

CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE

ESTUDO PREVISTO NA PORTARIA N.º 231/2013

Setembro 2014

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

SUMÁRIO EXECUTIVO	1
1 INTRODUÇÃO	9
2 CENÁRIOS SUBMETIDOS A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO	13
2.1 Pressupostos	13
2.2 Principais variáveis utilizadas para definição dos cenários	16
2.3 Funcionalidades dos contadores inteligentes	16
2.4 Comunicações	18
2.5 Acesso à informação disponibilizada pelos contadores inteligentes	19
2.6 Calendário de instalações dos contadores inteligentes	20
2.7 Fundos nacionais e/ou comunitários	21
2.8 Não duplicação dos efeitos com emissões de CO ₂	21
2.9 Cenários selecionados para submeter a análises custo-benefício	22
3 RESULTADOS DAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO	25
3.1 Descrição da metodologia utilizada	25
3.2 Custos e benefícios	26
3.2.1 Custos	26
3.2.2 Benefícios.....	29
3.3 Custos e benefícios não quantificados	35
3.4 Análise global dos cenários analisados	36
3.5 Análise do cenário mais favorável para a eletricidade – Cenário 2	42
3.5.1 Análise por agente da cadeia de valor.....	43
3.5.2 Análise dos itens de custo e benefício.....	44
4 IMPACTES DA INSTALAÇÃO DOS CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE	46
4.1 Impactes nos custos e proveitos do ORD.....	46
4.2 Impactes nas tarifas e faturas dos clientes em BTN.....	56
5 MODELOS ORGANIZATIVOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES	59
5.1 Modelos contagem de energia existentes na União Europeia.....	59
5.2 Modelos de implementação do <i>roll-out</i> de contadores inteligentes em Portugal.....	61
5.3 Identificação do modelo mais favorável para implementação de contadores inteligentes.....	64
6 PRINCIPAIS CONCLUSÕES	65

CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE

ESTUDO PREVISTO NA PORTARIA N.º 231/2013

6.1	Principais resultados	65
6.2	Variáveis determinantes	66
	ANEXOS	69
I.	Glossário e Siglas	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 - Estrutura simplificada de um sistema de contadores inteligentes.....	10
Figura 2-1 - Eletricidade: roll-out 1	20
Figura 3-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo.....	37
Figura 3-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo	38
Figura 3-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo	40
Figura 3-4 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo para os cenários comparativos de fundos de apoio	42
Figura 3-5 - VAL (M€) por agente da cadeia de valor.....	43
Figura 3-6 - VAL (M€) por item de custo e de benefício	44
Figura 3-7 - VAL (M€) por item de custo e de benefício e por agente de mercado.....	45
Figura 4-1 - Número de contadores inteligentes instalados anualmente.....	51
Figura 4-2 – Cash flows em função do recebimento de participações comunitárias.....	52
Figura 4-3 - Custos anuais com a instalação de contadores inteligentes.....	52
Figura 4-4 - Impacte anual no OPEX da instalação de contadores inteligentes.....	53
Figura 4-5 - Impacte anual no CAPEX da instalação de contadores inteligentes	54
Figura 4-6 - Impacte anual nos proveitos permitidos da instalação de contadores inteligentes	54
Figura 4-7 - Valor atual líquido dos fluxos futuros para efeitos de regulação.....	55
Figura 5-1 - Modelos de mercado de contagem	60

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Pressupostos considerados para a eletricidade	15
Quadro 3-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€2014) dos benefícios e custos.....	37
Quadro 3-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2014) dos benefícios e custos	38
Quadro 3-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€2014) dos benefícios e custos	40
Quadro 3-4 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€2014) dos benefícios e custos – Sem fundos de apoio.....	41
Quadro 4-1 - Aspectos com maior impacte na variação do OPEX.....	53
Quadro 4-2 - Impactes nas faturas de eletricidade H1 – participação 120 milhões de euros	57
Quadro 4-3 - Impactes nas faturas de eletricidade H2 – sem participação	57
Quadro 4-4 – Resumo impactes nas faturas de eletricidade.....	58

SUMÁRIO EXECUTIVO

A necessidade de avaliar a implementação de sistemas de contadores inteligentes assumiu grande prioridade com a publicação da Diretiva 2006/32/CE sobre eficiência energética e com a publicação da Diretiva 2009/72/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

As diretivas anteriormente mencionadas foram transpostas para a legislação nacional, estabelecendo-se nessa legislação que a ERSE apresentasse ao Governo, até 30 de junho de 2012, um Estudo que incluísse a avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, designadamente para operadores de rede, comercializadores e para os consumidores, bem como o modelo de sistema inteligente economicamente mais racional e o prazo para a sua instalação. Para o estudo de 2012, a ERSE decidiu recorrer ao apoio de um consultor especializado (KEMA) para elaborar o Estudo previsto na legislação.

Em 22 de julho de 2013 foi publicada a Portaria n.º 231/2013, daquela data, que veio estabelecer a necessidade da ERSE efetuar um estudo a cada dois anos, destinado a avaliar as condições económicas de instalação de contadores inteligentes no setor elétrico. O primeiro desses estudos deve ser apresentado pela ERSE até 31 de maio de 2014.

O preâmbulo da referida Portaria reconhece que decorre do estudo da ERSE em 2012 que a avaliação económica da instalação de contadores inteligentes no setor do gás natural é negativa, “razão pela qual não se prevê a sua introdução” num período temporal próximo. Reconhece ainda que as condições de variabilidade da avaliação económica efetuada para o setor elétrico, designadamente em perspetiva da “conjuntura económica e financeira do país”, aconselhavam uma avaliação continuada dos pressupostos seguidos no Estudo. Daqui decorre a necessidade do novo Estudo da ERSE versar tão somente sobre o setor elétrico.

Assim, o presente documento constitui o estudo da ERSE relativo à avaliação económica das condições de instalação de contadores inteligentes no setor elétrico, devendo ser perspetivado como uma atualização do modelo analítico seguido no estudo de 2012, uma vez acomodadas as adaptações necessárias por força do disposto na Portaria n.º 231/2013. Este estudo compreendeu uma recolha de informação de atualização para melhor adequar o estudo às condições atuais de mercado e enquadramento económico, bem como a verificação sistemática dos pressupostos utilizados e sua conformação com aquela realidade e com as disposições constantes da Portaria n.º 231/2013.

A apresentação dos resultados do presente estudo a consulta pública é efetuada nos termos em que foi feita em 2012, já que se mantém a metodologia de avaliação seguida em 2012. A caracterização de modelos de implementação efetuada em 2012 permanece, igualmente, válida, pelo que foi aqui retomada.

Importa reter que alguns dos aspetos que influem, com significância, na análise económica que se pretende efetuar não têm, no presente, a necessária robustez de informação que permita solidificar os

termos da sua inclusão no modelo analítico. É este o caso das perdas comerciais, para as quais a evolução recente do mercado elétrico não permite estabilizar a sua valorização para efeitos desta análise. Importa, todavia, reter que a falha de robustez não se prende com o seu tratamento no próprio modelo analítico, mas sim com a menor certeza quanto ao valor considerado para a análise. Foi considerada, em todo o caso, a melhor informação disponível à data da elaboração da análise custo-benefício, sendo que, no caso específico das perdas comerciais se considerou um valor de referência de 2%, dentro de uma banda de variação entre 0,8% e 4%.

À semelhança do estudo de 2012, a realização das análises custo-benefício assentou num conjunto de pressupostos definidos pela ERSE. Os principais pressupostos assumidos foram os seguintes:

- As análises custo-benefício são efetuadas a preços correntes. No período 2014 a 2018 foram considerados os valores constantes do Documento de Estratégia Orçamental para esse horizonte temporal, publicado pelo Ministério das Finanças em abril de 2014, tendo por referência o deflator do PIB. Em 2015 considerou-se um valor de 0,9%, em 2016 de 1,7% e nos anos seguintes um valor constante de 1,8%.
- O valor central para a taxa de desconto utilizada no cálculo do Valor Atual Líquido (VAL) dos cenários analisados foi de 9,5% (taxa nominal).
- Os preços de energia elétrica, comercialização e acesso às redes foram calculados a partir das tarifas aprovadas pela ERSE para 2014 (BTN), atualizados para os anos seguintes pelas taxas de inflação referidas.
- Para os contadores inteligentes foi considerado um tempo de vida útil e um período de amortização de 15 anos. Para os equipamentos e infraestruturas de comunicações foi considerado um período de vida útil e um período de amortização de 10 anos.
- Foi considerado que o consumo de eletricidade e a ponta máxima do sistema evoluem a taxas anuais de, respetivamente, 0,9% e 0,7%, que correspondem em ambos os casos ao valor médio inscrito nos cenários de investimento das redes constantes do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) 2015-2020, que constituiu o documento com a mais recente informação de evolução de consumos à data da análise.
- Foi considerada a existência de fundos nacionais e/ou europeus nos termos inscritos no Programa Operacional da Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (PO SEUR), o qual estabelece a possibilidade de se poderem afetar fundos não reembolsáveis à instalação de contadores inteligentes, assumindo-se um valor de 120 M€ (valor considerado no PO SEUR). Esta assunção decorre da informação existente previamente à negociação dos fundos europeus, sendo que os montantes reembolsáveis têm o seu benefício associado à redução das necessidades de financiamento por via da bonificação da taxa de acesso aos fundos de investimento.

As análises custo-benefício efetuadas incidiram sobre diversos cenários para a implementação dos contadores inteligentes. Para definição dos cenários foram consideradas as seguintes variáveis principais:

- Calendarização da substituição dos contadores (*roll-out*).
- Sistemas de comunicação entre o contador e os utilizadores dos dados.
- Tipo de informação proporcionada ao consumidor sobre o consumo da sua instalação (*feedback*).
- Valor de fundos nacionais e/ou europeus de apoio ao investimento em contadores inteligentes.

Tendo em consideração as variáveis de análise anteriormente referidas foram definidos e analisados 5 cenários de base que articulam as principais variáveis mencionadas, e outros 3 exclusivamente para isolar o efeito dos fundos nacionais e/ou europeus.

De acordo com as recomendações da Comissão Europeia e outros organismos internacionais para a elaboração de análises custo-benefício relativamente ao *roll-out* de contadores inteligentes, foi considerada uma cadeia de valor alargada com os seguintes agentes de mercado:

- Consumidores, que correspondem aos consumidores domésticos e pequenas empresas que pagam aos comercializadores os seus consumos. Foram considerados os consumidores de eletricidade em BTN (potência contratada até 41,4 kVA).
- Comercializadores, que faturam os seus clientes pela energia entregue e compram a energia necessária para satisfazer o consumo dos seus clientes.
- Operadores de rede de distribuição (ORD), que operam e gerem a rede de distribuição de eletricidade.
- Operadores de rede de transporte (ORT), que operam e gerem a rede de transporte de eletricidade.
- Outros, onde se incluem também os produtores de eletricidade.

Diversos fatores (parâmetros ou variáveis) influenciam os resultados das análises custo-benefício. Enquanto os custos de fornecimento, instalação e operação dos contadores inteligentes podem ser avaliados com rigor, existe uma maior incerteza relacionada com os benefícios, cuja valorização assenta frequentemente em pressupostos ou previsões.

Para efetuar as análises custo-benefício, foi utilizado o modelo de avaliação desenvolvido pela KEMA, o qual considera os custos e benefícios para os diferentes agentes de mercado ao longo do período de análise. As análises custo-benefício baseiam-se no cálculo do Valor Atual Líquido, VAL (*Net Present Value*, NPV) sobre um período de 40 anos. Importa considerar que o período da análise custo-benefício não é função exclusiva do tempo de vida útil, e deve procurar maximizar a abrangência de custos e benefícios

no tempo¹. O tempo considerado permite filtrar efeitos de curto prazo, considerando reinvestimentos² sempre que o tempo de vida útil de um ativo expira.

O VAL de cada um dos cenários identificados foi comparado com o VAL de um cenário *Business-As-Usual* (cenário BAU), de modo a calcular o valor diferencial entre o cenário BAU e cada um dos cenários. Todos os valores de VAL correspondem a euros de 2014.

Para além do indicador VAL foi também calculado para todos os cenários o valor do rácio Benefício/Custo. Os parâmetros ou variáveis sobre os quais exista maior incerteza quanto ao seu valor ou com maior influência nos resultados foram objeto de análises de sensibilidade.

Na análise efetuada foi considerada a eventual substituição de todos os contadores de eletricidade instalados em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (clientes em BTN). Não foi quantificado o risco dos contadores inteligentes se tornarem obsoletos antes do fim da vida útil, como consequência de evoluções tecnológicas atualmente imprevisíveis.

RESULTADOS

Os principais resultados obtidos, exclusivamente para a eletricidade pelas razões expressas anteriormente, podem resumir-se do seguinte modo:

- As análises custo-benefício são positivas para todos os cenários de base estudados, com exceção do cenário 5 na análise com todos os intervenientes (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores), em que o VAL é negativo em 39 milhões de euros.
- Os Cenários 1 e 2 são os que apresentam resultados mais favoráveis quando consideradas todas as possibilidades da cadeia de valor. Estes cenários consideram contadores com funcionalidades *standard* e um sistema de comunicações 85% PLC e 15% GPRS. O Cenário 1 considera o início do *roll-out* em 2016 e o Cenário 2 em 2015.
- Considerando a cadeia de valor mais alargada (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores), os Cenários 1 e 2 apresentam um Valor Atual Líquido (VAL), respetivamente de 279 e 286 milhões de euros. Para estes cenários, o rácio Benefício/Custo apurado é de 1,21. Para esta abordagem da cadeia de valor, o VAL do cenário 3 (em que se altera

¹ De acordo com o Relatório 3 da KEMA, "A análise custo benefício baseia-se no cálculo do Valor Actual Líquido, VAL (Net Present Value, NPV) sobre um determinado período de tempo. O tempo considerado deverá ser tal que permita filtrar efeitos de curto prazo, dando assim oportunidade a que uma situação estável se estabeleça. Por outro lado, o período de análise deverá cobrir o tempo de vida útil dos ativos / investimentos em causa. Há também que tomar em consideração que considerando um determinado fluxo (*cash-flow*) X, e uma taxa de atualização R, a diferença entre modelizar um período de tempo infinito (perpetuidade) e um período de n anos é de $1/(1+R)^n$, o que significa que com uma taxa de 9,5%, por exemplo, uma análise de 40 anos deixa apenas de fora cerca de 2,6% dos custos e benefícios.

² O modelo efetuado considera reinvestimentos sempre que o tempo de vida útil de um ativo expira (ou por avaria).

o tipo de *feedback* dos consumidores) assume o valor de 290 milhões de euros e um rácio Benefício/Custo de 1,33.

- É importante referir que, para os Cenários 1 e 2, foram consideradas funcionalidades *standard*, que se revelaram consensuais entre os participantes na consulta pública de 2012. Correspondem às funcionalidades mínimas necessárias para assegurar os benefícios pretendidos com as diretivas comunitárias.
- Nas funcionalidades do contador de eletricidade não foi considerada a possibilidade dos contadores de eletricidade incluírem uma porta *multi-utility* para permitir a recolha no futuro de informação de outros contadores. Os custos associados à porta *multi-utility* (contador de eletricidade mais caro em 20-30%), o facto do número de clientes de gás natural ser muito inferior ao número de clientes de eletricidade e a possibilidade de, num futuro próximo, virem a ser desenvolvidas soluções tecnológicas que permitam obter os mesmos resultados através da utilização da porta HAN justificam esta opção.

O impacto estimado da existência de fundos nacionais e/ou comunitários foi determinado numa gama de 70,5 a 74 milhões de euros, valor esse de variação que se obtém de aferir as diferenças entre os cinco cenários de base, assumindo-se a existência desses fundos, contra a alternativa em todos esses cenários de não ter tal apoio. A maior diferença (74 milhões de euros) é produzida nas condições do cenário 2, sendo a menor (70,5 milhões de euros) nas condições do cenário 1. Nas restantes cenarizações (cenários 3, 4 e 5) o valor de variação do VAL por existirem fundos afetos ao projeto estão em torno dos 71 milhões de euros.

No que respeita a impactes tarifários, há a referir os seguintes resultados globais:

- As análises efetuadas para os Cenários 1 e 2 permitem retirar as seguintes conclusões sobre impactes nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição:
 - O aumento de custos com capital (CAPEX) sobrepõe-se à redução de custos operacionais (OPEX), o que origina um aumento gradual dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE);
 - O período de amortização dos contadores inteligentes de 15 anos origina impactes máximos nos proveitos permitidos em ciclos com esta duração, ocorrendo o primeiro máximo em 2022;
 - Os ganhos no OPEX têm uma tendência sempre crescente, em resultado da redução dos custos com operações locais, para um número crescente de clientes com este tipo de contadores, e da redução gradual do consumo por cliente, que tem impacte nos proveitos da atividade de DEE por via da metodologia de regulação (*price cap*).
- Os impactes esperados nas tarifas e nas faturas dos clientes em BTN são os seguintes:
 - O aumento gradual dos proveitos anteriormente referidos resulta num agravamento das tarifas entre 1,1% e 1,5%;

- Este acréscimo tarifário é compensado por uma redução do consumo de 2% (e transferência de consumos entre períodos tarifários) resultando numa redução da fatura final dos clientes, já que o efeito de redução de consumos é prevalectante sobre o agravamento das tarifas mencionado no ponto anterior;
- Os benefícios são distribuídos de forma homogénea, verificando-se uma redução da fatura de eletricidade para todos os escalões de potência contratada;
- Para os consumidores com tarifa simples a redução estimada da fatura varia entre 0,17% e 0,47%;
- A redução da fatura de eletricidade para os consumidores com tarifa bi-horária assume valores superiores, de cerca de 1,5% em média.

A existência de através de fundos nacionais e/ou comunitários traduz-se num impacte positivo sobre a tarifa, o qual se observa pela comparação das variações das tarifas suportadas pelos consumidores nas hipóteses com e sem esses mesmos fundos, comparação essa efetuada para o cenário mais favorável.

O impacte dos fundos é particularmente sensível na evolução do CAPEX na primeira metade do período de análise, em que o apoio ao investimento permite reduzir as variações do CAPEX (componente que se sobrepõe ao OPEX) em cerca de 28% em média, entre 2015 e 2027.

A existência de apoios traduz-se numa redução final da fatura de eletricidade que se situa em torno de 0,1%. Tanto para os clientes em tarifa simples como para os consumidores com tarifa bi-horária. A existência de valores de apoio reembolsáveis têm os seus impactes associados à rúbrica de custos de financiamento, pelo que tenderão a reduzir o impacte na fatura de eletricidade.

As variáveis com maior influência nos resultados das análises custo-benefício para a eletricidade são as seguintes:

- **Redução de consumo**

O valor central considerado foi uma redução de consumo de 2% (*feedback* indireto 2), correspondente a um VAL de cerca de 286 milhões de euros para o Cenário 2, com o perímetro de análise mais alargado. O VAL do projeto mantém-se positivo (cerca de 150 milhões de euros) se for considerada uma redução de consumo de apenas 1%. Caso seja considerada uma redução de consumo de 3% o VAL assume um valor próximo dos 420 milhões de euros.

- **Custo dos contadores inteligentes de eletricidade**

O custo unitário médio dos contadores (70% monofásicos e 30% trifásicos) considerado foi de 44 euros (sem *modem* de comunicações), correspondente a um VAL de cerca de 286 milhões de euros para o Cenário 2, com o perímetro de análise mais alargado. Admitindo um aumento do custo de 50% (custo unitário de 66 euros), o VAL reduz-se para cerca de 148 milhões de euros. Caso o

custo unitário se reduza 30% (custo unitário de 31 euros) o VAL passaria a ter um valor próximo de 370 milhões de euros.

- **Variação do preço da eletricidade**

Foi considerada uma variação real nula do preço da eletricidade (evolução em linha com a inflação), correspondente a um VAL de cerca de 286 milhões de euros para o Cenário 2, com o perímetro de análise mais alargado. Caso se considerasse uma evolução 2% acima da taxa de inflação, o VAL aumentaria para cerca de 618 milhões de euros, sendo este um valor extremo de evolução desta variável.

- **Fundos de apoio**

Conforme se referiu, a existência de fundos de apoio ao investimento repercute-se na variação do VAL entre 70,5 e 74 milhões de euros. O impacto da existência de fundos é mais sensível no cenário 2.

Daqui se extrai que os resultados das análises custo-benefício apresentam uma elevada sensibilidade a alguns dos pressupostos e parâmetros considerados. Convirá reter que a avaliação dos benefícios associados a redução de perdas comerciais integra a última informação disponível à data de realização do estudo.

1 INTRODUÇÃO

A necessidade de avaliar a implementação de sistemas de contadores inteligentes assumiu grande prioridade com a publicação da Diretiva 2006/32/CE sobre eficiência energética e com a publicação da Diretiva 2009/72/CE que estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade.

A Diretiva 2009/72/CE (eletricidade) estabelece a obrigação dos Estados-Membros avaliarem a implementação de sistemas de contadores inteligentes de eletricidade. O n.º 2 do Anexo I desta Diretiva estabelece o seguinte:

“Os Estados-Membros devem assegurar a implementação de sistemas de contadores inteligentes, os quais devem permitir a participação ativa dos consumidores no mercado de comercialização de eletricidade. A implementação desses sistemas de contadores pode ser submetida a uma avaliação de natureza económica de custos a longo prazo, dos benefícios para o mercado e para o consumidor individual, da forma de contadores inteligentes economicamente mais razoável e rentável e do calendário mais viável para a sua distribuição. Esta avaliação deve ser efetuada até 3 de setembro de 2012.

