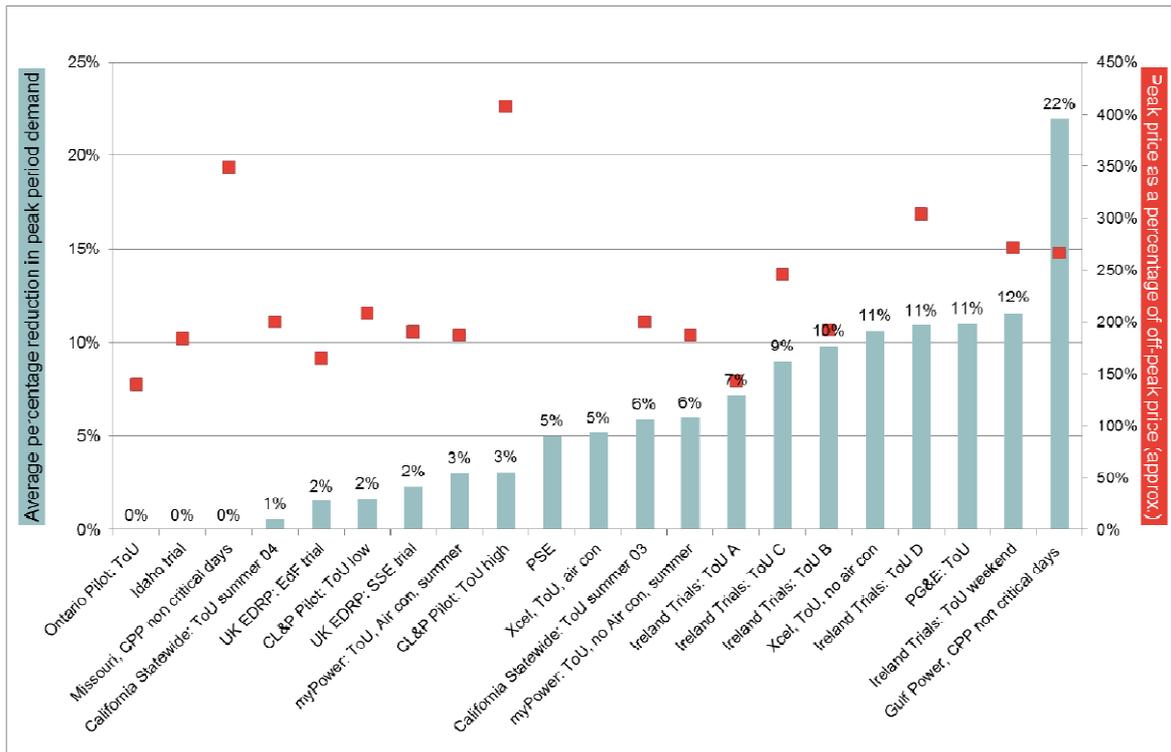


Figura 13 – Redução do consumo em horas de ponta e diferenciais entre ponta e fora-de-ponta para cada experiência.

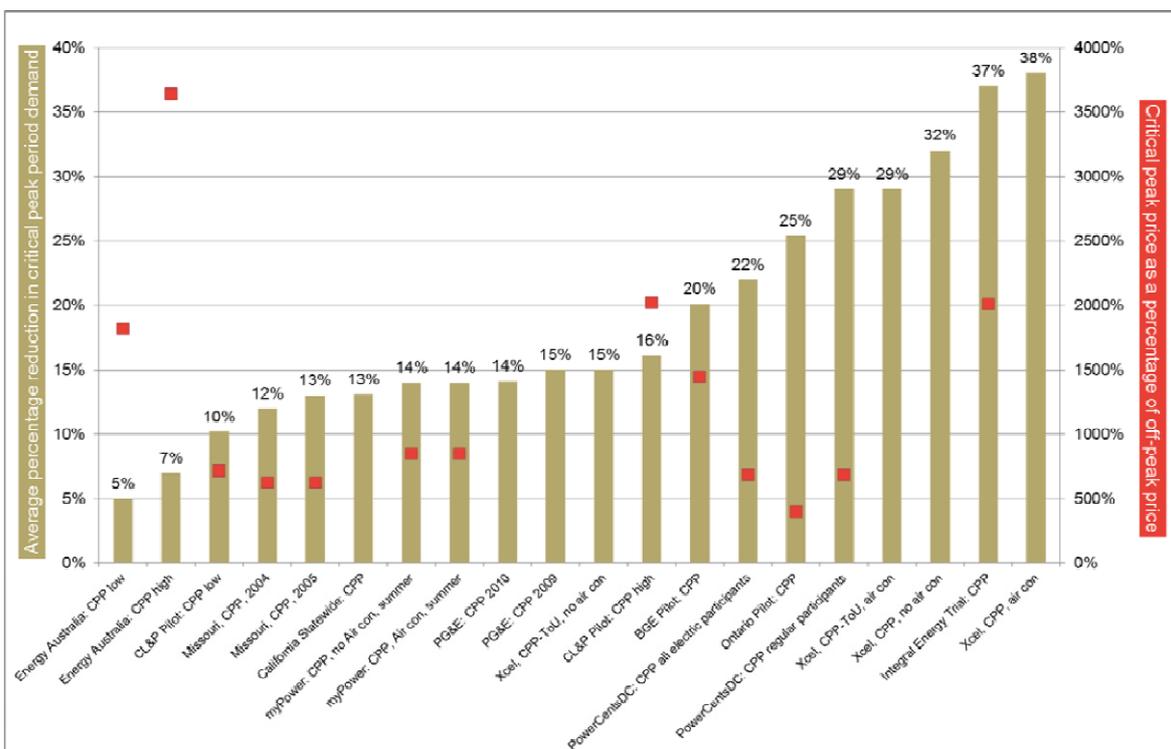


Figura 14 – Redução do consumo em horas de ponta críticas e diferenciais entre ponta e fora-de-ponta para cada experiência.

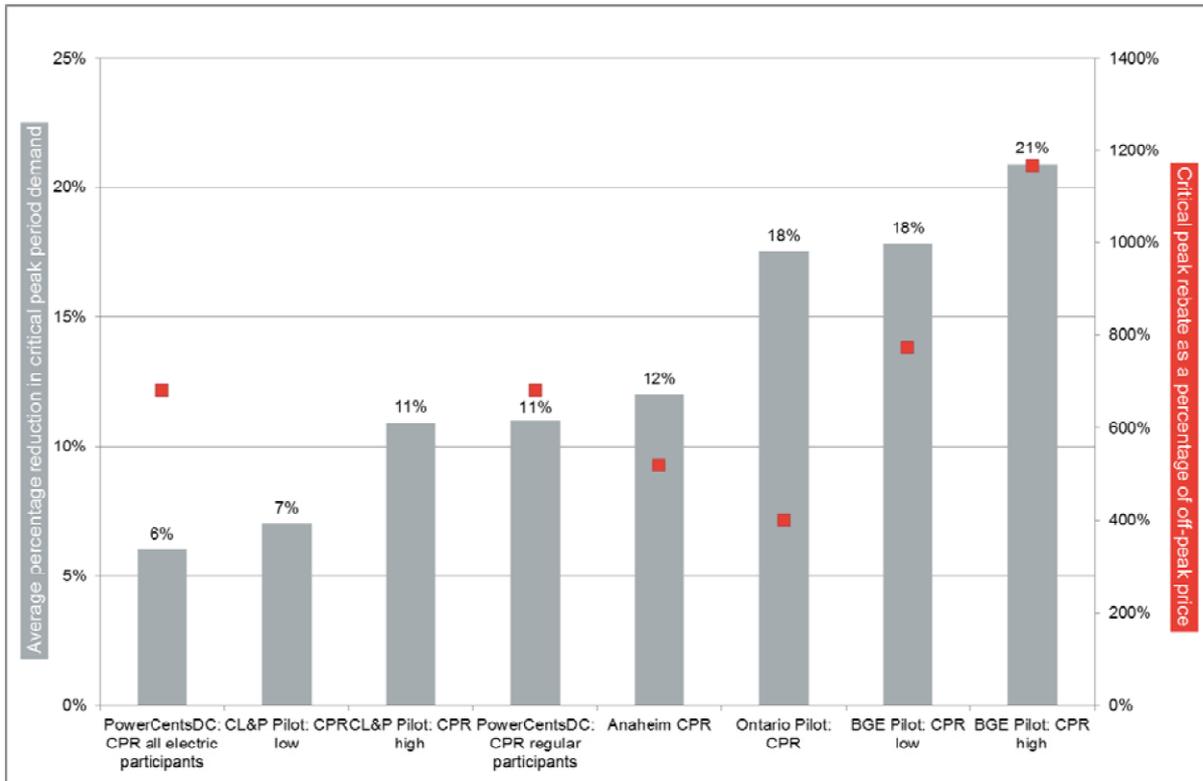


Figura 15 – Redução do consumo em horas de ponta críticas e diferenciais entre desconto na ponta crítica e fora-de-ponta.

3.2.2 Revisão de 24 pilotos para clientes domésticos pelo *The Brattle Group*

Num inquérito recente, 24 pilotos de pricing para clientes domésticos conduzidos por *utilities* na América do Norte, Europa e Austrália entre 1997 e 2011 [Survey, Brattle, 2012]

Os pilotos duraram desde uma única estação do ano até quatro anos.

No total, os pilotos testaram 109 combinações de tarifas variáveis no tempo e tecnologias potenciadoras (cada combinação será referida como tratamento).

O número de participantes em cada tratamento variou entre apenas 70 elementos e milhares de elementos.

As tarifas testadas incluíram TOU, CPP, PTR e RTP.

As tecnologias potenciadoras incluíram termóstatos inteligentes, interruptores de ar-condicionado, IHD e sistemas de controlo de informação domésticos.

A figura abaixo exhibe os resultados em termos de redução na ponta obtidos para os diferentes pilotos.

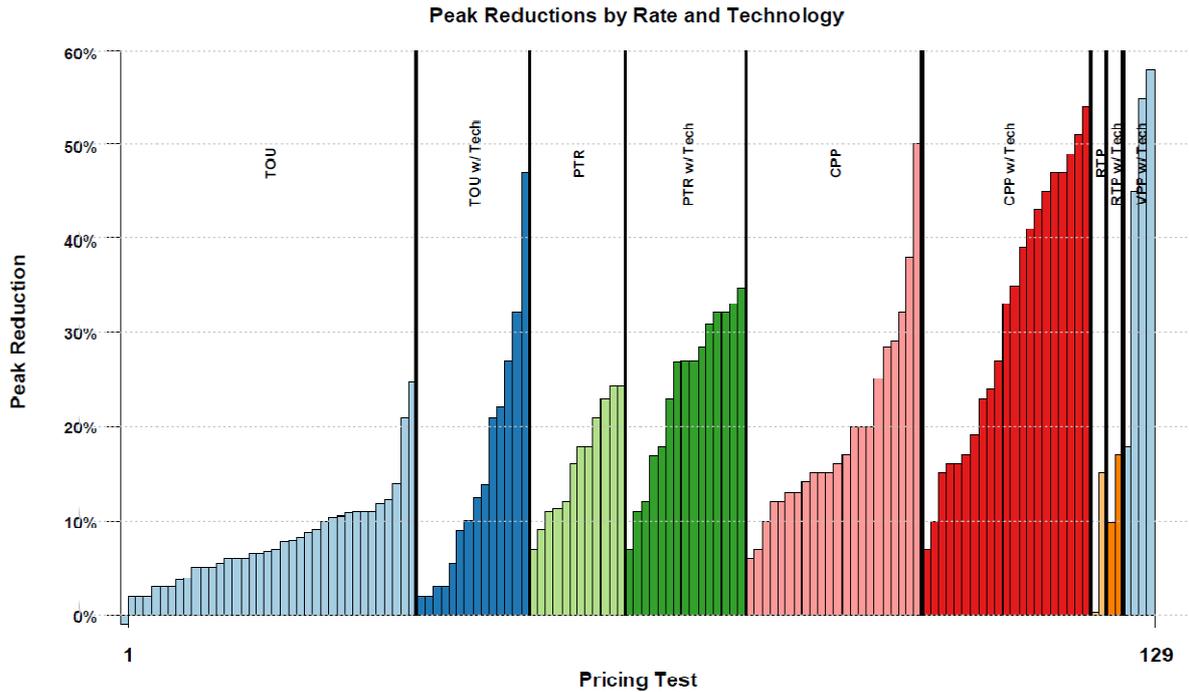


Figura 16 – redução na ponta para cada um dos 24 pilotos.

Há várias explicações para a variação observada nos impactos das tarifas:

- Esquematização do piloto: alguns pilotos podem apresentar enviesamento na seleção da amostra.
- Sinal de preço: o rácio de preço na ponta sobre o preço fora-de-ponta é um motor fundamental para a resposta do consumidor, pois um maior diferencial leva a maiores poupanças por parte do consumidor, e a um maior incentivo à deslocação do consumo.
- Ar-condicionado central (CAC): o CAC apresenta um elevado consumo que pode facilmente ser cortado durante o evento.
- Tipo de tecnologia potenciadora e nível de controlo utilizado: as tecnologias de controlo, como os termóstatos de comunicação programáveis, que permitem aos consumidores ajustarem automaticamente a temperatura em resposta a sinais.
- Clima: o calor e a humidade afetam a capacidade de resposta ao preço.
- Fatores socio-demográficos: fatores como a idade, o rendimento e a educação podem ter um impacto na resposta do consumidor ao preço.
- Marketing/incentivos/educação.

Dos fatores que influenciam a resposta do cliente, o sinal de preço é de particular importância. Como ilustrado na figura abaixo, entre os pilotos sem tecnologia potenciadora, a reação da procura aumenta com o rácio de preços, mas com uma taxa marginalmente decrescente.

