



A CELER – Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, CRL  
Avenida Doutor António Rangel, 93 – 4585-353 Rebordosa

**RELATÓRIO DA QUALIDADE DE SERVIÇO DAS ATIVIDADES EXERCIDAS  
PELA A CELER – COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA,  
CRL NO SETOR ELÉTRICO RELATIVO AO ANO DE 2017**

Maio de 2018

## 1. OBJETIVO

O presente relatório é publicado nos termos do artigo 108.º do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural na sua versão atualmente em vigor, doravante designado por RQS.

Nele se pretende incluir toda a informação relativa à operação da rede de distribuição em baixa tensão na sua zona de concessão e a comercialização regulada da energia elétrica em baixa tensão de acordo com o disposto no n.º 2 do artigo 108.º do RQS.

Na sua elaboração houve a preocupação de, apesar de alguma complexidade dos assuntos nele tratados, recorrer a uma linguagem simples de modo a torná-lo compreensível aos utilizadores da nossa rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão e aos consumidores nossos clientes.

Descreve-se, no presente relatório, o resultado da monitorização das obrigações em termos de qualidade de serviço de natureza técnica e das obrigações no âmbito comercial que relaciona a A CELER – Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, CRL, doravante designada pela A CELER, com os seus clientes.

As disposições de natureza técnica respeitam a aspetos de continuidade de serviço e da qualidade da energia elétrica.

As disposições de natureza comercial respeitam a aspetos de comunicação com o cliente e a serviços prestados ao cliente para além do fornecimento de energia elétrica.

Por último e no capítulo dos “diversos” apresentam-se dados relevantes às atividades de A CELER no domínio da operação da rede, da comercialização regulada e na comercialização liberalizada.

## 2. SIGLAS, DEFINIÇÕES E CONCEITOS

### 2.1 SIGLAS

No presente relatório são utilizadas as seguintes siglas:

**A CELER** – A CELER – Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, CRL – Operador e Comercializador de Último Recurso, exclusivamente em baixa, na sua área de concessão (freguesia de Rebordosa do concelho de Paredes) e Comercializador de Mercado Liberalizado.

**AT** – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

**BT** – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).

**CNE** – Cliente com Necessidades Especiais.

**AT** – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).

**BT** – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).

**BTE** – Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,1 kW).

**BTN** – Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,1 kVA).

**CML** – Comercializador do Mercado Liberalizado.

**Contador inteligente** – Equipamento de medição de energia (vulgo contador elétrico) que permite o trânsito de informação nos dois sentidos (por exemplo: envia remotamente a informação sobre os consumos que regista e recebe, também remotamente, uma ordem de corte do fornecimento de energia).

**CP** – Cliente Prioritário.

**CPE** – Código do Ponto de Entrega.

**CUR** - Comercializador de Último Recurso.

**DCP** – Dispositivo de Controlo de Potência.

**DGEG** – Direção Geral de Energia e Geologia.

**END** – Energia não distribuída.

**ENF** – Energia não fornecida.

**ERSE** – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

**INE** – Instituto Nacional de Estatística.

**MAIFI** – Frequência média de interrupções breves do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “Momentary Average Interruption Frequency Index”).

**MPQS** – Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço.

**MT** – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).

**NP EN 50160** – É a versão portuguesa da Norma Europeia EN 501260:2010 que fixa as características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia elétrica e subscrita pela grande maioria dos países europeus, designadamente Portugal.

**ORD** – Operador da rede de distribuição de AT, MT e BT (parcialmente) – EDPD.

**A CELER** – Relatório da Qualidade de Serviço relativo ao ano de 2017

**ORD/BT** – Operador da rede de distribuição com o nível de tensão igual ou inferior a 1kV.

**PdE** – Ponto de Entrega.

**RARI** – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

**RD/BT** – Rede de distribuição com o nível de tensão igual ou inferior a 1kV.

**RND** – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão em Portugal continental.

**RNT** – Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental.

**RRC** – Regulamento das Relações Comerciais.

**RRD** – Regulamento da Rede de Distribuição.

**RRT** – Regulamento da Rede de Transporte.

**RT** - Rede de Transporte.

**SAIDI** – Duração média das interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “System Average Interruption Duration Index”).

**SAIFI** – Frequência média de interrupções longas do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “System Average Interruption Frequency Index”).

**SARI** – Tempo médio de reposição de serviço do sistema (sigla adotada internacionalmente a partir da designação em língua inglesa do indicador “System Average Restoration Index”).

**SEN** – Sistema Elétrico Nacional.

**Smart grids** – Redes elétricas inteligentes que permitem a recolha de informação e a transmissão de ordens entre equipamento da rede. Também designadas por “redes inteligentes”.

**TIE** – Tempo de interrupção equivalente.

**TIEPI** – Tempo de interrupção equivalente da potência instalada.

## 2.2 DEFINIÇÕES

No presente documento são utilizadas as seguintes definições:

**Agente de Mercado** – Entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador, comercializador de último recurso, Agente Comercial e cliente.

a) **Avença** – Contrato relativo a ponto de entrega não dotado de equipamento de medição, para o qual o fornecimento de energia elétrica assume uma característica de constância temporal e antecipadamente conhecida, que permite convencionar o consumo atribuível à instalação.

b) **Baixa Tensão Especial (BTE)** – Fornecimento em baixa tensão com uma potência contratada superior a 41,4 kW.

c) **Baixa Tensão Normal (BTN)** – Fornecimento em baixa tensão com uma potência contratada igual ou inferior a 41,4 kVA.

d) **Cava da tensão de alimentação** – diminuição brusca da tensão de alimentação para um valor situado entre 90% e 15% da tensão declarada (ou da tensão de referência deslizante), seguida do restabelecimento da tensão depois de um curto lapso de tempo num intervalo de tempo entre dez milissegundos e um minuto, de acordo com a NP EN 50160.

e) **Cliente ou consumidor** – pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica para consumo próprio, incluindo os clientes vinculados, nos termos da definição estabelecida no RRC.

f) **Comercializador** – entidades cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, nos termos estabelecidos na lei.

g) **Comercializador de último recurso** – entidade titular de licença de comercialização sujeita a obrigações de serviço universal, nos termos da lei.

h) **Contador inteligente** – Equipamento de medição de energia (vulgo contador elétrico) que permite o trânsito de informação nos dois sentidos (por exemplo: envia remotamente a informação sobre os consumos que regista e recebe, também remotamente, uma ordem de corte do fornecimento de energia).

i) **Desequilíbrio no sistema trifásico de tensões** – estado no qual os valores eficazes das tensões das fases ou das defasagens entre tensões de fases consecutivas, num sistema trifásico, não são iguais.

j) **Distorção harmónica** – deformação da onda de tensão (ou de corrente) sinusoidal à frequência industrial provocada, designadamente, por cargas não lineares.

k) **Duração média das interrupções longas do sistema** – quociente da soma das durações das interrupções longas nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

l) **Emissão (eletromagnética)** – processo pelo qual uma fonte fornece energia eletromagnética ao exterior.