Com base nessa avaliação, os Estados-Membros, ou qualquer autoridade competente por estes designada, devem fixar um calendário correspondente a um período de 10 anos, no máximo, com vista à implementação de sistemas de contadores inteligentes.

Se a introdução dos contadores inteligentes for avaliada favoravelmente, pelo menos 80% dos consumidores devem ser equipados com sistemas de contadores inteligentes até 2020.”

A Comissão Europeia, na Nota Interpretativa das diretivas sobre as regras aplicáveis aos mercados retalhistas³, definiu os sistemas inteligentes de medição de energia do seguinte modo:

“An intelligent metering system or “smart meter” is an electronic device that can measure the consumption of energy, adding more information than a conventional meter, and can transmit data using a form of electronic communication. A key feature of a smart meter is the ability to provide bi-directional communication between the consumer and supplier/operator. It should also promote services that facilitate energy efficiency within the home. To move from old, isolated and static metering devices towards new smart/active devices is an important issue for competition in energy markets. The implementation of smart meters is an essential first step towards the implementation of smart grids.”

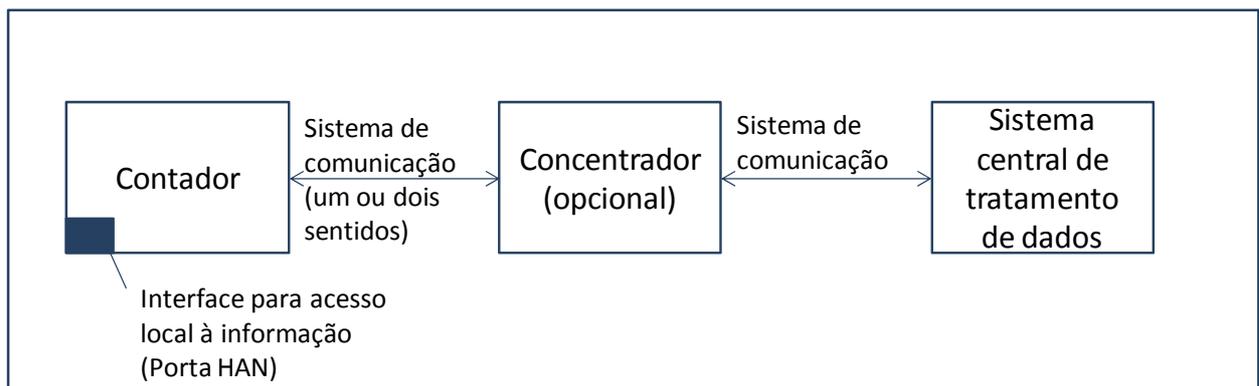
Os contadores inteligentes dispõem de um conjunto de funcionalidades adicionais relativamente aos contadores convencionais de eletricidade (eletromecânicos). Com os contadores inteligentes, as leituras

³http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/2010_01_21_retail_market_s.pdf

dos contadores passam a ser efetuadas remotamente, eliminando-se os inconvenientes da faturação por estimativa. A informação registada pelos contadores inteligentes é mais completa e desagregada, favorecendo a eficiência energética, as ofertas mais sofisticadas de preços e maior eficiência na operação das redes.

Importa ter claro que os sistemas inteligentes de medição de energia não se referem unicamente ao contador. Incluem um conjunto de sistemas, cuja estrutura simplificada é apresentada na Figura 1-1.

Figura 1-1 - Estrutura simplificada de um sistema de contadores inteligentes



Os sistemas inteligentes de medição de energia têm suscitado questões relativamente à privacidade dos consumidores, à proteção dos dados pessoais e à segurança na comunicação de dados.

As diretivas anteriormente mencionadas foram transpostas para a legislação nacional, estabelecendo-se nessa legislação que a ERSE apresentasse ao Governo, até 30 de junho de 2012, um Estudo que incluísse:

- A avaliação económica de longo prazo de todos os custos e benefícios para o mercado, designadamente para operadores de rede, comercializadores e para os consumidores;
- O modelo de sistema inteligente economicamente mais racional e o prazo para a sua instalação.

Para o estudo de 2012, a ERSE decidiu recorrer ao apoio de um consultor especializado (KEMA), escolhido em procedimento concursal. No âmbito da realização do Estudo, a ERSE submeteu ainda a consulta pública as análises custo-benefício efetuadas com o objetivo de recolher comentários e sugestões junto dos consumidores, operadores de redes, comercializadores e outras entidades interessadas.

Em linha com o estabelecido no Anexo I das diretivas 2009/72/CE e 2009/73/CE, o Estudo da ERSE incidiu sobre os clientes domésticos e as pequenas empresas. Deste modo, foram considerados no âmbito daquele Estudo, os consumidores de eletricidade em BTN (potência contratada até 41,4 kVA), além dos consumidores de gás natural (também incluídos no âmbito do estudo).

O Estudo da ERSE apontou para as seguintes conclusões:

1. As análises custo-benefício para o setor elétrico foram positivas para os cenários estudados e, para o gás natural negativas nos respetivos cenários avaliados.
2. A avaliação relativa aos impactes nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição permitiu concluir que o aumento de CAPEX sobrepõe-se à redução de OPEX, o que origina um aumento gradual dos proveitos permitidos da atividade de DEE e correspondentes tarifas pagas pelos consumidores.
3. Os ganhos no OPEX apresentaram uma tendência sempre crescente, em resultado da redução dos custos com operações locais, para um número crescente de clientes com este tipo de contadores, e da redução gradual do consumo por cliente, que tem impacte nos proveitos da atividade de DEE por via da metodologia de regulação (*price cap*).
4. A informação aos consumidores na fase de preparação e durante a execução do *roll-out* foi considerada fundamental para que estes compreendam os benefícios que podem vir a obter com os contadores inteligentes de eletricidade, bem como a necessidade de proceder a alterações regulamentares que assegurem a proteção dos consumidores, designadamente sobre matérias relacionadas com o acesso aos dados de consumo, parametrização remota do contador e prestação de serviços à distância.
5. Ainda assim, o estudo permitiu verificar que, em face da volatilidade da situação económico-financeira conjuntural do país à data, os resultados obtidos integravam, também eles, uma significativa volatilidade.

Em 22 de julho de 2013 foi publicada a Portaria n.º 231/2013, daquela data, que veio estabelecer a necessidade da ERSE efetuar um estudo a cada dois anos, destinado a avaliar as condições económicas de instalação de contadores inteligentes no setor elétrico. O primeiro desses estudos deve ser apresentado pela ERSE até 31 de maio de 2014.

O preâmbulo da referida Portaria reconhece que decorre do estudo da ERSE em 2012 que a avaliação económica da instalação de contadores inteligentes no setor do gás natural é negativa, “razão pela qual não se prevê a sua introdução” num período temporal próximo. Reconhece ainda que as condições de variabilidade da avaliação económica efetuada para o setor elétrico, designadamente em perspetiva da “conjuntura económica e financeira do país”, aconselhavam uma avaliação continuada dos pressupostos seguidos no Estudo. Daqui decorre a necessidade do novo Estudo da ERSE versar tão somente sobre o setor elétrico.

Em acréscimo às condições de avaliação económica trabalhadas no Estudo da ERSE de 2012, a Portaria n.º 231/2013 refere expressamente a necessidade de avaliar e assegurar a inexistência de dupla contabilização de pressupostos, designadamente quanto aos efeitos de diminuição de emissões de CO₂, bem como à necessidade de que a análise comporte a possibilidade de se introduzirem na avaliação do projeto fundos nacionais ou da União Europeia.

Assim, o presente documento constitui o estudo da ERSE relativo à avaliação económica das condições de instalação de contadores inteligentes no setor elétrico, devendo ser perspectivado como uma atualização do modelo analítico seguido no estudo de 2012, uma vez acomodadas as adaptações necessárias por força do disposto na Portaria n.º 231/2013. Este estudo compreendeu uma recolha de informação de atualização para melhor adequar o estudo às condições atuais de mercado e enquadramento económico, bem como a verificação sistemática dos pressupostos utilizados e sua conformação com aquela realidade e com as disposições contantes da Portaria n.º 231/2013.

A apresentação dos resultados do presente estudo a consulta pública, nos termos em que foi feita em 2012, não é necessária, já que se mantém a metodologia de avaliação seguida em 2012. A caracterização de modelos de implementação efetuada em 2012 mantém a sua validade para o exercício agora efetuado.

2 CENÁRIOS SUBMETIDOS A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

Neste capítulo apresentam-se os pressupostos considerados, as principais variáveis utilizadas para definir os cenários e, finalmente, os cenários selecionados para serem submetidos a análises custo-benefício.

2.1 PRESSUPOSTOS

As análises custo-benefício são efetuadas a preços correntes. No período 2014 a 2018 foram considerados os valores constantes do Documento de Estratégia Orçamental para esse horizonte temporal, publicado pelo Ministério das Finanças em abril de 2014, tendo por referência o deflator do PIB. Em 2015 considerou-se um valor de 0,9%, em 2016 de 1,7% e nos anos seguintes um valor contante de 1,8%.

Foi considerado que o consumo de eletricidade e a ponta máxima do sistema evoluem a taxas anuais de, respetivamente, 0,9% e 0,7%, que correspondem em ambos os casos ao valor médio inscrito nos cenários de investimento das redes constantes do Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) 2015-2020.

O número de clientes/contadores considerado em 2012 e 2013 corresponde a valores reais fornecidos pela EDP Distribuição, considerando-se o número médio anual de clientes naquele referencial. Para 2014, o número de clientes é estimado a partir dos dados previsionais fornecidos para efeitos de cálculo das tarifas e preços para este ano. Nos anos seguintes, admitiu-se um número constante de cerca de 6,02 milhões de contadores.

O tempo de vida útil considerado para os contadores convencionais é de 20 anos com um período de amortização de 10 anos, o que corresponde à situação atual. Para os contadores inteligentes foi considerado um tempo de vida útil e um período de amortização de 15 anos. Para os equipamentos e infraestruturas de comunicações foi considerado um período de vida útil e um período de amortização de 10 anos.

O valor central para a taxa de desconto utilizada no cálculo do valor atual líquido (VAL) dos cenários analisados foi de 9,5% (taxa nominal), que corresponde à taxa de remuneração previsional dos ativos regulados dos operadores das redes, no início do período de regulação 2012-2014. Esta taxa corresponde á taxa em aplicação no início da análise custo-benefício. Todavia, para o período de regulação seguinte, a ERSE adotou uma taxa de remuneração média mais baixa (6,75%). O VAL dos cenários analisados, sempre que positivo, tenderá a aumentar para valores mais reduzidos da taxa de atualização.

Os preços de energia, comercialização e acesso às redes foram calculados a partir das tarifas aprovadas pela ERSE para 2014 (BTN), atualizados para os anos seguintes pelas taxas de inflação referidas.

Para efeitos de avaliação económica neste estudo, foi considerada a existência de fundos nacionais e/ou europeus nos termos inscritos no Programa Operacional da Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (PO SEUR), o qual estabelece a possibilidade de, no âmbito do eixo prioritário 1 se poderem afetar fundos não reembolsáveis à instalação de contadores inteligentes. O valor global deste apoio foi cenarizado com a aplicação de uma decisão binária (existência, ou não, do apoio), o que determina a existência de um cenário específico de atribuição nula e outro com um valor de 120 M€ (valor considerado no PO SEUR).

Os pressupostos considerados são apresentados no Quadro 2-1.

CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE

ESTUDO PREVISTO NA PORTARIA N.º 231/2013

Quadro 2-1 - Pressupostos considerados para a eletricidade

Pressuposto	Valores	Observações
Taxa de inflação	2014 - 0,7% 2015 - 0,9% 2016 - 1,7% 2017 e seguintes - 1,8%	Valores de 2014 a 2018 relativos a deflator do PIB - Previsão inscrita do Documento de Estratégia Orçamental 2014 - 2018. Admite que valores depois de 2018 se mantêm iguais aos de 2017 e 2018 (1,8%).
Evolução anual da ponta máxima do sistema	0,70%	Considerado o valor médio das taxas de crescimento anual relativas às séries constantes no PDIRT 2015-2020 da ponta anual e da ponta de verão. Assume-se taxa de crescimento constante ao longo do período.
Evolução anual dos consumos no período	0,90%	Considerado o valor médio do intervalo inscrito no PDIRT 2015-2020 (de 0,8% a 1,1%). Assume-se taxa de crescimento constante ao longo do período.
Evolução do número de clientes/contadores	2012 - 6055336 2013 - 6020128 2014 - 6022236 ≥ 2014 - 6022236	2012 e 2013 correspondem a dados reais de número médio anual de clientes (fonte: EDP Distribuição) e 2014 a dados previsionais para efeitos de tarifas. Valores para 2015 e seguintes constantes.
Período de vida útil dos contadores - convencionais e inteligentes	Convencionais - 20 anos Inteligentes - 15 anos	
Período de amortização dos contadores convencionais/taxa de depreciação	10 anos	Corresponde à situação atual.
Período de amortização dos contadores inteligentes/taxa de depreciação	15 anos	
Período de amortização dos equipamentos e infraestruturas/taxa de depreciação	10 anos	
Taxas de desconto	Produtores - 9,5% ORDs - 9,5% Comercializadores - 9,5% Consumidores - 9,5%	Considerado o valor previsional estabelecido no último período regulatório para o WACC da atividade de distribuição.
Comparticipação através de fundos nacionais ou europeus	Decisão binária: Máximo de 120 M€ Mínimo de 0 M€	Considerado o inscrito no Programa Operacional da Sustentabilidade e Eficiência no Uso dos Recursos. Censurado o valor do apoio conforme definido no Programa.
Preços de energia BTN 2014 (€/kWh)	Ponta - 0,085709 Cheias - 0,073824 Vazio - 0,058253	Valores calculados a partir dos valores de tarifas aprovados para vigorarem em 2014. A partir de 2014 considera-se a atualização pela taxa de inflação prevista.
Preços de comercialização BTN 2014 (€/kWh)	0,004255	Valores calculados a partir dos valores de tarifas aprovados para vigorarem em 2014. A partir de 2014 considera-se a atualização pela taxa de inflação prevista.
Preços de acesso BTN 2014 (€/kWh)	0,107271	Valores calculados a partir dos valores de tarifas aprovados para vigorarem em 2014. A partir de 2014 considera-se a atualização pela taxa de inflação prevista.

2.2 PRINCIPAIS VARIÁVEIS UTILIZADAS PARA DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

As análises custo-benefício tomam em consideração diversos cenários para a implementação dos contadores inteligentes. Para definição dos cenários foram consideradas as seguintes variáveis principais, apresentando-se também a justificativa para a sua seleção:

- **Calendarização da substituição dos contadores (*roll-out*)** - A data de início, duração e seleção dos consumidores para substituição dos contadores influencia o valor dos benefícios que são capturados e o valor dos custos que são incorridos.
- **Sistemas de comunicação entre o contador e os utilizadores dos dados** - Diferentes sistemas de comunicações apresentam custos estruturalmente distintos. Adicionalmente, diferentes sistemas de comunicações são necessários ou adequados (tecnicamente e economicamente) em diferentes tipos de *roll-out* ou geografias (dispersão de instalações).
- **Tipo de informação proporcionada ao consumidor sobre o consumo da sua instalação** (também chamado de *feedback*) - Distintos tipos de informação correspondem, por um lado, a custos diferenciados e, por outro lado, a diferentes potenciais de poupança por parte dos consumidores.
- **Existência e valorização de fundos nacionais e/ou comunitários** – A existência de fundos de apoio à instalação de contadores inteligentes, considerando que, a existirem, assumem a natureza de apoio não reembolsável, afetam necessariamente a estrutura de custos suportada pelos agentes.

2.3 FUNCIONALIDADES DOS CONTADORES INTELIGENTES

As funcionalidades dos contadores inteligentes consideradas na análise custo-benefício foram as previstas no Anexo I da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, designadamente:

- Informação de medida e registo
 - Leitura remota da energia consumida (leituras diárias, mensais e por solicitação);
 - Leitura remota de eletricidade fornecida à rede (para produção descentralizada);
 - Medição da energia elétrica ativa nos 2 sentidos e medição de energia elétrica reativa nos 4 quadrantes (consumo e emissão para a rede);
 - Capacidade para suportar a aplicação de sistemas tarifários avançados (alteração remota das parametrizações tarifárias); agregação das medidas em pelo menos 6 períodos programáveis, para dois sistemas tarifários em simultâneo (ORD e comercializador);

- Possibilidade de fazer contagens com desagregação de pelo menos 15 minutos⁴;
- Registo e leitura remota de potência máxima (período de 15 minutos);
- Possibilidade de medição, registo e disponibilização (*ad hoc* ou periódica) de grandezas (potência, corrente, tensão, fator de potência) num determinado momento;
- Registo e leitura remota de eventos;
- Registo e leitura remota de informação sobre falhas na alimentação da rede elétrica;
- Operação remota do contador
 - Comunicação bidirecional entre o contador e redes externas;
 - Capacidade de parametrização remota do contador (potência contratada, parametrizações tarifárias, etc.);
 - Possibilidade de atualização do *firmware* dos contadores;
 - Capacidade de corte e reposição do fornecimento à distância;
- Qualidade de serviço
 - Registo e leitura remota de parâmetros de qualidade de energia elétrica fornecida, nomeadamente registo do número e da duração das interrupções de energia e tempo fora dos limites regulamentares estabelecidos para a qualidade da onda de tensão;
- Informação no *display* do contador
 - Informação que permita a conferência de faturas;
 - Indicação visual do estado do fornecimento de energia (posição do interruptor);
- Interface local para comunicação de dados
- Existência de uma porta de comunicação normalizada (ou seja, de acordo com *standards* internacionais) para assegurar a comunicação entre o contador e a *Home-Area Network (HAN)* do consumidor; esta porta deverá permitir ligar um monitor (*display*) destacável para visualização da informação (*In-House Display – IHD*)
- Garantia de proteção e confidencialidade dos dados
- Registo de tentativa de violação do contador e de fraude

⁴ De acordo com n.º 1 do artigo 7º da Portaria 231/2013, os operadores de redes de distribuição e os comercializadores ficam obrigados ao armazenamento dos dados obtidos a partir dos contadores inteligentes, em particular os relativos aos consumos de energia elétrica, bem como a facultar permanentemente aos comercializadores e aos clientes finais, respetivamente, o acesso eletrónico aos referidos dados, apresentados de forma detalhada e em frações de minuto, e bem assim a possibilidade de proceder à respetiva recolha.

- Limitação temporária de fornecimento de eletricidade por definição de valor limite
- Alerta de consumo excessivo no contador (passível de parametrização)
- Nível de resolução (metrologia) pelo menos igual ao atual.

Deverá ser prevista a reserva de memória disponível (para dados e código) e de capacidade de processamento do contador de modo a prever a possibilidade de evolução futura.

2.4 COMUNICAÇÕES

Uma das variáveis consideradas na definição dos cenários submetidos a análises custo-benefício refere-se aos sistemas de comunicação para recolha dos dados dos contadores. Para efeitos de realização das análises custo-benefício, foram considerados os 3 sistemas de comunicações a seguir descritos:

- **Sistema de comunicações 1:** Considera-se que 85% dos contadores estão equipados com *modems* PLC, que comunicam com concentradores de dados (DTC) que por sua vez comunicam com os sistemas centrais via GPRS; os restantes 15 % dos contadores estão equipados com *modems* GPRS (ou seja, tecnologia rádio utilizando uma rede pública) que comunicam diretamente com os sistemas centrais. O troço da ligação entre o contador nas instalações do consumidor e os concentradores de dados no ponto de rede mais próximo designa-se *Local Area Network (LAN)*, enquanto o troço da ligação entre o concentrador de dados e os sistemas centrais de recolha de dados é designado *Wide Area Network (WAN)*. O recurso em 15% das situações a comunicações via GPRS deve-se ao facto de existirem diversos locais onde a utilização de PLC não é tecnicamente viável devido à elevada dispersão geográfica de contadores.
- **Sistema de comunicações 2:** Considera-se que 85% dos contadores estão equipados com *modems* de tecnologia *meshed* alternativa a PLC (por exemplo, *RF Mesh* ou equivalente), que comunicam com concentradores de dados que por sua vez comunicam com os sistemas centrais via fibra ótica; os restantes 15% dos contadores estão equipados com *modems* GPRS que comunicam diretamente com os sistemas centrais.
- **Sistema de comunicações 3:** Considera-se que 100% dos contadores nas instalações dos consumidores estão equipados com *modems* GPRS que comunicam com os sistemas centrais utilizando esta tecnologia⁵.

As alternativas anteriormente apresentadas não são naturalmente exaustivas das diferentes opções existentes, mas representam aquelas que constituem a prática mais corrente na indústria.

⁵ Na realidade poderá ser utilizada uma combinação de soluções de segunda, terceira ou quarta geração (2G, 3G ou 4G).

2.5 ACESSO À INFORMAÇÃO DISPONIBILIZADA PELOS CONTADORES INTELIGENTES

Conforme anteriormente referido, uma das variáveis consideradas na definição dos cenários submetidos a análises custo-benefício diz respeito à informação proporcionada ao consumidor sobre o seu consumo (*feedback*). Foram considerados os 2 tipos de *feedback* aos consumidores a seguir descritos:

- **Feedback Indireto 1:** Informação básica semelhante à que existe atualmente, com fatura mensal (sempre que solicitada pelo consumidor) baseada no consumo real⁶. Proporciona uma redução de consumo e uma alteração de comportamento do consumidor reduzidas (redução de consumo e transferência de consumos de horas cheias para horas de vazio de 1%).
- **Feedback Indireto 2:** Informação detalhada, com fatura mensal (sempre que solicitada pelo consumidor) baseada no consumo real, incluindo recomendações sobre poupança de energia e análise dos custos com energia. Proporciona uma redução de consumo e uma alteração de comportamento do consumidor médias⁷ (redução de consumo e transferência de consumos de horas cheias para horas de vazio de 2%).