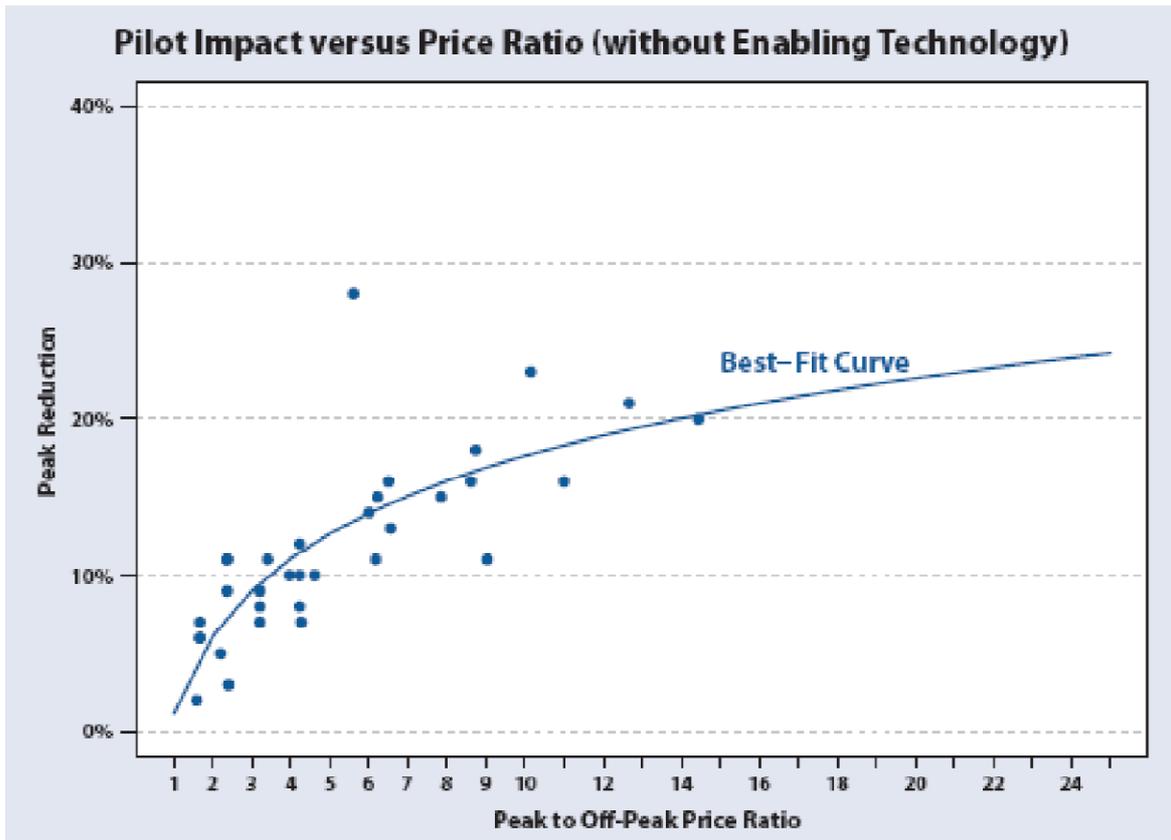


Figura 17 – redução na ponta como função do rácio entre ponta e fora-de-ponta.

3.2.3 Revisão de 15 experiências no setor doméstico

Em 2009, uma revisão de 15 experiências de *pricing* [Household response, Faruqi, 2011] revela que os impactos na procura de diferentes programas piloto variam bastante, devido à diferença nos esquemas de tarifas testados, no uso de tecnologias potenciadoras, posse de ar condicionado e, num sentido mais alargado, devido a mudanças no tipo de amostra utilizada.

A tabela abaixo realça algumas características das experiências e a figura seguinte apresenta um resumo dos resultados obtidos.

No	State/ Province	Experiment	Utility	Year	Number of Customers	Number of Rates Tested	Link to Figure 1
1	California	Anahcim Critical Peak Pricing Experiment	Anahcim Public Utilities (APU)	2005	52 control, 71 treatment	1	Anahcim
2	California	California Automated Demand Response System Pilot (ADRS)	Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) and San Diego Gas & Electric (SDG&E)	2004-2005	In 2004: 104 control, 122 treatment In 2005: 101 control, 98 treatment	1	ADRS-04, ADRS-05
3	California	California Statewide Pricing Pilot (SPP)	Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) and San Diego Gas & Electric (SDG&E)	2003-2004	2,500 customers	3	SPP, SPP-A, SPP-C
4	Colorado	Xcel Experimental Residential Price Response Pilot Program	Xcel Energy	2006-2007	1350 control, 2349 treatment	3	XCEL TOU, XCEL CPP, XCEL-CTOU
5	Florida	The Gulf Power Select Program	Gulf Power	2000-2001	2300 customers participating in the RSVP program	2	GulfPower-1, GulfPower-2
6	France	Electricite de France (EDF) Tempo Program	Electricite de France (EDF)	Since 1996	400,000 customers	1	
7	Idaho	Idaho Residential Pilot Program	Idaho Power Company	2005-2006	TOD Program- 420 control, 85 treatment EW Program- 355 control, 68 treatment	2	Idaho
8	Illinois	The Community Energy Cooperative's Energy Smart Pricing Plan (ESPP)	Commonwealth Edison	2003-2003	1,300 customers	2	ESPP
9	Missouri	AmerenUE Residential TOU Pilot Study	AmerenUE	2004-2005	TOU - 89 control, 88 treatment TOU/ CPP- 89 control, 85 treatment TOU/ CPP w/ Technology- 117 control, 77 treatment	2	Ameren-04, Ameren-05
10	New Jersey	GPU Pilot	GPU	1997	Not Available	2	GPU
11	New Jersey	Public Service Electric and Gas (PSE&G) Residential Pilot Program	Public Service Electric and Gas Company (PSE&G)	2006-2007	450 control, 836 treatment	1	PSE&G
12	New South Wales (Australia)	Energy Australia's Network Tariff Reform	Energy Australia	2005	TOU program: 50,000 customers SPS: 1300 treatment	Tested several dynamic tariffs	Australia
13	Ontario (Canada)	Ontario Energy Board Smart Price Pilot	Hydro Ottawa	2006-2007	125 control, 373 treatment	3	Ontario-1, Ontario-2
14	Washington	Puget Sound Energy (PSE)'s TOU Program	Puget Sound Energy	2001-2002	300,000 customers	1	PSE
15	Washington and Oregon	Olympic Peninsula Project	Bonneville Power Administration, Clallam County PUD, The City of Port Angeles, Portland General Electric, and PacifiCorp	2005	28 control, 84 treatment	3	Olympic P.

Tabela 10 – visão global das 15 experiências domésticas.

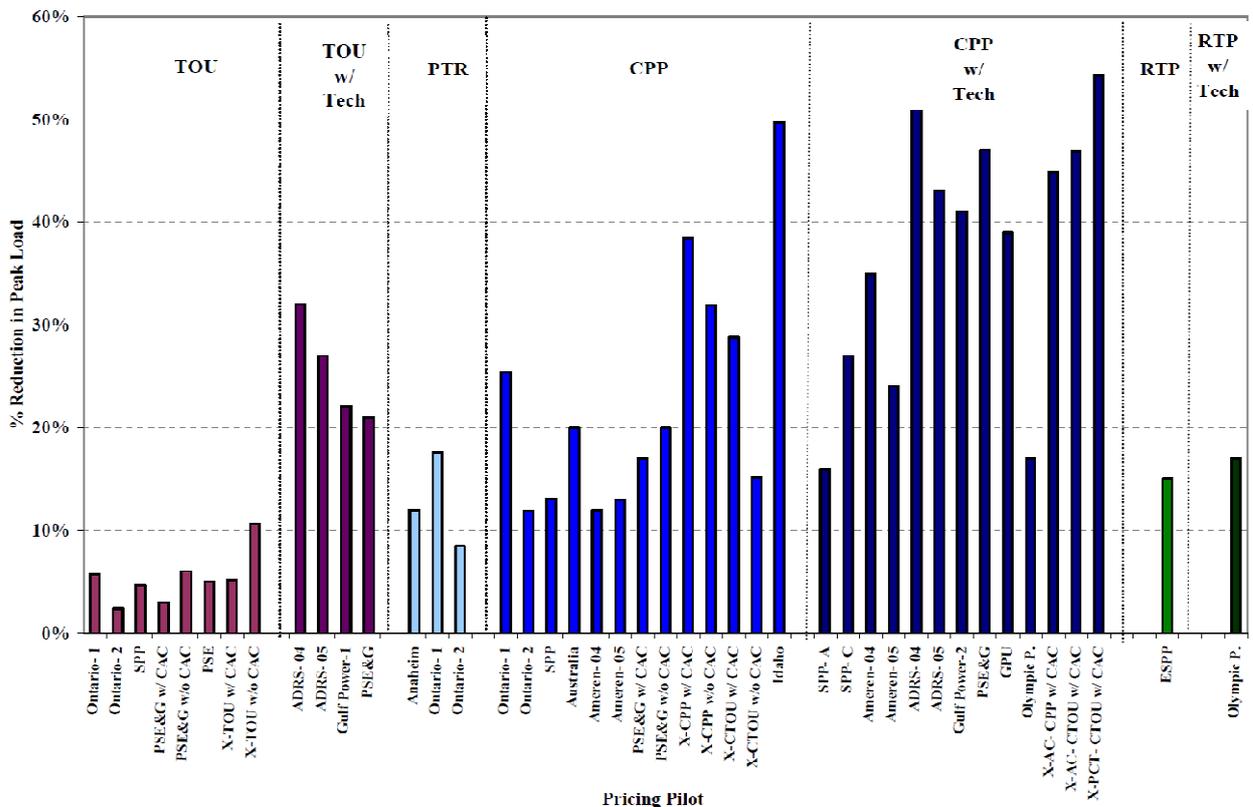


Figura 18 – redução percentual do consumo nas pontas para cada uma das 15 experiências residenciais.

Para resumir a informação das 15 experiências de pricing, o estudo criou um conjunto de dados de 28 observações onde os impactos foram agrupados de acordo com os esquemas de tarifas e a

existência de tecnologia potenciadora. A tabela abaixo fornece estimativas para o impacto médio e os intervalos de confiança a 95% associados com as médias obtidas.

Rate Design	Number of Observations	Mean	95% Lower Bound	95% Upper Bound	Min	Max
TOU	5	4%	3%	6%	2%	6%
TOU w/ Technology	4	26%	21%	30%	21%	32%
PTR	3	13%	8%	18%	9%	18%
CPP	8	17%	13%	20%	12%	25%
CPP w/ Technology	8	36%	27%	44%	16%	51%

Tabela 11 – Resumo dos impactos das 15 experiências residenciais.

Nove em cada doze estimativas de impacto com tecnologia potenciadora foram testadas em clientes com CAC, portanto estes impactos também capturam impactos devidos à posse de CAC por parte dos clientes.

O inquérito conclui também que, além das diferentes dimensões do impacto devido a esquemas tarifários distintos, os impactos também variam dentro das experiências que usam o mesmo esquema tarifário. A variação residual vem das diferentes elasticidades-preço e da amostra utilizada.

As elasticidades-substituição das experiências variam entre os 0.07 e os 0.4, enquanto as elasticidades-preço variam entre -0.02 e -0.1. A disponibilidade de tecnologias potenciadoras, a posse de ar condicionado e os tipo de dias analisados (fins-de-semana ou dias de semana) são alguns dos fatores que levam a mudanças nas elasticidades da procura.

3.2.4 Outras experiências internacionais

Neste capítulo apresentam-se 4 experiências internacionais em maior detalhe. Algumas destas experiências foram já contempladas pelos estudos mencionados nos capítulos anteriores, mas são aqui repetidas por terem características relevantes ou serem exemplo de questões associadas à implementação das tarifas dinâmicas.

As 4 experiências analisadas em seguida são:

- Piloto de RTP na Noruega, em ambiente de separação de actividades
- Tarifas EDF “Tempo Tariff” e “EJP” com diferenciação geográfica
- Opção “Residential Service Variable Option” da Gulf Power na Florida
- RTP na Georgia Power para clientes industriais

Piloto de RTP na Noruega, em ambiente de separação de actividades

Este programa residencial, “End-user Flexibility by Efficient Use of Information and Communication Technology” decorreu entre 2011 e 2004. Foram instalados equipamentos de telecontagem (AMR) e tecnologia de controlo automático das cargas nas residências dos clientes.

O consumo de cada residência foi medido em períodos de uma hora, desde 3 de Novembro de 2003 a 5 de Abril de 2004

Antes do período de teste os clientes tinham tarifas planas para o acesso às redes e tarifas planas para a energia (separadas).

O projecto foi de participação voluntária (“Opt-in”) e os clientes foram confrontados com diferentes opções de participação:

- Uma tarifa ToU do ORD, para o acesso às redes e uma tarifa plana do comercializador, para a energia
- Uma tarifa ToU do ORD, para o acesso às redes e uma tarifa do comercializador SPOT, baseada nos preços de mercado, para a energia
- Uma tarifa ToU do ORD, para o acesso às redes e uma tarifa do comercializador SPOT, baseada nos preços de mercado, para a energia, com controlo automático dos termoacumuladores de água (DLC).

Se escolhessem a opção com controlo directo dos termoacumuladores de água estes seriam desligados durante as duas horas mais caras no mercado SPOT, de manhã e ao final do dia (mas sem qualquer ligação aos preços do acesso às redes).

A tabela seguinte quantifica os três grupos:

Customer group		No. of households	No. of observations
TOU net tariff & standard power tariff	(TOU/Std)	171	415,841
TOU net tariff & spot price power tariff	(TOU/spot)	7	19,289
TOU net tariff & spot price power tariff & direct load control	(TOU/spot/DLC)	134	343,138

Tabela 12 – Segmentação dos grupos de clientes no projecto RTP da Noruega

A figura seguinte apresenta a tarifa de acesso às redes e a tarifa de energia SPOT, a qual correspondia aos preços horários no mercado day-ahead da NordPool.

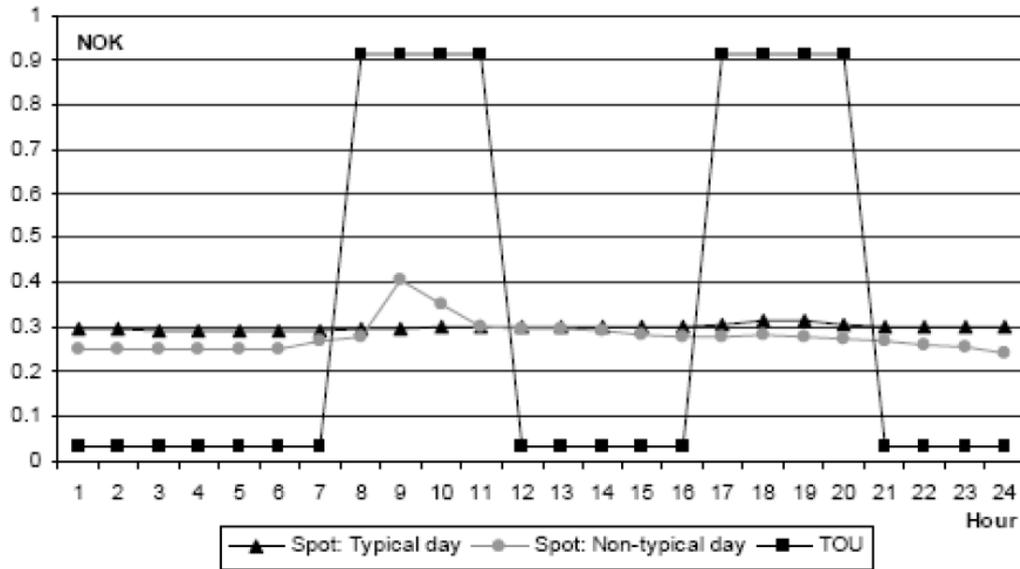


Figura 19 – Tarifas de acesso às redes e tarifa de energia SPOT.