- m) **Energia não distribuída** – valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil).
- n) **Energia não fornecida** – valor estimado da energia não fornecida nos pontos de entrega do operador da rede de transporte, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil).
- o) **Evento** – ver definição de ocorrência.
- p) **Frequência da tensão de alimentação** – taxa de repetição da onda fundamental da tensão de alimentação, medida durante um dado intervalo de tempo (em regra um segundo).
- q) **Frequência média de interrupções breves do sistema** – quociente do número total de interrupções breves nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.
- r) **Frequência média de interrupções longas do sistema** – quociente do número total de interrupções longas nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.
- s) **Incidente** – qualquer acontecimento ou fenómeno de carácter imprevisto que provoque a desconexão, momentânea ou prolongada, de um ou mais elementos da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço, quer do elemento inicialmente afetado, quer de outros elementos da rede.
- t) **Instalação elétrica** – conjunto de equipamentos elétricos utilizados na produção, no transporte, na conversão, na distribuição ou na utilização da energia elétrica, incluindo fontes de energia, bem como as baterias, os condensadores e outros equipamentos de armazenamento de energia elétrica.
- u) **Interrupção breve** – interrupção com uma duração igual ou superior a 1 segundo e inferior ou igual a 3 minutos.
- v) **Interrupção longa** – interrupção com uma duração superior a 3 minutos.
- w) **Leitura** – Valor, ou conjunto de valores simultâneos no caso de contadores multitarifa, referente ao consumo de um cliente, obtido por leitura direta do operador da rede ou comunicado pelo cliente ou pelo seu comercializador, que permita a faturação completa.
- x) **Ocorrência (evento)** – acontecimento que afete as condições normais de funcionamento de uma rede elétrica.
- y) **Operador da rede** – entidade titular de concessão ou de licença, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no RRC para Portugal continental: a entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, as entidades concessionárias de redes em BT em Portugal continental.
- z) **Perturbação (eletromagnética)** – fenómeno eletromagnético suscetível de degradar o funcionamento dum dispositivo, dum aparelho ou dum sistema.

aa) **Ponto de entrega** – ponto da rede onde se faz a entrega de energia elétrica à instalação do cliente ou a outra rede.

bb) **Produtor** – entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.

cc) **Rede** – conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos elétricos ligados entre si com vista a veicular energia elétrica.

dd) **Smart grids** – Redes elétricas inteligentes que permitem a recolha de informação e a transmissão de ordens entre um servidor central e equipamentos da rede. Também designadas por “redes inteligentes”.

ee) **Sobretensão (“swell”)** – aumento temporário da tensão eficaz num ponto do sistema de alimentação de energia acima de um limiar de início especificado com duração típica entre 10ms e 1 minuto.

ff) **Subestação** – instalação elétrica destinada a algum dos seguintes fins:

Transformação da corrente elétrica por um ou mais transformadores estáticos, cujo secundário é de alta ou de média tensão.

Compensação do fator de potência por compensadores síncronos ou condensadores, em alta ou média tensão.

gg) **Tempo de interrupção equivalente** – quociente entre a energia não fornecida num dado período e a potência média do diagrama de cargas nesse período, calculada a partir da energia total fornecida e não fornecida no mesmo período.

hh) **Tempo de interrupção equivalente da potência instalada** – quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação da rede de distribuição.

ii) **Tempo médio de reposição de serviço do sistema** – quociente da soma dos tempos de interrupções longas em todos os pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total de interrupções de alimentação nos pontos de entrega nesse mesmo período.

jj) **Tensão de alimentação** – valor eficaz da tensão entre fases presente num dado momento no ponto de entrega, medido num dado intervalo de tempo.

kk) **Tensão de alimentação declarada** – tensão nominal entre fases da rede, salvo se, por acordo entre o fornecedor e o comercializador ou o comercializador de último recurso e o cliente, a tensão de alimentação aplicada no ponto de entrega diferir da tensão nominal, caso em que essa tensão é a tensão de alimentação declarada.

ll) **Tensão nominal de uma rede** – tensão entre fases que caracteriza uma rede e em relação à qual são referidas certas características de funcionamento.

mm) **Tensão de referência deslizante (aplicável nas cavas de tensão)** – valor eficaz da tensão num determinado ponto da rede elétrica calculado de forma contínua num determinado intervalo de tempo, que representa o valor da tensão antes do início de uma cava, e é usado como tensão de referência para a determinação da amplitude ou profundidade da cava.;



nn) **Tremulação (“flicker”)** – impressão de instabilidade da sensação visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo.

## 2.3 CONCEITOS

a) **Características da tensão:** trata-se de mais um indicador geral que deve ser monitorizado. No caso de A CELER a monitorização incide sobre seguintes características da onda de tensão:

- a) Frequência;
- b) Valor eficaz da tensão;
- c) Tremulação;
- d) Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões;
- e) Distorção harmónica.

b) **Casos fortuitos ou de força maior:** consideram-se casos fortuitos ou de aqueles que reúnam simultaneamente as condições de exterioridade, imprevisibilidade irresistibilidade face às boas práticas ou regras técnicas aplicáveis e obrigatórias.

c) **Classificação de zonas de qualidade de serviço:** o grau de qualidade de serviço depende do tipo de zona onde o consumidor se insere (mais exigente nas capitais de distrito em Portugal continental, e nas localidades com mais de 25 mil clientes, média nas localidades com um número de clientes compreendido entre 2.500 e 25.000 e menos exigente nos restantes locais).

A cidade de Rebordosa posiciona-se na situação intermédia (zona de qualidade de serviço B).

d) **Eventos excepcionais:** - Consideram-se eventos excepcionais as ocorrências que reúnam cumulativamente as seguintes características: a) Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas consequências; b) Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada; c) Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso evitem a totalidade das suas consequências; d) O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de redes, comercializadores, comercializadores de último recurso.

Um evento só é considerado evento excepcional após aprovação pela ERSE, na sequência de pedido fundamentado por parte de operadores de redes, de comercializadores e ou de comercializadores de último recurso.

e) **Indicadores gerais de natureza técnica** – destinam-se a caracterizar o desempenho técnico do conjunto do sistema eléctrico que veicula a energia fornecida ao consumidor. No caso de A CELER são:

- SAIFI BT

- SAIDI BT



Estes indicadores são monitorizados ao longo do ano.

f) **Indicadores individuais:** Destinam-se a confirmar se os compromissos assumidos pelos operadores do sistema foram cumpridos relativamente aos outros intervenientes (operadores e consumidores) através dos contratos celebrados. No caso de A CELER são:

a) Número de interrupções.

b) Duração total das interrupções, em minutos.

Estes indicadores são monitorizados ao longo do ano e no caso de incumprimento os consumidores são ressarcidos dos valores fixados regulamentarmente até 31 de março do ano seguinte.

g) **Interrupções:** as interrupções (efeito sentido pelo utilizador da energia elétrica) podem ter origem na produção, no transporte ou na distribuição da eletricidade e podem ser do tipo previstas (quando programadas antecipadamente) ou do tipo acidental (de ocorrência aleatória, não prevista).

h) **Padrão de qualidade de serviço geral,** quando se refere à rede explorada pelo operador da rede de transporte, à rede ou zona de rede explorada por um operador de rede de distribuição ou a um conjunto de clientes.

h) **Padrão de qualidade de serviço individual,** quando se refere a cada uma das instalações elétricas dos clientes.

h) **Responsabilidades dos operadores das redes** - Os operadores das redes são responsáveis pela qualidade de serviço técnica, perante os clientes ligados às redes independentemente do comercializador com quem o cliente contratou o fornecimento.