Considera-se que nos casos acima mencionados, os consumidores têm acesso aos seus dados históricos de consumo através de um *website*, através das faturas e/ou através do envio de *sms* e *emails*. Estes mecanismos de informação poderão incluir recomendações sobre poupança de energia e análise dos custos com energia através da comparação com dados históricos e com o consumo de grupos de referência.

Considera-se que a frequência e qualidade da informação têm influência no nível de redução de consumo obtida pelos consumidores. Este pressuposto é confirmado pelos estudos realizados nos últimos anos em diversos países, inclusivamente com estudos efetuados com dados empíricos de implementações efetivas no terreno.

É também de referir que os valores de redução de consumo de energia considerados em outras análises custo-benefício e verificados em experiências noutros países têm variado, na sua maioria, entre 0%⁸ e 5%⁹. Em Portugal, resultados recentes de experiências-piloto apontam para valores médios de cerca de 3,9% (margem de erro de 2,1%) em casos com *feedback* semelhante ao acima referido como *Feedback Indireto 1*. Trata-se de uma experiência-piloto que decorreu em Évora e que envolveu mais de 15 000

⁶ Considera-se neste *Feedback* indireto o efeito de acesso a dados de consumo, real e histórico e padrões de consumo e de comparação com outros segmentos de clientes.

⁷ Tendo por base a avaliação efetuada no estudo da KEMA a diversas metodologias de análise custo-benefício internacionais.

⁸ Valor respeitante à República Checa, que se encontra na mesma fase do estudo que Portugal.

⁹ Para os países que já terminaram o *rol-out* ou que estão a instalar contadores inteligentes, os valores reais são iguais ou superiores a 1%.

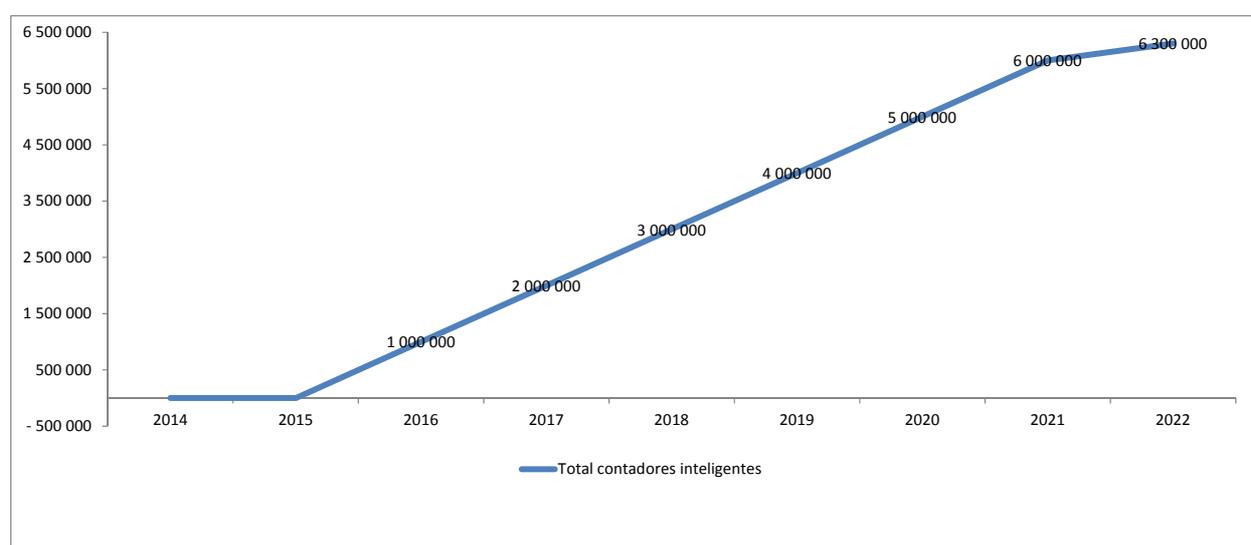
clientes com o objetivo de analisar a melhoria na eficiência de consumo elétrico, através da análise e comparação dos consumos elétricos em três grupos de clientes em Évora e Montemor-o-Novo.

2.6 CALENDÁRIO DE INSTALAÇÕES DOS CONTADORES INTELIGENTES

Um outro aspeto importante a considerar na definição dos cenários submetidos a análise custo-benefício é a calendarização da substituição dos contadores (*roll-out*). Foram analisadas as seguintes alternativas:

- **Roll-out 1:** Início do *roll-out* em 2016, atingindo 80% dos contadores em 2020, e terminando o *roll-out* em 2022. Esta calendarização tem em conta as atuais dificuldades de financiamento da economia e procura captar os potenciais benefícios decorrentes de desenvolvimentos na tecnologia de contadores inteligentes e de economias de escala, assegurando o cumprimento da meta imposta pela Diretiva 2009/72/CE (contadores inteligentes em 80% das instalações até ao final de 2020, caso a análise custo-benefício seja positiva). Foi considerada uma evolução linear no número de contadores inteligentes instalados, o que corresponde a instalar cerca de 1 milhão de contadores por ano. A evolução do número de contadores inteligentes instalados é apresentada na Figura 2-1.

Figura 2-1 - Eletricidade: roll-out 1



- **Roll-out 2:** Início do *roll-out* em 2015, atingindo 80% dos contadores em 2020, e terminando o *roll-out* em 2022. Esta calendarização inicia-se um ano antes do *roll-out 1*, terminando também em 2022 mas caracterizando-se por valores de instalação anual inferiores em cerca de 20%.

Não foram consideradas calendarizações mais tardias pois implicariam, para conseguir atingir 80% dos contadores até 2020, uma instalação anual superior a 1 milhão de contadores, o que poderia resultar em custos de substituição dos contadores bastante mais elevados.

2.7 FUNDOS NACIONAIS E/OU COMUNITÁRIOS

A Portaria n.º 231/2013 estabelece a necessidade de integrar na análise económica relativa à instalação de contadores inteligentes a possibilidade de existirem fundos nacionais ou da União Europeia afetos ao apoio a este tipo de projeto. O Programa Operacional da Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (PO SEUR) estabelece a possibilidade de, no âmbito do eixo prioritário 1 – Apoiar a transição para uma economia com baixas emissões de carbono em todos os setores -, se poderem afetar fundos não reembolsáveis à instalação de contadores inteligentes, de acordo com a informação existente prévia à negociação dos fundos.

O montante previsto no PO SEUR para estes fundos de apoio à instalação de redes e contadores inteligentes ascende a 120 M€.

A integração destes fundos no âmbito do presente estudo considerou a não firmeza do valor global previsto no PO SEUR, designadamente adotando cenários específicos para a sua valorização, os quais correspondem à decisão da sua efetivação (pelo valor de 120 M€) ou da sua não efetivação (valor nulo). A cenarização destes fundos considera a sua repartição no tempo ser proporcional à instalação de equipamentos de contagem.

No quadro deste estudo, a existência de fundos nacionais ou comunitários, na valorização que venham a ter, são, em efeitos gerados, equiparados a uma redução das necessidades de investimento com a instalação de contadores inteligentes. Todavia, importa sublinhar que, no quadro da metodologia regulatória aplicada em Portugal, o valor de participações de terceiros em investimentos efetuados na esfera dos operadores de rede, é retirado à base de proveitos deste agente, não integrando, por isso, a sua remuneração.

2.8 NÃO DUPLICAÇÃO DOS EFEITOS COM EMISSÕES DE CO₂

Considera-se que o preço no mercado do MIBEL internaliza, para cada unidade de eletricidade transacionada, o custo de oportunidade das licenças de CO₂ que são utilizadas pelas centrais. A tarifa de energia é calculada com base nos preços previstos para o mercado organizado. Assim, o custo evitado do setor elétrico, calculado com base na tarifa de energia, já internaliza a valorização económica das emissões de CO₂ evitadas.

O estudo considera que o custo associado com a emissão e o benefício ambiental da não emissão de CO₂ estão atualmente incorporados no preço da energia, permitindo a contabilização, nos termos da Portaria n.º 231/2013 de 22 de junho, do CO₂ emitido.

2.9 CENÁRIOS SELECIONADOS PARA SUBMETER A ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

Tendo em consideração as alternativas anteriormente apresentadas para as principais variáveis de análise, foram submetidos a análises custo-benefício os 5 cenários de base e mais 3 outros adicionais para aferição do efeito dos fundos nacionais e/ou europeus. A caracterização destes cenários é a seguinte:

- **Cenário 1**

- Funcionalidade *standard*
- Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
- *Feedback* Indireto 2
- *Roll-out* entre 2016 e 2022
- Fundos nacionais e/ou comunitários de apoio: valor de 120 M€
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário em que se testam as funcionalidades *standard* dos contadores, com o sistema de comunicações mais comumente considerado na Europa e nos projetos-piloto desenvolvidos em Portugal, considerando uma resposta dos consumidores aos estímulos de redução de consumo intermédia e assumindo um *roll-out* com início em 2016.

- **Cenário 2**

- Funcionalidade *standard*
- Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
- *Feedback* Indireto 2
- *Roll-out* entre 2015 e 2022
- Fundos nacionais e/ou comunitários de apoio: valor de 120 M€
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 1, permite isolar o efeito de antecipação na calendarização do *roll-out*.

- **Cenário 3**

- Funcionalidade *standard*
- Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
- *Feedback* Indireto 1
- *Roll-out* entre 2016 e 2022
- Fundos nacionais e/ou comunitários de apoio: valor de 120 M€

- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 1, permite isolar o efeito da reação dos consumidores aos estímulos de redução de consumo de energia. Com efeito, a única alteração face ao Cenário 1 é o tipo de *feedback* que é proporcionado aos consumidores e consequentemente o nível de redução de consumo que é efetuado pelos consumidores, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração.

- **Cenário 4**

- Funcionalidade *standard*
- Sistema de comunicações 2: 85% tecnologia *meshed* alternativa a PLC e 15% GPRS
- *Feedback* Indireto 2
- *Roll-out* entre 2016 e 2022
- Fundos nacionais e/ou comunitários de apoio: valor de 120 M€
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 1, permite isolar o efeito do sistema de comunicações considerado. Com efeito, a única alteração face ao Cenário 1 é o sistema de comunicações considerado, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração. Neste cenário considera-se uma tecnologia *meshed* alternativa a PLC (por exemplo, *RF mesh*), em vez de PLC como considerado no Cenário 1.

- **Cenário 5**

- Funcionalidade *standard*
- Sistema de comunicações 3: 100% GPRS
- *Feedback* Indireto 2
- *Roll-out* entre 2016 e 2022
- Fundos nacionais e/ou comunitários de apoio: valor de 120 M€
- Caracterização do cenário: trata-se de um cenário que, face ao Cenário 1 e ao Cenário 4, permite isolar o efeito do sistema de comunicações considerado. Com efeito, a única alteração face ao Cenário 1 e ao Cenário 4 é o sistema de comunicações considerado, o que permite analisar isoladamente o impacte dessa alteração. Neste cenário considera-se um sistema de comunicações totalmente baseado em GPRS, em vez de PLC, como considerado no Cenário 1 ou de outra tecnologia *meshed*, como considerado no Cenário 4.

- **Cenários de fundos nacionais e/ou europeus (cenário 6 a 10)**

- Caracterização: cenários idênticos aos cenários 1 a 5, mas sem fundos nacionais e/ou comunitários de apoio.

Cada um dos cenários anteriormente descritos foi comparado com o cenário *Business as Usual (BAU)*, que considera a realização de leituras dos contadores com periodicidade trimestral.

3 RESULTADOS DAS ANÁLISES CUSTO-BENEFÍCIO

3.1 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA UTILIZADA

De acordo com as recomendações da Comissão Europeia e outros organismos internacionais para a elaboração de análises custo-benefício relativamente ao *roll-out* de contadores inteligentes, foi considerada uma cadeia de valor alargada com os seguintes agentes de mercado:

- Consumidores, que correspondem aos consumidores domésticos e pequenas empresas que pagam aos comercializadores os seus consumos. Foram considerados os consumidores de eletricidade em BTN (potência contratada até 41,4 kVA).
- Comercializadores, que faturam os seus clientes (Consumidores) pela energia entregue e compram a energia necessária para satisfazer o consumo dos seus clientes.
- Operadores de Rede de Distribuição (ORD), que operam e gerem as redes de distribuição de eletricidade.
- Operador de Rede de Transporte (ORT), que opera e gere a rede de transporte de eletricidade.
- Outros, onde se incluem também os produtores.

Diversos fatores (parâmetros ou variáveis) influenciam os resultados das análises custo-benefício. Enquanto os custos de instalação e operação dos contadores inteligentes podem ser avaliados com rigor, existe uma maior incerteza relacionada com os benefícios, cuja valorização assenta frequentemente em pressupostos ou previsões.

Para efetuar as análises custo-benefício, foi desenvolvido um modelo que considera os custos e os benefícios para os diferentes agentes de mercado ao longo do período de análise. As análises custo-benefício baseiam-se no cálculo do Valor Atual Líquido, VAL (*Net Present Value*, NPV) sobre um período de 40 anos. O tempo considerado permite filtrar efeitos de curto prazo, dando assim oportunidade a que uma situação estável se estabeleça. Por outro lado, o período de análise deverá cobrir o tempo de vida útil dos ativos/investimentos. O modelo considera reinvestimentos sempre que o tempo de vida útil de um ativo expira.

O VAL de cada um dos cenários identificados foi comparado com o VAL de um cenário *Business-As-Usual* (cenário BAU), de modo a calcular o valor diferencial entre o cenário BAU e cada um dos cenários. Todos os valores de VAL correspondem a euros de 2014.

Para além do indicador VAL foi também calculado para todos os cenários o valor do rácio Benefício/Custo. Um rácio de 1 significa que os benefícios são iguais aos custos. Um rácio superior a 1 significa que os

benefícios são superiores aos custos. Um rácio menor que 1 significa que os benefícios são inferiores aos custos.

Os parâmetros ou variáveis sobre os quais exista maior incerteza quanto ao seu valor ou que podem ter maior influência nos resultados são objeto de análises de sensibilidade.

Na análise efetuada foi considerada a eventual substituição de todos os contadores de eletricidade instalados em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

3.2 CUSTOS E BENEFÍCIOS

3.2.1 CUSTOS

Nesta secção descrevem-se de forma sumária as principais rubricas de custo consideradas nas análises custo-benefício realizadas.

CUSTOS COM AQUISIÇÃO E INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES

Foi considerado um custo de 35 euros para um contador inteligente monofásico com as funcionalidades consideradas *standard* e sem *modem* de comunicações. Para os contadores trifásicos foi considerado o valor de 65 euros.

Para efeitos de análise de sensibilidade foram usados valores numa gama de - 30% / +50% sobre os valores anteriormente indicados.

Foi considerada uma redução temporal de custos de 1% por ano até um valor máximo de 10% de redução face ao valor inicial anteriormente indicado, de modo a tomar em consideração evoluções na curva de aprendizagem e efeitos de economias de escala a nível mundial.

Foram considerados 70% de contadores monofásicos e 30% de contadores trifásicos.

Para os *modems* de comunicação foi considerado um custo de 10 euros para um *modem* PLC (variação entre 7 e 13 euros para efeitos de análise de sensibilidade), 25 euros para um *modem* GPRS (variação entre 15 e 35 euros), onde se inclui o custo do cartão SIM associado, e 40 euros para um *modem* de outra tecnologia *meshed* alternativa a PLC (neste último caso foi considerado o valor de modems *RF Mesh* como referência) (variação entre 15 e 45 euros).

Para instalação dos contadores foi considerado um custo médio de 15,85 euros, de acordo com a informação prestada pelo ORD.

CUSTOS COM INFRAESTRUTURA DE COMUNICAÇÕES

Para além dos *modems* de comunicação referidos anteriormente para cada um dos tipos de comunicação considerados, há ainda que tomar em consideração os custos de concentradores/coletores de dados para as tecnologias *meshed* (PLC e outras), e os custos de sistemas, equipamentos e *software*, necessários para gerir a infraestrutura de comunicações bidirecional, incluindo equipamentos para encaminhamento de dados (*routers*), equipamentos para assegurar a privacidade e a segurança dos dados (por exemplo, *firewalls*), outros servidores e licenças.

Para os custos dos concentradores PLC foi considerado um valor de 1 000 euros (para efeitos de análise de sensibilidade considerou-se uma variação entre 750 e 1 500 euros). Para outras tecnologias *meshed* foram considerados diversos elementos na rede (antenas, coletores e outros dispositivos), tendo o custo sido modelizado como o de um coletor com um valor de 6 000 euros (variação entre 4 000 e 8 000 euros, para análise de sensibilidade).

Para os sistemas de gestão das comunicações foi considerado um custo anual de 600 mil euros durante 4 anos, uma equipa de gestão com 20 pessoas e custos de operação e manutenção de 20% do investimento de modo a acomodar a necessidade de reinvestimento em sistemas de 10 em 10 anos.

Foram considerados custos anuais de operação e de manutenção de 1% do valor do investimento.

CUSTOS COM COMUNICAÇÕES

Para comunicações GPRS entre os contadores individuais dos consumidores e os sistemas centrais, e tendo em conta o volume de dados a transferir, foi considerado um custo de 0,8 euros por mês (em função do volume) por contador, em linha com os valores nacionais e internacionais (para efeitos de análise de sensibilidade foi considerada uma variação entre 0,4 e 1,2 euros por mês e por contador).

Para as comunicações GPRS entre um concentrador PLC e os sistemas centrais (*WAM*), tendo em conta o volume de dados necessário transferir, foi considerado um valor de 3 euros por mês (com uma variação entre 1,5 e 4,5 euros) por concentrador. Para as comunicações entre um coletor de outra tecnologia *meshed* e os sistemas centrais (*WAN*), foi considerada a utilização de fibra ótica.

CUSTOS COM SISTEMAS DE INFORMAÇÃO

Para gerir e processar toda a informação que é recolhida e transmitida relacionada com os contadores inteligentes é necessário implementar diversos sistemas e processos, designadamente:

- Infraestrutura de armazenamento de dados, servidores, *routers* e capacidade de processamento dos dados dos contadores;

- Sistema de recolha e gestão de dados;
- Gestão do parque de contadores e das operações de comunicação com o sistema de contagem inteligente (alterações contratuais, alteração de tarifários, etc);
- Gestão e disponibilização de dados aos agentes de mercado;
- Integração com os sistemas de faturação e outros sistemas corporativos;
- Novos sistemas e remodelação dos existentes, para permitir o tratamento de dados de consumo mais detalhados;
- Infraestrutura para proporcionar aos consumidores acesso direto aos seus dados de consumo;
- Garantia de segurança e privacidade dos dados.

Foi considerado um custo de 36 milhões de euros durante um período de 4 anos para a implementação destes sistemas. Considerou-se também um custo de operação e manutenção de 20% do investimento de modo a acomodar a necessidade de reinvestimento em sistemas de 10 em 10 anos.

CUSTOS GLOBAIS COM A IMPLEMENTAÇÃO DO *ROLL-OUT* DE CONTADORES INTELIGENTES

Com a implementação do *roll-out* são de considerar custos de gestão, logística, processos de aquisição de contadores, formação e gestão do relacionamento com os diversos agentes e entidades envolvidas. Foi incluído nesta rubrica o custo com campanhas de sensibilização e comunicação dirigidas aos consumidores sobre contadores inteligentes. Para este efeito, foi considerado um valor de cerca de 3 milhões de euros por ano durante o período de *roll-out*.

CUSTO DE OPORTUNIDADE DO TEMPO DOS CONSUMIDORES COM A INSTALAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES

Com a instalação de contadores inteligentes existe um tempo adicional que os consumidores têm de despende com o atendimento das equipas de instalação que não ocorreria se não houvesse a instalação de contadores inteligentes. O tempo dos consumidores foi valorizado em 3 euros/hora.

REDUÇÃO DE RENDIMENTO NA CADEIA DE VALOR POR REDUÇÃO DE CONSUMO

A poupança efetuada pelos consumidores tem impactes nas receitas de diversos agentes da cadeia de valor. A forma como esse efeito é repercutido nos produtores e comercializadores foi incluído no modelo que suportou a realização das análises custo-benefício.

CUSTOS AFUNDADOS ("STRANDED COSTS")

A introdução de contadores inteligentes implica a substituição de contadores convencionais que ainda não atingiram o seu tempo de vida contabilístico e que conseqüentemente representam ainda um ativo líquido com valor positivo nas contas reguladas daqueles agentes. Estes custos foram considerados nas análises custo-benefício, tendo sido considerados custos específicos para o ORD no quadro metodológico adotado.

3.2.2 BENEFÍCIOS

Nesta secção descrevem-se de forma sumária os principais benefícios associados aos contadores inteligentes considerados no modelo.

CUSTOS EVITADOS DE AQUISIÇÃO E INSTALAÇÃO DE CONTADORES CONVENCIONAIS

De acordo com informação validada junto dos operadores de rede, foi considerado um custo de 26 euros para um contador convencional monofásico e de 57 euros para os contadores trifásicos. Para efeitos de análise de sensibilidade foram usados valores numa gama de +/- 20% sobre estes valores.

Conforme já anteriormente referido, foram considerados 70% de contadores monofásicos e 30% de contadores trifásicos.