Pela figura seguinte é possível notar que os preços SPOT apresentavam variações limitadas, em comparação com a diferenciação da tarifa de acesso às redes TOU.

A figura seguinte apresenta o perfil de carga médio diário no período de teste para os três grupos de participantes e para um grupo de referência:

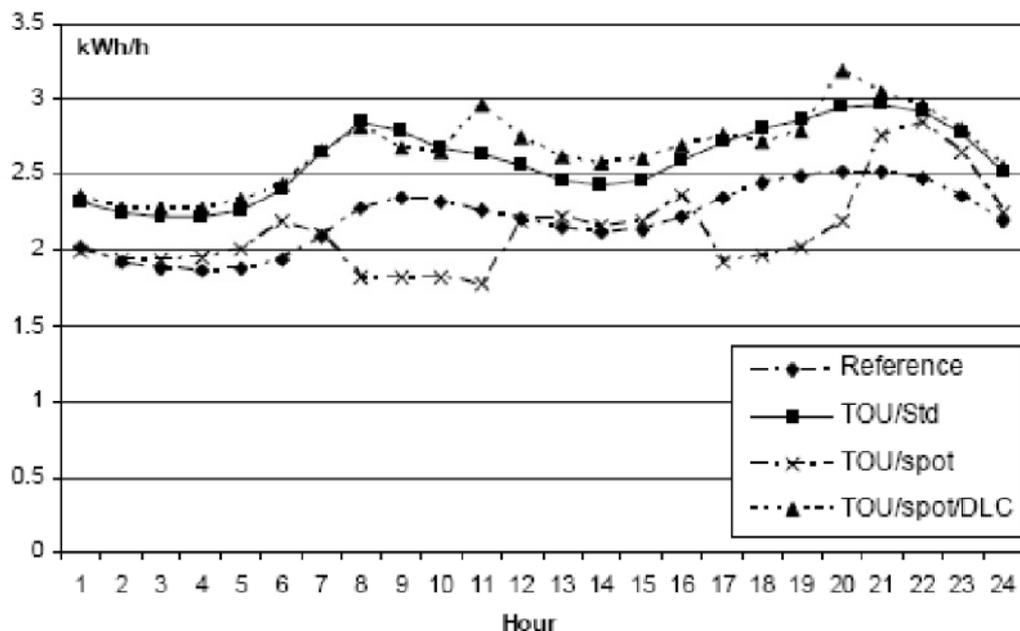


Figura 20 – Perfil de carga médio para os três grupos de participantes e grupo de referência.

Os grupos com TOU/Spot/DLC e TOU/Std apresentam níveis médios de consumo superiores ao grupo de referência, mas semelhantes entre si. No grupo com DLC é possível notar a quebra de consumo nas horas associadas ao controlo automático: 9, 10, 18 e 19. O efeito do religamento aparece nas horas 11 e 20. O consumo nestas horas sobe devido ao aquecimento da água nos termoacumuladores.

Estes grupos não parecem apresentar uma resposta muito relevante aos sinais de preço.

O grupo TOU/Std, sem controlo automático de cargas, apresenta um perfil de consumo semelhante ao do grupo de referência. Neste grupo é possível observar claramente o ajuste aos preços da tarifa de redes ToU.

Os resultados obtidos nesta experiência, em que dois dos três grupos apresentaram um nível de resposta reduzido podem dever-se a:

- Os equipamentos de controlo automático não estavam associados às tarifas de redes, apenas às tarifas SPOT, evidenciando o potencial conflito que pode resultar em ambientes de separação de actividades
- Uma amostra reduzida de clientes
- Falta de comunicação e formação aos clientes

Tarifas EDF “Tempo Tariff” e “EJP” com diferenciação geográfica

A EDFP começou a oferecer a sua tarifa CPP (chamada “Tempo tariff”) a clientes residenciais em França, em 1996 [EFFLOCOM, 2004][Tempo, 2009]. Decorreu um período experimental entre 1989 e 1992, um lançamento durante 1993 e 1995 e a generalização da oferta após 1995.

Actualmente a oferta restringe-se a clientes particulares com potência contratada superior a 9kW. Esta opção já esteve disponível a clientes não particulares, mas essa opção está em fase de extinção.

A tabela e figura seguintes apresentam os preços e regras actuais:

Le prix de l'abonnement et du kWh selon le niveau de tarif

Puissance souscrite (kVA)	Abonnement annuel TTC (€)	Bleu HC	Bleu HP	Blanc HC	Blanc HP	Rouge HC	Rouge HP
		pour 1 kWh (€ TTC)					
9	112,33	0,0763	0,0907	0,1074	0,1272	0,1971	0,5119
12	209,48	0,0763	0,0907	0,1074	0,1272	0,1971	0,5119
15	215,46	0,0763	0,0907	0,1074	0,1272	0,1971	0,5119
18	221,44	0,0763	0,0907	0,1074	0,1272	0,1971	0,5119
30	471,00	0,0763	0,0907	0,1074	0,1272	0,1971	0,5119
36	584,19	0,0763	0,0907	0,1074	0,1272	0,1971	0,5119

Prix du kWh TTC en euros, calculés à partir des prix HT en vigueur au 01/01/2013

Tabela 13 – Preços da opção tarifária “Tempo”

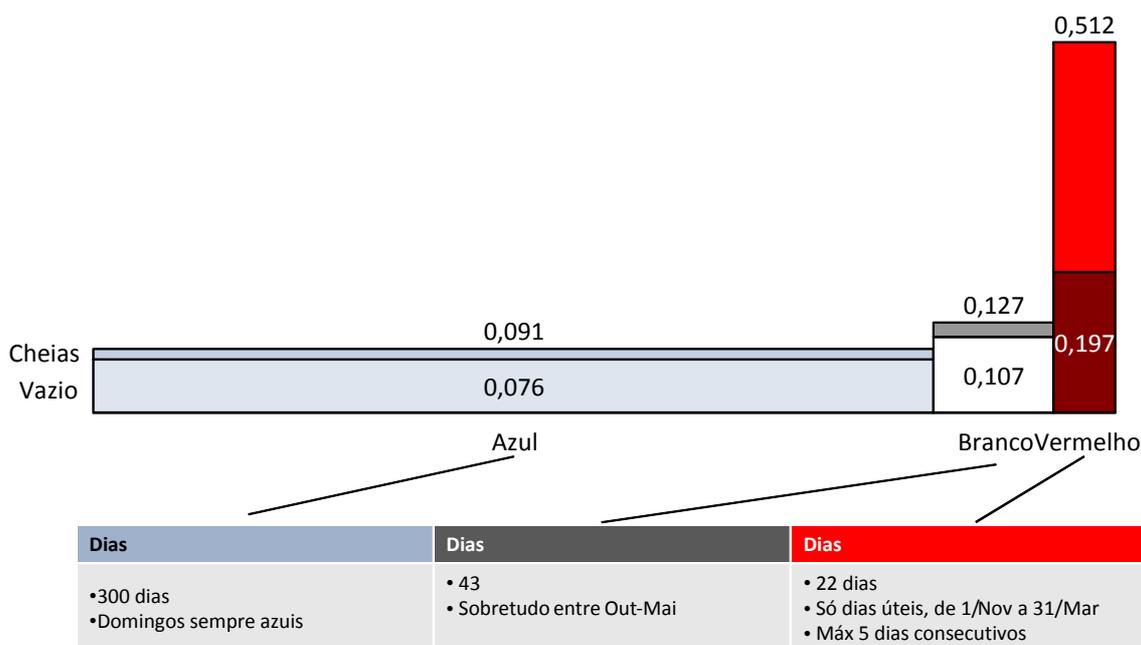


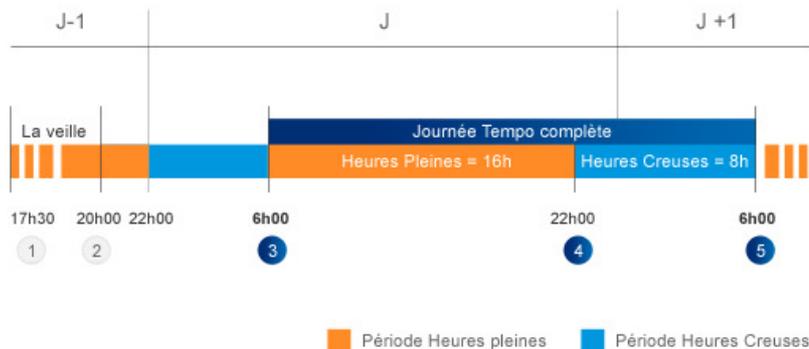
Figura 21 – Regras e preços associados aos dias Azuis, Brancos e Vermelhos (exemplo para cliente com 9 kVA de potência contratada)



Le déroulement d'une journée Tempo

Une journée Tempo se déroule de 6 heures du matin à 6 heures le lendemain matin. Quelle que soit la couleur du jour, vous bénéficiez d'un tarif Heures Creuses.

Exemple de déroulement d'une journée Tempo :



- 1 Annonce de la couleur du lendemain vers 17h30 sur internet.
- 2 Annonce de la couleur du lendemain sur le boîtier signal de la veille et sur le compteur.
- 3 Début de la journée Tempo qui commence par une période de 16 heures en Heures Pleines.
- 4 A 22h00 : passage en heures Creuses pour une durée de 8 heures.
- 5 Fin de la journée Tempo et passage à la suivante avec un changement de couleur éventuel en fonction de l'annonce de la veille.

Figura 22 – Decurso de um dia na opção tarifária “Tempo”

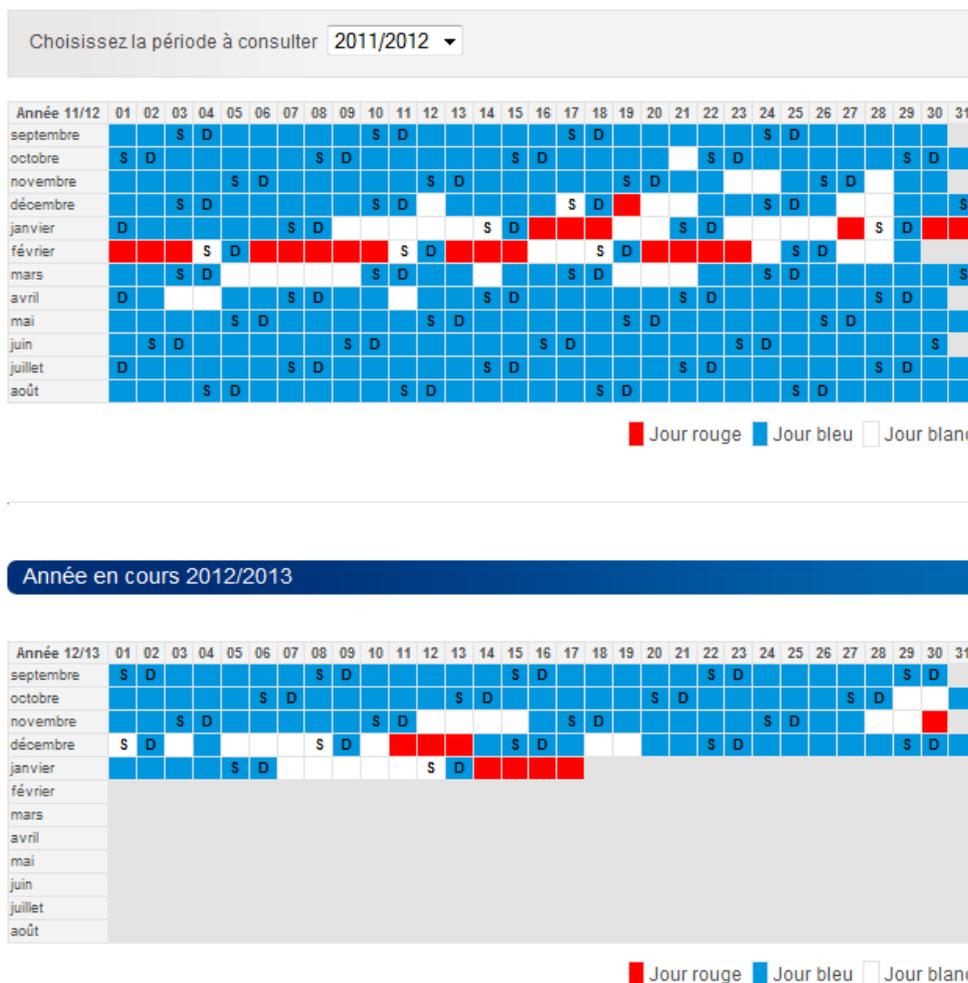


Figura 23 – Calendário dos dias que foram declarados Azuis, Brancos e Vermelhos

A primeira oferta de tarifas dinâmicas na EDF foi a tarifa EJP (a qual está actualmente em período de extinção). Neste esquema tarifário existem 22 dias críticos por ano, repartidos entre 1 de Novembro e 31 de Março, com um período crítico diário de 18h. À semelhança da opção “Tempo”, a identificação dos dias críticos é informada no dia anterior.