Os operadores das redes devem manter vigilância sobre a evolução das perturbações nas respetivas redes.

### 3. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE A CELER NOS INDICADORES DE NATUREZA TÉCNICA

#### 3.1 EVOLUÇÃO DOS INDICADORES GERAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO (SAIFI e SAIDI)

A evolução nos sete últimos anos dos indicadores gerais de continuidade de serviço (SAIFI e SAIDI) é a que se apresenta no quadro seguinte:



Ano	SAIFI	SAIDI (min.)
2011	0,020	1,23
2012	0,006	0,40
2013	0,056	2,22
2014	0,130 <sup>(1)</sup>	1,99 <sup>(1)</sup>
2015	0,544	15,11
2016	1,353	13,17
2017	1,831	91,01

(1) – A partir de 2014 os indicadores gerais de qualidade de serviço (SAIFI e SAIDI) passaram a ser calculados considerando todas as interrupções independentemente da instalação onde ocorreu o incidente que lhe deu origem. Face a esta alteração regulamentar o valor destes indicadores é, fundamentalmente determinado pelo mau desempenho da rede de média tensão explorada pela EDP Distribuição que, no ano de 2015, assumiu proporções alarmantes.

Pela sua importância vamos “decifrar” o que representam estes indicadores e o seu respetivo valor:

- Um SAIFI de 1,831 quer dizer que, em termos médios, todos consumidores ligados à rede de A CELER, sentiram cerca de duas interrupções de energia ao longo do ano de 2017.

- Um SAIDI de 91,01 minutos quer dizer que, em média, todos os consumidores ligados à rede de A CELER, estiveram cerca de uma hora e meia, ao longo do ano de 2017, sem energia elétrica.

Notas:

1.<sup>a</sup> - Os indicadores gerais de continuidade de serviço até 2013, inclusive, foram calculados de acordo com o disposto no ponto 2.3 do artigo 15.º do RQS na sua versão de 2006 (Despacho da DGEG n.º 5255/2006 – DR n.º 48 de 8 de março de 2006) e que se transcreve:

“No cálculo destes indicadores são consideradas todas as interrupções com origem nas redes do respetivo operador das redes de AT, MT e BT, sendo excluídas aquelas que, com origem em instalação de cliente, não interrompam outros clientes.”

2.<sup>a</sup> - Os indicadores gerais de continuidade de serviço em 2014 foram calculados de acordo o atual RQS (Regulamento n.º 455/2013 publicado no Diário da República n.º 232 de 29 de novembro de 2013) e que se reproduz:

N.º 3 do Artigo 20.º:

“3 - O cálculo dos indicadores referidos nos números anteriores deve considerar todas as interrupções que afetem os pontos de entrega do respetivo operador de rede, independentemente da origem, sendo

*excluídas aquelas que, com origem em instalação de consumo ou de produção, não interrompam outras instalações de consumo ou de produção”.*

O quadro seguinte mostra a distribuição dos indicadores gerais de qualidade de serviço, SAIFI e SAIDI, ao longo do ano de 2017:

Ano de 2017	SAIFI		SAIDI (min.)	
	BT	MT	BT	MT
1.º Trimestre	0	0,857	0	69,364
2.º Trimestre	0	0,042	0	2,249
3.º Trimestre	0	0	0	0
4.º Trimestre	0	0,932	0	19,398
Total por nível de tensão	0	1,831	0	91,011
Total geral	1,831		91,011	

A análise do quadro permite concluir que todas as interrupções sentidas pelos clientes ligados à rede de baixa tensão explorada pela A CELER tiveram origem na rede de média tensão explorada pela EDPD.

### 3.2 CUMPRIMENTO DOS INDICADORES INDIVIDUAIS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO (NÚMERO E DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES)

Os indicadores individuais de continuidade de serviço nos últimos sete anos foram cumpridos não havendo lugar a compensações, conforme quadro seguinte:

Ano	Número de interrupções	Duração das interrupções (minutos)	Valor da compensação relativa ao número de interrupções	Valor da compensação relativa à duração das interrupções
2011	84	5.150	0€	0€
2012	26	1.654	0€	0€
2013	229	9.137	0€	0€
2014	529	8.201	0€	0€
2015	2.258	34.118	0€	0€
2016	5.604	54.550	0€	0€
2017	7.646	322.712	0€	0€

### 3.3 MONITORIZAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉCTRICA

No final do mês de outubro de 2015 a A CELER concluiu o seu projeto de montagem de um sistema de “*smart grid*” por recurso a contadores inteligentes com transmissão PLC, protocolo PRIME ALLIANCE. Este sistema, para além da melhoria substancial da qualidade comercial (colheita de leituras reais de forma programada ou em tempo real, alteração contratual à distância, corte e religação do consumidor) acrescenta também grande valor na vertente da qualidade técnica pela gestão da rede que permite através da montagem, em cada posto de transformação, de um SBT (supervisor de baixa tensão), que monitoriza, de forma permanente, os principais parâmetros de avaliação da qualidade da energia distribuída designadamente:

- Valores eficazes das tensões de cada fase.
- Idem das correntes.
- Desequilíbrio das tensões.
- Distorção harmónica total (DHT).
- Amplitude da tensão das principais harmónicas (até à 7.<sup>a</sup> harmónica).

Assim, no ano de 2017 houve uma monitorização permanente, quer ao nível de todos os postos de transformação explorados pela A CELER, através dos supervisores de baixa tensão (SBT), quer ao nível de todos os seus pontos de entrega através dos contadores inteligentes que registam, de forma automática e com extrema fiabilidade, as interrupções ocorridas no respetivo ponto de entrega.

### 3.4 PLANOS DE MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

#### 3.4.1 INTRODUÇÃO

A A CELER iniciou no ano de 2013 o seu plano de monitorização da sua qualidade de serviço de natureza técnica (continuidade de serviço e qualidade da energia que distribui) com a implementação da telegestão da sua rede através da montagem nos seus clientes de contadores inteligentes que registam, de forma automática e indelével, o número e duração das interrupções e procedem à monitorização da qualidade da onda de tensão.

Em cada posto de transformação foi montado um supervisor de baixa tensão (SBT) responsável pela monitorização dos parâmetros relativos à qualidade da onda de tensão previstos na norma NP EN 50160.

É de salientar que toda esta monitorização será realizada em todos os pontos de entrega e de forma permanente.