Foi considerado um custo de 12,8 euros para instalação de um contador convencional.

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CONSUMO DE ENERGIA POR PARTE DOS CONSUMIDORES

Devido à redução de consumo de eletricidade induzida pela melhor informação disponibilizada pelos contadores inteligentes, os consumidores obtêm uma redução na sua fatura.

Esta redução de consumo, que representa um benefício para os consumidores, corresponde a uma perda de receitas para outros intervenientes na cadeia de valor, designadamente comercializadores e produtores de eletricidade.

Conforme já anteriormente explicado, foram considerados os seguintes níveis de redução de consumo:

- 1% no caso de *Feedback* Indireto 1 (com análise de sensibilidade entre 0 e 2%);
- 2% no caso de *Feedback* Indireto 2 (com análise de sensibilidade entre 1 e 3%);

Considerando as experiências internacionais estudadas, estes valores podem considerar-se relativamente conservadores. Com efeito, na análise de outras análises custo-benefício verificou-se que foram considerados valores que variam entre 0% e 5%. O valor de 0% corresponde à República Checa, cujo projeto de instalação de contadores inteligentes se encontra em fase de estudo, à semelhança do que

sucedem em Portugal. Para os países em que o roll-out de contadores já se encontra concluído, o benefício líquido apurado é igual ou superior a 1%. Os valores considerados têm em conta os consumos *per capita* relativamente mais reduzidos que se verificam em Portugal.

BENEFÍCIO ASSOCIADO À TRANSFERÊNCIA DE CONSUMO DE ELETRICIDADE DOS PERÍODOS DE MAIOR CONSUMO PARA PERÍODOS DE CONSUMO REDUZIDO

Nos mercados grossistas, os preços da eletricidade variam de hora a hora, verificando-se preços mais elevados nos períodos de maior consumo (horas cheias e de ponta) e preços mais baixos nas horas de consumo mais reduzido (horas de vazio).

Com a informação proporcionada aos consumidores pelos contadores inteligentes é expectável que os consumidores possam alterar os seus padrões de consumo, transferindo parte dos seus consumos de horas em que o preço é mais elevado para horas em que o preço é mais reduzido. Este comportamento tem sido confirmado por diversas experiências nacionais e internacionais, designadamente no âmbito dos projetos-piloto que têm sido desenvolvidos nos últimos anos. Deste modo, os consumidores obtêm uma redução na sua fatura de eletricidade decorrente de passarem a consumir relativamente mais nos períodos em que os preços são mais baixos.

Conforme já anteriormente explicado, foram considerados os seguintes níveis de transferência de consumo entre o período de elevado consumo (horas de ponta e cheias) e o período de vazio:

- 1% no caso de *Feedback* Indireto 1 (com análise de sensibilidade entre 0,5 e 2%);
- 2% no caso de *Feedback* Indireto 2 (com análise de sensibilidade entre 1 e 4%);

BENEFÍCIO ASSOCIADO AO MENOR CONSUMO DOS CONTADORES INTELIGENTES

Os fabricantes dos contadores e diversos estudos efetuados por entidades independentes confirmam que os contadores inteligentes têm consumos inferiores aos contadores convencionais. No entanto, considerou-se que esta redução era anulada pelo aumento de consumo associado ao funcionamento dos sistemas de comunicações para recolha da informação registada pelos contadores inteligentes. Por esta razão, não se considerou qualquer redução de consumo associada aos contadores inteligentes.

BENEFÍCIOS ASSOCIADOS À REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO₂

Foi considerado que o custo associado à emissão de CO₂ está atualmente internalizado no preço da eletricidade, o qual já reflete o custo associado com as emissões de dióxido de carbono. Por esta razão foi contabilizado o benefício ambiental associado às reduções de emissões de CO₂ na redução do consumo por parte dos consumidores e na redução de perdas técnicas.

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO NOS CUSTOS DE LEITURA DOS CONTADORES DE ELETRICIDADE

Atualmente ocorrem 4 leituras anuais por contador, que são evitadas com a instalação de contadores inteligentes.

No cálculo deste benefício foram considerados os valores de custos de leituras indicados pelos ORD, próximos de 30 cêntimos de euro por cada leitura de roteiro. Foram também tomados em consideração os custos de leituras fora de roteiro (que assume um valor indicativo de 4,24 euros) e a sua quantidade de acordo com os dados disponibilizados pelos ORD.

O VAL dos custos evitados com as leituras dos contadores constitui um benefício que terá um impacto positivo nos custos operacionais dos ORD, que devem suportar, quando existentes, os custos com a alteração do perfil funcional dos seus colaboradores a quem estava entregue a leitura dos contadores. De notar que a opção seguida em Portugal pelos operadores de rede não é homogénea, havendo a opção por prestadores de serviço (o que sucede no Continente) ou por equipas próprias (por exemplo, o que sucede na Região Autónoma da Madeira).

BENEFÍCIO ASSOCIADO COM A REDUÇÃO NOS CUSTOS DE ATENDIMENTO DE CHAMADAS (CALL CENTER)

Com a introdução de contadores inteligentes reduzem-se o número de chamadas para comunicação de leituras e o número de reclamações resultantes da faturação por estimativa, o que resulta em redução de custos de *call center* e redução de custo de oportunidade do tempo despendido pelos consumidores nessa tarefa.

BENEFÍCIOS RELATIVOS À MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AO AUMENTO DE CONCORRÊNCIA NO MERCADO RETALHISTA

A mudança de comercializador determina o apuramento do consumo da instalação na data em que esta ocorre. Em Portugal e para o segmento de clientes em BTN, na grande maioria das situações o consumo de mudança é apurado através de estimativas efetuadas pelo ORD com base em metodologias aprovadas pela ERSE. Com a introdução dos contadores inteligentes o consumo de mudança passa a corresponder a um valor real, evitando-se o recurso a estimativas e a eventuais conflitos de natureza comercial que prejudicam a própria mudança de comercializador e a sua atratividade. A determinação com precisão do designado consumo de mudança (por oposição ao que atualmente é mais comum e que assenta na realização de estimativas) corresponde a uma importante ferramenta, também para os próprios comercializadores, que, desse modo, podem melhor aferir as suas carteiras de comercialização (com alguma redução de custos) e reduzir a incidência do processo de refaturação (que também implica menores custos), o que poderá reverter em ofertas mais competitivas para o mercado.

A informação mais detalhada sobre dados de consumos dos consumidores poderá permitir aos comercializadores a apresentação de ofertas mais competitivas aos consumidores, bem como um nível de diferenciação de ofertas mais significativo e ajustado a nichos de mercado.

Atualmente verifica-se uma taxa de mudança anual de comercializador no regime de mercado de cerca de 2%. Foi assumido que esta taxa irá crescer até 10% (para efeitos de análise de sensibilidade foi considerada uma variação entre 5% e 20%) de acordo com as situações verificadas em mercados mais maduros em termos de processo de liberalização, onde a concorrência entre operadores se situa no confronto entre ofertas em mercado e não apenas o confronto das ofertas reguladas com as ofertas em mercado. No estudo considera-se que o valor atual aumenta 10% ao ano até atingir 10% (em 2034), mantendo-se constante a partir desse ano. Deste modo, pode considerar-se que o valor de crescimento estimado na taxa de mudança de comercializador é até um valor conservador em face do quadro atual de desenvolvimento do mercado retalhista em Portugal continental, tendo em consideração que os valores atuais de mudança de comercializador são já da ordem de grandeza de mais do dobro da mencionada para o estudo, devendo a migração entre tarifa regulada e tarifa de mercados ser progressivamente substituída por migração entre carteiras de mercado (que tem vindo a crescer nos últimos dois anos).

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE PERDAS COMERCIAIS E DE FRAUDE

Os contadores inteligentes permitem reduzir as perdas comerciais e as situações de fraude (situações em que a totalidade da energia consumida e da potência utilizada não são pagas).

A redução das perdas comerciais e de fraudes no consumo constitui um benefício para o sistema elétrico como um todo. No cálculo deste benefício foi assumido um consumo ilegal de eletricidade de 2% (variação entre 0,8% e 4% para efeitos de análise de sensibilidade). O valor de 4%, máximo da banda de sensibilidade, corresponde à última informação disponibilizada pelo operador de rede de distribuição. Este valor tem algum grau de incerteza associado, por força da reduzida informação disponível sobre a evolução recente das perdas comerciais e do seu comportamento dinâmico.

Considerou-se também que existem cerca de 0,5% de fraudes relativas a potência contratada (variação entre 0% e 2%), que serão totalmente evitados, recuperando-se em cada caso 100 euros por ano por consumidor (variação entre 50 e 200 euros). O valor considerado engloba apenas consumidores em baixa tensão e decorre da aplicação concreta dos projetos piloto em curso.

Finalmente, considerou-se que o controlo mais rigoroso da potência associado à introdução de contadores inteligentes conduzirá a cerca de 2% de solicitações de aumento de potência contratada (variação entre 1% e 3%), aumentando receitas em 33 euros por ano e por consumidor (variação entre 16,5 e 49,5 euros).

A aferição deste benefício considerou a última informação disponível à data de realização do estudo, ainda que, sendo um fenómeno volátil, possa ter uma evolução sensível no curto a médio prazos. Todavia, o

estudo considera um valor conservador para este elemento de análise, de modo a não sobrestimar benefícios.

BENEFÍCIOS E CUSTOS ASSOCIADOS À ALTERAÇÃO NA PERIODICIDADE E MODO DE FATURAÇÃO

Considerou-se que a faturação de eletricidade se efetua com a seguinte periodicidade:

- Bimestral (51% dos consumidores);
- Mensal (27% dos consumidores);
- Anual (22% dos consumidores recebem uma fatura anual, pagando um valor fixo mensal no contexto do regime de faturação designado por "Conta Certa").

É expectável que a introdução de contadores inteligentes e o aumento da maturidade do processo de liberalização conduza a um aumento do número de consumidores com faturação mensal. Nesse sentido, admitiu-se que o número de consumidores com faturação mensal venha a ser superior em 15 pontos percentuais. Este efeito faz aumentar os custos com faturação, devido aos custos de emissão de faturas em papel.

Foi considerado que o custo marginal atual de uma fatura em papel é de 0,6 euros. Para as faturas utilizadas com *Feedback* Indireto 1 foi considerado o mesmo custo, enquanto que para as faturas utilizadas com *Feedback* Indireto 2 foi considerado um custo de 1 euro devido ao facto de apresentarem informação mais detalhada e maior volume de informação.

Por outro lado, atualmente, cerca de 11% dos consumidores recebem fatura eletrónica em vez de fatura em papel. É também expectável que com o aumento de maturidade do processo de liberalização o número de consumidores com faturação eletrónica venha a ser superior em 10 pontos percentuais. Este efeito faz reduzir o custo com faturação, tendo sido considerado um custo de 0,07 euros por fatura electrónica (variação entre 0,04 e 0,11 euros).

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CUSTOS DE OPERAÇÕES LOCAIS POR PARTE DO ORD

Com a introdução de contadores inteligentes, diversos serviços podem passar a ser prestados à distância sem necessidade de fazer deslocar equipas técnicas ao local.

Entre estas atividades, assumem particular relevância a interrupção e o restabelecimento do fornecimento de eletricidade em caso de atraso no pagamento das faturas e as alterações de potência contratada.

Foi considerado um custo de 19,5 euros para as atividades de interrupção e restabelecimento do fornecimento de electricidade (variação entre 15,6 e 23,4 euros). Para as alterações contratuais foi considerado um custo de 13 euros (variação entre 10 e 15 euros).

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DOS TEMPOS DE INTERRUPÇÃO

Com a introdução de contadores inteligentes o processo de deteção e de reparação de avarias torna-se mais eficiente, pelo que é esperada uma redução na duração de interrupções, tendo sido considerada uma redução de 7% no tempo médio de interrupção anual (variação entre 4 e 16%).

Foi também considerada uma redução de 15% nos custos associados ao pagamento de compensações por incumprimento dos padrões estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (com variação entre 8 e 30%).

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO EM CAPACIDADE DE PRODUÇÃO

Com as potenciais reduções de consumo e transferência de consumo para fora dos períodos de consumo mais elevado, é expectável que ocorra uma redução nas necessidades de investimento em capacidade de produção. Na realidade, trata-se de um diferimento de investimento.

Na valorização deste benefício foram considerados diferentes níveis de redução da ponta de consumo:

- 0,5% no caso de *Feedback* Indireto 1 (variação entre 0 e 1%);
- 1% no caso de *Feedback* Indireto 2 (variação entre 0 e 2%);

Nos cálculos efetuados, considerou-se que este diferimento apenas ocorre próximo do fim do *roll-out*. A aferição deste benefício depende da modulação do consumo pelos diferentes períodos, pelo que dependerá do rácio de utilização das atualmente designadas tarifas bi-horárias e/ou tri-horárias.

Com base na informação mais recente, para o mercado da tarifa transitória (vulgo, mercado regulado), o número de clientes BTN com tarifas bi-horárias e/ou tri-horárias representou cerca de 19% do número de clientes BTN com tarifa simples. Em mercado livre, essa proporção foi de 33%. Em acréscimo, ao aferir-se a variável que, neste aspeto, é mais determinante – o consumo -, o mercado da tarifa transitória o consumo dos clientes BTN com tarifas bi-horárias e/ou tri-horárias representou cerca de 60% do consumo dos clientes BTN com tarifa simples, enquanto no mercado livre essa proporção foi de cerca de 59%.

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE CUSTOS DE INVESTIMENTO EM CAPACIDADE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

Com as potenciais reduções de consumo e transferência de consumo para fora dos períodos de consumo mais elevado, é expectável que ocorra um diferimento nos investimentos em capacidade de transporte e distribuição.

Nos cálculos efetuados para valorizar este benefício, considerou-se um montante de investimento anual para efeitos de expansão da capacidade máxima da rede de 16 milhões de euros.

Considerou-se que as alterações de consumo apenas poderão ter efeitos no diferimento dos investimentos próximo do fim do *roll-out*.

BENEFÍCIO ASSOCIADO À REDUÇÃO DE PERDAS TÉCNICAS

O valor indicativo das perdas técnicas na rede de distribuição situa-se atualmente próximo dos 7,8%, tendo sido admitido que com a introdução de contadores inteligentes ocorra uma redução para cerca de 7,7% (variação entre 7,2 e 8,2%).

Para a rede de transporte, o nível de perdas é bastante inferior (considerado 2%), tendo-se assumindo uma redução para cerca de 1,98% (diminuição máxima até 1,96%).

BENEFÍCIOS RELACIONADOS COM A GESTÃO DE ATIVOS

A introdução de contadores inteligentes proporciona uma informação mais detalhada e frequente sobre a rede elétrica, o que permite melhorias no processo de gestão de ativos, nomeadamente transformadores.

Tendo em conta a informação recolhida junto do ORD, foi considerado que existiria uma redução de aproximadamente 6,4% nos custos de manutenção dos transformadores e uma redução de cerca de 6,4% nos custos com avarias dos transformadores.

3.3 CUSTOS E BENEFÍCIOS NÃO QUANTIFICADOS

Conforme anteriormente referido, a introdução de contadores inteligentes implica diversos custos e benefícios, alguns dos quais de difícil quantificação. Nas situações de incerteza, designadamente quanto aos benefícios, foi adotada uma abordagem prudente sobre o eventual valor dos benefícios e custos em causa. Assim, nas análises custo-benefício efetuadas não foram quantificados, entre outros, os seguintes aspetos:

- Benefícios associados à possibilidade de uma gestão mais eficiente da produção descentralizada de eletricidade, designadamente a partir de fontes renováveis. Estes benefícios não foram quantificados devido ao nível de incerteza e necessidade de investigação adicional sobre esta matéria.
- Benefícios associados à eventual possibilidade de uma maior incorporação da micro-produção no sistema elétrico.
- Benefícios associados à eventual facilitação de uma implementação de veículos elétricos (VE).
- Benefícios associados à facilitação da evolução para redes elétricas inteligentes (*smartgrid*). Embora se considere que uma estrutura de contadores inteligentes é necessária para fazer a

transição da situação atual para redes elétricas inteligentes, trata-se de benefícios ainda muito incertos e que requerem investigação adicional.

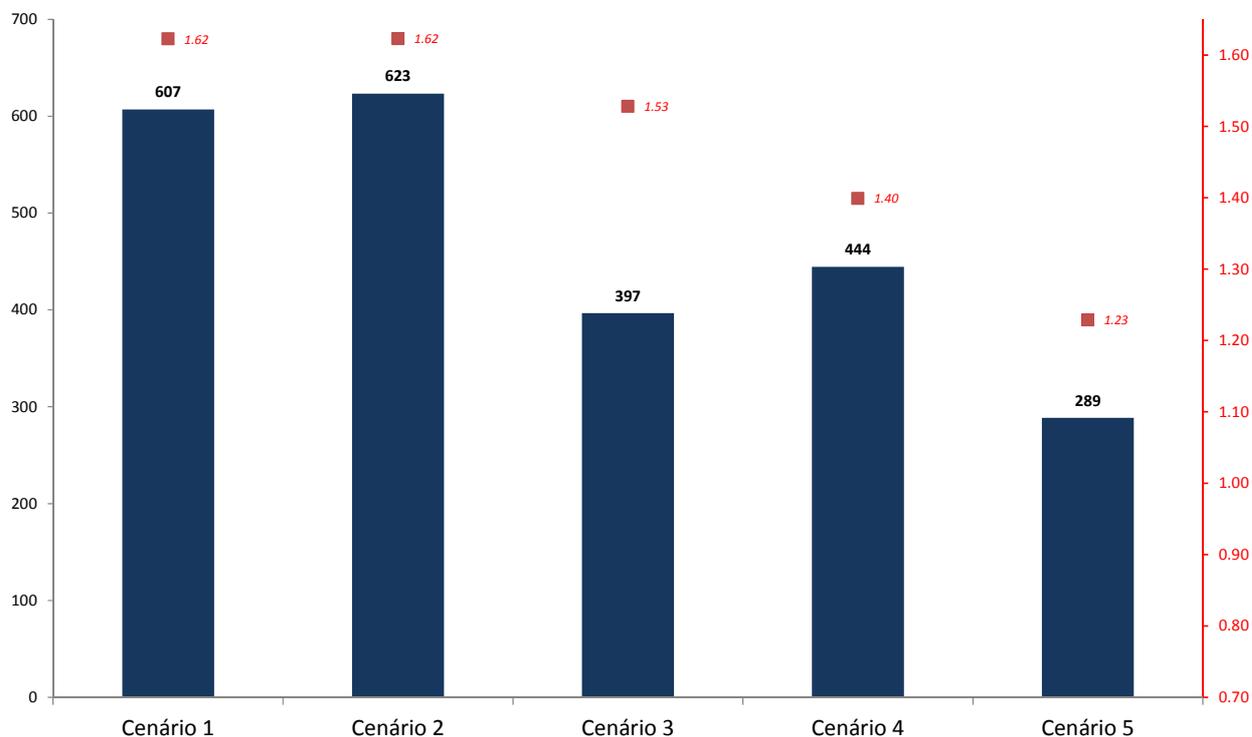
- Valor residual dos contadores convencionais substituídos antes do final da sua vida útil (valor residual foi considerado nulo).
- Serviços de valor acrescentado. Os contadores inteligentes podem proporcionar o desenvolvimento e disponibilização de novos serviços por diferentes agentes no mercado, designadamente comercializadores e empresas que prestam serviços de energia (“ESCO” na terminologia anglo-saxónica). A quantificação dos benefícios associados à prestação destes serviços encerra ainda uma elevada incerteza que depende em grande medida de desenvolvimentos do mercado.
- Serviços de gestão de consumos para os consumidores que desejem melhorar a sua eficiência energética e a possibilidade de gestão de equipamentos nas suas instalações. A quantificação destes benefícios encerra ainda uma elevada incerteza e depende em grande medida de desenvolvimentos do mercado.
- Efeitos sobre diversos setores da economia. Existe uma complexa interligação de efeitos que encerram um elevado nível de incerteza. A introdução dos contadores inteligentes terá impactes em diversos setores, designadamente nas telecomunicações (prestação de serviços adicionais), fornecimento de equipamentos e de contadores inteligentes, prestação de serviços, que poderão ser substituídos por automação de diversas atividades (leituras, interrupção e restabelecimento do fornecimento, etc), entre outros.
- Benefício associado com a melhoria das operações relacionadas com cobranças e recuperação de dívidas de clientes.
- Efeitos sobre receitas fiscais. Existe uma complexa interligação de efeitos, que encerram um elevado nível de incerteza e a necessidade de investigação adicional e de maior detalhe.
- Não foi quantificado o risco dos contadores inteligentes se tornarem obsoletos antes do fim da vida útil, como consequência de evoluções tecnológicas atualmente imprevisíveis.

3.4 ANÁLISE GLOBAL DOS CENÁRIOS ANALISADOS

Nesta secção descrevem-se de forma sumária os principais resultados obtidos com as análises custo-benefício dos cenários de base, i.e., os cenários 1 a 5. Essa análise é complementada com os resultados dos cenários 6 a 10, que correspondem aos cenários de base com a não consideração dos fundos de apoio nacionais e/ou comunitários.

Na Figura 3-1 e no Quadro 3-1 são apresentados os resultados para os diferentes cenários que consideram autonomamente o *roll-out* de contadores de eletricidade. Estes resultados consideram apenas os custos e benefícios dos consumidores e operadores de redes.