A tabela seguinte apresenta o esquema de preços actualmente em vigor:

Les prix métropole (au 01/01/2013)

Puissance souscrite (kVA)	Abonnement annuel TTC (€)	Heures de pointe mobile (€/kWh)	Heures normales (€/kWh)
9	144,38	0,5367	0,1068
12	154,04	0,5367	0,1068
15	158,18	0,5367	0,1068
18	162,33	0,5367	0,1068
36	547,85	0,5367	0,1068

Tabela 14 – Preços na opção “EJP”

Desde 2006/07 a tarifa EJP foi dividida em 4 regiões geográficas (Norte, Sul, Oeste e PACA), sendo o “sinal” EJP emitido separadamente em cada região:

Année en cours : Jours écoulés à ce jour			
Zone Nord	Zone Provence, Alpes, Côte d'Azur	Zone Ouest	Zone Sud
mercredi 12/12/2012	mercredi 12/12/2012	mercredi 12/12/2012	vendredi 30/11/2012
jeudi 13/12/2012	jeudi 13/12/2012	jeudi 13/12/2012	mardi 11/12/2012
mercredi 16/01/2013	mardi 15/01/2013	lundi 14/01/2013	mercredi 12/12/2012
jeudi 17/01/2013	mercredi 16/01/2013	mardi 15/01/2013	jeudi 13/12/2012
	jeudi 17/01/2013	mercredi 16/01/2013	mardi 18/12/2012
		jeudi 17/01/2013	mercredi 19/12/2012
			mercredi 16/01/2013
			jeudi 17/01/2013

Jours restants : nombre de jours EJP restants jusqu'au 31 mars 2013			
Zone Nord	Zone Provence, Alpes, Côte d'Azur	Zone Ouest	Zone Sud
18	17	16	14

Figura 24 – Calendário das datas em que foram declarados períodos críticos na opção “EJP”

Desde o seu início já participaram cerca de 400.000 clientes nas opções Tempo e EJP

[EFFLOCOM, 2004] reporta que, em média, os participantes na “Tempo tariff” reduziram o seu consumo diário em 15% nos dias brancos e 45% nos dias vermelhos, em comparação com os dias azuis. A Mudança de consumo de horas de cheia para horas de vazio foi 1,3 vezes superior em dias brancos face aos azuis e superior ainda nos dias vermelhos.

Um questionário avaliou o nível de satisfação dos clientes com os seguintes resultados:

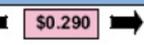
- 84% dos clientes ficaram satisfeitos
- 59% dos clientes reportaram poupanças (médios ou substanciais para 3/4)
- 53% consideraram a opção pouco ou não restritiva
- 87% compreenderam o princípio da tarifa muito bem

Opção “Residential Service Variable Option” da Gulf Power na Florida

A Gulf Power é uma empresa verticalmente integrada operando na Florida, EUA. A sua opção tarifária RSVP (Residential Service Variable Price) foi criada em formato piloto no final da década de 1990. Passados dois anos de avaliação foi generalizada. Desde esse momento já sofreu diversas alterações.

A RSVP é uma tarifa ToU com um quarto período pré-determinado, despoletado por condições de sistema determinadas pela empresa. Originalmente este período foi colocado a quase 3x o preço da

ponta normal.

Summer - Weekday									
Rate Option	Monthly Charge	AM				PM			
		3:00	6:00	9:00	Noon	3:00	6:00	9:00	
RS	\$ 8.07	\$0.057							
RST	\$11.10	\$0.027			\$0.104			\$0.027	
RSVP	\$12.60	\$0.035	\$0.046	\$0.093			\$0.046		
									

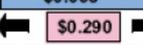
Winter - Weekday									
Rate Option	Monthly Charge	AM				PM			
		3:00	6:00	9:00	Noon	3:00	6:00	9:00	
RS	\$ 8.07	\$0.057							
RST	\$11.10	\$0.027	\$0.104	\$0.027			\$0.104		
RSVP	\$12.60	\$0.035	\$0.093		\$0.046				
									

Figura 25 – Exemplo das tarifas originais RSVP junto de outras opções da Gulf Power

Os contadores usados nesta tarifa têm quatro registos e um sinal unidireccional é enviado para o contador activar o quarto registador. Quando o período crítico acaba o contador volta a registar a utilização no registador associado ao período da tarifa ToU aplicável.

Um painel de controlo na residência do cliente alerta para a ocorrência de um período crítico. Este painel permite também comunicar com um ou mais aparelhos que podem ser pré-programados de forma a reduzir certas cargas durante o período crítico. As principais cargas controladas são termoacumuladores de água, ar condicionado ou bombas de piscina. O cliente pode sempre actuar manualmente sobre o painel de controlo para anular a programação de base.

O painel de controlo é instalado pela empresa, sem custo inicial para o cliente. Ao contrário de outros programas, a RSVP não só não oferece nenhum incentivo extra à participação como inclui um pagamento fixo mensal de 4,53\$ associado à participação. A Gulf Power justifica esta parcela fixa como um meio de cobrir parcialmente (60%) a despesa com o equipamento. Os clientes não parecem considerar esta parcela fixa uma barreira à participação, reportam que os benefícios que recebem em termos de automação e gestão de energia superam este custo.

A participação na RSVP envolve:

- 1) Uma combinação de tarifa ToU e CPP
- 2) Um contador com diferentes registos de contagem e recepção de sinal
- 3) Um painel de controlo com lógica programável
- 4) Comunicações entre os sistemas da *utility* e o painel de controlo/contador do participante

A CPP tinha as seguintes características:

- O período crítico podia ser invocado pela *utility* sem qualquer critério específico, mas tipicamente de acordo com as seguintes condições:
 - Previsão de temperatura na região acima de 95°F ou inferior a 32°F
 - Preços acima de determinados padrões
 - Previsões de ponta de consumo acima de determinados padrões
- A duração do período crítico podia ser entre 1 e 2 horas
- A duração total dos períodos críticos não podia exceder 87 horas anuais
- O número de períodos críticos não podia exceder 1 por dia e 4 por semana

Não havia condições de potência mínimas para a participação mas os clientes tinham de ter ar condicionado central e aquecimentos compatíveis com o painel de controlo.

A Gulf Power reporta uma redução de consumo de 41% durante o período crítico e 22% durante o período de cheia.

RTP na Georgia Power para clientes industriais

De todos os programas de RTP existentes nos EUA, o da Georgia Power Company (GPC) é o maior e mais bem-sucedido. Começou nos anos 1980 e actualmente existem diversas opções RTP e de gestão de risco. Cerca de 5.000 MW estão associados a estes programas.

O programa mais popular intitula-se **RTP-DA-2**:

Destina-se a clientes comerciais e industriais com uma potência de pico mínima de 250kW

A tarifa tem duas partes:

- Inclui um preço base associado a um perfil de carga (CBL - Customer Baseline), determinado pelo histórico do cliente
- A segunda parte da tarifa é baseada em desvios à CBL, cobrados a preços RTP horários. Estes preços são baseados nos custos marginais horários previstos pela GPC mais uma margem de risco
- É cobrado um custo fixo de 155\$/mês a clientes com mais de 1.000kW e 175\$/mês a clientes com menos de 1.000kW para cobrir os custos de facturação, administrativos e comunicação (incluindo website)

Os preços RTP são calculados no dia anterior e são comunicados 24 preços horários aos clientes cerca das 16:00 do dia anterior.

Desvios de redução de consumo face à CBL são creditados ao cliente ao preço RTP associado à hora correspondente.

O programa **RTP-HA-2** é muito semelhante ao anterior mas os preços RTP são transmitidos numa base horária:

- Está disponível a clientes com potência de ponta superior a 5.000kW. Apenas alguns clientes muito grandes participam neste programa. Em geral estes são os clientes que apresentam maior resposta ao preço.
- Os preços são comunicados com 70min de avanço por intermédio de um servidor dedicado
- Existe um custo fixo de 850\$/mês para cobrir os custos de facturação, administrativos e comunicação

Diversos produtos de protecção dos preços estão também disponíveis para os clientes poderem gerir a sua exposição ao preço.

A GPC tem realizado estudos sobre a resposta dos clientes aos sinais de preço com os seguintes resultados:

- Elasticidades muito variáveis, sobretudo entre tipos de cliente (ex: têxteis, escritórios, mercearias)
- Tipicamente, uma fracção reduzida de clientes apresenta uma elasticidade extrema, com os resultados a variar entre -0,1 a -0,25
- Uma grande parte dos clientes é muito pouco flexível
- Os maiores clientes, do programa RTP-HA-2 têm elasticidades desde -0,2 a -0,28 a preços de 1\$/kWh ou mais

A GPC reporta uma redução de 5% da sua ponta do sistema graças a estes programas. Ao fim de uma década a GPC reporta que 500MW de redução da sua ponta de consumo é devida aos programas de RTP, o que significa que não tem de adquirir turbinas ou contratos para cobrir esta ponta.

4 Considerações sobre a potencial aplicação à EDP Distribuição

4.1 Caracterização do contexto

Estrutura tarifária

Portugal tem vários tipos de opções tarifárias, aplicáveis a diferentes tipos de clientes, que são predominantemente binómias e ToU, as quais já incentivam a deslocação de consumos para fora da ponta.

Tal como já foi referido, as tarifas existentes, do tipo ToU, não permitem uma diferenciação de preço tão significativa como a que é possível com esquemas de tarifas dinâmicas.

Segundo os estudos analisados, o potencial de redução do consumo em horas de ponta é superior em esquemas de tarifas dinâmicas:

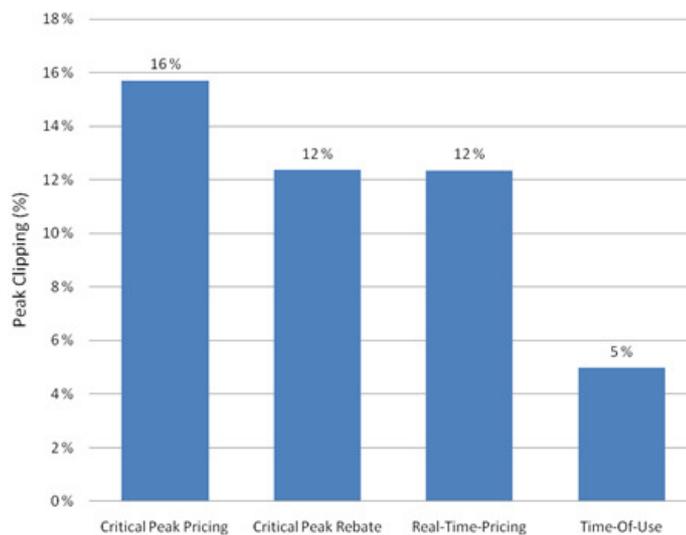


Figura 26 – Redução da ponta em diferentes tipos de tarifas [Vaasaett, 2011]

No entanto, a introdução de tarifas dinâmicas conduz também a custos e investimentos adicionais, pelo que a sua introdução deve ser precedida de uma cuidadosa análise de custos e benefícios. O sucesso da sua aplicação depende também de uma adequada informação aos consumidores e de uma coordenação efetiva em ambientes de separação de atividades como o que existe em Portugal

Separação de actividades

Em Portugal existe separação das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização. A tarifa de acesso às redes é aplicada pelo ORD aos comercializadores e não directamente aos clientes finais.

4.2 Caracterização da procura

A ponta pode ocorrer em momentos diferentes conforme a região do País

A procura de eletricidade flutua ao longo do tempo em resposta aos níveis de atividade económica e doméstica e ainda a ciclos sazonais. Também pode sofrer um grande impacto com a variação da temperatura, devido à utilização de aparelhos de ar condicionado durante o verão e, mais importante, aquecimento no inverno.

O gráfico da Figura 27 ilustra as variações nas pontas diárias observadas durante dois meses de inverno (Janeiro e Fevereiro) na rede da EDP Distribuição e em diferentes DRCs (Direcção de Redes e Clientes) em 2011.

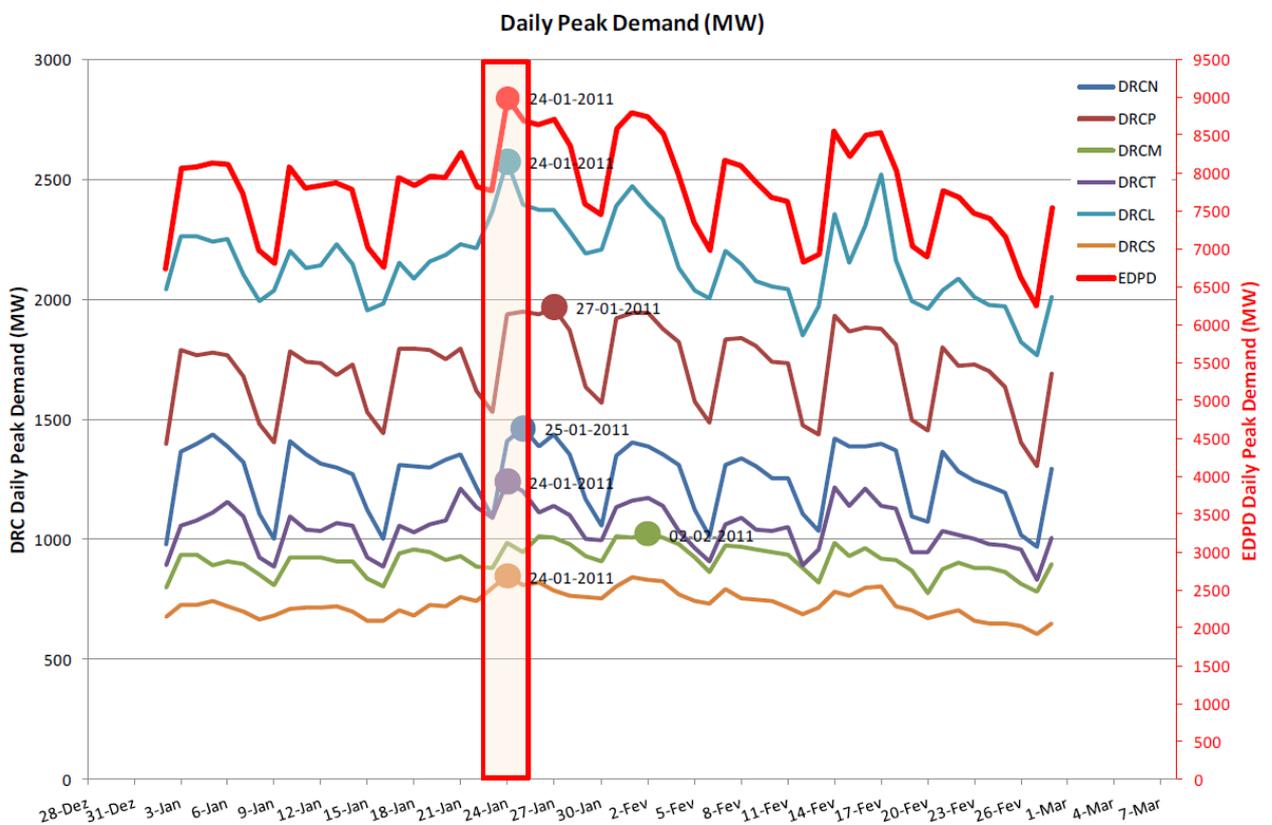


Figura 27 – Evolução das pontas máximas diárias em 2011

O gráfico da Figura 28 mostra os diagramas de carga no dia da ponta de inverno:

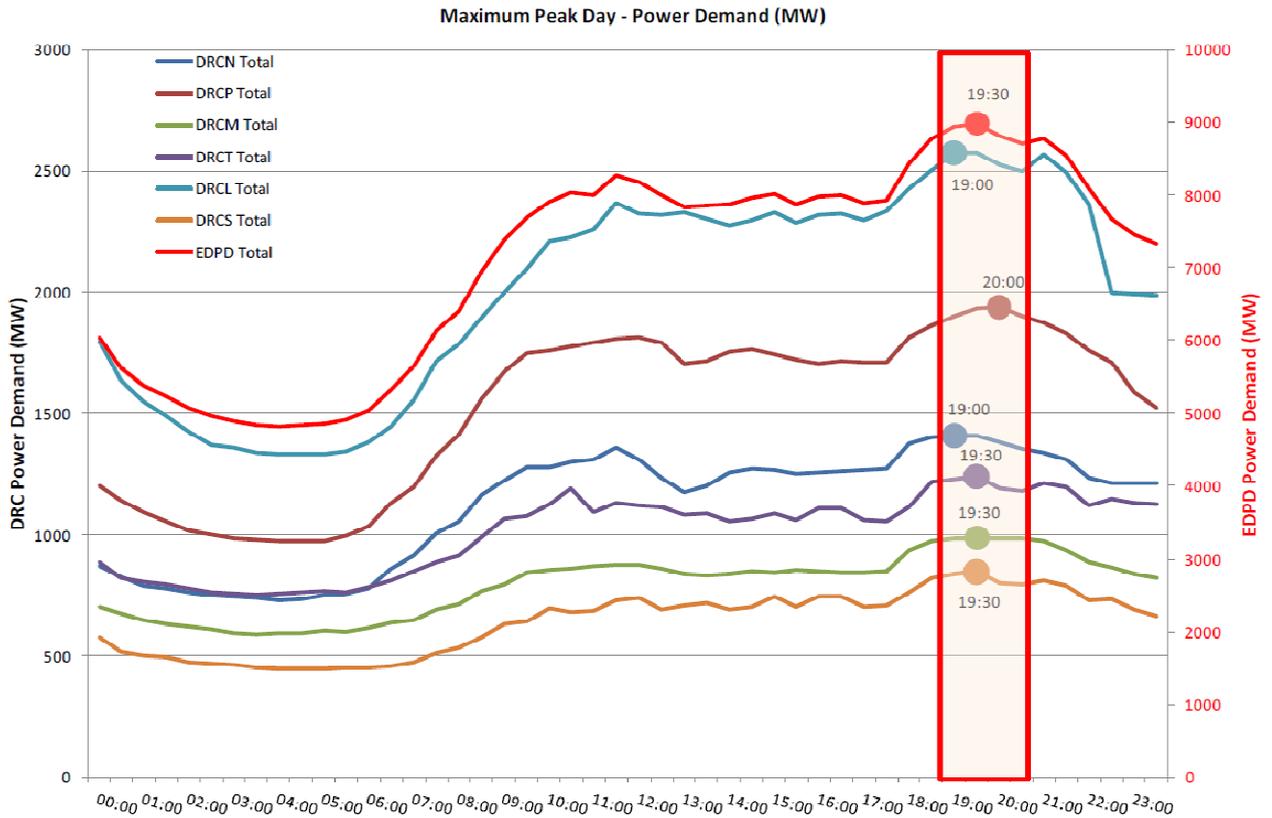


Figura 28 - Dia da ponta de inverno

Os dias e horas críticos de procura podem não ser os mesmos ao nível global da EDPD e ao nível de algumas DRCs.

Em 2011, a ponta máxima na rede da EDPD ocorreu no inverno, num dia de trabalho (Segunda-feira, 24 de Janeiro). No inverno, o dia com valor de ponta mais elevado na DRC Lisboa, Sul e Tejo é coincidente com o dia com valor de ponta mais elevado na rede de distribuição da EDPD. No entanto, é possível observar que o mesmo não ocorre em outras DRCs, já que este dia com o valor de ponta mais elevado na DRC Norte, Porto e Mondego ocorreu em 25 de Janeiro, 27 de Janeiro e 2 de Fevereiro, respectivamente.

Adicionalmente é de notar que o pico anual da DRC Sul ocorreu não no inverno mas em Julho.

A temperatura tem impacto na procura de electricidade

A procura de electricidade é moldada por factores meteorológicos, tais como nebulosidade (que impacta nas necessidades de iluminação, e em alguns casos no aquecimento), temperatura exterior no verão (ar condicionado) e, mais importante, temperaturas exteriores no inverno (aquecimento elétrico). A Figura 29 ilustra a relação entre a ponta na rede da EDPD e a variação média diária da temperatura.

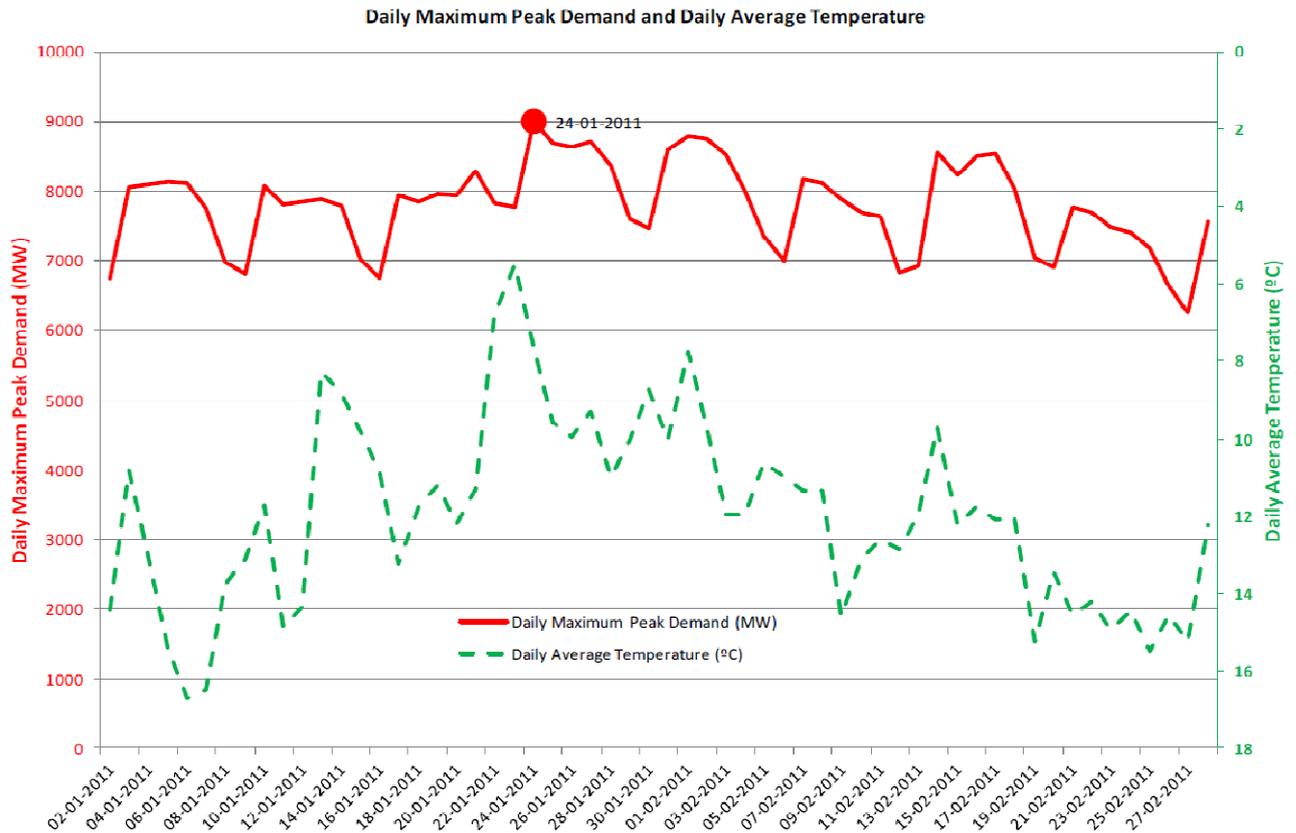


Figura 29 - Ponta máxima diária da EDPD e temperatura média

Os dias críticos a nível nacional ocorrem entre Dezembro e Março, exceto no Sul, mas não em dias coincidentes de ano para ano

É possível visualizar um alto grau de correlação entre a procura em horas de ponta e a temperatura média nas diferentes estações. A Figura 30 mostra o perfil da temperatura média ao longo do ano 2010, 2011 e 2012 e o perfil normal da temperatura.

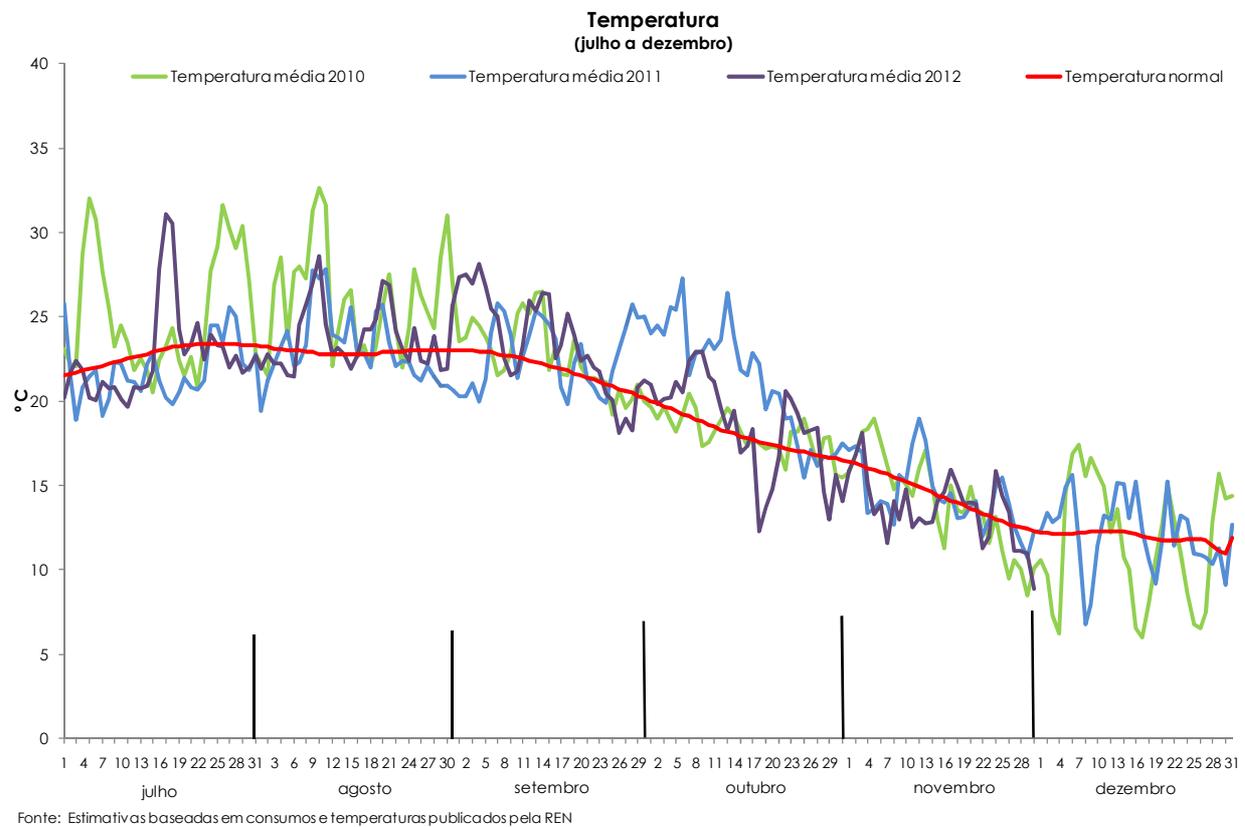
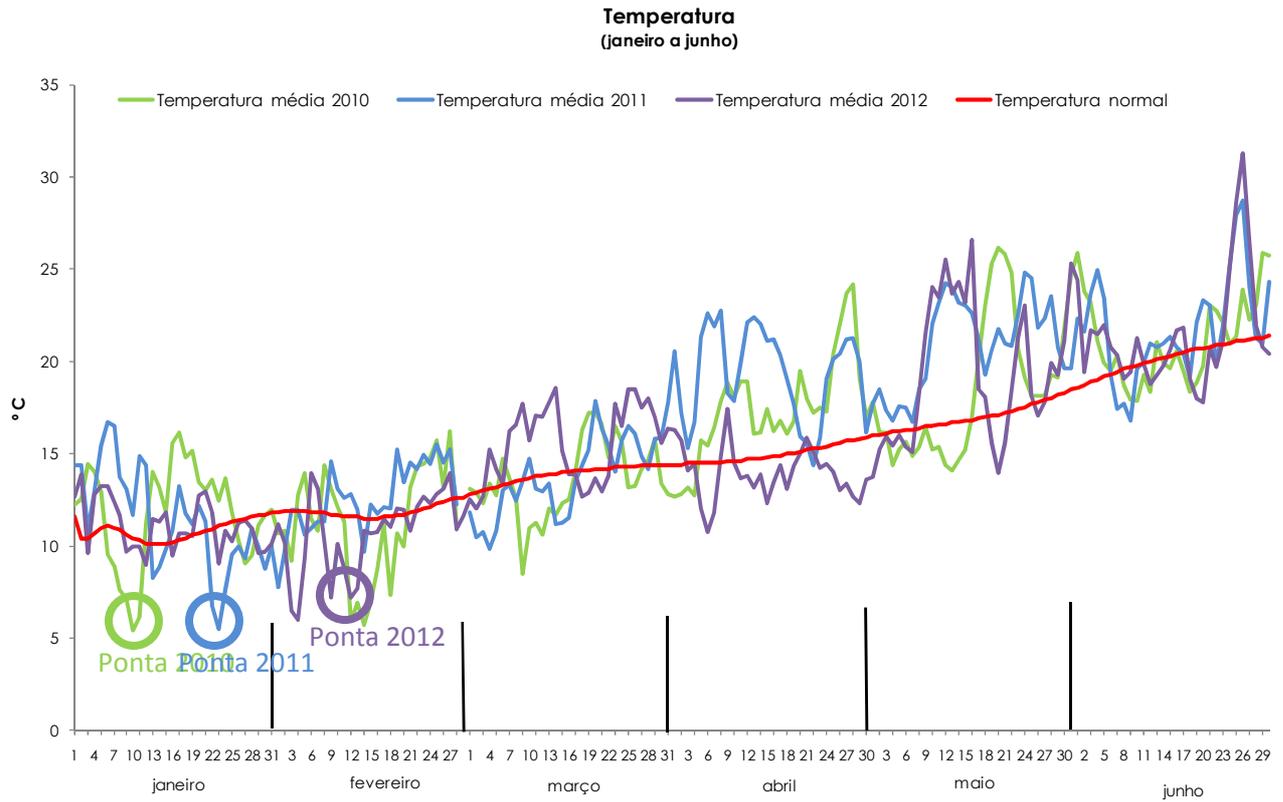


Figura 30 – Evolução da temperatura média diária em 2010, 2011 e 2012

Como esperado, a média diária da temperatura aumenta entre Janeiro e Agosto, e depois diminui até Dezembro. Tipicamente, as gamas de temperatura num dia normal são entre os 10°C e os 25°C.