Porém, o Conselho de Administração de A CELER decidiu ir mais longe dando integral cumprimento ao art.º 27.º do RQS e ao Procedimento n.º 8 do MPQS adquirindo, em 2014, um analisador de redes para dar continuação ao seu plano de monitorização da qualidade de energia elétrica para o biénio 2017-2018 que se reproduz, na parte respeitante ao ano de 2017, e que, em devida altura, enviou à ERSE:

Ano	CPE	N.º do PTD	Designação	Carga típica	Período de monitorização
2017	PT 0002 0000 7088 3458 SZ	14	Santiago 1	Doméstica	1 de fevereiro a 30 de abril
2017	PT 0002 0000 7088 3232 MH	17	Azevido	Força motriz	1 de junho a 31 de agosto
2017	PT 0002 0000 7088 3312 DY	20	S. Marcos	Mista (doméstica+força)	1 de outubro a 31 de dezembro

### 3.4.2 RESULTADOS

O mapa a seguir representado traduz os resultados da monitorização nos 3 PTD's previsto no plano enviado à ERSE:

Ano	CPE	N.º do PTD	Designação	N.º de semanas em que se verificou concordância com a Norma relativamente ao parâmetro monitorizado					
				N.º de semanas de análise	Frequência	Valor eficaz da tensão	Tremulação	Desequilíbrio das tensões	Distorção harmónica
2017	PT 0002 0000 7088 3458 SZ	14	Santiago 1	12	12	12	12	12	12
2017	PT 0002 0000 7088 3232 MH	17	Azevido	12	12	12	12	12	12
2017	PT 0002 0000 7088 3312 DY	20	S. Marcos	12	12	12	12	12	12

#### 4. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE A CELER NOS INDICADORES DE NATUREZA COMERCIAL

##### 4.1 GRAU DE CUMPRIMENTO E VALOR DAS COMPENSAÇÕES PAGAS PELA A CELER RELATIVOS AOS PADRÕES DE NATUREZA COMERCIAL

Nos quadros seguintes e, no cumprimento da disposição regulamentar em vigor, apresenta-se o desempenho de A CELER no âmbito da sua atividade de natureza comercial:

Designação do indicador comercial individual	Ano			
	2014	2015	2016	2017
Indicador comercial relativo a visitas combinadas às instalações dos clientes;	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€
Indicador comercial relativo a avarias na alimentação individual	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€
Indicador comercial relativo ao restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente;	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€
Indicador comercial relativo a leitura dos equipamentos de medição;	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€
Indicador comercial relativo a pedidos de informação e reclamações.	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€
Indicador comercial relativo a reclamações sobre a faturação	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€
Indicador comercial relativo a reclamações sobre as características técnicas da tensão	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€
Indicador comercial relativo a reclamações sobre o funcionamento do equipamento de medição	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€	Cumprido. Valor da compensação = 0€

#### 4.2 NÚMERO E MONTANTE DAS COMPENSAÇÕES PAGAS À A CELER EM RESULTADO DOS INCUMPRIMENTOS DOS SEUS CLIENTES

Discriminado por indicador o quadro seguinte indica o número e o valor das compensações pagas pelos seus clientes em resultado do incumprimento destes:

Designação do indicador individual	Ano			
	2014	2015	2016	2017
Avarias na alimentação individual do cliente da responsabilidade deste ou na sua instalação de utilização	Número = 30 Valor da compensação = 549,03€	Número = 32 Valor da compensação = 160,00€	Número = 76 Valor da compensação = 320,00€	Número = 60 Valor da compensação = 240,00€
Visitas combinadas com o cliente com falta de comparência deste no período acordado.	Número = 0 Valor da compensação = 0€	Número = 0 Valor da compensação = 0€	Número = 0 Valor da compensação = 0€	Número = 0 Valor da compensação = 0€

#### 4.3 NÚMERO DE RECLAMAÇÕES APRESENTADAS PELOS CLIENTES, DISCRIMINADAS POR TEMAS

O quadro seguinte traduz o número de reclamações apresentadas, discriminado por temas:

Designação do indicador comercial individual	Ano			
	2014	2015	2016	2017
Reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição	0	0	0	0
Reclamações relativas a faturação	0	2	0	0
Reclamações relativas às características técnicas da tensão	5	0	0	0
Reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de medição	0	2	0	0
Outras reclamações	3	3	5	1



## 5. DIVERSOS

### 5.1 NÚMERO DE CLIENTES PRIORITÁRIOS E COM NECESSIDADES ESPECIAIS REGISTADOS E INICIATIVAS REALIZADAS PARA MELHORAR A QUALIDADE DO RELACIONAMENTO COM ESTES CLIENTES

A seguir indica-se o número de clientes prioritários e especiais servidos pela rede de distribuição explorada pela A CELER, no ano de 2017:

- Clientes prioritários .....	5
- Clientes com necessidades especiais .....	0

No respeitante aos clientes prioritários (bombeiros voluntários, centro de saúde, entidade de saúde privada e junta de freguesia) existe um processo de comunicação com vários contatos disponibilizados que permite um acesso imediato à A CELER.

### 5.2 DESCRIÇÃO DAS AÇÕES MAIS RELEVANTES REALIZADAS NO ANO A QUE REIPEITA O RELATÓRIO PARA A MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

Os indicadores gerais e individuais de natureza técnica e de natureza comercial reproduzidos neste documento demonstram, de forma inequívoca, a excepcional qualidade de serviço prestada pela A CELER aos seus clientes e utilizadores de rede. Mesmo assim o Conselho de Administração de A CELER está permanentemente atento ao seu desempenho através de um processo de melhoria contínua.

Assim, o Conselho de Administração de A CELER decidiu tomar, na vertente da melhoria da qualidade de serviço que presta aos utilizadores da sua rede as seguintes medidas:

- Substituição dos 4 transformação de potência com drástica redução das perdas e, simultaneamente, aumento da fiabilidade deste equipamento que apresenta importantes repercussões na qualidade de serviço prestada aos clientes.
- Acompanhamento permanente do seu novo sistema de “*smart grid*” no domínio da informação que presta sobre parâmetros intervenientes na qualidade de energia que presta aos seus clientes (tensão, corrente, desequilíbrio de tensões, distorção harmónica, cavas e sobretensões para além dos limites regulamentares, interrupções de fornecimento, etc.).

### 5.3 CARATERIZAÇÃO QUANTITATIVA E QUALITATIVA DOS INCIDENTES MAIS SIGNIFICATIVOS, COM IMPACTO NA CONTINUIDADE DE SERVIÇO OU NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

Não ocorreram, no ano de 2017, incidentes relevantes, quer nas redes de distribuição de nível de tensão superior explorados por outros operadores de rede quer na rede que explora, incidentes que possam ser enquadrados nesta terminologia.

### 5.4 RESULTADO DAS AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DAS DISPOSIÇÕES REGULAMENTARES RELATIVAS À QUALIDADE DE SERVIÇO

Pela sua reduzida dimensão, a A CELER nas suas três atividades do SEN (operação da rede de distribuição, comercializador de último recurso e comercializador de mercado liberalizado) é permanentemente acompanhada pelos seus órgãos diretivos (Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Assembleia Geral) que, de uma forma proactiva, auditam as suas atividades.

## 6. A TELEGESTÃO DA REDE DE BT E A QUALIDADE DE SERVIÇO PRESTADA AOS SEUS CONSUMIDORES

Como já se referiu atrás a excelente qualidade de serviço prestada pela A CELER aos seus consumidores, no ano de 2017, contou já com a influente funcionalidade do sistema de telegestão da sua rede de baixa tensão cumprindo os mais elevados padrões europeus sobre redes inteligentes com reconhecidos reflexos na qualidade de serviço, quer de natureza técnica quer de natureza comercial, que prestou aos consumidores.