Figura 3-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

Quadro 3-1 - Eletricidade (consumidores e operadores de redes): VAL (M€2014) dos benefícios e custos

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
Benefícios (MEUR)	1.582	1.624	1.148	1.558	1.549
Custos (MEUR)	-975	-1.001	-751	-1.114	-1.260

Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

Todos os cenários apresentam um Valor Atualizado Líquido (VAL) positivo e um rácio entre os benefícios e os custos superior a 1. O Cenário 2 é o que se revela mais favorável com um VAL de 623 milhões de euros e um rácio benefício/custo de 1,62.

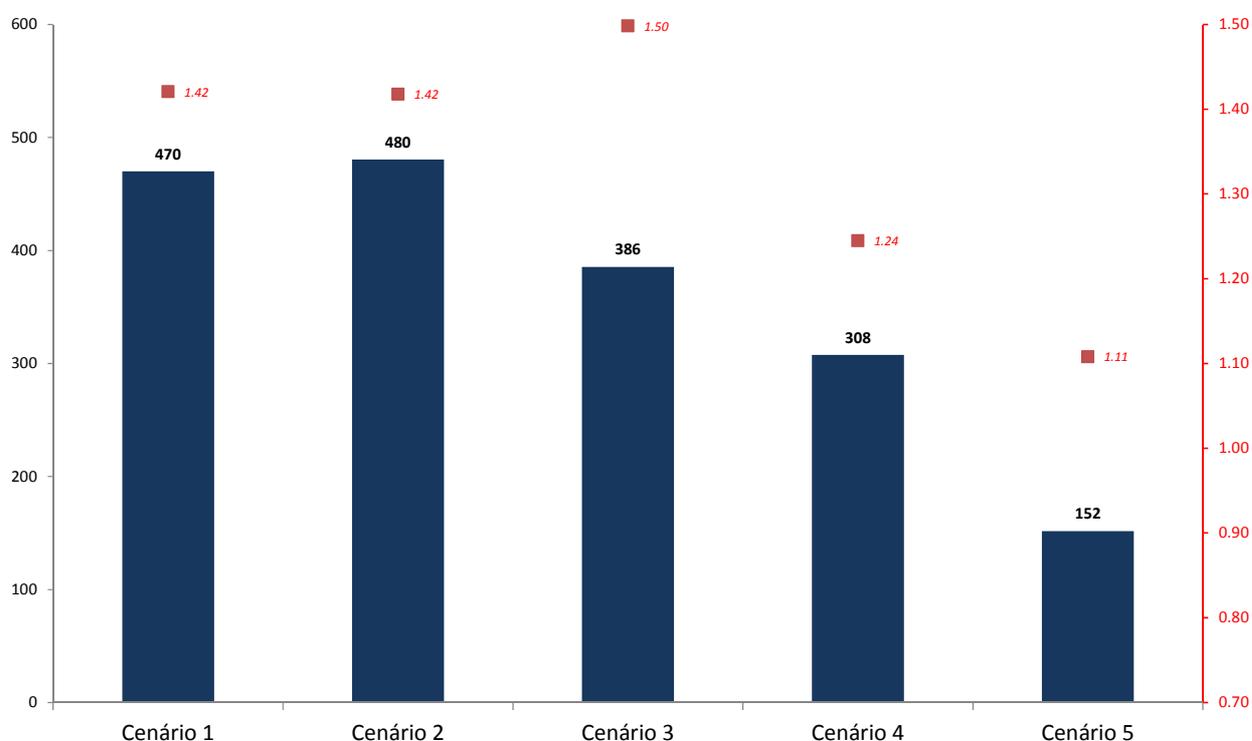
Esta avaliação considera o valor máximo de fundos nacionais e/ou europeus, por um montante de 120 milhões de euros.

Na Figura 3-2 e no Quadro 3-2 apresentam-se os resultados obtidos quando se adicionam os custos e benefícios relacionados com os comercializadores de eletricidade, designadamente:

- Redução de receitas (margem) devido à redução de consumo;

- Investimento e custos operacionais em sistemas de informação;
- Benefícios da redução de fraude;
- Benefícios da redução de chamadas no atendimento telefónico (*Call Center*) relacionadas com reclamações e pedidos de informação;
- Redução de receitas (margem) devido ao aumento de concorrência entre comercializadores no mercado de eletricidade.

Figura 3-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo



Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

Quadro 3-2 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes e comercializadores): VAL (M€ 2014) dos benefícios e custos

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
Benefícios (MEUR)	1.588	1.630	1.159	1.564	1.555
Custos (MEUR)	-1.117	-1.150	-773	-1.256	-1.403

Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

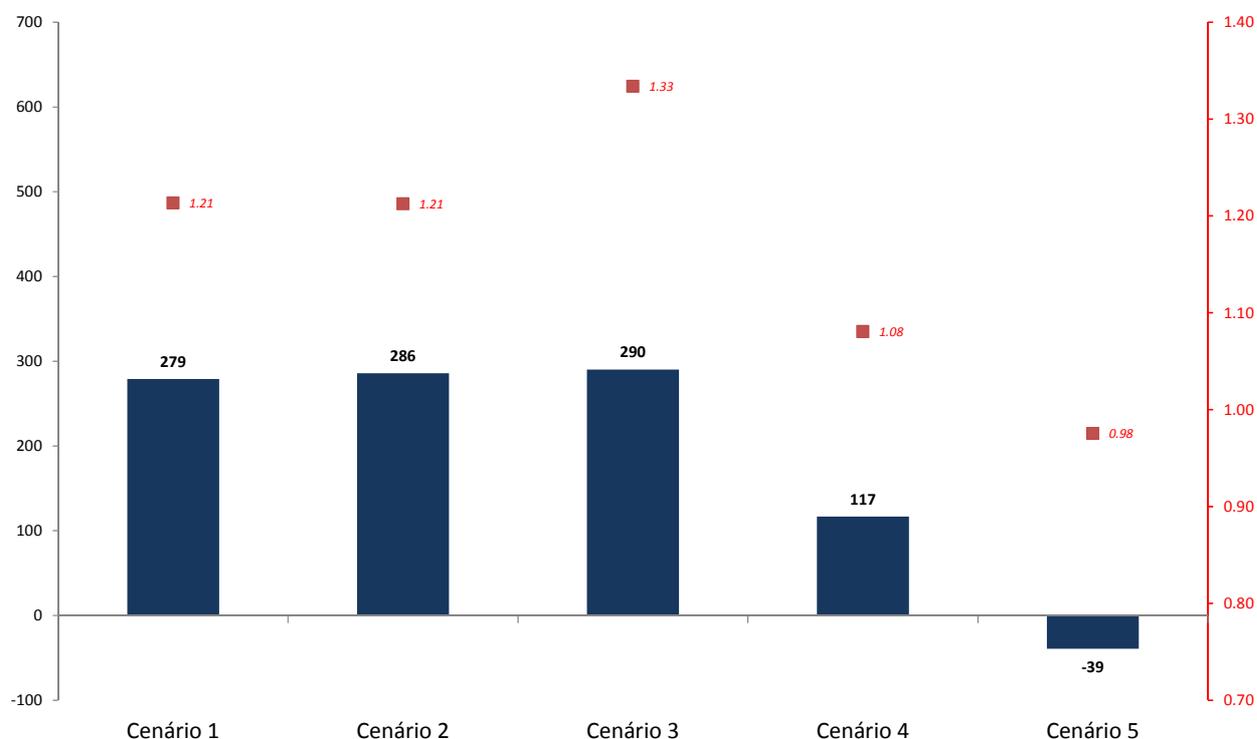
Da análise da Figura e do Quadro anteriores, verifica-se que todos os cenários apresentam um VAL positivo. Para os pressupostos considerados, o efeito líquido dos custos e benefícios relacionados com os comercializadores de eletricidade conduz a uma redução do VAL relativamente à situação anteriormente descrita. Nesta análise, o cenário mais favorável em termos de rácio benefício/custo (cenário 3) difere do que apresenta maior VAL (cenário 2). Analogamente ao que atrás se referiu, a determinação do VAL dos cenários com a inclusão dos comercializadores considera o valor máximo dos fundos nacionais e/ou europeus.

De modo a incluir na análise os efeitos sobre os produtores de eletricidade, foram considerados os seguintes custos e benefícios:

- Benefício associado ao diferimento de investimento em aumentos de capacidade;
- Redução de receitas (margem) devido a redução de consumo;
- Redução de receitas (margem) devido a transferência de consumo das horas de ponta para outros períodos de menor consumo (preços mais reduzidos).

Os resultados obtidos considerando a cadeia de valor mais completa são apresentados na Figura 3-3 e no Quadro 3-3.

**Figura 3-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores):
VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo**



Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

**Quadro 3-3 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores):
VAL (M€2014) dos benefícios e custos**

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
Benefícios (MEUR)	1.588	1.630	1.159	1.564	1.555
Custos (MEUR)	-1.308	-1.345	-869	-1.447	-1.594

Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

Nesta análise, os cenários 1 a 4 apresentam VAL positivos, enquanto o cenário 5 apresenta um VAL negativo. A redução do valor dos VAL face à análise anterior é justificada principalmente pela inevitável perda de rendimento dos produtores associada à redução de consumo e à transferência de consumo para períodos com preços mais baixos.

De acordo com os resultados das análises custo-benefício, considerando os diferentes perímetros de análise apresentados, o cenário que apresenta uma maior consistência nos resultados que devolve corresponde ao Cenário 2, que, de resto, é aquele que melhor posiciona a análise quando se integram os operadores de rede e os consumidores finais. Este cenário apresenta consistentemente melhores VAL

que os demais, com exceção da análise que integra os produtores em que a diferença é marginal para o cenário maximizador do VAL (Cenário 3). O Cenário 2 é objeto de análises mais detalhadas no ponto 3.5.

AValiação dos Impactes dos Fundos Nacionais e/ou Europeus

Como se referiu, a análise atrás apresentada considerou, para qualquer dos quadros de intervenientes mencionado e nos cenários de base, o valor de fundos nacionais e/ou europeus a afetar ao projeto de instalação de contadores inteligentes, i.e., o valor de 120 milhões de euros inscritos no PO SEUR publicado em abril de 2014.

A avaliação do impacte da existência destes fundos foi efetuada através da não consideração desse valor de 120 milhões de euros, para todos e cada um dos cenários de base (cenários 1 a 5, com a descrição anteriormente efetuada), daí resultando os cenários 6 a 10. Em qualquer uma das situações, o perfil temporal dos cash-flows dos fundos é equivalente ao perfil temporal do investimento nos contadores.

Sendo que importa, desde logo, aferir os resultados globais da existência, ou não de fundos de apoio, a comparação dos cenários 1 a 5 com os cenários 6 a 10 é efetuada tendo por base o quadro de custos e benefícios para todos os intervenientes.

**Quadro 3-4 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores):
VAL (M€2014) dos benefícios e custos – Sem fundos de apoio**

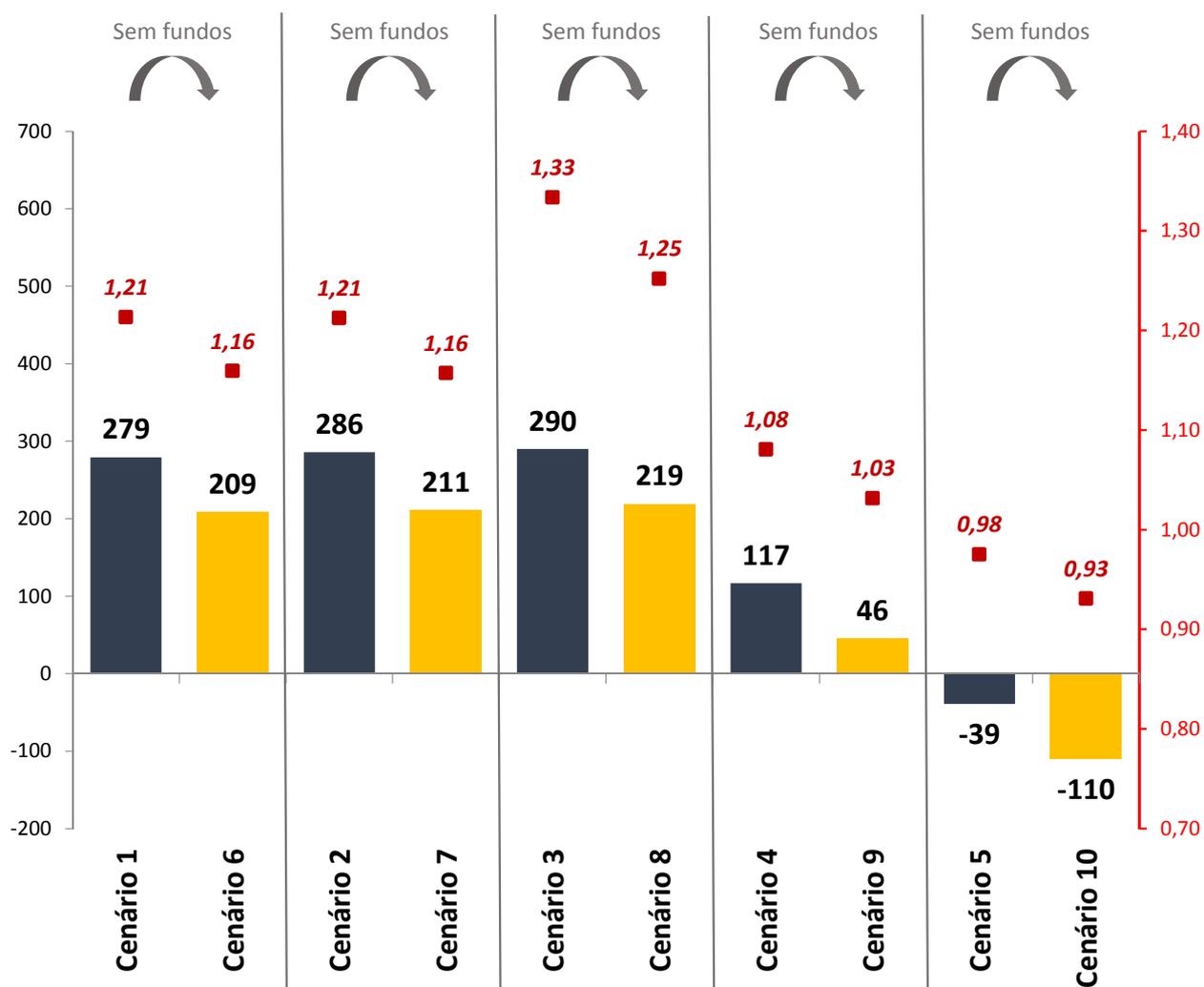
	Cenário 6	Cenário 7	Cenário 8	Cenário 9	Cenário 10
Benefícios (MEUR)	1517	1556	1088	1493	1484
Custos (MEUR)	-1308	-1345	-869	-1447	-1594

Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

O Quadro 3-4, apresenta os valores dos VAL de custos e benefícios, para os cenários de 6, 7, 8, 9 e 10, nos quais se replicaram as condições de cenarização, respetivamente, dos cenários 1, 2, 3, 4 e 5, e se retirou o valor de fundos de apoio considerado nestes últimos (120 milhões de euros). A diferença dos VAL líquidos entre a situação de existirem fundos de apoio e a situação da sua não existências varia entre um máximo de 74 milhões de euros (cenário 2 vs. cenário 7) e 70,5 milhões de euros (cenário 1 vs. cenário 6). Nos restantes casos de comparação, a diferença atribuível à existência de fundos de apoio na avaliação dos VAL é de cerca de 71 milhões de euros.

A Figura 3-4 apresenta a situação resumida dos VAL para os cenários comparativos da existência, ou não, de fundos de apoio nacionais e/ou comunitários.

Figura 3-4 - Eletricidade (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores): VAL (M€) e Rácio Benefício/Custo para os cenários comparativos de fundos de apoio



Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

3.5 ANÁLISE DO CENÁRIO MAIS FAVORÁVEL PARA A ELETRICIDADE – CENÁRIO 2

O Cenário 2 apresenta o VAL e o rácio benefício/custo mais elevados. Por essa razão, para este Cenário, são apresentadas nesta secção as seguintes análises adicionais:

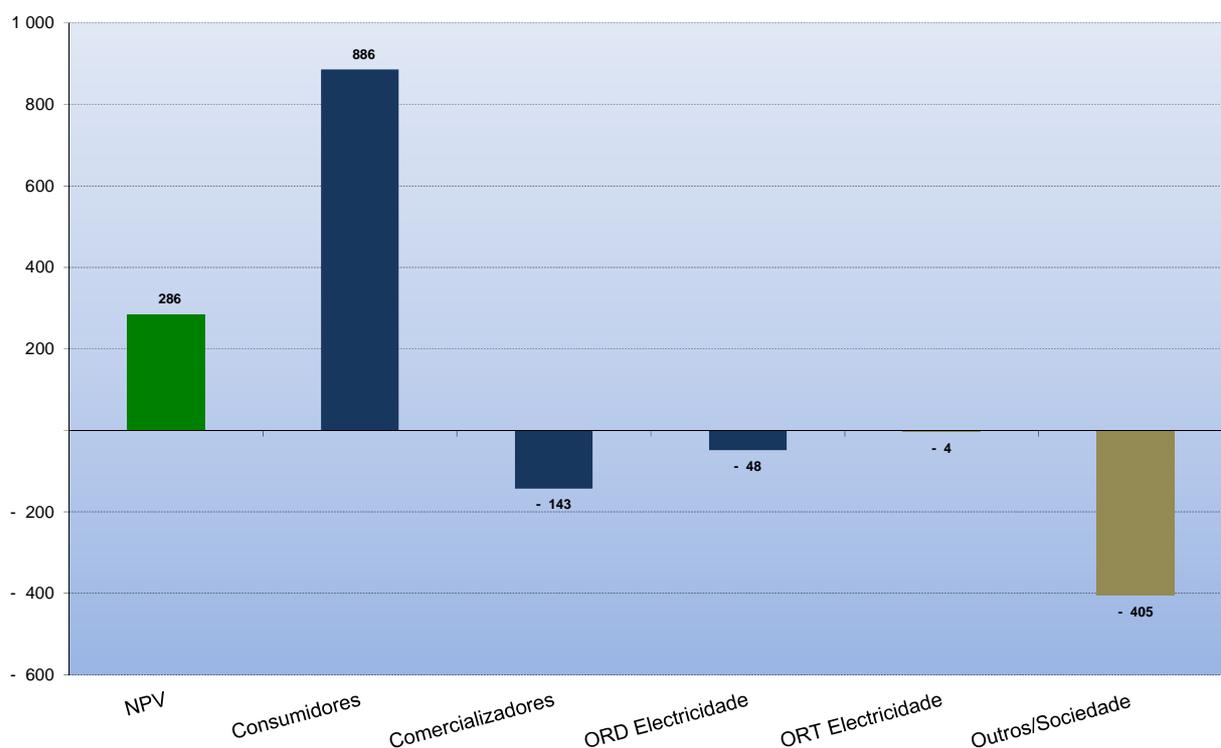
- Análise por agente da cadeia de valor;
- Análise do VAL dos itens de custo e benefício;

- Principais resultados das análises de sensibilidade.

3.5.1 ANÁLISE POR AGENTE DA CADEIA DE VALOR

Na Figura 3-5 analisa-se o VAL do Cenário 2 por agente da cadeia de valor, incluindo consumidores, operadores de redes, comercializadores e outros (produtores) e admitindo o valor máximo para os fundos de apoio.

Figura 3-5 - VAL (M€) por agente da cadeia de valor



Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

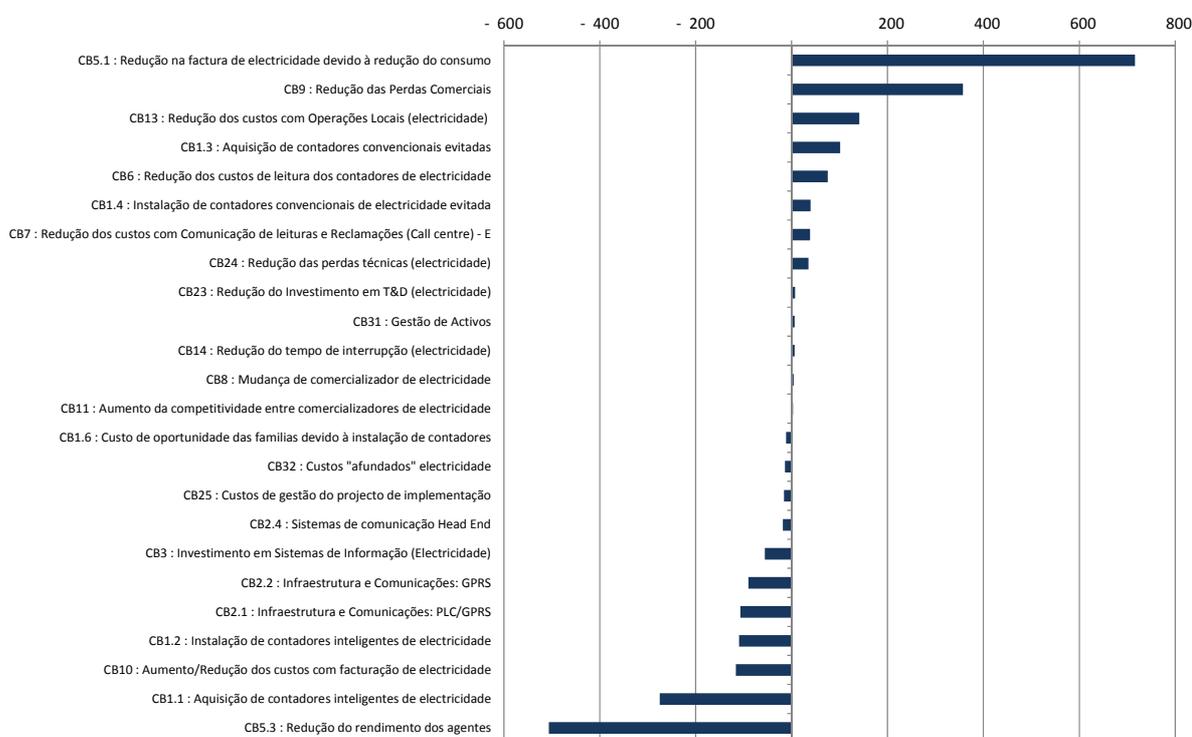
Verifica-se que os benefícios são capturados pelos consumidores, em grande medida devido à poupança de energia e transferência de consumos de horas cheias para outras horas de menor consumo, assumindo que a evolução de preços não é alterada, ou seja, não está refletida qualquer realocação de custos e benefícios entre agentes (uma vez que se trata de uma decisão regulatória, nomeadamente no que diz respeito aos custos associados ao ORD e ORT). Todavia, importa relembrar que o tratamento regulatório dado aos valores de comparticipação em investimentos nas redes passa por serem retirados da base de ativos remunerada dos agentes, o que implica um impacto positivo na tarifa de uso de redes suportada pelo consumidor.