Os picos anuais de consumo são tipicamente coincidentes com picos de frio. Como se pode ver na figura acima os dias de frio abaixo de, por exemplo, 8°C ocorrem tipicamente entre Dezembro e Março mas não em dias ou semanas coincidentes.

A figura seguinte apresenta a distribuição das pontas máximas diárias na rede de distribuição, segmentadas por mês:

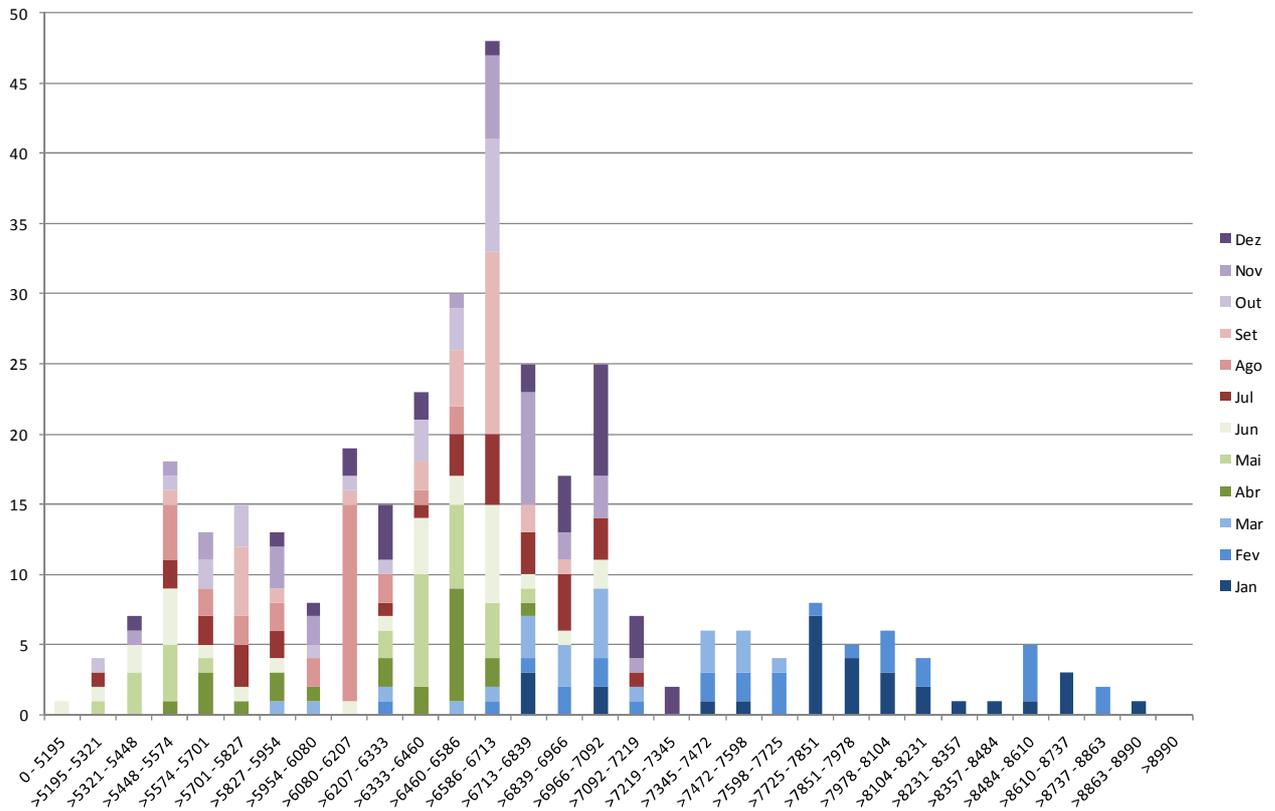


Figura 31 – Histograma – Pontas máximas diárias na EDPD em 2011 (MW)

Como se pode observar, existem vários valores de consumo de elevada potência, que apenas ocorrem em alguns dias do ano, em particular entre Janeiro e Março.

Número de períodos críticos

O gráfico da Figura 65 mostra a frequência cumulativa das pontas máximas diárias em 2011.

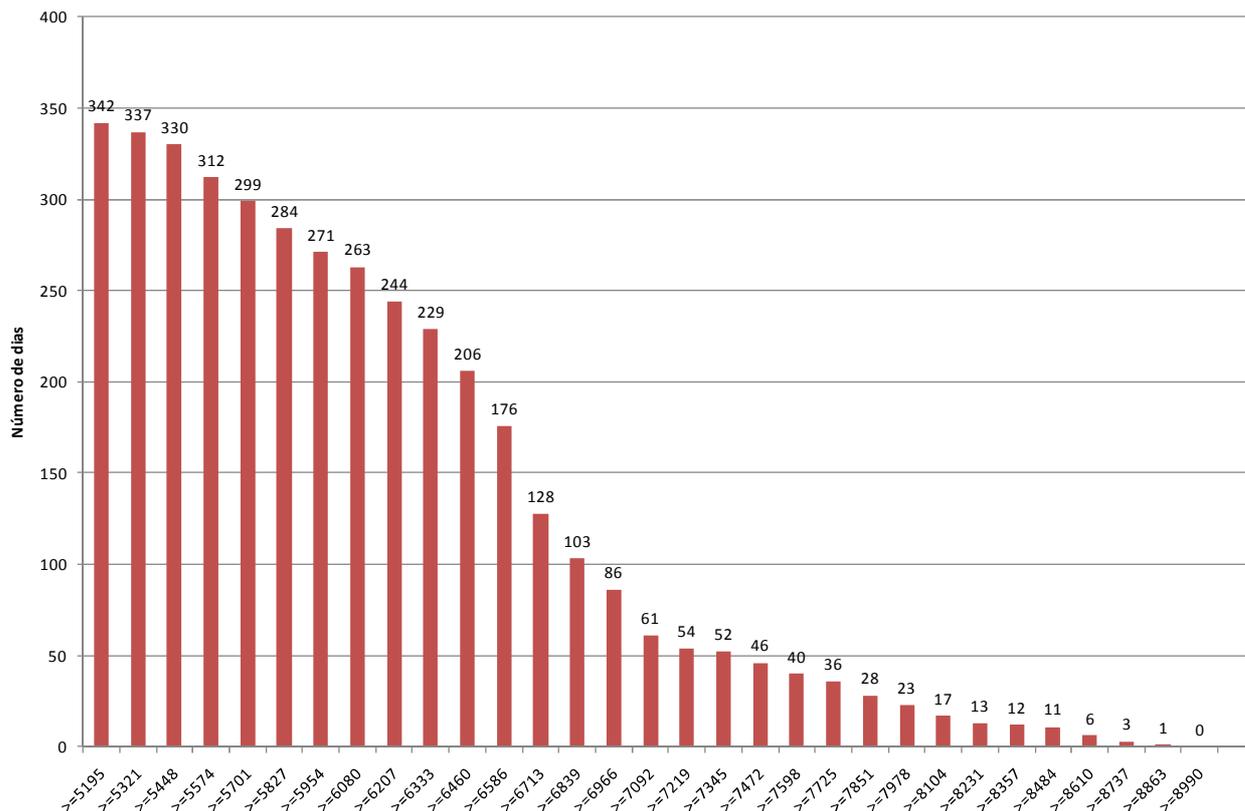


Figura 32 – Frequência cumulativa – Pontas máximas diárias na EDPD em 2011 (MW)

A procura de eletricidade no sistema de distribuição foi maior ou igual do que 8104 MW em 17 dias, o que significa que a procura de eletricidade atingiu 90% do valor máximo atingido no ano (8990 MW) apenas em 5% do tempo em 2011. A Figura 33 mostra os 17 dias críticos e o tempo de ocorrência das pontas assim como a temperatura média para cada dia.

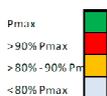
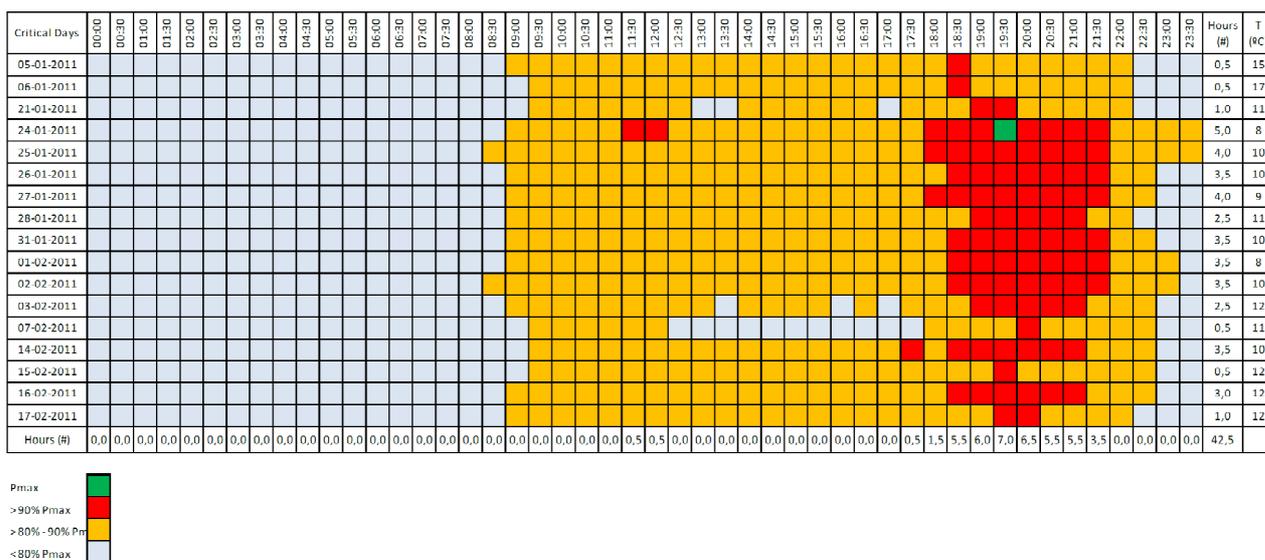


Figura 33 – Pontas máximas na EDPD – Dias críticos em 2011

A ponta máxima anual ocorreu entre às 19:30 do dia 24 de Janeiro e a temperatura média era de 8°C o que corresponde a temperatura média mais baixa medida nestes dias críticos. Durante este dia, a

procura de eletricidade foi acima de 90% do máximo de ponta durante 5 horas, 1 hora de manhã e 4 horas à noite. Analisando os perfis destes 17 dias críticos é possível concluir que as pontas críticas ocorrem na maioria entre as 18:00 e as 22:00. No total, estes 17 dias críticos correspondem a 42,5 horas críticas.

4.3 Contadores existentes

Considerando a estrutura de consumo em Portugal, é claro que os clientes dos níveis de tensão mais elevados são responsáveis por uma significativa parte do consumo. Estes clientes estão, em princípio, mais preparados para aderirem às iniciativas das tarifas dinâmicas, visto que estão habituados a trabalhar com estruturas de tarifas mais complexas, além de que têm sistemas de medição mais evoluídos.

Atualmente, existe apenas telecontagem em AT, MT e BTE. Como foi visto no capítulo anterior, estes são apenas uma pequena parte dos clientes da EDP Distribuição. De uma perspectiva de capacidade de medição, estes parecem ser bons candidatos para a aplicação de CPP, visto que é possível obter e processar as leituras a cada 15 minutos, excepto no caso dos clientes BTE, em que o processo é feito por períodos agregados de acordo com as definições das tarifas ToU.

Em Portugal, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados - Portugal Continental estipula que é obrigatório que os contadores estejam equipados com um visor que mostre os valores das quantidades utilizados para efeitos de faturação. Os contadores atualmente instalados em AT e MT são capazes de mostrar a energia medida em cada período do uso da tarifa (ToU) (i.e. mostra a energia consumida e o período da ToU desse momento). Os contadores atuais não são capazes de identificar dinamicamente uma determinada hora, ou definir determinadas horas como críticas, visto que esta definição não é conhecida antecipadamente.

Apesar das tarifas de acesso terem um peso mais pequeno no total da fatura dos clientes MAT, AT e MT, o seu elevado consumo energético e capacidades de contagem já existentes parecem indicar que seja relevante estudar qual é o potencial de variação do consumo entre a ponta e fora de ponta nas diferentes indústrias.