Sobre essa rede inteligente elaborou a A CELER, muito recentemente, um trabalho que enviou à ERSE. Pela sua importância no domínio da qualidade de serviço que a A CELER prestou no ano de 2017 aos seus consumidores anexamos esse trabalho a este relatório com a designação “**ANEXO I – A “A CELER” E AS REDES INTELIGENTES DE ENERGIA**”.



## 7. CONCLUSÕES

Por tudo o que foi reproduzido neste relatório podemos concluir que a A CELER prestou, no ano em análise, uma excecional qualidade de serviço.

Porém, essa constatação não prejudica a vontade permanente e decidida dos seus gestores e muito em especial do Presidente do seu Conselho de Administração de prosseguir, sem descanso, um processo de melhoria contínua na vertente da qualidade de serviço que presta aos seus clientes.

Rebordosa, 2017-05-21

## ANEXO I – A “A CELER” E AS REDES INTELIGENTES DE ENERGIA

### A. Planos sobre as redes inteligentes:

QUESTÃO:	RESPOSTA:
1. Caracterização dos projetos em curso ou planeados para breve no âmbito da implementação de redes inteligentes.	<p>A A CELER concluiu, em finais de 2016, o seu projeto de telegestão da rede de baixa tensão que explora na cidade de Rebordosa do concelho de Paredes. O projeto incluiu:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Instalação de 44 concentradores nos seus postos de transformação de distribuição (PTD).</li><li>- Idem de 44 SBT (supervisores de baixa tensão) destinados à medição integrada da energia fornecida e recebida da rede de baixa tensão ligada a cada PTD.</li><li>- Idem de 44 <i>routers</i> destinados à transmissão da informação recolhida pelo concentrador para o servidor central existente na sede de A CELER.</li><li>- Idem de 44 antenas exteriores omnidireccionais para garantia da fiabilidade de transmissão.</li><li>- Montagem de 44 descarregadores de sobretensões destinados a proteger, contra sobretensões de origem atmosférica ou outras, todo o equipamento (concentrador, <i>router</i>, SBT e contadores inteligentes) que integram o sistema de telecontagem.</li><li>- Montagem de 4.187 contadores inteligentes.</li><li>- Aquisição e programação de todo o equipamento informático destinado a receber a informação e dar-lhe o respetivo tratamento de modo que todo o processo de faturação seja feito de forma automática sem interferência nem erros humanos.</li><li>- Desmontagem de 4.187 contadores não inteligentes (eletromecânicos e eletrónicos) e dos DCP de controlo de potência.</li></ul> <p>Assim, não tem atualmente projetos em curso nem planeados visando a complementação ou “<i>upgrade</i>” do atual sistema.</p> <p>Porém, como é seu lema estar permanentemente atenta às mais recentes inovações europeias considera que, este processo, pela evolução tecnológica a que está sujeito, nunca estará encerrado e, portanto, estaremos sempre recetivos à introdução de melhorias.</p>

<p>2. Qual o parque de contadores inteligentes instalados em 31 de dezembro de 2017? E qual a política de instalação de contadores inteligentes? E a perspectiva de instalação para o período regulatório 2018-20?</p>	<p>O parque de contadores inteligentes em 31 de dezembro de 2017 era de 4.187, cobrindo todos os clientes de baixa tensão ligados à rede de distribuição explorada pela A CELER.</p> <p>A perspectiva de instalação para o período regulatório de 2018-20 será da ordem dos 100 contadores correspondente ao número de novos consumidores previstos.</p>
<p>3. Quais os maiores impactes esperados das redes inteligentes na melhoria dos serviços prestados pelos operadores de redes?</p>	<p>No caso de A CELER os impactes já estão a ser observados dado que o projeto de telegestão iniciou-se em 2012 com a montagem de todos os componentes necessário à receção e transmissão da informação recolhida pelos contadores (<i>routers</i>, concentradores, SBT, DST, etc.) e ainda dos contadores inteligentes nos grandes clientes (BTE) e na iluminação pública (para cumprir a determinação da ERSE de dotar estes locais de consumo de contadores de última geração até 31 de dezembro de 2012), portanto os impactes deste sistema já estão a ser observados há 6 anos o que nos confere alguma experiência sobre este tema onde nos permitimos destacar:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- A importância que os clientes atribuem quando tomam conhecimento (e esse fato foi devidamente divulgado aquando da instalação do contador) de que os seus consumos passarão a ser apurados através de equipamento sofisticado e que o valor faturado corresponde, exatamente, ao consumo realmente efetuado.</li><li>- Relevaram ainda a substituição dos DCP por um sofisticado sistema de controlo de potência e não de corrente completamente isento da temperatura e do desequilíbrio das correntes nas situações trifásicas e ainda da facilidade do seu rearme automático com uma simples desligação do interruptor geral do seu quadro de entrada.</li><li>- A satisfação da Administração deste ORDBT em saber que o cliente que contrata um valor de potência tem realmente acesso a esse valor e não apenas, em casos extremos, a um terço desse valor quando o controlo é feito pelo DCP. Vejamos um exemplo:</li></ul> <p>Um cliente que contrate a potência de 10,35 kVA na forma trifásica e que, por razões técnicas, não consiga equilibrar completamente a intensidade de corrente nas 3 fases (por exemplo porque o seu equipamento é totalmente monofásico) na prática tem acesso às seguintes potências:</p> <p>i) - Com o DCP com uma exploração do tipo L1=15A, L2=0A e L3=0A, tem acesso apenas à potência de 3,45kVA dado que a partir dos 15A o DCP entra na sua curva de funcionamento independentemente das fases L1 e L2 registarem 0A.</p>

ii) - Com o contador inteligente que, no nosso caso, integra o ICP, a curva de disparo é acionada pela potência e não pela corrente pelo que se a fase L1 registar 30A e as outras duas 0A, o ICP não dispara.

Quer isto dizer que o contador inteligente respeita integralmente o contrato que o cliente celebrou com o seu comercializador e garante ter disponível o valor de potência que realmente contratou independentemente do desequilíbrio que, como sabemos, é dinâmico e na grande maioria das situações de difícil controlo que possa, em qualquer instante, ter na exploração da sua instalação.

Ora, se para alguns distribuidores o cumprimento da lei, dos regulamentos e dos próprios contratos é de menos importância para nós o facto apontado assume grande relevo – ser garantido ao cliente o direito à exata expectativa que lhe foi criada e que paga.

- A rapidez que o sistema nos proporciona na obtenção dos elementos de faturação e quanto os clientes relevam no facto de ser muito reduzido o intervalo de tempo entre o consumo e a faturação.

No nosso caso o contador fecha os parâmetros de faturação às 00:00:00 (hh:mm:ss) do primeiro dia de cada mês. Os correspondentes valores destes parâmetros são transmitidos durante a noite para o ftp que, por sua vez, as transfere para o sistema de faturação que emite a fatura para todos os clientes nos 2 primeiros dias úteis de cada mês.

Assim, nos dias 3 ou 4 do mês m+1 o cliente tem a faturação dos seus consumos no mês m.

Esta tempestividade de informação permite ao cliente lembrar-se dos motivos que justificam, por exemplo um valor elevado de consumo (o mês anterior foi muito frio, teve qualquer acontecimento extraordinário que conduziu a um desvio dos seus consumos habituais, etc.), o que reduz, drasticamente, o número de reclamações sobre a faturação. No nosso caso são praticamente inexistentes.