Os custos refletem-se sobre os comercializadores, ORD, ORT (marginalmente) e Outros (produtores), uma vez que é sobre estes que recaem, em primeira análise, os custos de investimento (ORD) e o efeito da redução e alteração de padrão de consumo.

3.5.2 ANÁLISE DOS ITENS DE CUSTO E BENEFÍCIO

Os custos e benefícios no Cenário 2 são apresentados na Figura 3-6. Os itens estão organizados desde o benefício de maior valor até ao custo de maior valor, sempre numa ótica de VAL ao longo do período de análise. Os valores apresentados consideram a cadeia de valor que inclui os consumidores, operadores das redes, comercializadores e produtores.

Figura 3-6 - VAL (M€) por item de custo e de benefício



Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

Da análise da Figura 3-6 destaca-se o peso dos seguintes benefícios:

- Redução de consumo por parte dos consumidores;
- Redução de perdas comerciais (fraudes);
- Redução de custos com atividades operacionais locais, incluindo leituras dos contadores;
- Custos evitados com a aquisição de contadores convencionais.

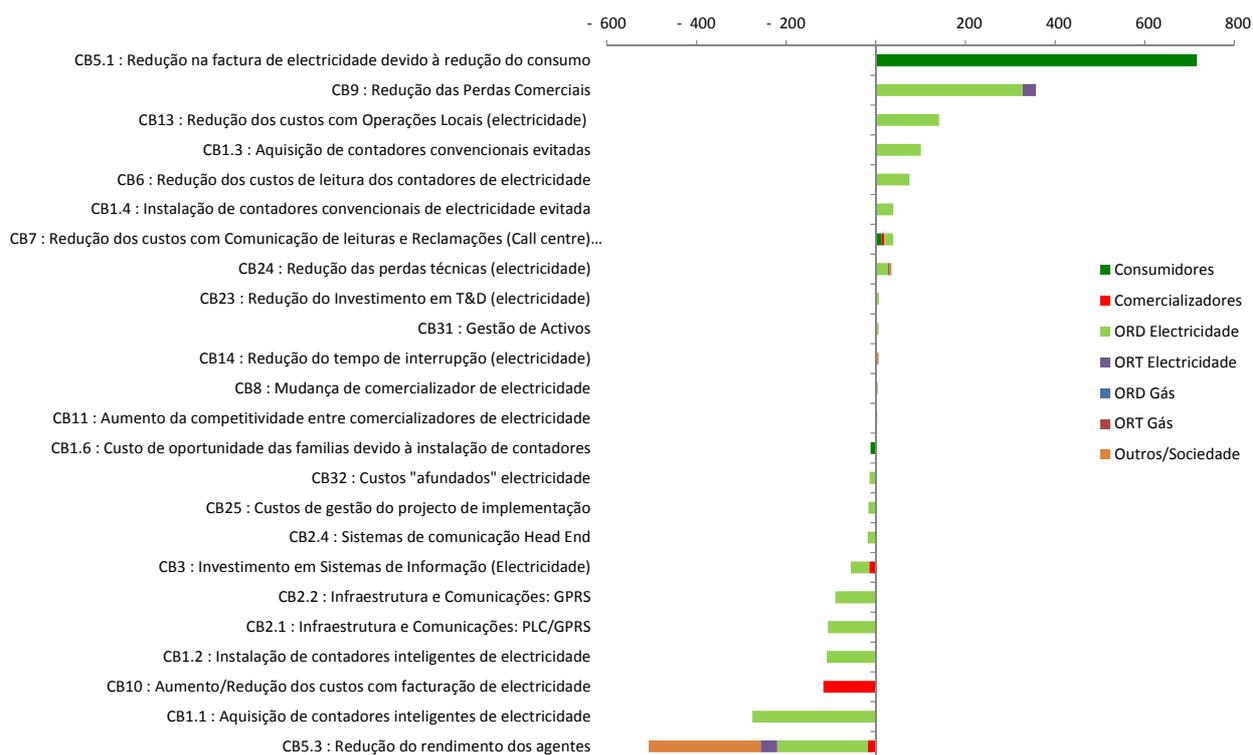
Importa reter que as diferenças nos cenários de base que se apuraram com os diferentes níveis de fundos nacionais e/ou europeus se situa em cerca de 53 a 56 milhões de euros (este último valor o que se apurou para o cenário 2, pela diferença entre 30 e 120 milhões de euros de fundos). Neste sentido, esta variável assume uma importância não negligenciável na análise efetuada.

Na componente de custos destacam-se:

- Redução de rendimento dos agentes de mercado em contrapartida da redução de consumo por parte dos consumidores;
- Aquisição (e instalação) de contadores inteligentes;
- Custos com faturação;

Na Figura 3-7 é apresentada a distribuição dos custos e benefícios por agente de mercado.

Figura 3-7 - VAL (M€) por item de custo e de benefício e por agente de mercado



Fonte: Elaboração ERSE com base em modelo analítico KEMA

4 IMPACTES DA INSTALAÇÃO DOS CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE

4.1 IMPACTES NOS CUSTOS E PROVEITOS DO ORD

A análise do impacto da instalação de contadores inteligentes nas tarifas no segmento de BTN foi realizada unicamente para Portugal continental, considerando o cenário que revelou uma análise custo-benefício mais favorável (cenário 2). Sobre este cenário foram simuladas 2 variantes tendo em conta as duas situações de comparticipações comunitárias ao investimento (H1 e H2).

No cenário 2, o *roll out* de instalação de contadores decorrerá a partir de 2015, sendo que em 2020 cerca de 80% dos clientes de BTN terão este tipo de contadores instalados, atingindo a quase totalidade dos clientes em 2022.

Os contadores encontram-se contabilizados como um ativo da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) do operador da rede de distribuição (ORD). No entanto, ao abrigo da Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, os encargos com ativos de contagem não são suportados pelos consumidores de energia elétrica, nem integrados nas tarifas de energia elétrica.

Os proveitos permitidos da atividade de DEE englobam os custos de funcionamento, a remuneração dos ativos e outros custos, nomeadamente, os planos de reestruturação de efetivos e os custos com rendas de concessão pagas aos municípios. Os custos desta atividade são recuperados através da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

METODOLOGIA DE REGULAÇÃO APLICADA AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A atividade de distribuição foi, desde o início da regulação uma atividade regulada por *price cap*, metodologia aplicada aos custos operacionais (OPEX) e aos custos com capital (CAPEX), com uma evolução indexada à taxa de inflação deduzida dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. A partir de 2012 esta metodologia passou a ser aplicada apenas ao OPEX da atividade de DEE, sendo os custos com capital analisados separadamente. Deste modo, o ativo regulado é remunerado ao custo de capital definido para a atividade, integrando as respetivas amortizações nos proveitos permitidos da empresa.

Esta separação tem a virtude de permitir a integração nos proveitos permitidos do investimento associado à inovação, designadamente as chamadas "redes inteligentes", incentivando-o mas sem deixar de garantir, no entanto, que, com as soluções propostas, o risco associado a este tipo de investimento seja repartido de uma forma adequada entre os consumidores e as empresas.

No que respeita ao investimento no âmbito das “redes inteligentes”, considerou-se no período regulatório 2012-2014 que o desenvolvimento e implementação a nível nacional de “redes inteligentes”, implica a necessidade de criação de um quadro regulatório adequado através da sua diferenciação face a investimentos convencionais. Assim, a base de ativos das designadas “redes inteligentes”, desde 2012, são remuneradas com um prémio de risco, de 1,5%, que acresce à taxa de remuneração dos ativos de “rede convencional”.

Além disso, foi estabelecido, que o risco tecnológico inerente ao carácter pioneiro dos investimentos em “rede inteligentes”, designadamente a necessidade de abates de equipamentos e a consequente substituição dos mesmos, terá que ser suportado pelo ORD. Foi, também, estabelecido que o acréscimo de risco, compensado pela diferenciação do custo de capital deste tipo de investimento, face ao custo de capital do restante investimento em infraestruturas de distribuição de energia elétrica não deverá manter-se para além do período de maturação da tecnologia aplicada.

No que diz respeito aos custos de exploração das redes de distribuição, os benefícios decorrentes da inovação resultam, por um lado, do incremento da automatização dos processos que implica uma menor necessidade de recursos para a operação das redes e, por outro lado, de uma monitorização e recolha de dados alargada na rede, que facilitará a tomada de decisão operacional, potenciará as atuações preventivas na operação da rede e permitirá o “diálogo” com os consumidores em prol de uma utilização mais eficiente dos recursos. Assim, o aumento no valor do CAPEX num primeiro momento, em consequência da implementação das “redes inteligentes”, conjuga-se com uma diminuição esperada no valor do OPEX, bem como numa racionalização do investimento e, consequentemente, numa diminuição do CAPEX num segundo momento.

Importa referir que, no paradigma atual, o ativo em contadores inteligentes que não está associado à função de contagem é considerado investimento inovador, por constituir um passo adicional na difusão das “redes inteligentes”. No entanto, quando se concretizar o *roll out* estes equipamentos passam a ser o *standard*, devendo ser massificados por estarem sujeitos a metas legais para a sua instalação, passando a ser remunerados à mesma taxa dos restantes ativos da atividade de distribuição.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Como já foi referido anteriormente, a determinação dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica assenta numa metodologia do tipo *price cap*. Esta fórmula de regulação, apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, de dezembro de 2011, contempla uma parcela fixa e três parcelas variáveis, que evoluem ao longo do período regulatório de acordo com

IPC-X¹⁰. Especificamente, os indutores de custos e os seus respetivos pesos na base de custos são os seguintes:

- Clientes: 30%;
- Energia injetada¹¹: 10%;
- Energia distribuída: 40%;
- Componente fixa: 20%.

ATIVOS

Os ativos do operador da rede de distribuição são objeto de remuneração através da aplicação de uma metodologia de custos aceites. Para a remuneração dos ativos considerou-se, a partir de 2012, que o RoR deve ser “*forward-looking*” e não “*backward looking*” como era na metodologia aplicada anteriormente. A atualização do RoR é efetuada com base na evolução das cotações médias diárias dos CDS¹² da República Portuguesa a 5 anos publicados pela Reuters durante o período do mês de outubro anterior ao ano a que diz respeito até ao mês de setembro posterior.

Dada a atual volatilidade dos indicadores de mercado, considerou-se adequado incluir um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*), bem como o estabelecimento de um mecanismo de amortecimento. Considera-se que o *floor* representa uma situação normal de risco, onde o RoR é inferior em cerca de 1,5% ao ponto central do mecanismo de indexação. Com vista a assegurar a simetria do processo de indexação, o *cap* é estabelecido em 1,5% acima do valor de partida.

De igual modo, conforme referido anteriormente, é aplicado um prémio de risco de 1,5% aos ativos considerados inovadores. No entanto, no caso da instalação dos contadores inteligentes, dada a sua massificação, esse investimento fica fora do âmbito de aplicação do prémio.

IMPACTES NOS PROVEITOS PERMITIDOS

A avaliação do impacte tarifário assenta numa análise dos efeitos nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição decorrentes da instalação de contadores inteligentes. Este exercício tem por base as

¹⁰ IPC – índice de preços ao consumidor medido pelo deflator do PIB.

X – fator de eficiência a aplicar a cada componente de custo.

¹¹ Este indutor foi apenas considerado a partir de 2013. Nesse ano, o valor deste parâmetro foi definido diminuindo a componente fixa por forma a representar 5% dos custos controláveis. Este valor evoluiu para 2014 com meta de eficiência.

¹² *Credit default swap*

análises custo-benefício (*CBA – cost-benefit analysis*) efetuadas pela KEMA. De seguida enumeram-se os principais pressupostos considerados na avaliação dos impactes nos proveitos permitidos:

- Período de análise até 2042;
- A análise incidiu sobre o cenário 2 da CBA com as duas variantes resultantes do nível de participações comunitárias (H1 e H2):
 - H1 – 120 milhões de euros;
 - H2 – ausência de apoios;
- Apenas foram consideradas variáveis com impacte direto nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição;
- A energia considerada para valorizar as variações do OPEX decorrentes da aplicação do *price cap* é a variação de consumo em BT resultante da instalação dos contadores inteligentes, no caso do indutor do *price cap* correspondente à energia elétrica entregue pela rede de distribuição em BT. Para o indutor do *price cap* correspondente à energia elétrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT, este valor é acrescido de uma taxa de perdas na rede de BT;
- A taxa de remuneração dos ativos foi fixada em 9,5% ao longo de todo o período de análise;
- Dado o processo de massificação de instalação de contadores inteligentes, considerou-se uma taxa de remuneração dos ativos de inovação igual à taxa de remuneração dos ativos convencionais;
- Considera-se que do total do investimento efetuado nos contadores inteligentes, 20% referem-se ao sistema de contagem¹³, não sendo remunerado no âmbito da Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro.

O cenário 2, objeto desta análise de impacte tarifário é o que apresenta resultados em termos de custo-benefício mais favoráveis para o setor elétrico. A caracterização deste cenário é a seguinte.

- Funcionalidade dos contadores *standard*
- Sistema de comunicações 1: 85% PLC e 15% GPRS
- *Feedback* Indireto 2
- *Roll-out* entre 2015 e 2022

Na análise de impacte tarifário, foram considerados os pressupostos que influenciam a variação dos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição ao longo do período. Estes impactam ao nível

¹³ Este valor resulta dum estudo solicitado pela EDP Distribuição à American Appraisal, na qualidade de consultor independente, com o objetivo de quantificar o valor dos componentes dos contadores inteligentes referentes à atividade de medição.

dos custos de exploração e ao nível dos custos com capital, constando na sua maioria da análise custo-benefício efetuada.

Assim, ao nível do OPEX, consideraram-se os seguintes itens de custo:

- Infraestrutura de Comunicações e Sistemas de Informação:
 - PLC/GPRS: Custo com taxas de subscrição;
 - PLC/GPRS: Custos de Operação e Manutenção do concentrador;
 - Sistemas Head End: Custos de manutenção;
 - Custos com Gestão de Projeto - sistemas de informação;
 - Custos Operacionais para o Operador de Rede - sistemas de informação;
- Redução nos custos de leitura dos contadores de eletricidade:
- Custos com comunicação de leituras e reclamações:
 - Redução dos custos de chamadas para os operadores de rede com comunicação de leituras;
 - Redução dos custos de chamadas para os operadores de rede com reclamações e pedidos de informação;
- Redução dos custos de leituras locais para mudança de comercializador;
- Custos com operações locais:
 - Redução dos custos com ligação e religação de clientes em dívida;
 - Reduções dos custos com alterações contratuais;
 - Redução das deslocações para investigação do nível de tensão por cliente;
 - Redução do número de investigações de avarias no contador por cliente;
- Redução dos tempos de interrupção:
 - Redução dos custos com reposição de serviço;
 - Redução dos custos com indemnizações;
- Custos globais do programa de implementação:
 - Custos globais de gestão do projeto de implementação;
 - Campanhas de sensibilização;
 - Formação;
- Gestão de ativos:

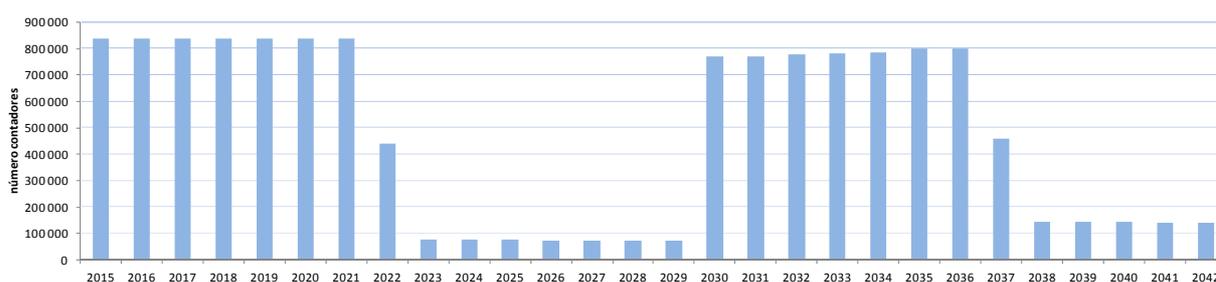
- Redução dos custos de manutenção dos transformadores;
- Redução dos custos com avarias dos transformadores;
- Variação nas quantidades para aplicação do *price cap*. A energia elétrica entregue pela rede de distribuição é corrigida dos seguintes aspetos:
 - Redução do consumo nas residências com instalação de contadores inteligentes;
 - Aumento do consumo de energia após redução da fraude;
 - Redução da energia não fornecida (por redução de tempos de interrupção);
 - Redução das perdas na rede de distribuição.

Ao nível do CAPEX foram consideradas as seguintes variáveis:

- Investimentos em inovação - contadores, concentradores, modems, sistema comunicações *head end*, sistemas de informação;
- Custos evitados em capacidade de Distribuição (rede convencional);
- Custos evitados na aquisição de contadores convencionais;
- Período de vida útil dos contadores inteligentes de 15 anos, coincidente com o período de amortização destes ativos. Este pressuposto implica que se considere o reinvestimento no final desse período.

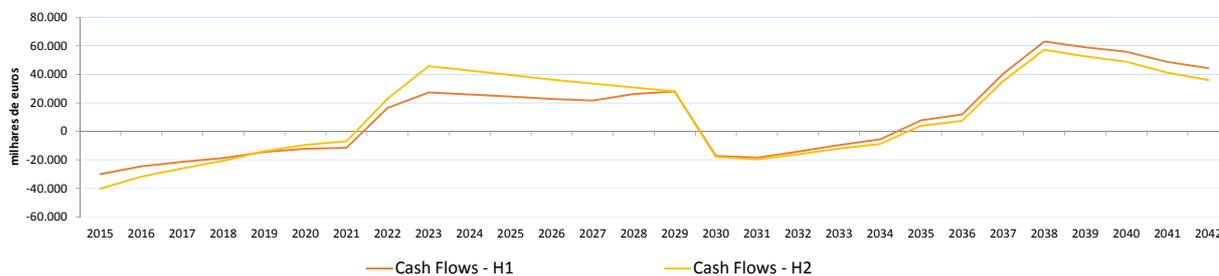
A Figura 4-1 apresenta a evolução da instalação de contadores inteligentes no cenário analisado.

Figura 4-1 - Número de contadores inteligentes instalados anualmente



A Figura 4-2 apresenta os *cash flows* associados às duas hipóteses alternativas analisadas quanto ao recebimento de participações comunitárias ao investimento.

Figura 4-2 – Cash flows em função do recebimento de participações comunitárias



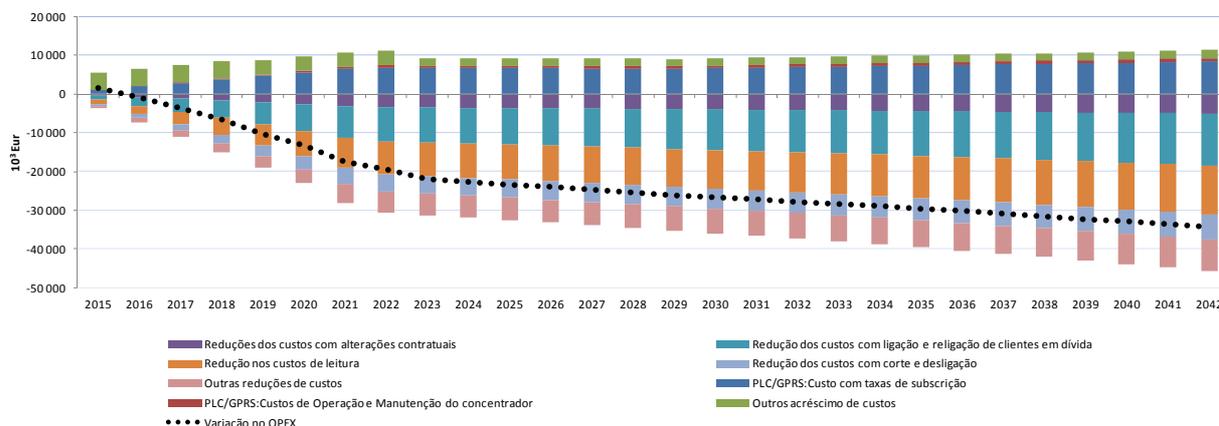
A Figura 4-3 apresenta o perfil de investimento considerado no cenário 2 líquido das participações comunitárias, associadas às hipóteses consideradas. Verifica-se que a análise efetuada contempla o reinvestimento no final do período de vida útil dos contadores (15 anos).