4.4 Peso das redes nos preços dos clientes finais

As redes têm um peso relativamente baixo no total do custo da energia dos clientes, em especial nos clientes com níveis de tensão mais elevados. Isto pode ser verificado, por exemplo, pela análise dos preços do Comercializador de Último Recurso:

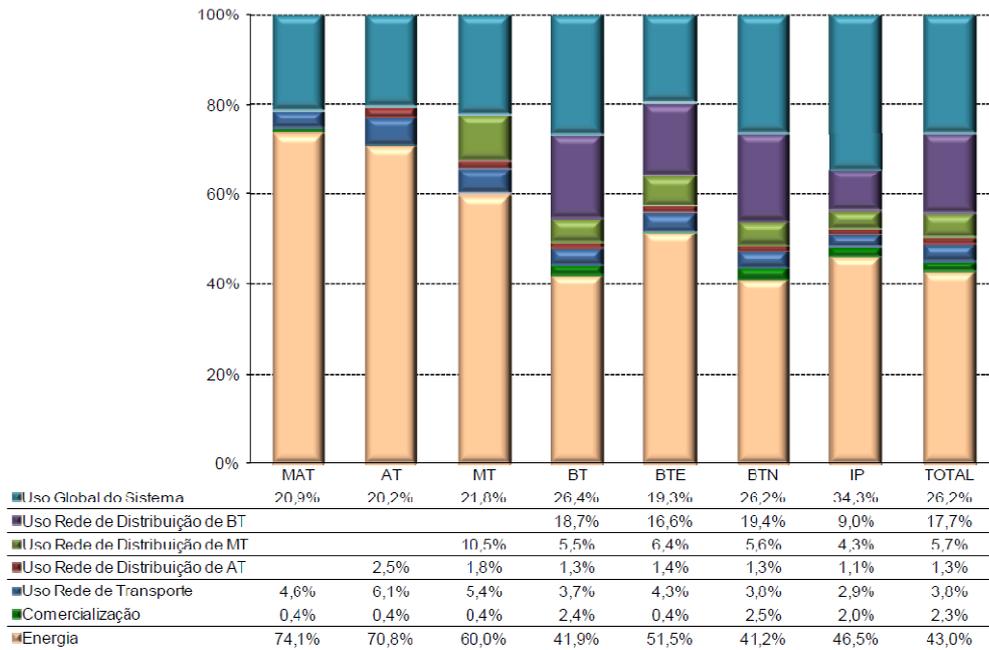


Figura 34 – Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012

Para além disso é de notar que **o peso da tarifa UGS é bastante significativo** nos preços das tarifas de acesso às redes (a qual inclui, maioritariamente, Custos de Interesse Económico Geral):

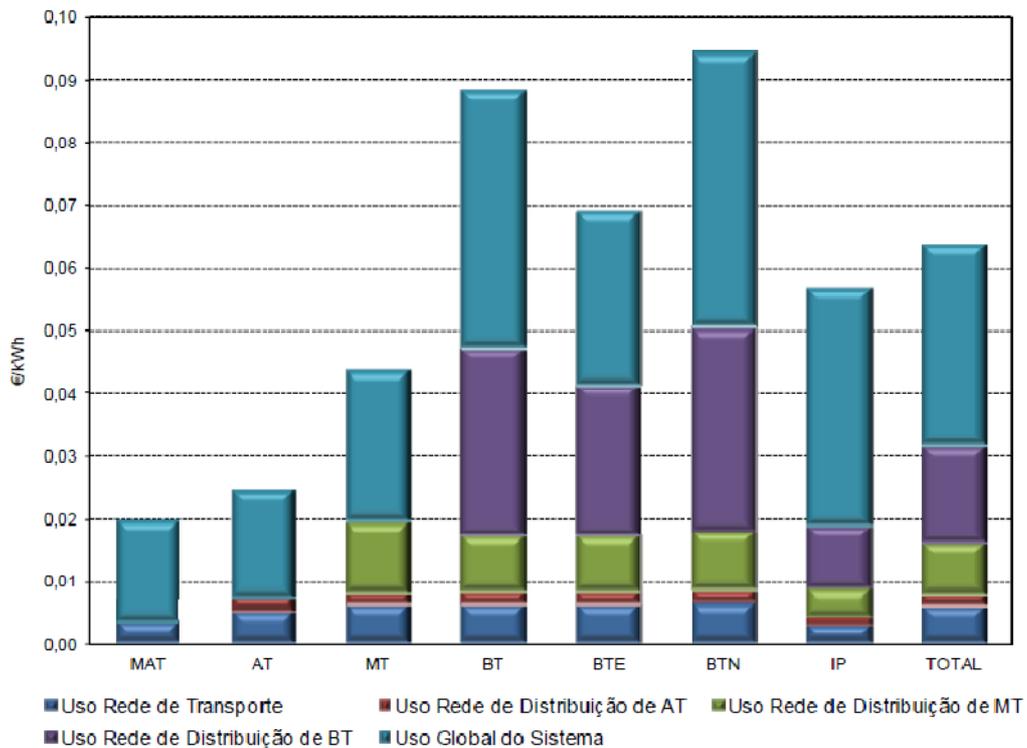


Figura 35 – Preço médio das tarifas de acesso às redes em 2012, decomposto por actividade

4.5 Custos a considerar

Do ponto de vista do ORD, os maiores custos a considerar com a implementação das tarifas dinâmicas são:

- Contadores;
- Telecontagem;
- Sistemas de informação;
- Faturação;
- Marketing;
- Formação.

Contadores

Os Operadores das Redes em Portugal já utilizam atualmente soluções de telecontagem para monitorizar o consumo dos clientes em AT, MT e BTE. Existe ainda a intenção de instalar sistemas mais avançados de contagem nos clientes de BTN. No entanto, é de notar que os níveis de tensão mais elevados representam a maior parte do consumo de energia, e os clientes de BTN representam o maior número de contadores instalados. Assim, qualquer implementação das tarifas dinâmicas deverá ter em consideração estes fatores, sendo que os clientes com níveis de tensão mais elevados, serão preferencialmente escolhidos para o início desta implementação, podendo-se evitar custos desnecessários com contagens que são dos principais obstáculos para o sucesso destas iniciativas. Em muitos projetos piloto já iniciados, observa-se que o investimento em infraestruturas de contagens para a implementação de tarifas dinâmicas pode chegar a 50% dos custos, dependendo do tipo de tarifa adotada.

A extensão de preços dinâmicos aos clientes de BTN implicaria um grande investimento em infraestruturas. Baseado no estudo recente de análise custo benefício dos contadores inteligentes, os custos unitários por contador inteligente podem ser cerca de 50 €, os custos de instalação podem chegar aos 20 € por contador e devem ainda ser tidos em conta os custos de substituição de contadores ainda não totalmente amortizados.

Telecontagem

Deve ser tido em consideração o aumento dos custos do ORD com telecomunicações. Mesmo que as tarifas dinâmicas sejam implementadas apenas a clientes já com telecontagem, é expectável que haja um aumento de fluxo de dados, devido aos períodos tarifários dinâmicos e à possível implementação de mais tarifas.

Sistemas de informação

Se ambos os contadores e a telecontagem representam uma grande parte dos custos marginais, os

sistemas de informação centrais são igualmente importantes no fator custo. Na realidade, uma análise mais aprofundada e uma visão mais realista das curvas de carga vão necessitar de Sistemas de Gestão de Energia (EDM) que deverão ser integrados com os *softwares* de telecontagem. Um EDM permite a criação de várias tarifas e períodos tarifários ajustados a diferentes curvas de carga, identificando períodos de ponta e oportunidades de poupanças no consumo. Pode, por exemplo, mostrar consumo em tempo real numa aplicação ‘web’ ou num sistema em casa desenhado para esse efeito, permitindo acompanhar a evolução da faturação.

Pode haver a necessidade de atualizar a estrutura de ‘hardware’, devido à necessidade de mais capacidade de processamento e armazenamento.

O *contact center* terá custos acrescidos para lidar com os contactos de uma grande quantidade de clientes e para melhorar a integração da comunicação entre os vários canais (SMS, e-mail, IVR, telefone e portal Web).

Custos de faturação

Juntamente com os custos para reformular os sistemas de faturação, também os custos com a emissão de faturas aos clientes irá aumentar também. A fatura irá necessariamente conter mais informação e páginas extra terão que ser impressas. Desta forma, é previsível um aumento dos custos para o processo de redesenho da faturação, a impressão, acabamento e envio.

A par de outros custos associados com a faturação, alguns casos de estudo sublinham o gasto com providenciar relatórios periódicos do uso da energia, enviados com faturas de eletricidade cíclicas apresentando o consumo do cliente dia a dia. Estes alertas são desenhados para realçar oportunidades poupança dependendo da altura do ano ou dos diagramas de consumo, eletrodomésticos existentes, etc.

Marketing

De forma a informar os clientes da existência de novas iniciativas de preços encontra-se nas experiências internacionais o recurso a diversos métodos de comunicação, tais como documentos, publicidade directa (anúncios impressos e TV ou mails/cartas directos para os clientes) e indirecta (ex: publicidade em eventos), bem como redes sociais.

Digno de nota, foram aplicados em diversos projetos piloto de CPP pagamentos de incentivos incluídos nos custos dos programas. Esses incentivos eram dados com o intuito de envolver um grande número de clientes aos planos. No entanto, muitos investigadores apontaram que o pagamento de incentivos não eram um fator a ter em conta quando se analisa o efeito dos preços, já que devem ser considerados como externalidades fixas. Qualquer poupança ou perda devido a preços, não muda o fato de terem sido entregues incentivos, portanto os clientes estão igualmente motivados para a redução do consumo nas horas de ponta, quer tenham recebido incentivos ou não.

Formação

Finalmente, há custos de formação que devem ser considerados, mas também formação do pessoal do ORD. Pessoas envolvidas em atividades comerciais, *contact centers* e equipas operacionais que

lidem diretamente com clientes devem ter formação sobre tarifas dinâmicas.

4.6 Questões regulatórias

A adoção das tarifas dinâmicas, tal como o Critical Peak Pricing (CPP) envolve um grande número de implicações regulatórias que devem ser consideradas no preço do acesso às redes. Essas implicações regulatórias incluem diferenciação geográfica, segmentação dos clientes, interação entre ORD-Comercializadores-Clientes, risco em relação à faturação e cobertura dos custos do ORD. Cada um destes temas é discutido em maior detalhe nas secções seguintes.

4.6.1 Diferenciação geográfica

Em Portugal, as tarifas de acesso às redes são uniformes a todo o país. No entanto, o facto de não existir diferenciação geográfica nas tarifas pode distorcer a alocação de custos a alguns clientes da rede. Esta característica introduz distorções económicas na alocação dos custos dos acessos, já que os acessos às redes em algumas regiões são subsidiados pelos consumidores de outras regiões.

A adoção de tarifas dinâmicas tais como as CPP pode levantar questões sobre tarifas com diferenciação geográfica. As pontas de consumo e o tempo e duração dessas pontas pode variar por região e de acordo com condições locais.

Assim, uma opção poderá ser optar por permitir que os eventos de CPP sejam classificados por região em vez de os aplicar a todo o país. Além disso, será mais fácil que os clientes aceitem a ocorrência de eventos de CPP se estes estiverem relacionados com circunstâncias claras em que o consumo de eletricidade seja mais extremo, tal como em dias de grande calor ou frio.

4.6.2 Segmentação dos clientes e opcionalidade das tarifas

Independentemente das tarifas dinâmicas serem oferecidas a apenas alguns segmentos de clientes, o desenho das tarifas de CPP pode ser diferente para diferentes categorias de clientes. Por exemplo, uma tarifa de CPP para grandes clientes pode ser concebida para ser aplicada um número de vezes por ano diferente da CPP para pequenos comerciantes e clientes domésticos.

As tarifas dinâmicas podem ser oferecidas como:

- Obrigatórias, aplicáveis a todos os clientes elegíveis
- Voluntárias, aplicáveis aos clientes que optarem por esta solução
- Por “defeito”, sendo aplicadas se o cliente não indicar explicitamente que não pretende esta opção (*Opt-out*).

Tarifas dinâmicas voluntárias maximizam a aceitação e evitam que o consumidor seja obrigado a usar uma tarifa que lhe poderá aumentar a faturação. No entanto, esta opção implica percentagens de adoção mais pequenas, particularmente em clientes que têm consumos mais elevados em períodos de pontas.

Tarifas dinâmicas obrigatórias maximizam a participação de clientes mas incluem clientes que, não

conseguindo alterar o seu perfil, poderão não beneficiar ou mesmo sair prejudicados com a aplicação destas tarifas. Pode ser argumentado que tarifas dinâmicas obrigatórias podem ser punitivas e podem não resultar em reduções de consumo significativas para as categorias de clientes que não têm possibilidade de reduzir ou alterar o seu diagrama de cargas.

4.6.3 Interação ORD – Comercializador – Cliente

Em Portugal Continental a produção, as redes de transporte e distribuição e a comercialização são geridas de forma independente por entidades legalmente separadas.

As tarifas de acesso à rede são aplicadas pelo ORD aos comercializadores, os quais deverão posteriormente reflectir esse custo nos clientes finais. Os comercializadores estão obrigados a informar os clientes sobre o valor dos acessos na fatura e a especificar a diferença entre o valor relativo ao uso da rede e o valor referente aos custos de interesse económico geral.

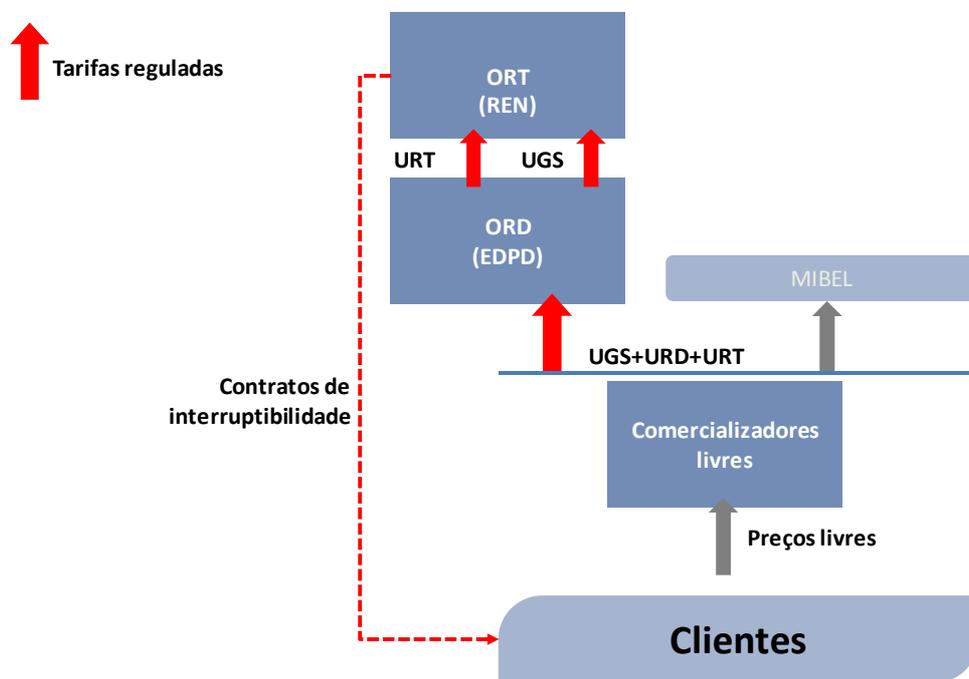


Figura 36 – Aplicação de preços no mercado de Portugal Continental.