Porém se, mesmo assim aparece um cliente a reclamar (não nos podemos esquecer que temos instalações administrativas abertas ao público, com funcionários do próprio ORDBT, devidamente instruídos e o cliente mais distante não tem de percorrer mais de 3,0km para se deslocar a essas instalações) temos todo o prazer em facultar ao cliente o diagrama de carga do período de faturação e explicar-lhe como evoluíram os seus consumos ao longo do mês ajudando a interpretar esses consumos e estabelecer a relação com o funcionamento do equipamento de que dispõe e ajudá-lo a implementar medidas de eficiência energética.

Fazemo-lo, com alguma frequência e com todo o gosto.

	<p>- A permanente monitorização da qualidade de serviço prestada pela rede designadamente com o registo automático e indelével dos seguintes parâmetros:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>i)- Tensão.</li><li>ii)- Intensidade de corrente.</li><li>iii)- Número de vezes e exato momento de ocorrência de desvios de tensão para mais ou menos de 7,0% do seu valor nominal. O valor do desvio é programável.</li><li>iv) – Distorção harmónica.</li><li>v) – Consumo de energia reativa.</li><li>vi) – Evolução da potência contratada.</li></ul>
--	--

## B. Novos serviços das redes inteligentes:

<p>4. Quais os novos serviços habilitados pelas redes inteligentes? De que forma a sua prestação pode implicar custos adicionais ou custos evitados para o operador de rede?</p>	<p><b>a) - Ao nível do contador:</b></p> <p>Desde logo a produção descentralizada. Para o efeito, todos os nossos contadores estão dotados das seguintes funcionalidades principais:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>i) - Medição bidirecional da energia ativa (importada da rede e exportada).</li><li>ii) - Medição da energia reativa nos quatro quadrantes.</li><li>iii) - 3 Contratos.</li><li>iv) - 6 Períodos tarifários.</li></ul> <p><b>b) Ao nível do concentrador (do local de consumo para o PTD – via PLC):</b></p> <p>O nosso concentrador tem capacidade de receber, armazenar e tratar a informação de 1.000 contadores.</p>
--	---



	<p>Como a média, por concentrador, não atinge os 100 contadores a taxa de ocupação dos concentradores é apenas de 10%.</p> <p>Os restantes 90% permitem tratar de muito mais informação designadamente de contadores de água ou de outros sistemas de telegestão.</p> <p>Como a capacidade de transmissão é bidirecional e existe uma grande reserva não há limites para a imaginação.</p> <p><b>c) - Ao nível do FTP (do concentrador ao servidor central – via internet):</b></p> <p>Também, a este nível de comunicação não vislumbramos limites.</p>
<p><b>5. Dos atuais serviços prestados pelos operadores de redes, quais as melhorias concretas que se podem antever com a presença de redes inteligentes?</b></p>	<p>Destacamos:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- A permanente informação, em display da potência tomada no mês em curso logo seguida da potência contratada permitindo ao consumidor o ajuste desta última em função das suas reais necessidades.</li><li>- Idem, dos valores da energia consumida nos períodos tarifários contratados permitindo-lhe adotar pela melhor opção tarifária.</li><li>- Idem, de todos os valores dos 4 períodos tarifários da energia ativa importada e exportada da rede no caso das UPAC.</li><li>- Idem, da energia reativa nos 4 quadrantes quando o cliente é BTE.</li></ul> <p>Complementarmente a esta informação dada diretamente pelo contador e a pedido o cliente pode ainda dispor:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Do diagrama de carga (com discriminação horária ou quarti-horária) nas situações necessárias para o dimensionamento de uma futura UPAC.</li><li>- Idem para verificação de consumos para os quais não encontra justificação “por exemplo rutura de um tubo de água numa rede alimentada por um grupo hidropneumático com regulação automática, por pressostato, da pressão em que esta não atinge o valor da desligação e o grupo permanece sempre ligado com o elevado consumo de eletricidade associado. Trata-se de uma situação muito normal numa zona suburbana como é a nossa. Caso de frigoríficos que perderam a sua capacidade de isolamento ou apresentam avaria no seu equipamento de desligação e estão, permanentemente, ligados. E</li></ul>

	<p>muitas outras situações. Na verdade, cada vez mais temos equipamento dotado de funcionamento automático.</p>
<p>6. Quais os novos serviços ou melhorias dos atuais serviços que devem ser desenvolvidos prioritariamente?</p>	<p>Como vamos demonstrar não existe qualquer razão para associar o proveito das tarifas de acesso ao custo da energia. Na verdade a tarifa de energia é fixada diariamente pelo ponto de encontro das curvas de preço da produção com o preço de compra (preço marginal). Quer isto dizer que cumpre a regra da concorrência (assim, aos domingos em que a oferta é grande face à procura o preço é, tipicamente, baixo e o contrário nos dias úteis). Está ainda dependente da evolução internacional do preço de outros combustíveis designadamente do petróleo e do carvão).</p> <p>Bem diferente é a origem do valor das tarifas de acesso que, integrando o uso das redes, não assenta na mesma lógica da oferta e da procura. A resolução de uma avaria a um domingo por obrigar a utilizar recursos humanos não habitualmente disponíveis fica mais cara. O mesmo se aplica durante a noite quando o preço da energia assume os seus valores mínimos.</p> <p>Por pensarmos que, o Regulador, um dia irá perceber esta lógica tivemos o cuidado de adquirir contadores inteligentes e demais equipamentos que permite tratar 3 contratos, cada um configurável em 6 períodos tarifários distintos no seguinte pressuposto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) - Um dos contratos se destinar à faturação das tarifas de acesso.</li> <li>ii) - O segundo à comercialização da energia em dias úteis.</li> <li>iii) - Por último, o terceiro, à comercialização aos fins de semana e feriados.</li> </ul> <p>Por último a existência de 6 períodos tarifários permite viabilizar a solução que a ERSE pretende implementar, no futuro, das 3 pontas, de 1 cheias e de 2 vazios.</p>
<p>7. Quais os novos serviços das redes inteligentes que devem ser assegurados pelos comercializadores e outros agentes (agregadores, empresas de serviços de energia) e onde o operador de rede deve ter um papel neutro para o mercado?</p>	<p>Os consumos devem resultar, exclusivamente, de leituras do equipamento de medição. Deverá ser proibida a faturação de energia elétrica assente em leituras estimadas.</p> <p>Os clientes BTM contratam potência, em kVA, e não intensidade de corrente, em Amperes, pelo que dever ter acesso à potência que contratam. Assim, deverá ser proibido o atual DCP com função de disparo atuada por efeito de Joule em lâmina bimetálica por dispositivo eletrónico atuando em função da potência de funcionamento.</p>

	<p>Diremos que este deverá ser o grau mínimo de exigência dos comercializadores, enquanto representantes dos seus clientes, junto dos operadores de rede com quem celebram contrato de uso de redes.</p> <p>A ERSE tem a obrigação de os instruir nesse sentido.</p>
8. Quais os desenvolvimentos em curso pelo ORD relativos à disponibilização de informação em tempo real e histórica no âmbito dos consumos, preços, etc. aos consumidores?	<p>Já hoje qualquer nosso cliente tem acesso, por vários meios, em tempo real aos seus dados de consumo e pode ainda geri-los (por exemplo: um fornecimento em estado suspenso uma vez regularizada a causa que lhe deu origem é restabelecido no exato momento que o cliente pretende). Idem para uma interrupção de fornecimento. Idem para uma mudança de potência contratada ou de opção tarifária.</p>