Figura 4-3 - Custos anuais com a instalação de contadores inteligentes



A instalação de contadores inteligentes impacta no OPEX e no CAPEX do operador da rede de distribuição de modo diferente. A maior visibilidade dos benefícios associados à instalação de contadores está ao nível do OPEX. A Figura 4-4 apresenta o impacto anual no OPEX resultante da instalação de contadores inteligentes no cenário 2.

Figura 4-4 - Impacte anual no OPEX da instalação de contadores inteligentes



Em termos totais o valor líquido das variações de OPEX resultantes da instalação de contadores inteligentes representam, a preços correntes, uma redução de 633 milhões de euros até 2042. Os fatores com impacte mais significativo nesta variação são evidenciados no Quadro 4-1, sendo possível constatar na Figura 4-4 que a redução acumulada de custos operacionais terá um maior peso que o aumento dos mesmos, motivo pelo qual a variação do OPEX é de sinal negativo.

Quadro 4-1 - Aspetos com maior impacte na variação do OPEX

Acréscimos de custos
PLC/GPRS:Custo com taxas de subscrição
PLC/GPRS:Custos de Operação e Manutenção do concentrador
Outros acréscimo de custos (relacionados com comunicações, sistemas de comunicação e gestão da implementação)
Reduções de custos
Redução nos custos de leitura
Redução dos custos com ligação e religação de clientes em dívida
Reduções dos custos com alterações contratuais
Redução dos custos com corte e desligação
Outras reduções de custos

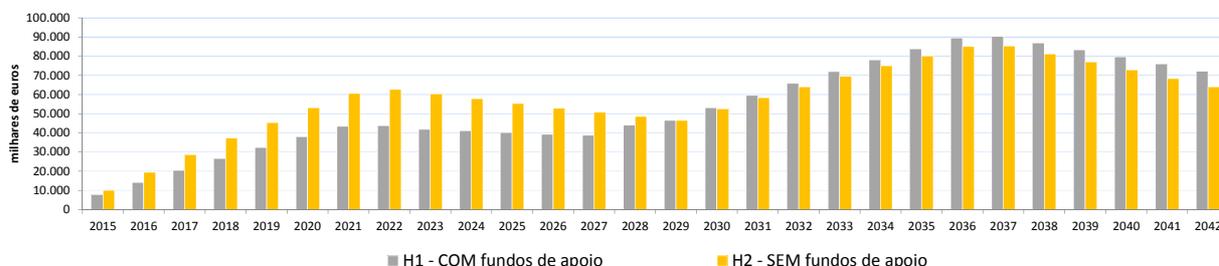
A concretização deste projeto tem um impacte significativo ao nível dos investimentos do operador da rede de distribuição, essencialmente por dois motivos:

- É o operador da rede distribuição que efetua a generalidade dos investimentos;
- Por via da aplicação da Lei n.º 12/2008, de 26 de fevereiro, os contadores não são objeto de remuneração no âmbito da regulação da atividade.

A Figura 4-5 apresenta, para as duas hipóteses de tratamento de participações comunitárias do cenário 2, o impacte anual da instalação de contadores inteligentes na parcela de custo com capital dos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição, tendo em conta os pressupostos mencionados

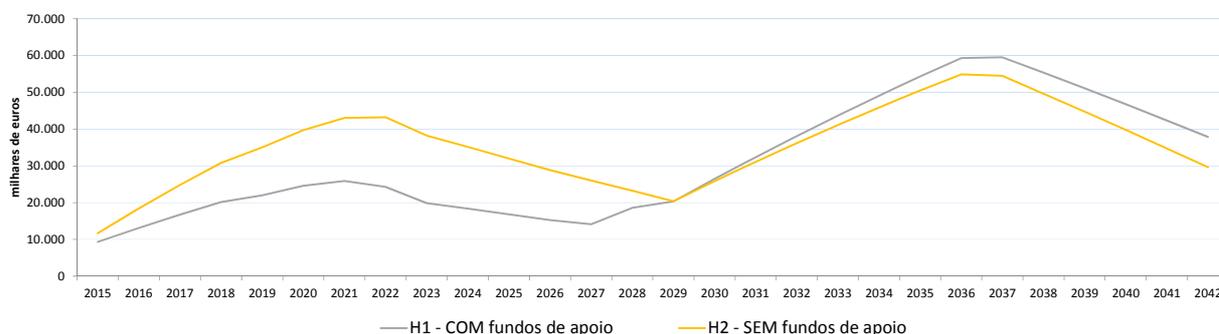
anteriormente. Importa reter que a análise pondera a existência de necessidades de reinvestimento decorrentes da vida útil dos contadores e respetivas amortizações.

Figura 4-5 - Impacte anual no CAPEX da instalação de contadores inteligentes



Na Figura 4-6 é apresentada a variação anual de proveitos permitidos do operador da rede de distribuição para as 4 hipóteses de recebimento de participações comunitárias do cenário 2, decorrente da instalação de contadores inteligentes e dos pressupostos considerados, a qual corresponde à conjugação dos efeitos verificados no OPEX e no CAPEX.

Figura 4-6 - Impacte anual nos proveitos permitidos da instalação de contadores inteligentes

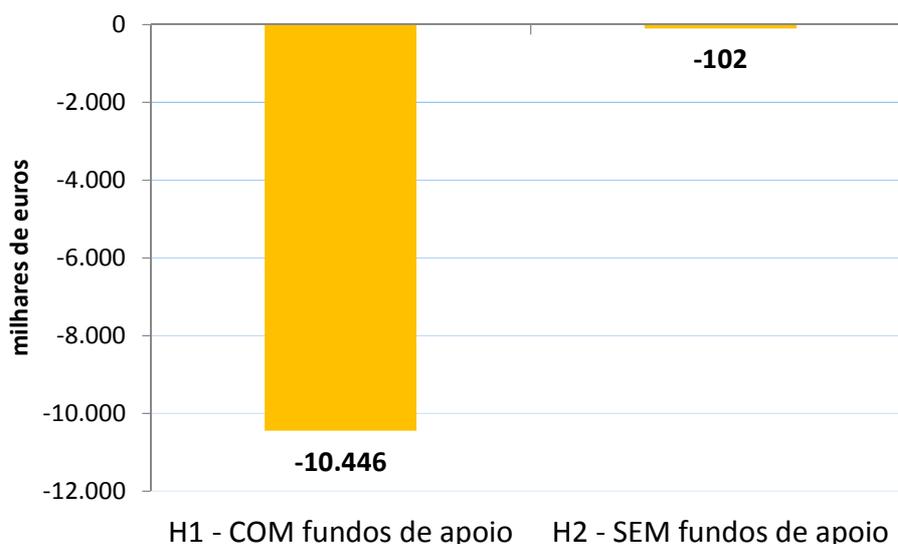


VALOR ATUAL LÍQUIDO

Na perspetiva do ORD, o valor atual líquido¹⁴ dos fluxos futuros para efeitos de regulação associados aos contadores inteligentes, nomeadamente a remuneração dos ativos, a aceitação da sua amortização anual, o nível de participações comunitárias e as variações esperadas ao nível do OPEX, corresponde aos valores indicados na Figura 4-7.

¹⁴ Utilizando uma taxa de desconto de 9,5% e com horizonte temporal o ano de 2042.

Figura 4-7 - Valor atual líquido dos fluxos futuros para efeitos de regulação



Desta análise de impactes nos proveitos permitidos do operador da rede de distribuição, as principais conclusões que se retiram para as hipóteses analisadas no cenário 2 são as seguintes:

- O aumento de CAPEX sobrepõe-se à redução de OPEX, o que origina um aumento gradual dos proveitos permitidos da atividade de DEE;
- O tempo de amortização dos contadores inteligentes de 15 anos origina impactes máximos nos proveitos permitidos em ciclos com esta duração, ocorrendo o primeiro máximo em 2021, para as hipóteses 1 a 3 e em 2022 para a hipótese 4;
- Os ganhos no OPEX têm uma tendência sempre crescente, em resultado da redução dos custos com operações locais, para um número crescente de clientes com este tipo de contadores, e da redução gradual do consumo por cliente, que tem impacte nos proveitos da atividade de DEE por via da metodologia de regulação (*price cap*);
- Na perspetiva do ORD o VAL do projeto para efeitos regulatório é negativo nas quatro hipóteses analisadas.

O impacte dos fundos é particularmente sensível na evolução do CAPEX na primeira metade do período de análise, em que o apoio ao investimento permite reduzir as variações do CAPEX (componente que se sobrepõe ao OPEX) em cerca de 28% em média, entre 2015 e 2027. Este período corresponde ao da primeira fase de instalação de contadores, prévio ao reinvestimento por fim de vida útil.

4.2 IMPACTES NAS TARIFAS E FATURAS DOS CLIENTES EM BTN

Conforme anteriormente apresentado, a instalação dos contadores inteligentes de eletricidade apresenta diversos impactes ao nível dos custos de exploração (OPEX) e ao nível dos custos com investimento (CAPEX) dos operadores das redes de distribuição.

Importa analisar os impactes nas faturas dos clientes de eletricidade tendo em conta as alterações nos custos de exploração e nos custos de investimento dos operadores de redes, bem como no consumo dos consumidores. Assim, nesta análise são considerados os custos e os benefícios dos operadores de redes e dos consumidores.

Os custos considerados no Cenário 2 (cenário mais favorável) correspondem a contadores com funcionalidades *standard*, um sistema de comunicações 85% PLC e 15% GPRS e cujo roll-out decorre entre 2015 e 2022. Neste cenário, considera-se que a informação proporcionada pelos contadores inteligentes permite uma redução do consumo de 2% e uma transferência de consumos para as horas de vazio de 2%.

Assumindo os pressupostos anteriormente referidos, apresentam-se no Quadro 4-2 e no Quadro 4-3 os impactes esperados nas faturas de eletricidade, para os dois cenários extremos de comparticipação de fundos comunitários (H1 – 120 milhões de euros de fundos de apoio e H2 – sem comparticipação). As simulações têm por base os valores das tarifas aditivas para 2014. Nesta análise são apresentados, para os diferentes escalões de potência contratada e para as opções BTN tarifa simples e BTN tarifa bi-horária, os seguintes valores:

- Os valores estimados da fatura inicial (com os contadores convencionais);
- Os aumentos na fatura mensal e anual (acréscimo tarifa rede distribuição), resultantes do acréscimo de custos na rede de distribuição decorrente da instalação dos contadores inteligentes;
- Os benefícios associados à redução do consumo e à transferência de consumos para as horas de vazio.
- Os valores da fatura final resultantes do efeito combinado do aumento da tarifa de rede de distribuição e da alteração dos consumos;
- A variação entre a fatura final e a fatura inicial.

CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE

ESTUDO PREVISTO NA PORTARIA N.º 231/2013

Quadro 4-2 - Impactes nas faturas de eletricidade

H1 – participação 120 milhões de euros

Opção tarifária simples													
Potência Contratada (kVA)	Consumo Médio (kWh)	Representatividade Nível tensão BTN (%)		Fatura inicial (€)		Acréscimo tarifa rede distribuição (€)		Benefícios redução/transferência consumos (€)		Fatura Final (€)		Impacte (%)	
		# Clientes	Consumo	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal		
3,45	1543	41%	26%	290,99	24,25	2,26	0,19	4,79	0,40	288,46	24,04	-0,87%	
4,6	2253	3%	2%	416,59	34,72	3,15	0,26	6,99	0,58	412,75	34,40	-0,92%	
5,75	2700	1%	1%	501,28	41,77	3,86	0,32	8,38	0,70	496,77	41,40	-0,90%	
6,9	2445	18%	18%	477,23	39,77	4,07	0,34	7,59	0,63	473,71	39,48	-0,74%	
10,35	3277	5%	6%	652,56	54,38	5,82	0,49	10,17	0,85	648,21	54,02	-0,67%	
13,8	4578	2%	3%	900,68	75,06	7,91	0,66	14,20	1,18	894,39	74,53	-0,70%	
17,25	6049	1%	1%	1175,14	97,93	10,12	0,84	18,77	1,56	1166,49	97,21	-0,74%	
20,7	8550	2%	7%	1609,38	134,11	13,07	1,09	26,53	2,21	1595,92	132,99	-0,84%	
		73%	65%										

Opção tarifária bi-horária													
Potência Contratada (kVA)	Consumo Médio (kWh)	Representatividade (%) Nível tensão (BTN)		Fatura inicial (€)		Acréscimo tarifa rede distribuição (€)		Benefícios redução/transferência consumos (€)		Fatura Final (€)		Impacte (%)	
		# Clientes	Consumo	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal		
3,45	2460	3%	3%	426,00	35,50	2,81	0,23	10,94	0,91	417,87	34,82	-1,91%	
4,6	3000	1%	1%	523,83	43,65	3,56	0,30	13,35	1,11	514,03	42,84	-1,87%	
5,75	3497	1%	1%	614,54	51,21	4,27	0,36	15,54	1,30	603,28	50,27	-1,83%	
6,9	3767	7%	10%	671,91	55,99	4,85	0,40	16,80	1,40	659,96	55,00	-1,78%	
10,35	5648	2%	4%	1004,69	83,72	7,27	0,61	25,19	2,10	986,77	82,23	-1,78%	
13,8	8509	1%	3%	1492,48	124,37	10,41	0,87	38,40	3,20	1464,49	122,04	-1,88%	
17,25	10958	0%	1%	1922,23	160,19	13,32	1,11	50,14	4,18	1885,41	157,12	-1,92%	
20,7	15591	1%	6%	2703,68	225,31	17,89	1,49	73,13	6,09	2648,44	220,70	-2,04%	
		16%	30%										

Quadro 4-3 - Impactes nas faturas de eletricidade

H2 – sem participação

Opção tarifária simples													
Potência Contratada (kVA)	Consumo Médio (kWh)	Representatividade Nível tensão BTN (%)		Fatura inicial (€)		Acréscimo tarifa rede distribuição (€)		Benefícios redução/transferência consumos (€)		Fatura Final (€)		Impacte (%)	
		# Clientes	Consumo	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal		
3,45	1543	41%	26%	290,99	24,25	2,55	0,21	4,79	0,40	288,76	24,06	-0,77%	
4,6	2253	3%	2%	416,59	34,72	3,56	0,30	6,99	0,58	413,16	34,43	-0,82%	
5,75	2700	1%	1%	501,28	41,77	4,36	0,36	8,38	0,70	497,27	41,44	-0,80%	
6,9	2445	18%	18%	477,23	39,77	4,59	0,38	7,59	0,63	474,24	39,52	-0,63%	
10,35	3277	5%	6%	652,56	54,38	6,58	0,55	10,17	0,85	648,97	54,08	-0,55%	
13,8	4578	2%	3%	900,68	75,06	8,94	0,74	14,20	1,18	895,42	74,62	-0,58%	
17,25	6049	1%	1%	1175,14	97,93	11,44	0,95	18,77	1,56	1167,80	97,32	-0,62%	
20,7	8550	2%	7%	1609,38	134,11	14,76	1,23	26,53	2,21	1597,61	133,13	-0,73%	
		73%	65%										

Opção tarifária bi-horária													
Potência Contratada (kVA)	Consumo Médio (kWh)	Representatividade Nível tensão BTN (%)		Fatura inicial (€)		Acréscimo tarifa rede distribuição (€)		Benefícios redução/transferência consumos (€)		Fatura Final (€)		Impacte (%)	
		# Clientes	Consumo	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal	Anual	Mensal		
3,45	2460	3%	3%	426,00	35,50	3,17	0,26	10,94	0,91	418,23	34,85	-1,82%	
4,6	3000	1%	1%	523,83	43,65	4,02	0,33	13,35	1,11	514,49	42,87	-1,78%	
5,75	3497	1%	1%	614,54	51,21	4,83	0,40	15,54	1,30	603,83	50,32	-1,74%	
6,9	3767	7%	10%	671,91	55,99	5,48	0,46	16,80	1,40	660,58	55,05	-1,69%	
10,35	5648	2%	4%	1004,69	83,72	8,21	0,68	25,19	2,10	987,71	82,31	-1,69%	
13,8	8509	1%	3%	1492,48	124,37	11,76	0,98	38,40	3,20	1465,84	122,15	-1,79%	
17,25	10958	0%	1%	1922,23	160,19	15,05	1,25	50,14	4,18	1887,13	157,26	-1,83%	
20,7	15591	1%	6%	2703,68	225,31	20,21	1,68	73,13	6,09	2650,76	220,90	-1,96%	
		16%	30%										

No Quadro 4-4 apresenta-se um resumo do impacte final na fatura dos consumidores, para as duas variantes de comparticipação de fundos comunitários considerados na avaliação dos impactes nos proveitos permitidos (H1 – 120 milhões de euros e H2 – sem comparticipação).

Quadro 4-4 – Resumo impactes nas faturas de eletricidade

Opção tarifária simples		
Potência Contratada (kVA)	Impacte (%)	
	H1	H2
3,45	-0,87%	-0,77%
4,6	-0,92%	-0,82%
5,75	-0,90%	-0,80%
6,9	-0,74%	-0,63%
10,35	-0,67%	-0,55%
13,8	-0,70%	-0,58%
17,25	-0,74%	-0,62%
20,7	-0,84%	-0,73%

Opção tarifária bi-horária		
Potência Contratada (kVA)	Impacte (%)	
	H1	H2
3,45	-1,91%	-1,82%
4,6	-1,87%	-1,78%
5,75	-1,83%	-1,74%
6,9	-1,78%	-1,69%
10,35	-1,78%	-1,69%
13,8	-1,88%	-1,79%
17,25	-1,92%	-1,83%
20,7	-2,04%	-1,96%

Da análise da informação constante nos Quadros anteriores podem extrair-se as seguintes conclusões principais:

- O acréscimo de custos com o investimento nos novos contadores resulta num agravamento das tarifas entre 0,7% e 1,0%;
- Este acréscimo tarifário é compensado por uma redução estimada do consumo de 2% (e transferência de consumos entre períodos tarifários) resultando numa redução da fatura final dos clientes;
- Os benefícios são distribuídos de forma homogénea, verificando-se uma redução da fatura de eletricidade para todos os escalões de potência contratada;
- Para os consumidores com tarifa simples a redução estimada da fatura varia entre 0,55% e 0,92%;

A redução da fatura de eletricidade para os consumidores com tarifa bi-horária assume valores superiores, entre 1,69% e 2,04%.

5 MODELOS ORGANIZATIVOS DE IMPLEMENTAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES

No contexto do presente Estudo, á semelhança do que foi efetuado para o estudo de 2012, considerou-se adequado incluir uma reflexão sobre os diferentes modelos organizativos para a atividade de medição de energia na perspetiva da implementação dos contadores inteligentes.

Este Capítulo começa por descrever os modelos de contagem existentes nos países da União Europeia. Seguidamente analisam-se as vantagens e desvantagens de possíveis modelos organizativos para a implementação dos contadores inteligentes. Finalmente retiram-se algumas conclusões sobre esta matéria.

5.1 MODELOS CONTAGEM DE ENERGIA EXISTENTES NA UNIÃO EUROPEIA

Na maior parte dos países a responsabilidade com os contadores, designadamente a instalação, manutenção, leitura e gestão de dados é do operador da rede de distribuição, o que acontece em 23 de 25 países caracterizados nos estudos mencionados em 2012. Em alguns países outras entidades, como os comercializadores ou um operador de serviços de contagem, podem também ser responsáveis pela gestão dos contadores.

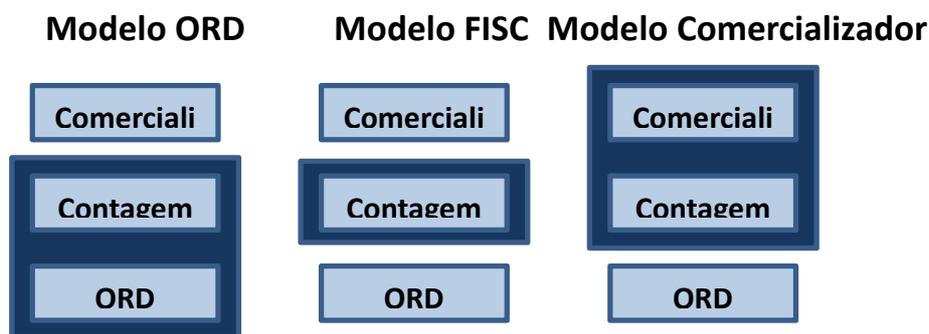
No Reino Unido, os comercializadores são responsáveis pelo fornecimento e leitura dos contadores. Na Alemanha, apesar do operador de rede de distribuição ser geralmente o responsável pela leitura do contador, esta tarefa também pode ser executada pelo comercializador ou por uma entidade terceira.

Os três principais modelos podem ser estruturados da seguinte forma:

1. O operador da rede de distribuição (ORD) providencia os serviços de contagem e detém a propriedade e opera a infraestrutura de contagem.
2. Um Fornecedor Independente de Serviços de Contagem (FISC) providencia serviços de contagem. A propriedade e a responsabilidade da infraestrutura de contagem podem ficar com o FISC ou com o ORD.
3. As funções de contagem são providenciadas pelo comercializador, ou outra empresa prestadora do serviço à escolha do cliente, num ambiente de contagem liberalizado.

A Figura 5-1 apresenta, de forma esquemática, os modelos possíveis atrás mencionados.