Uma excepção ao esquema de aplicação de preços dominante em Portugal prende-se com o serviço de interruptibilidade, em que o ORT tem uma ligação comercial directa com os clientes participantes no serviço. Semelhantes a esta situação, alguns esquemas de PTR permitem um funcionamento em que pode haver interacção comercial de forma “independente” dos restantes preços do mercado. Não obstante é necessário considerar a possibilidade de ocorrerem conflitos de sinais de preços entre o “desconto” do PTR e o preço de energia oferecido pelo comercializador.

Considerando a liberdade de fixação de preços é de considerar a possibilidade de os comercializadores optarem por não reflectir as tarifas dinâmicas nos preços finais da electricidade. Em tal caso os clientes não levariam a cabo nenhuma acção baseada em sinais de preço. Ainda assim, é provável que os retalhistas façam os sinais de preço implícitos reflectir-se nas suas ofertas, de forma a minimizar riscos.

Considerando ainda o peso reduzido do custo das redes na fatura total dos clientes, tal como

apresentado anteriormente, é importante considerar se a solução a adoptar na aplicação de tarifas dinâmicas não deverá contemplar mecanismos que permitam capturar também os benefícios destes esquemas tarifários associados ao mercado grossista e capacidade de produção.

A Figura 37 – Opções de aplicação das tarifas dinâmicas para o acesso às redes mostra as principais opções para introduzir tarifas dinâmicas nas tarifas da rede de distribuição e as respectivas interações entre ORD, comercializadores e clientes:

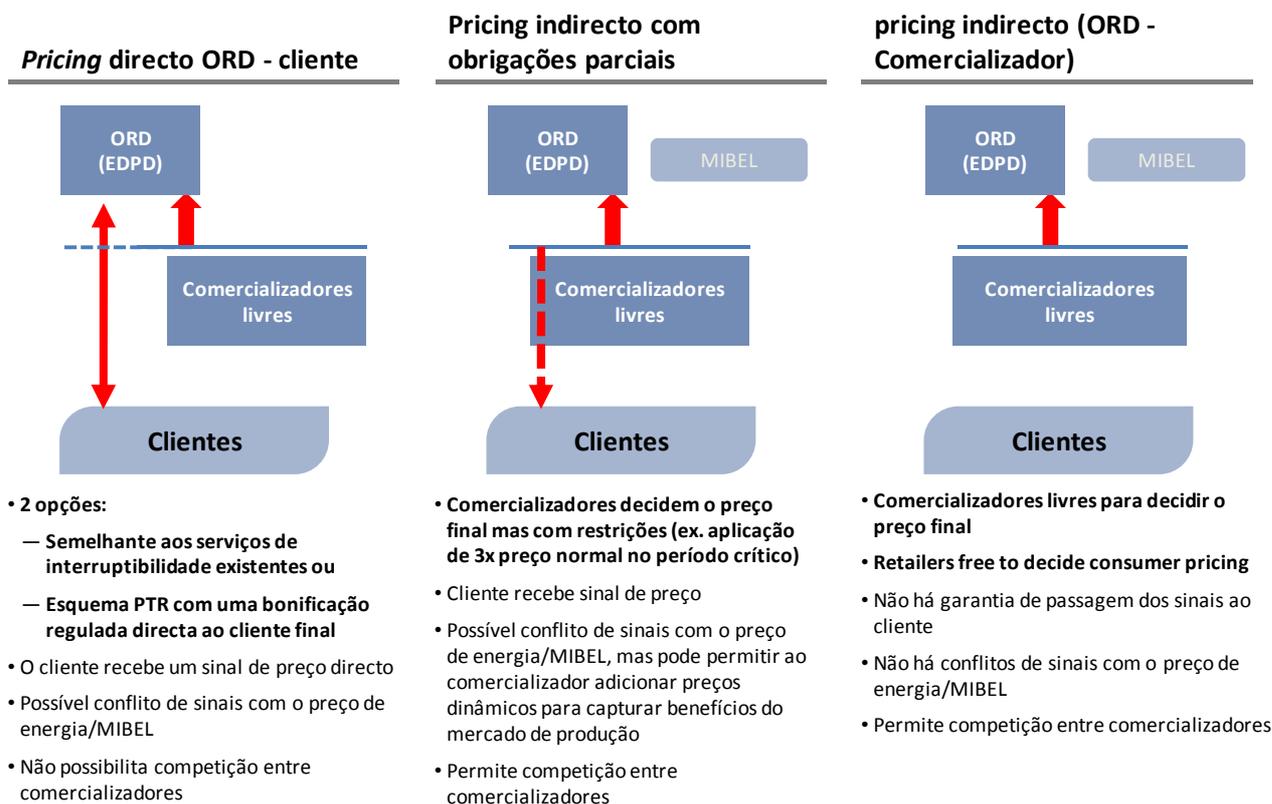


Figura 37 – Opções de aplicação das tarifas dinâmicas para o acesso às redes

- **Opção 1:** O ORD cobraria directamente ao consumidor; Esta opção seria semelhante ao que acontece actualmente com os serviços de interruptibilidade
- **Opção 2:** O Comercializador definiria os preços para o consumidor, mas sujeitos a certas obrigações, fazendo com que as tarifas dinâmicas se reflectissem de forma consideravelmente directa nos preços finais; um exemplo seria que o contrato obrigasse o comercializador a aplicar no preço final o mesmo rácio aplicado nas tarifas de rede durante o período crítico. Esta opção poderia incluir alguma liberdade de o comercializador aplicar preços dinâmicos aos seus clientes para capturar também benefícios do mercado grossista
- **Opção 3:** O comercializador estaria livre para definir preços finais sem qualquer obrigação sobre sinais de preços para o consumidor (semelhante ao que acontece actualmente).

Outra questão relaciona-se com a forma como os clientes seriam informados acerca dos eventos CPP: a introdução de tarifas de acesso implicariam a coordenação entre o ORD e o comercializador para determinar quando os eventos CPP deveriam ser desencadeados.

4.6.4 Risco para o ORD

Do ponto de vista do ORD é importante que a introdução de tarifas dinâmicas não se traduza em riscos adicionais, nomeadamente no que concerne à recuperação dos custos com a sua implementação e condução de experiências piloto.

5 Conclusões e próximos passos

Do estudo em causa, poderemos tirar as seguintes conclusões principais:

- A experiência internacional de aplicação de tarifas dinâmicas reside em tarifas destinadas a consumidores finais.
- A aplicação de tarifas dinâmicas tem sido predominantemente nos Estados Unidos da América.
- A justificação para a introdução de tarifas dinâmicas foi, na maior parte das situações, a aleatoriedade na procura de energia elétrica decorrente de aleatoriedades de origem climatérica, pretendendo-se um maior ajustamento dos preços aos custos.
- A aleatoriedade associada à produção distribuída de origem em fontes renováveis, designadamente energia eólica, é também referida como uma justificação para tarifas dinâmicas mas parece haver menos experiência da sua consideração efetiva.
- A realização de pilotos antes de uma aplicação mais generalizada de tarifas dinâmicas é aconselhável, permitindo testar e afinar as soluções mais adequadas. Podendo o levantamento das situações em todo o continente conduzir a diferenciações geográficas ao nível das tarifas de acesso, importa verificar até que ponto alguma diferenciação será justificável e aceitável no caso de tarifas dinâmicas. Permite também conhecer a reação dos comercializadores e clientes aos incentivos associados a tarifas dinâmicas.
- O sucesso da introdução de tarifas dinâmicas depende muito de uma adequada informação aos consumidores.
- Estando em causa a eventual introdução de tarifas dinâmicas ao nível das tarifas de acesso às redes, importa analisar e clarificar o relacionamento entre distribuidor-comercializador-consumidor (repercussão da tarifas no cliente final, ...).
- A introdução de tarifas dinâmicas conduz a custos/investimentos adicionais, designadamente em sistemas de informação, faturação e contadores.
- A introdução de tarifas dinâmicas ao nível do acesso às redes não se deve traduzir num acréscimo de risco de negócio para o operador das redes de distribuição.

Como fica patente, a experiência internacional não se verifica numa situação como a portuguesa onde há separação de atividades e se equaciona introduzir tarifas dinâmicas ao nível do acesso às redes. Acresce que a motivação principal nestas experiências internacionais parece residir mais nos custos de produção e, complementarmente, nos custos das redes. Importa pois analisar com mais detalhe custos e benefícios, objetivos e restrições.

Importa ainda ter em atenção que nos encontrarmos numa situação económica não favorável, com a procura de energia elétrica apresentando taxas de crescimento negativas podendo ser reduzidos os benefícios decorrentes da introdução de tarifas dinâmicas.

A eventual introdução de tarifas dinâmicas deve ser precedida de uma análise mais detalhada dos custos e benefícios, das questões regulatórias identificadas e precedida por experiências de pilotos em ambiente controlado.

6 Referências úteis e bibliografia

- "Charging for distribution *utility* services: Issues in rate design", Frederick Weston, Dec 2000
- "Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets", Severin Borenstein, Michael Jaske, and Arthur Rosenfeld, Center for the Study of Energy Markets (CSEM), Oct 2002
- "Electricity Tariff Structure Review: International Comparisons: An Information Paper ", CER/04/101, Ireland, Mar 2004
- "Results from the EFFLOCOM Pilots", EFFLOCOM (Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets), Reported by VTT, June 2004
- "The Tempo Tariff", EDF R&D, EFFLOCOM Workshop, June 2004
- "Impact evaluation of the California Statewide Pricing Pilot", Charles River Associates, 2005
- "Primer on Demand-Side Management With an emphasis on price-responsive programs", prepared for the World Bank, Charles River Associates, Feb 2005
- "Long-Term Framework for Electricity Distribution Access Charges", Report Prepared for and Commissioned by Ofgem, University of Cambridge, Mar 2005
- "Applications of dynamic pricing in developing and emerging economies", prepared for the World Bank, Charles River Associates, May 2005
- "California Statewide Pricing Pilot – Lessons Learned", Demand Response Research Center, in NARUC Joint Meeting, 2006
- "Time-differentiated pricing and direct load control of residential electricity consumption", Torgeir Ericson, Statistics Norway, Research Department, 2006
- "Benefits of Demand Response in electricity Markets and Recommendations for Achieving them", U.S. DoE, February 2006
- "Demand Response: An Introduction – Overview of programs, technologies, and lessons learned", Rocky Mountain Institute, April 2006
- "Final Report for the myPower Pricing Segments Evaluation", to PSE&G, Summit Blue Consulting, December 2007
- "Evaluating investment deferral by incorporating distributed generation in distribution network planning ", Wang *et al.*, University of Edinburgh, 2008
- "Demand Side Management in Ireland – Evaluating the Energy Efficiency Opportunities", Sustainable Energy Ireland, Report by KEMA, January 2008
- "Cost Benefit Analysis of Smart Metering and Direct Load Control", Feb 2008, NERA Economic

Consulting, Report for the Ministerial Council on Energy

- "Impact of active demand response programs on distribution investment deferral", T., J. Renes, C. Mateo, , Working Paper IIT-08-005A, May 2008.
- "Evaluating Alternative Dynamic Pricing Designs", The Brattle Group, June, 2008
- ENTSO-E Consumption Data. Brüssel: www.entsoe.eu , 2009
- "Household response to Dynamic Pricing of electricity – A survey of the experimental evidence", Ahmad Faruqui and Sanem Sergici, January 2009
- "Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation, Torriti J, et al., Energy (2009), doi:10.1016/j.energy.2009.05.021
- "A National Assessment of Demand Response Potential", Federal Energy Regulatory Commission (FERC), June 2009
- "Network Pricing Models in Europe – From Normative Principles to Practical Issues", Petrov and Keller, Transmission & Distribution Europe 2009
- "Pricing models and mechanisms for the promotion of demand side Integration", VTT Research Report VTT-R-06388-09, Sep 2009
- "CL&P AMI and dynamic pricing deployment cost benefit analysis ", The Connecticut Light & Power Company, 2010, Docket No. 05-10-03RE01
- "Demand Response Workshop on tariffs for Energy Australia", KEMA, 2010
- "DOE Smart Grid Investment Grant Program: Dynamic Pricing & Consumer Behavior Studies", Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010
- "Load Impacts And Marketing Effectiveness from The Country's Largest Dynamic Pricing Program", Freeman, Suyllivan & Co., June 2010
- "The Impact of Dynamic Pricing on Low Income Customers", Institute of Electric Efficiency – IEE Whitepaper, September 2010
- "PowerCentsDC Program – Final Report", eMeter Strategic Consulting, December 2010
- "Dynamic Pricing and Its Discontents", The Brattle Group, 2011
- "Dynamic Pricing Evaluation for Washington", NARUC, Jan 2011
- "The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison; Short name: Empower Demand", Vaasaett, 2011
- "Missouri Statewide DSM Market Potential Study – Final Report", KEMA, Mar 2011

- "Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Eléctrico – Documento justificativo", ERSE, May 2011
- "Network tariff structures in Smart Grid Environment", VTT Research Report VTT-R-03173-11, May 2011
- "Regulamento Tarifário do Setor Eléctrico", ERSE, Jul 2011
- "Comunicado – Novos Regulamentos do Setor Eléctrico", ERSE, Jul 2011
- "Estrutura Tarifária do Setor Eléctrico em 2012", ERSE, Dec 2011
- "The Role of Behavioural Economics in Energy and Climate Policy", ESRC Electricity Policy Research Group, University of Cambridge, December 2011
- "Caracterização das Redes de Distribuição a 31.Dez.2012 – RARI v2", EDP, Dec 2011
- "CEER Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters", CEER, December 2011
- "Dynamic Pricing for Residential and Small C&I Customers", The Brattle Group, March 2012
- "Dynamic Pricing in a Moderate Climate: The Evidence from Connecticut", The Brattle Group, March 2012
- "The Discovery of Price Responsiveness – A Survey of Experiments involving Dynamic Pricing of Electricity", The Brattle Group, March 2012
- "ENERGYSENSE CPP Pilot Interim Evaluation Report", GDS Associates, Inc., May 2012
- "Time-Varying and Dynamic Rate Design", The Brattle Group, July 2012
- "Demand Side Response in the domestic sector – a literature review of major trials", Department of Energy and Climate Change (DEEC) UK, Aug 2012
- "Managing the Benefits and Costs of Dynamic Pricing in Australia", The Brattle Group, prepared for The Australian Energy Market Commission (AEMC), September 2012
- "Tutorial: Theory and Practice of Cost-Reflective Rates", The Brattle Group, November 2012
- "Implementation of Dynamic Pricing: Trends and Debates", The Brattle Group, November 2012
- "Effect of smart metering on electricity prices", European Parliament, Directorate-General for Internal Policies, 2012
- "Making the internal energy market work – COM(2012)663", European Commission, Nov 2012