### C. Impacte das redes inteligentes na gestão da rede

<p>9. Quais as sinergias dos novos contadores inteligentes e redes inteligentes com a atividade atual da gestão da rede de distribuição? Que melhorias operacionais são antecipáveis a curto prazo (durante um período de regulação - 3 anos)?</p>	<p>A dimensão das sinergias dos novos contadores inteligentes é tão grande que se torna difícil fazer uma descrição pormenorizada.</p> <p>Este operador de rede conviveu com contadores eletromecânicos e estáticos durante 80 anos. Convive há cinco com contadores inteligentes. Jamais pensará reverter a situação. Seria equivalente pensar em fazer uma viagem de negócios ao Brasil numa nau portuguesa quinhentista ou num avião a jacto do século XXI.</p> <p>Outras melhorias são descritas no ponto D.</p>
<p>10. Como se pode estimar o impacte das redes inteligentes na capacidade de utilização de instrumentos de flexibilidade para a gestão da rede de distribuição (e.g. contratação com consumidores ou "prosumidores")?</p>	<p>A tecnologia usada pela A CELER disponibiliza as funcionalidades atualmente necessárias a uma gestão da rede de distribuição.</p> <p>Obviamente que o desenvolvimento desta tecnologia é permanente pelo que novos desafios são expectáveis que, com o mesmo empenho, iremos acompanhar e resolver.</p>

<p>11. Como se pode estimar o impacto das redes inteligentes nas capacidades disponibilizáveis ao mercado pelas redes, por exemplo, a capacidade de receção de produção descentralizada? O ORD</p> <p>tem previsões de utilizar estas redes inteligentes em locais já deficitários em potência disponível para ligação à rede?</p>	<p>Desde que a tecnologia dos contadores inteligentes tenha sido bem escolhida e, julgamos que no nosso caso houve um cuidado extremo para que esta condição fosse cumprida, a produção descentralizada bem como o deslastre de cargas para períodos atualmente mortos recorrendo a “volantes elétricos” como é o caso dos veículos elétricos o problema encontra-se, completamente resolvo,</p> <p><u>Porém, o referido atrás, não é aplicável ao ORDAT/MT que, com a passividade da ERSE, mantém os seus contadores nos nossos 44 PTD's parametrizados apenas de forma unidirecional pelo que já temos, no mínimo, uma situação em que a produção excede, em alguns momentos o consumo da rede de BT pelo que a energia transita para a rede de MT a custo zero pese embora seja paga ao titular da UPAC. Quando colocada, em reunião formal com a Direção Comercial da EDPD, o seu subdiretor diz que não corrige esta situação e que a culpa é da ERSE.</u></p> <p>Como na nossa rede não temos défice de potência disponível não estamos, no momento atual, a pensar em usar a produção descentralizada para colmatar um problema que não temos.</p>
--	---

## D. Outras considerações sobre os serviços das redes de distribuição inteligentes

12.Outras considerações sobre os serviços das redes de distribuição inteligentes não visadas pelas questões anteriores:

Resumidamente listam-se as principais vantagens desta tecnologia:

### D1. – Para o consumidor:

- Faturação rigorosa da energia consumida num período perfeitamente definido (compreendido entre as 00:00:00 (hh:mm:ss) do dia um de cada mês e as 00:00:00 (hh:mm:ss) do dia um do mês seguinte).
- Conhecimento tempestivo dos seus consumos (receção da fatura nos dias 3 a 4 do mês seguinte ao que respeita o consumo) dando-lhe a oportunidade de tomar medidas de eficiência energética.
- Visualização de todos os parâmetros que podem interferir na faturação (opção tarifária, data e hora, leituras respeitantes à sua opção tarifária, potência contrata, potência tomada, sinais de alarme, etc.).
- Controlo, por dispositivo eletrónico insensível aos desequilíbrios de corrente e à temperatura ambiente, da potência contratada. Garantia do cumprimento da norma UNE 20317 no que respeita aos tempos de desarme.
- Após disparo por excesso de carga, rearme do ICP sem sair de casa dado que o ICP que integra o “smart meter” rearma automaticamente após desligação do interruptor geral do quadro de entrada do cliente.

- Reparametrização em termos de opção tarifária, potência contratada, hora de interrupção ou religação, colheita de leituras ou outros parâmetros, de forma remota e em tempo real.
- Controlo automático e indelével da qualidade da energia que está a receber relativamente à ocorrência e duração das interrupções de fornecimento com rigoroso respeito da norma NP EN 50160 e com a garantia de que o ressarcimento a que tem direito nos termos do RQS ser-lhe-á calculado de forma automática.
- Monitorização permanente dos parâmetros fundamentais da qualidade da energia (valores nominais de tensão e de corrente, desequilíbrio de tensões, distorção harmónica, etc.) garantindo uma maior durabilidade dos seus equipamentos.
- Fornecimento do diagrama de carga (horário, quarti-horário, ou com outro período pretendido) para dimensionamento de produção descentralizada ou de utilização eficiente de equipamento consumidor.
- Medição bidirecional conferindo-lhe toda a liberdade a evoluir para o “prosumidor”.
- Adesão às futuras tarifas dinâmicas podendo optar até 3 contratos e 6 períodos tarifários.
- Redução do espaço para alojar o contador e o DCP da solução convencional para o atual “*smart meter*” que, incorporando o ICP, não necessita de local para alojar o DCP acumulado ainda com o facto do seu atravancamento é inferior ao contador eletromecânico.
- Ausência do ruído normalmente produzido pelo contador eletromecânico.

## **D2. – Para o operador de rede:**

- AS fraudes de energia assumiram proporção tal que o operador de rede tem, se quer manter a sua solvabilidade económico-financeira, tem de manter, permanentemente, um eficaz controlo da energia que transita na sua rede visando a drástica das suas perdas por anulação das perdas comerciais (fraudes).

O futuro mostrará que o operador de rede de distribuição que não adotar esta metodologia tem os dias contados.

Vejamos a nossa atual metodologia:

A A CELER monitoriza mensalmente as suas perdas de transformação (perda no ferro e perda no cobre do transformador) e as perdas na sua rede de distribuição (energia medida no SBT menos o somatório da energia medida por todos os contadores dos consumidores ligados àquele PT).