Figura 5-1 - Modelos de mercado de contagem



Fonte: KEMA

Os modelos são exemplificativos, sendo que as implementações reais podem assumir diversas variantes, no que se refere às principais atividades de contagem:

- Propriedade da infraestrutura.
- Planeamento da implementação de contadores no terreno.
- Instalação e manutenção da infraestrutura.
- Operação da infraestrutura.
- Leitura dos contadores.
- Recolha e processamento dos dados.
- Disponibilização de dados aos consumidores, comercializadores e outras entidades elegíveis.

Mais recentemente, a nível europeu tem-se verificado um crescente interesse em estudar a constituição de “Data Hubs” que concentram a informação recolhida dos contadores, procedem ao seu tratamento e validação e à disponibilização aos agentes de mercado. Esta opção é normalmente justificada pelas seguintes razões:

- Necessidade de harmonizar e uniformizar a disponibilização da informação aos agentes de mercado. Esta questão assume particular relevância nos países em que existem diversos ORD de eletricidade ou de gás natural.
- Necessidade de simplificar relações e processos de negócio entre ORD e comercializadores, em particular quando em presença de diversos ORD e/ou de mais de uma utilidade (complexidade vista como barreira à entrada no mercado de novos agentes).
- Necessidade de assegurar que a disponibilização de informação aos agentes de mercado seja efetuada por uma entidade independente. Esta questão é referida nos casos em que os ORD integram grupos verticalmente integrados, que desenvolvem também atividades em regime de concorrência.

- Necessidade de tratar, validar e disponibilizar um volume crescente de informação associado ao desenvolvimento dos contadores e redes inteligentes. O número de utilizadores da informação terá tendência para aumentar.

5.2 MODELOS DE IMPLEMENTAÇÃO DO *ROLL-OUT* DE CONTADORES INTELIGENTES EM PORTUGAL

Nos termos estabelecidos na legislação nacional, as análises custo-benefício anteriormente apresentadas foram efetuadas tendo em consideração que a implementação dos contadores inteligentes é efetuada pelos ORD. Com efeito, no quadro legal vigente, os ORD detêm a propriedade dos contadores e são responsáveis pela recolha, tratamento, validação e disponibilização dos dados aos agentes de mercado.

Em alternativa a este modelo base e considerando outras experiências internacionais estudadas, considerou-se oportuno analisar as seguintes alternativas¹⁵ possíveis de implementação do *roll-out* de contadores inteligentes:

- **Modelo A** - Constituição de uma nova entidade que assumiria as responsabilidades atualmente atribuídas aos ORD de eletricidade no que se refere à propriedade, instalação, manutenção e operação dos contadores, bem como ao tratamento, validação e disponibilização de dados de consumo aos agentes de mercado. A infraestrutura de comunicações seria igualmente gerida por esta nova entidade.
- **Modelo B** - Constituição de uma nova entidade que assumiria as responsabilidades pelo tratamento, validação e disponibilização de dados aos agentes de mercado, mantendo-se a propriedade, instalação, manutenção, leitura e operação dos contadores da responsabilidade dos ORD. A infraestrutura de comunicações seria igualmente detida e gerida pelos ORD.
- **Modelo C** - Os comercializadores seriam responsáveis pela propriedade, instalação, manutenção dos contadores. Nesta alternativa seria igualmente necessário considerar a criação de uma nova entidade que assumiria a responsabilidade pelas infraestruturas de comunicações, bem como pela recolha, tratamento e disponibilização de dados aos agentes de mercado.

Seguidamente apresenta-se uma análise qualitativa das implicações de cada uma das alternativas relativamente ao modelo base (ORD), que corresponde ao consagrado na legislação.

¹⁵ Como referido, em 2012, no Relatório "Estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural, Relatório 2E/G: Experiência de outros países", KEMA, outros modelos existem, como no caso da Alemanha, em que o mercado de contagem está liberalizado, no intuito de estimular este mercado via concorrência.

MODELO A

O Modelo A considera a constituição de uma nova entidade que teria de se dotar dos meios necessários para desempenhar as funções atualmente desenvolvidas pelos ORD.

Relativamente ao modelo base, as principais vantagens associadas a este modelo são as seguintes:

- Atividade de medição de energia e disponibilização de dados de consumo aos agentes de mercado assegurada por uma entidade independente de grupos empresariais verticalmente integrados. Assegura imparcialidade/transparência no funcionamento do mercado, podendo contribuir para facilitar a entrada no mercado de novos agentes e, conseqüentemente, dinamizar o mercado retalhista.
- Facilita a implementação integrada de contadores inteligentes de diferentes setores (abordagem *multi-utility*).

A este modelo podem ser associados custos adicionais ou desvantagens face ao modelo base, designadamente os seguintes:

- Custos associados à criação de uma nova entidade com os meios necessários para desenvolver a atividade de medição de energia nas suas diferentes dimensões (aquisição, instalação e manutenção de contadores e sistemas de informação; recolha, tratamento, validação e disponibilização de dados de consumo aos agentes de mercado). Redundância com os sistemas dos ORD que se pode traduzir num aumento de custos, designadamente aqueles que são necessários para o suporte aos seus processos operacionais (gestão e planeamento da rede; condução da rede; trânsitos de energia; assistência técnica; prestação de serviços aos clientes e faturação do acesso às redes). Haverá ainda que considerar os custos associados às adaptações que será necessário efetuar nos sistemas dos ORD para passarem a trocar informação com a nova entidade.
- Agravamento dos custos com comunicações pelo facto da utilização do PLC (tecnologia que se revelou mais económica nas análises custo-benefício) ficar dificultada, tornando-se eventualmente necessário neste modelo recorrer à tecnologia GPRS ou outras.
- Risco de execução do *roll-out* no calendário estabelecido na legislação comunitária associado à necessidade de constituição de uma nova entidade e de proceder à sua capacitação técnica e financeira para desenvolver o projeto.

Importa ainda referir que a implementação deste modelo obriga a alterações legislativas, designadamente dos contratos de concessão que atualmente atribuem a atividade de medição de energia aos operadores das redes.

MODELO B

Neste modelo a propriedade, instalação, manutenção, leitura e operação dos contadores é da responsabilidade dos ORD, que mantinham o acesso a toda a informação como acontece atualmente.

A nova entidade assumiria a responsabilidade pelo tratamento, validação e disponibilização de dados aos agentes de mercado. Os ORD disponibilizariam a informação recolhida dos contadores num interface único e harmonizado à nova entidade.

Relativamente à implementação integrada de contadores inteligentes de diferentes setores (abordagem *multi-utility*), este modelo não apresenta a robustez do Modelo A na medida em que a propriedade, instalação, manutenção e operação dos contadores se manteria na responsabilidade de cada um dos ORD de eletricidade e de gás natural.

Os custos adicionais e desvantagens identificadas para o Modelo A são menores no Modelo B. Com efeito, relativamente ao Modelo A podemos considerar que os custos de criação da nova entidade e a duplicação de sistemas são agora menores pelo facto desta assumir funções mais limitadas relativamente às previstas no Modelo A.

Tal como para o Modelo A, este modelo assegura que a disponibilização de dados aos agentes de mercado é efetuado por uma entidade independente.

MODELO C

Este modelo é o que potencialmente conduz a custos mais elevados e maiores riscos de execução, uma vez que para além dos custos e desvantagens identificados para o Modelo A há ainda que adicionar as seguintes dificuldades:

- Perda de efeito de escala na aquisição dos contadores (aquisição efetuada por cada comercializador potencialmente de forma muito fragmentada).
- Agravamento dos custos de gestão na implementação dos contadores inteligentes devido ao elevado número de entidades intervenientes.
- Riscos tecnológicos (interoperabilidade e comunicações) resultantes da instalação de contadores inteligentes por um maior número de entidades (comercializadores).
- Maior complexidade de processos para os clientes (no caso dos processos que requeiram o envolvimento do operador da rede de distribuição, do comercializador e da nova entidade a criar).
- Potenciais dificuldades na mudança de comercializador pelo facto do contador ser propriedade do comercializador (necessidade de substituição ou transmissão da propriedade do contador).

- Risco mais elevado de execução do *roll-out* pelo facto dos comercializadores não disporem de experiência na atividade de medição de energia.

5.3 IDENTIFICAÇÃO DO MODELO MAIS FAVORÁVEL PARA IMPLEMENTAÇÃO DE CONTADORES INTELIGENTES

A identificação de um modelo mais favorável passa por definir qual ou quais as dimensões da análise que se pretendem otimizar ou maximizar. Com efeito, é possível identificar diversas dimensões em causa, nomeadamente, racionalidade económica (onde uma análise de custos e benefícios se enquadra), risco de execução do *roll-out*, perceção de imparcialidade/transparência, facilidade de tratamento em ambiente *multi-utility*, dinamização do mercado retalhista (gás, eletricidade e outros), "future proofness" da solução, entre outras.

Não parece existir um modelo único que seja o mais favorável para todas estas dimensões, pelo que, sendo todos tecnicamente viáveis, a decisão dependerá do peso relativo que o Governo atribuir àquelas dimensões.

Uma abordagem mais profunda destes e outros aspetos deverá ser objeto de uma análise mais detalhada a realizar.

A manutenção do modelo atualmente consagrado na legislação (os ORD detêm a propriedade dos contadores e são responsáveis pela recolha, tratamento, validação e disponibilização dos dados aos agentes de mercado) não é incompatível com futuros desenvolvimentos organizativos que venham a ser decididos pelo Governo, designadamente quanto a uma eventual criação de um "Data Hub" que corresponderia ao Modelo B anteriormente apresentado. Importa, no entanto, ter presente que a opção de manutenção do modelo atual pode condicionar o sistema de comunicações, designadamente a possibilidade de atribuição da infraestrutura de comunicações a uma entidade independente.

A criação de "Data Hubs" é uma matéria que começa agora a ser discutida na União Europeia, não existindo ainda ideias claras a nível europeu sobre esta matéria. Por essa razão, considera-se prudente aguardar pela consolidação de algumas experiências que estão em desenvolvimento e que se espera estejam totalmente implementadas em 2014, designadamente no Reino Unido (DCC-Data Communications Company) e em Itália (SII-Integrated Information System).

6 PRINCIPAIS CONCLUSÕES

Neste Capítulo apresentam-se as principais conclusões dos estudos e análises efetuados organizados da seguinte forma:

- Numa primeira secção são evidenciados os principais resultados das análises e estudos efetuados, tendo em consideração os cenários e pressupostos elencados.
- Numa segunda secção são identificadas as variáveis determinantes nas análises efetuadas, incluindo os fundos nacionais e/ou europeus afetos ao projeto.
- Identificação de alguns aspetos a considerar na tomada de decisão sobre a implementação de contadores inteligentes.

6.1 PRINCIPAIS RESULTADOS

Os principais resultados obtidos, exclusivamente para a eletricidade pelas razões expressas anteriormente, podem resumir-se do seguinte modo:

- As análises custo-benefício são positivas para todos os cenários estudados, com exceção do cenário 5 na análise com todos os intervenientes (consumidores, operadores de rede, comercializadores e produtores), em que o VAL é negativo em 39 milhões de euros.
- Os Cenários 1 e 2 são os que apresentam resultados mais favoráveis quando consideradas todas as possibilidades da cadeia de valor. Estes cenários consideram contadores com funcionalidades *standard* e um sistema de comunicações 85% PLC e 15% GPRS. O Cenário 1 considera o início do *roll-out* em 2016 e o Cenário 2 em 2015.
- Considerando a cadeia de valor mais alargada (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores), os Cenários 1 e 2 apresentam um Valor Atual Líquido (VAL), respetivamente de 279 e 286 milhões de euros. Para estes cenários, o rácio Benefício/Custo apurado é de 1,21. Para esta abordagem da cadeia de valor, o VAL do cenário 3 (em que se altera o tipo de *feedback* dos consumidores) assume o valor de 290 milhões de euros e um rácio Benefício/Custo de 1,33.
- É importante referir que, para os Cenários 1 e 2, foram consideradas funcionalidades *standard*, que se revelaram consensuais entre os participantes na consulta pública de 2012. Correspondem às funcionalidades mínimas necessárias para assegurar os benefícios pretendidos com as diretivas comunitárias.
- Nas funcionalidades do contador de eletricidade não foi considerada a possibilidade dos contadores de eletricidade incluírem uma porta *multi-utility* para permitir a recolha no futuro de informação de outros contadores. Os custos associados à porta *multi-utility* (contador de eletricidade mais caro em

20-30%), o facto do número de clientes de gás natural ser muito inferior ao número de clientes de eletricidade e a possibilidade de, num futuro próximo, virem a ser desenvolvidas soluções tecnológicas que permitam obter os mesmos resultados através da utilização da porta HAN justificam esta opção.

O impacte estimado da existência de fundos nacionais e/ou comunitários foi determinado numa gama de 70,5 a 74 milhões de euros, valor esse de variação que se obtém de aferir as diferenças entre os cinco cenários de base, assumindo-se a existência desses fundos, contra a alternativa em todos esses cenários de não ter tal apoio. A maior diferença (74 milhões de euros) é produzida nas condições do cenário 2, sendo a menor (70,5 milhões de euros) nas condições do cenário 1. Nas restantes cenarizações (cenários 3, 4 e 5) o valor de variação do VAL por existirem fundos afetos ao projeto estão em torno dos 71 milhões de euros.

A existência de através de fundos nacionais e/ou comunitários traduz-se num impacte positivo sobre a tarifa, o qual se observa pela comparação das variações das tarifas suportadas pelos consumidores nas hipóteses com e sem esses mesmos fundos, comparação essa efetuada para o cenário mais favorável.

O impacte dos fundos é particularmente sensível na redução da evolução do CAPEX na primeira fase de instalação de contadores (prévio ao reinvestimento), permitindo reduzir tais variações em cerca de 28% em média, entre 2015 e 2027.

A existência de apoios traduz-se numa redução final da fatura de eletricidade que se situa em torno de 0,1%. Tanto para os clientes em taifa simples como para os consumidores com tarifa bi-horária.

A informação aos consumidores na fase de preparação e durante a execução do *roll-out* é considerada fundamental para que estes compreendam os benefícios que podem vir a obter com os contadores inteligentes de eletricidade. Outro aspeto a ter em conta diz respeito à necessidade de proceder a alterações regulamentares que assegurem a proteção dos consumidores, designadamente sobre matérias relacionadas com o acesso aos dados de consumo, parametrização remota do contador e prestação de serviços à distância.

6.2 VARIÁVEIS DETERMINANTES

As análises efetuadas consideraram um conjunto muito alargado de itens de custo e benefício. As variáveis que assumem um peso determinante foram sujeitas a análises de sensibilidade para o Cenário mais favorável (Cenário 2).

Considerando a cadeia de valor mais alargada (consumidores, operadores de redes, comercializadores e produtores) e os pressupostos assumidos nas análises custo-benefício, o Cenário 2 apresenta um VAL de 286 milhões de euros, como atrás se referiu.

As variáveis com maior influência nos resultados das análises custo-benefício para a eletricidade são as seguintes:

- **Redução de consumo**

O valor central considerado foi uma redução de consumo de 2% (*feedback* indireto 2), correspondente a um VAL de cerca de 286 milhões de euros para o Cenário 2, com o perímetro de análise mais alargado. O VAL do projeto mantém-se positivo (cerca de 150 milhões de euros) se for considerada uma redução de consumo de apenas 1%. Caso seja considerada uma redução de consumo de 3%, o VAL assume um valor próximo dos 420 milhões de euros.

- **Custo dos contadores inteligentes de eletricidade**

O custo unitário médio dos contadores (70% monofásicos e 30% trifásicos) considerado foi de 44 euros (sem *modem* de comunicações), correspondente a um VAL de cerca de 286 milhões de euros para o Cenário 2, com o perímetro de análise mais alargado. Admitindo um aumento do custo de 50% (custo unitário de 66 euros), o VAL reduz-se para cerca de 148 milhões de euros. Caso o custo unitário se reduza 30% (custo unitário de 31 euros) o VAL passaria a ter um valor próximo de 370 milhões de euros.

- **Variação do preço da eletricidade**

Foi considerada uma variação real nula do preço da eletricidade (evolução em linha com a inflação), correspondente a um VAL de cerca de 286 milhões de euros para o Cenário 2, com o perímetro de análise mais alargado. Caso se considerasse uma evolução 2% acima da taxa de inflação, o VAL aumentaria para cerca de 618 milhões de euros.

- **Fundos de apoio**

Conforme se referiu, a existência de fundos de apoio ao investimento repercute-se na variação do VAL entre 70,5 e 74 milhões de euros. O impacte da existência de fundos é mais sensível no cenário 2.

Daqui se extrai que os resultados das análises custo-benefício apresentam uma elevada sensibilidade a alguns dos pressupostos e parâmetros considerados. O mesmo tenderá a suceder com a avaliação dos benefícios associados a redução de perdas comerciais, para as quais não foi ainda efetuada uma análise de sensibilidade por não se ter consolidado a informação que permita efetuar uma caracterização efetiva do comportamento desta variável em situação de estabilização.

ANEXOS

I. GLOSSÁRIO E SIGLAS

ADSL	<i>Asymmetric Digital Subscriber Line</i> , tecnologia de comunicação de dados que permite uma transmissão de dados mais rápida através de linhas de telefone do que um modem convencional pode oferecer
AMR	<i>Automated Meter Reading</i> , sistema em que os contadores possuem apenas capacidade de comunicação unidirecional com os sistemas centrais
AMM	<i>Automated Meter Management</i> , sistema em que os contadores possuem capacidade de comunicação bidirecional com os sistemas centrais, permitindo, além de funcionalidades mais avançadas de medição de energia, a parametrização e controlo dos contadores
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BAU	<i>Business As Usual</i> , terminologia usada para referir o cenário de referência sem alterações significativas face à situação atual
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW
BTN	Baixa Tensão Normal, fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i> , refere-se a despesas de capital ou investimento em bens de capital
CBA	<i>Cost Benefit Analysis</i>
CBT	<i>Consumer Behaviour Trials</i> , nome dado ao conjunto de projetos-piloto efetuados na Irlanda para aferição do comportamento do consumidor face aos contadores inteligentes
CO ₂	Dióxido de carbono
DCC	<i>Data Communications Company</i> , nome dado à entidade a criar no Reino Unido para implementar, operar e manter a infraestrutura de comunicações para contadores inteligentes

CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE

ESTUDO PREVISTO NA PORTARIA N.º 231/2013

DCSK	<i>Differential Code Shift Keying</i> , técnica de modulação de espalhamento espectral de banda larga para transmissão de dados
DTC	<i>Distribution Transformer Controller</i> , terminologia utilizada no projeto Inovgrid do ORD EDP-D
EB	<i>Energy Box</i> , terminologia utilizada no projeto Inovgrid do ORD EDP-D para designar um equipamento normalmente existente nas instalações do cliente
ERGEG	<i>European Regulator Group for Electricity & Gas</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GPRS	<i>General Packet Radio System</i> , tecnologia associada a comunicações móveis via rádio para transmissão de dados
HAN	<i>Home Area Network</i> , trata-se da rede de comunicações, normalmente no interior das instalações do cliente, que permite a comunicação entre o contador e outros dispositivos
IA	<i>Impact Assessment</i> , Avaliação de Impacte, terminologia usada no Reino Unido para referir as análises custo-benefício
IHD	<i>In-House Display</i> , monitor, normalmente nas instalações do cliente, para visualização de informação de uma forma mais inteligível
IP	Iluminação Pública
kVA	kilo-Volt-Ampère, unidade de potência
kWh	kilo-Watt-Hora, unidade de energia
LAN	<i>Local Area Network</i> , rede de área local, que no contexto de contadores inteligentes corresponde normalmente à área entre as instalações do consumidor e o primeiro concentrador de diversos consumidores no exterior
m ³	unidade de volume
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
MWh	Mega-Watt-hora, unidade de energia

CONTADORES INTELIGENTES DE ELETRICIDADE

ESTUDO PREVISTO NA PORTARIA N.º 231/2013

OPEX	<i>Operational Expenditures</i> , despesas operacionais, refere-se ao capital utilizado para manter um produto, negócio ou sistema
ORD	Operador de Rede de Distribuição
PLC	<i>Power Line Carrier</i> , tecnologia de comunicações sobre a rede elétrica
PLC DCSK	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal DCSK (<i>Differential Code Shift Keying</i>)
PLC OFDM	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal OFDM (<i>Orthogonal Frequency-Division Multiplexing</i>)
PLC PRIME	Tecnologia PLC; a solução PRIME (<i>Powerline Related Intelligent Metering Evolution</i>) define uma solução de telecomunicações pública, aberta e não-proprietária e é baseada em modulação OFDM
PLC SFSK	Tecnologia PLC utilizando a técnica de modulação de sinal SFSK (<i>Spaced Frequency Shift Keying</i>)
PT	Posto de Transformação
RF Mesh	Trata-se de uma arquitetura de telecomunicações via rádio constituída por elementos de rede (nós de rede) comunicando via rádio-frequência (RF) e organizados numa tipologia malhada
ToU	<i>Time of Use</i> , tipo de tarifas baseada no conceito de cobrar preços diferentes de energia consoante o período do dia (por exemplo, dia, noite, períodos de pico)
VAL	Valor Atual Líquido, medida de avaliação económico-financeira (equivalente ao termo anglo-saxónico NPV, <i>Net Present Value</i>)
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> , custo médio de capital; usado para descontar os fluxos financeiros para análise económico-financeira
WAN	<i>Wide Area Network</i> , rede de área alargada, que no contexto de contadores inteligentes corresponde normalmente à área entre o primeiro concentrador de diversos consumidores no exterior e a rede do ORD ou de outros intervenientes na cadeia de valor