O resultado dessa monitorização toma a forma da informação infra e é analisado, mensalmente, em reunião do seu conselho de administração:

A CELER

**Janeiro 2018**

Designação dos PT's	PERDAS NA REDE DE BT		
	Energia Faturada aos clientes de BT - do AS (kWh)	Perdas na rede de BT (kWh)	Perdas na rede de BT (%)
PT 01 - ABOIM 1	35.529	300	0,8%
PT 02 - LAGE 1	53.087	1.071	2,0%
PT 03 - MACEIRA	49.376	1.829	3,6%
PT 04 - CORTEGADA	79.170	5.125	6,1%
PT 05 - PARTILHAS	59.119	1.926	3,2%
PT 06 - REIROS	19.009	787	4,0%
PT 07 - COSTUMEIRO	42.848	1.390	3,2%
PT 08 - SANTA LUZIA 1	61.353	4.309	6,7%
PT 09 - MONTE ALTO	62.361	59	0,1%
PT 10 - S. MARCOS	54.786	218	0,4%
PT 11 - PORTELA 1	42.927	2.665	5,8%
PT 12 - MURO	60.199	3.042	4,8%
PT 13 - SERRINHA	40.399	915	2,2%
PT 14 - SANTIAGO 1	37.994	1.165	3,0%
PT 15 - ALARDO 1	40.745	2.487	5,8%
PT 16 - NABEIROS 1	40.041	1.789	4,3%

Sinalizado automaticamente, com “cartão amarelo”, o posto de transformação que apresenta valor de perdas superior a 5,00% começa-se por analisar o relatório, recebido semanalmente com os alarmes de fraude emitidos pelos contadores (abertura e fecho da tampa da placa de bornes, sujeição a campos magnéticos anormais, corrente sem tensão, tentativa de acesso informático ao contador com chave falsa, etc.).

Se forem detetadas situações deste tipo são analisados localmente os contadores.

Caso contrário são colocados contadores (inicialmente nas saídas do PT e, de seguida, em nós singulares da rede) até localização da fraude. O histórico aponta para um tempo médio de deteção da ordem dos 3 dias.

Devemos reconhecer o desenvolvimento do nível técnico ocorrido nos últimos tempos na execução das fraudes o que torna quase impossível a sua deteção com os contadores atuais. Apenas um sistema de telegestão assente em equipamento muito evoluído e, tecnicamente bem montado, permite localizar a fraude.

Vejamos o resultado desta atividade:

As perdas nas redes são fixadas, anualmente, pela ERSE e para o corrente ano apresentam os valores:

Perdas (%)	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
$\gamma_{MAT}^h$	1,25	1,21	1,26	1,25
$\gamma_{AT/RNT}^h$	1,67	1,61	1,69	1,66
$\gamma_{AT}^h$	1,62	1,46	1,21	1,01
$\gamma_{MT}^h$	4,72	4,15	3,36	2,68
$\gamma_{BT}^h$	9,68	8,69	7,46	4,56

Assim, tomando por base o perfil de consumo de A CELER no ano de 2016 vamos calcular a perda média ponderada através do cálculo infra:



Designação	Ponta	Cheias	V. Normal	S. Vazio
Perfil	16,72%	51,00%	22,58%	9,70%
Perdas regulamentares	9,68%	8,69%	7,46%	4,65%
Perda média ponderada	8,19%			

A perda na rede de BT explorada pela A CELER estimada para o corrente é de 4,00%.

Feito o cálculo para o ano de 2017, teremos um ganho com a eliminação de fraudes de:

A CELER - Energia distribuída em BT em 2017 (kWh)	Perda regulamentar	Perda técnica	Valor médio do kWh (TVCFtrans-CUR-BTN) (€/kWh)	Ganho (€)
22.178.363	8,19%	4,00%	0,1652	153.366 €

Como sabemos, a previsão da ERSE para a distribuição de energia em baixa tensão do distribuidor incumbente, para o ano em curso, aponta para os 21,7TWh (mil vezes a energia distribuída pela A CELER) o que nos leva a concluir, num cálculo por defeito, dado que informação interna desse operador aponta para valores de perdas reais superiores o valor regulamentado, teríamos um ganho para o País de:

## 150 Milhões de euros

Conforme se prova:

EDPD -Energia a distribuir em BT em 2018 (prevista) (kWh)	Perda regulamentar	Perda técnica	Valor médio do kWh (TVCFtrans-CUR-BTN) (€/kWh)	Ganho (€)
21.700.000.000	8,19%	4,00%	0,1652	150.058.319 €

Assim, perguntamos por que existindo já 1.200.000 contadores inteligentes instalados, como é referido na carta da ERSE, o que leva a não concluir o projeto.

Sentimo-nos na obrigação de alertar a ERSE, pelo vasto conhecimento que temos deste sistema, de que dos 1.200.000 contadores instalados apenas uma ínfima percentagem cumpre a função da telecontagem (apenas os montados nas poucas zonas piloto) dado que a transmissão PLC usada requiere uma sequência de transmissão que obriga a distância entre contadores, dependendo das características técnicas da rede e da poluição harmónica causada pelos recetores dos clientes, não exceda, por regra, os 200m.

Ora andar a “semear” aleatoriamente contadores (em substituição de avariados ou para novos consumidores) não é retirada qualquer vantagem, de momento, desse contador dado que ele não entra em telecontagem por não conseguir enviar a informação que armazena.

Apenas constitui um recurso para o futuro que de nada vale se não forem montados os outros contadores da rede de BT daquele PT.





Para provar o que se disse mostra-se parte da cadeia de transmissão dos contadores de determinado PT:



Identifier: CIR4621442125

Name: 1-pereiro-bente

Connected: 126 / 126

MAC: 00:80:E1:1B:84:EF

PRIME version: 2220

Version: 0.9.2b

#### Meters

Meter table

Node map

Meter update

Cycles test

Topology log

Intruder list

Manage group

Passwords

Concentrator

Reports

Statistics

Parameters

Tasks

Tasks status

Update

Network tools

Reboot

Logout

Concentrator status

Idle

09/05/2018 19:53

#### Node map



Outra particularidade desta tecnologia é a dedicação, diremos mesmo “carinho” que ela requiere pela sua complexidade e também pela poluição harmónica que hoje exista nas redes de baixa tensão causada pela importação de equipamento de origem muito suspeita e, onde o único parâmetro importante é o preço.

Na verdade só bons profissionais, preferencialmente trabalhadores do próprio operador de rede, consegue manter esta tecnologia em perfeito estado de funcionamento. Da nossa experiência podemos afirmar que o *outsourcing*, mal pago, não é compatível com esta tecnologia. O tempo dar-nos-á razão.

### D3. – Para o comercializador:

A principal causa de conflitualidade e, como sabemos atualmente é grande (faturação de valores de consumo que nada têm a ver com os consumos reais, duplicação de faturação de consumos, mesmos consumos faturados por dois comercializadores, etc. etc.) prende-se com o péssimo desempenho do operador da rede de BT que, por força regulamentar é a entidade responsável pela leitura dos contadores, no fornecimento da informação aos comercializadores.

Ora o sistema de telecontagem que possuímos e que defendemos garante a disponibilização diária, até às 8:00 horas da manhã, da leitura de fecho do contador ocorrido às 00:00:00 (hh:mm:ss) daquele dia.



A CELER – Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, CRL

Avenida Doutor António Rangel, 93 – 4585-353 Rebordosa

A pedido, por e-mail ou outro, é fornecida a leitura no exato momento em que o pedido nos é apresentado.

Interrupções por falta de pagamento, por termo de contrato ou outra são executadas no momento pretendido (em tempo real ou por programação para a data e hora pretendida). Idem para os restabelecimentos.

Mudança de opção tarifária, de potência contratada ou outras são executadas no exato momento pretendido.

Em suma, o comercializador dispõe de toda a informação e de todas as atitudes para ter com o seu cliente um excelente comportamento deixando este completamente satisfeito.

Rebordosa, 10-05-2018